

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014

Berlin · Münster · Stuttgart, November 2015

- 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

Martin Baikowski
Oliver Kaltenecker

Technische Universität Berlin, Fachgebiet Energiesysteme

Fernando Oster

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

Maike Schmidt

Ecologic Institut

Andreas Prahl

Zusammenfassung der Stellungnahme

Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung

1. Das vorliegende Dokument ist die Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung. Der **Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“** ist Teil einer Langfriststrategie, welche im Energiekonzept der Bundesregierung vom September 2010 verankert wurde und deren ehrgeizige Ziele nach der Reaktorkatastrophe im japanischen Fukushima mit dem im Juni 2011 gesetzlich festgeschriebenen Ausstieg aus der Kernenergie noch ambitionierter wurden. Der Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ soll i) einen faktenbasierten Überblick über den Stand der Umsetzung der Energiewende geben, ii) die Zielerreichung evaluieren, Maßnahmen bewerten und gegebenenfalls Maßnahmen zur Zielerreichung vorschlagen und iii) in Fortschrittsberichten wahrscheinliche Entwicklungen darstellen und Handlungsempfehlungen ableiten (BMW, 2015a). Dazu bestellte die Bundesregierung eine unabhängige Expertenkommission aus vier Energiewissenschaftlern, welche die von den Ministerien zu erstellenden, jährlichen Monitoring-Berichte begutachten und kommentieren soll.
2. Der vierte Monitoring-Bericht der Bundesregierung entwickelt das Gerüst für die langfristige Begleitung der Energiewende weiter. Die Monitoring-Berichte sind mittlerweile ein etablierter und wichtiger Bestandteil der Transformation des Energiesystems. Nach dem stärker problemorientierten Fortschrittsbericht des Jahres 2014 beschreibt der **Monitoring-Bericht 2015** nun wieder stark faktenorientiert Indikatoren und deren Veränderung. Vor diesem Hintergrund wiederholt die Expertenkommission ihre Empfehlung, in den Monitoring-Berichten der Bundesregierung über die bloße Darstellung von Indikatoren und deren Veränderungen hinauszugehen und auf die Analyse und Bewertung der beobachteten Entwicklungen abzielen. Die Benennung von Problemen, die Analyse von Ursachen und die Schlussfolgerungen für politische Initiativen sind dringend einzufordern, insbesondere wenn Ziele in einzelnen Handlungsfeldern mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht erreicht werden. Evaluation ist auch eine zentrale Aufgabe der Monitoring-Berichte.
3. Die diesjährige **Stellungnahme zum Monitoring-Bericht** bezieht sich auf den Entwurf des Monitoring-Berichts, welcher der Expertenkommission vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) am 05.11.2015 zur Verfügung gestellt wurde. Dieser befand sich zu diesem Zeitpunkt noch in der Ressortabstimmung, das Kapitel „Verkehr“ fehlte vollständig. Eine zielführende Kommentierung war deshalb für diesen wichtigen Teil der Energiewende leider nicht möglich. Auch in diesem Jahr werden relevante Entwicklungen, Ziele und Maßnahmen eingehend analysiert. Unsere Schwerpunkte liegen dabei auf den Themen
 - Monitoring-Prozess als Element der Energiewende,
 - integrierte Entwicklung des Energiesystems,
 - Treibhausgasemissionen,
 - erneuerbare Energien,
 - Energieeffizienz und Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz,
 - Verkehr,
 - Elektrizitätswirtschaft,
 - Energiepreise und Kosten,
 - gesamtwirtschaftliche und gesellschaftliche Wirkungen der Energiewende und
 - Ausblick 2030.

Die Kernenergie wird in diesem Bericht nicht behandelt, da sich keine Änderung des Ausstiegsfahrplans abzeichnet. Mit den damit verbundenen Herausforderungen (etwa Endlagersuche, Sicherung der finanziellen Mittel, Klageverfahren der Energieversorgungsunternehmen) wird sich die Expertenkommission zu einem späteren Zeitpunkt befassen.

4. Dabei ordnet die vorliegende Stellungnahme Aussagen des Monitoring-Berichts der Bundesregierung ein und ergänzt diese, wenn Bereiche von erheblicher Bedeutung aus Sicht der Expertenkommission ausführlicher behandelt werden sollten (z. B. Sektorkopplung, Monitoring des Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz, Energiekosten oder Ausblick 2030). Auftragsgemäß verzichtet unser Bericht auf prognostische Aussagen, soweit dies den Einsatz von Modellen bedeutet, sowie auf die fundierte Evaluation von Maßnahmen. Allerdings betrachten wir die vermutlichen Auswirkungen der getroffenen energie- und umweltpolitischen Entscheidungen im Hinblick auf die perspektivische Zielerreichung, um **relevante Handlungsfelder** zu identifizieren. Die vorliegende Stellungnahme bezieht sich ebenso wie der Monitoring-Bericht auf das Berichtsjahr 2014, wobei aufgrund des Veröffentlichungszeitpunktes auch die schon verfügbaren Informationen des Jahres 2015 berücksichtigt werden.

Monitoring-Prozess als Element der Energiewende

5. Wie die Bundesregierung in ihrem Monitoring-Bericht herausarbeitet, verläuft die Entwicklung bei den Zielindikatoren recht unterschiedlich. Bei einigen befinden wir uns auf dem Zielpfad (etwa bei der erneuerbaren Stromerzeugung), bei anderen liegen wir deutlich darunter (etwa bei den Treibhausgasemissionen und bei der Effizienz im Verkehr). Die Expertenkommission teilt im Wesentlichen die Einschätzung der Bundesregierung, sieht aber bei einigen Indikatoren mehr oder weniger ausgeprägte **Risiken für die Zielerreichung**. Im Folgenden sollen kurz die Veränderungen bei wichtigen Zielgrößen skizziert werden, denn aus den empirischen Entwicklungen bei den zentralen Zielgrößen des Energiekonzepts ergeben sich umfassende Handlungsnotwendigkeiten.

6. Festzustellen ist, dass das zentrale Ziel der Bundesregierung, die **Treibhausgasemissionen** bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 zu reduzieren, erheblich gefährdet ist. Gegenüber den Werten im Jahr 2014 kann dieser Wert nur erreicht werden, wenn die Emissionen bis 2020 jedes Jahr im Durchschnitt um rund 28 Mio. t CO₂-Äquivalente (insgesamt um 170 Mio. t) gesenkt werden. Vergleicht man diese Werte mit den längerfristigen Veränderungen in den Jahren von 2000 bis 2014, in denen die temperaturbereinigten Treibhausgasemissionen jahresdurchschnittlich nur um kaum mehr als 9 Mio. t CO₂-Äquivalente abgenommen hatten, wird erkennbar, dass das Tempo der Emissionsminderung in den wenigen Jahren bis 2020 mindestens verdreifacht werden muss.

7. Der **Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor**, mit Blick auf das Ziel bis 2020 einen Mindestanteil von 35 % am Stromverbrauch zu erreichen, befindet sich auf Zielkurs. Ersten Schätzungen zufolge könnte im laufenden Jahr 2015 bereits ein Anteil von 33 % erreicht werden.¹ Garant dieses Erfolgs ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Nach erneuter Novellierung gilt nun die zum 01. August 2014 in Kraft getretene Fassung (EEG, 2014). Hierin wurden erstmals spartenspezifische Ausbaukorridore definiert und somit politisch avisierte Ausbaumengen konkretisiert, während für das Gesamtziel weiterhin an relativen Zielgrößen festgehalten wird. Bis zum Jahr 2025 soll ein Anteil an der Bruttostromerzeugung von 40 % bis 45 % erreicht werden.

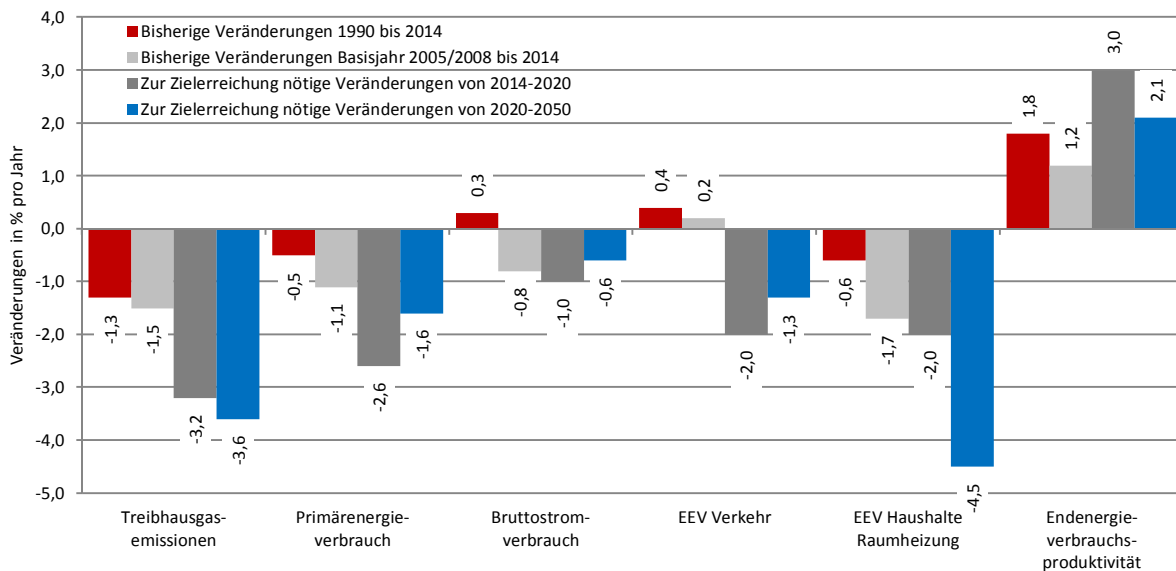
¹ In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, ob der Stromverbrauch wirklich ein sinnvoller Ziel-Bezugspunkt für den Anteil der erneuerbaren Energien darstellt. Dies setzt nämlich die wenig plausible Annahme voraus, dass in dem (auch im Jahr 2015 wiederum gestiegenen) Stromexportüberschuss kein Strom aus erneuerbaren Energien enthalten ist. Ein besserer Bezugspunkt wäre sicher die Stromerzeugung, an der die erneuerbaren Energien im Jahr 2015 vermutlich mit knapp 30 % beteiligt sein werden.

8. Deutschland muss einen nationalen Beitrag erneuerbarer Energien zum Bruttoendenergieverbrauch von 18 % im Jahr 2020 erfüllen. Im Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG, mit dem die Umsetzung der Richtlinie in Deutschland initialisiert wurde, geht die Bundesregierung davon aus, dass sogar ein Anteil von 19,6 % bis 2020 realisiert werden kann (BReg, 2009). Gegenwärtig beträgt der **Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch** gemäß dem Monitoring-Bericht der Bundesregierung jedoch erst 13,5 %, nachdem im Jahr 2013 ein Anteil von 13,2 % erreicht werden konnte. Die Bundesregierung sollte Wege aufzeigen, die Stagnation des EE-Anteils jenseits des Elektrizitätssektors zu überwinden.
9. Der **Primärenergieverbrauch** soll bis zum Jahr 2020 im Vergleich zu 2008 um 20 % reduziert werden. In den vergangenen sechs Jahren von 2008 bis 2014 konnte er temperaturbereinigt bereits um 6,5 % reduziert werden, zur Zielerreichung ist in den verbleibenden sechs Jahren bis 2020 mehr als eine Verdoppelung dieser Rate notwendig. Dies erfordert erhebliche zusätzliche Anstrengungen, zumal gerade in den vergangenen vier Jahren der Zielpfad erkennbar verfehlt wurde.
10. Erkennbar anders stellt sich die Situation beim **Bruttostromverbrauch** dar, der bis 2020 gegenüber 2008 um 10 % gemindert werden soll. Tatsächlich war von 2008 bis 2014 mit einem Rückgang um 4,6 % schon nahezu die Hälfte erreicht. Maßgeblich hierfür waren die höhere Stromnutzungseffizienz sowie die Industriekonjunktur gerade auch in stromintensiven Branchen. Allerdings ist nicht zu übersehen, dass im Jahr 2015 wieder ein leichter Stromverbrauchsanstieg zu registrieren ist, so dass die Fortsetzung des rückläufigen Trends keineswegs als gesichert gelten kann. Es wird zu prüfen sein, ob die auf Stromeinsparung zielenden Instrumente im Rahmen des Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) eine Zielerreichung erwarten lassen.
11. Die Erhöhung des **Endenergieverbrauchs im Verkehr** im Jahr 2014 stellt einen weiteren Rückschritt in Bezug auf das Ziel des Energiekonzepts dar. Verantwortlich für diese Entwicklung sind sowohl der Individual- als auch der Güterverkehr auf der Straße. Beide Sektoren verzeichnen eine Zunahme der Gesamtfahrleistung auf die höchsten Werte in der Geschichte der Bundesrepublik, welche nicht durch Effizienzfortschritte kompensiert werden konnte. Hierbei spielen Rebound-Effekte zwischen verbesserter Fahrzeugeffizienz und Fahrleistung, aber auch zwischen Fahrzeugeffizienz und Fahrzeuggewicht und -leistung eine entscheidende Rolle. Für den Verkehrssektor stellt sich die Situation mit Blick auf die Erreichung des Ziels einer Verbrauchssenkung um 10 % bis 2020 gegenüber 2005 als besonders problematisch dar. Um dieses Ziel noch zu erreichen, müsste der Energieverbrauch im Vergleich zu 2014 jedes Jahr um 2 % gemindert werden, während es im Mittel der Jahre von 2005 bis 2014 sogar eine leichte Steigerung um 0,2 % gab.
12. Günstiger stellt sich die Situation für den **Raumwärmebedarf** dar (hier interpretiert als der Endenergieverbrauch zur Deckung des Raumwärmebedarfs), der im Vergleich zu 2008 bis 2020 um 20 % und bis 2050 um 80 % reduziert werden soll. Tatsächlich geht der diesbezügliche Endenergieverbrauch seit Anfang dieses Jahrhunderts zurück. Während er von 1990 bis 2000 noch um rund 14 % gestiegen war, sank er von 2000 bis 2014 immerhin um fast 24 %. Bezogen auf das Zielbasisjahr 2008 ging er bis 2014 um nahezu 10 % zurück, obwohl im gleichen Zeitraum die gesamte Wohnfläche noch um reichlich 7 % zugenommen hat. Den Trend des rückläufigen Energieverbrauchs gilt es insbesondere mit Blick auf die langfristigen Notwendigkeiten zu verstärken.
13. Die Bundesregierung will die **Endenergieproduktivität** in Deutschland beginnend mit 2008 pro Jahr um 2,1 % steigern. Der empirische Befund zeigt allerdings, dass im Durchschnitt der Periode von 1990 bis 2014 bisher nur eine jährliche Steigerung um 1,8 % eingetreten ist. Vom Zielbasisjahr 2008 bis 2014 betrug die Rate (temperaturbereinigt) sogar lediglich 1,2 %. Deutschland liegt also in den vergangenen sechs Jahren durchweg unterhalb des Zielpfades. Um das Ziel für 2020 noch zu erreichen, müsste die Endenergieproduktivität von 2015 an jedes Jahr um rund 3 % zulegen.

14. In Abbildung 1 wird ein kursorisches **Fazit zu der bisherigen Entwicklung** und zu den zur Zielerreichung bis 2020 noch notwendigen Veränderungen ausgewählter Zielgrößen gegeben. Danach zeigt sich, dass mit gewissen Ausnahmen beim Stromverbrauch und beim Endenergieverbrauch zur Raumwärme bei den übrigen emissions- und effizienzbezogenen Zielen mehr oder weniger große Abweichungen zwischen den Zielpfaden und den bisher realisierten Veränderungen auftreten. Das trifft prominent auf die Treibhausgasemissionen, den Primärenergieverbrauch, die Endenergieproduktivität und den Endenergieverbrauch im Verkehr zu. Unter langfristigen Aspekten gilt dies auch für den Energieverbrauch der Haushalte für die Raumheizung. Eine Zielverfehlung ist auch bei der Kraft-Wärme-Kopplung mit Blick auf deren Anteil an der Nettostromerzeugung zu erwarten. Dies gilt zumindest dann, wenn das im geltenden Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) genannte Ziel eines Anteils von 25 % der gesamten Stromerzeugung und nicht die Umdefinition des Zielbezugs auf die regelbare Stromerzeugung zugrunde gelegt wird. In diesem Fall wäre das Ziel sogar praktisch schon erreicht.

15. Im Entwurf des Monitoring-Berichts 2015, den die Expertenkommission am 05.11.2015 erhalten hat, wird der Grad der Zielerreichung für sämtliche Indikatoren erstmals mit einem **Punktesystem** bewertet. Die Expertenkommission begrüßt die Idee, bei den quantitativen Energiewende-Indikatoren den Trend durch ein Punktesystem darzustellen. Sofern weniger als die volle Punktzahl vergeben wird, besteht die Gefahr einer Zielverfehlung in dem entsprechenden Bereich, insbesondere wenn das Zieljahr nicht mehr fern ist. Es wird jedoch eine Überarbeitung des Punktesystems angeregt. So sollten die Entwicklungen des letzten Jahres gegenüber den Entwicklungen früherer Jahre ein höheres Gewicht erhalten, 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.

Abbildung 1: Gegenüberstellung der bisherigen und der zur Zielerreichung notwendigen Veränderungen ausgewählter Zielwerte bis 2020



Quelle: Eigene Darstellung

16. Die Expertenkommission hat in den letzten Jahren verschiedene Vorschläge zur Entwicklung eines konsistenten Indikatorensystems gemacht, mit dessen Hilfe das komplexe Bündel von politischen Zielsetzungen der Energiewende handlungsleitend abgebildet und bewertet werden kann. Einige Vorschläge sind von der Bundesregierung aufgegriffen worden, so die Hierarchisierung der Ziele im Rahmen der Energiewende oder die Nutzung von Innovationsindikatoren. Einige Vorschläge sind hingegen im vorliegenden Bericht nicht aufgegriffen worden. Es sei noch einmal auf die wesentlichen **Empfehlungen der Expertenkommission** aus den bisherigen

vier Stellungnahmen hingewiesen, um die für das weitere Monitoring entwickelten Empfehlungen nicht in Vergessenheit geraten zu lassen. Insbesondere sollte die Berücksichtigung folgender Aspekte geprüft werden.

- Entwicklung von Leitindikatoren (vgl. Kapitel 1 in EWK, 2014a),
- evidenzbasierte Evaluation von Maßnahmen, insbesondere die Unterscheidung zwischen endogenen und exogenen Entwicklungen (vgl. Kapitel 3 in EWK, 2014b),
- Stilllegung von Emissionsrechten (vgl. Kapitel 4 in EWK, 2014b),
- Weiterentwicklung der Indikatoren zur Versorgungssicherheit (vgl. Kapitel 6 in EWK, 2014a),
- verbesserte Leistungsbilanzierung (vgl. Kapitel 6 in EWK, 2012 und Kapitel 6 in EWK, 2014a),
- Anwendung der energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung (vgl. Kapitel 7 in EWK, 2012, Kapitel 7 in EWK, 2014a und Kapitel 11 in EWK, 2014b; Kapitel 8),
- internationale Vergleiche der Energiestückkosten (vgl. Kapitel 11 in EWK, 2014b; Kapitel 8),
- Betrachtung gesamtwirtschaftlicher Auswirkungen (vgl. Kapitel 12 in EWK, 2014b; Kapitel 9),
- Nutzung einer umfassenden Innovationsindikatorik (vgl. Kapitel 10 in EWK, 2014b),
- Nutzung modellbasierter Analysen (vgl. Kapitel 2 in EWK, 2014b),
- Berücksichtigung von Verteilungskonflikten (vgl. Kapitel 7 in EWK, 2014a; Kapitel 9),
- Berücksichtigung der Akzeptanz (vgl. Kapitel 13 in EWK, 2014b),
- Indikatoren zur Umweltwirkung (vgl. Kapitel 5 in EWK, 2012 und Kapitel 5 in EWK, 2014a),
- Möglichkeiten zur Sektorkopplung (Kapitel 2),
- Perspektive 2030 (Kapitel 2).

Wir stehen dazu in einem konstruktiven Dialog mit der Bundesregierung und erkennen an, dass zu einigen Punkten noch Forschungsbedarf besteht.

Integrierte Entwicklung des Energiesystems

17. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung adressiert das Thema „**Sektorkopplung**“, allerdings noch auf einem vergleichsweise abstrakten Niveau. Es geht dabei um flexibel einsetzbare Technologien zur Nutzung von erneuerbarer Überschuss-Elektrizität zur Bereitstellung von Wärme (Power-to-Heat), Treibstoffen oder chemischen Rohstoffen (Power-to-X). Unter den gegebenen Marktbedingungen einschließlich der geltenden Regelungen zu Abgaben und Steuern sind diese Technologien noch nicht wirtschaftlich.

18. Dem Wunsch des Bundeswirtschaftsministeriums folgend hat sich die Expertenkommission mit der Frage der **Kostenzuordnung** beschäftigt und entwickelt dazu auf wissenschaftlicher Grundlage einige Ideen. Eine Option stellen sogenannte Ramsey-Preise dar, mit deren Hilfe eine optimale Preisdifferenzierung eines homogenen Produkts (Elektrizität) auf verschiedenen Teilmärkten vorgenommen werden kann. Dieses Konzept ähnelt den „anrechenbaren Preisen“, einer im Bereich der wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplung angewendeten Preisbildungsmethode. Als alternatives Konzept wird eine steuerfinanzierte Lösung diskutiert. In beiden Fällen handelt es sich um erste Denkanstöße, nicht um einen fertig ausformulierten Vorschlag zur Kostenzuordnung.

19. Im Zentrum der Ausführungen stehen **Power-to-Heat-Technologien**. Sie werden heute überwiegend auf den Regelergiemärkten „systemdienlich“ eingesetzt, doch wäre es aus Sicht der Energiewende wünschenswert, wenn sich das Potenzial von Power-to-Heat (einschließlich Power-to-X-Technologien) auch auf den regulären Energiemärkten durchsetzen könnte. Unsere Überlegungen sollen dazu einen Beitrag leisten.

Treibhausgasemissionen

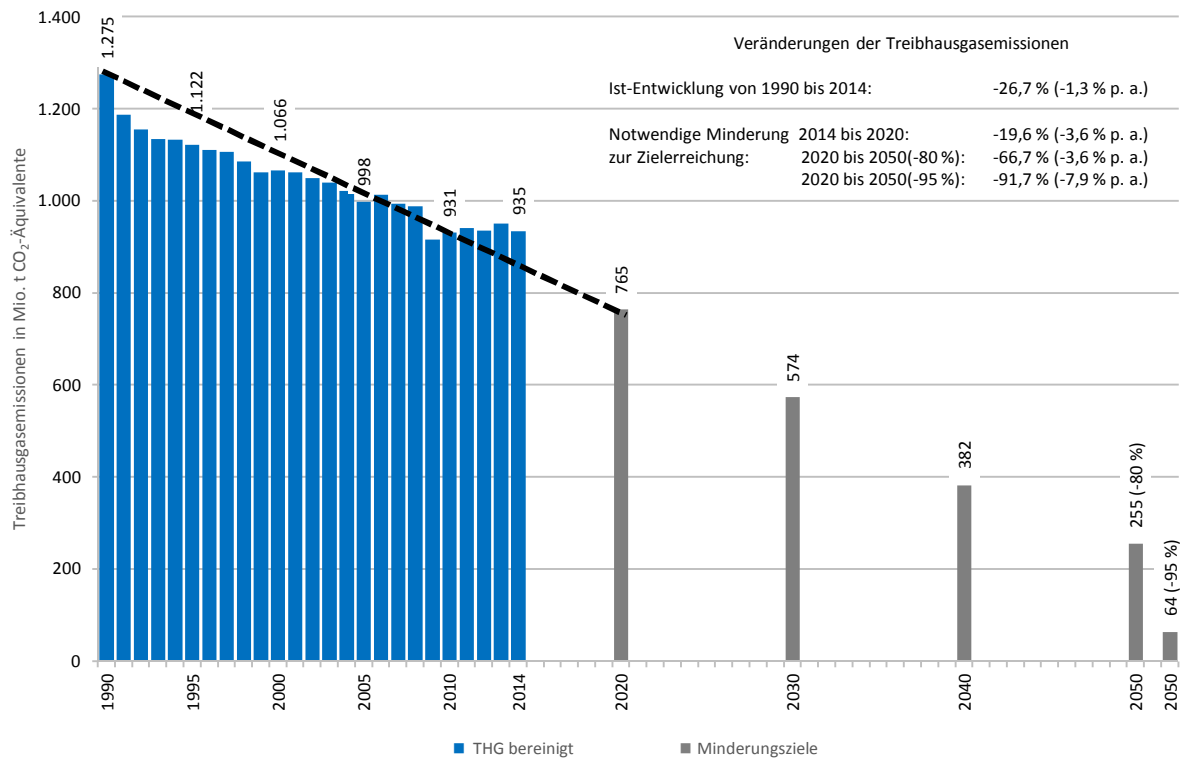
20. Die Expertenkommission stimmt mit der Bundesregierung überein, dass die Entwicklung der Treibhausgasemissionen mit den bisher implementierten Maßnahmen zu einer Verfehlung des Reduktionsziels für das Jahr 2020 führen dürfte. Es wäre hierbei wünschenswert gewesen, wie im Kapitel zum Primärenergieverbrauch auch bei den Treibhausgasemissionen auf den Temperatureinfluss hinzuweisen. Nach einer Schätzung dürften die **Treibhausgasemissionen** nämlich unter Berücksichtigung des Temperatureinflusses im Jahr 2014 lediglich um 1,7 % und nicht um 4,3 % niedriger gewesen sein als 2013.

21. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung geht allerdings davon aus, dass mit den **seit 2014 beschlossenen Maßnahmen** das Ziel doch noch erreicht werden kann. Zu diesen Maßnahmen gehören insbesondere das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) sowie die Stilllegungsinitiative für ältere Braunkohlekraftwerke. In diesem Zusammenhang bedauert es die Expertenkommission, dass ihr der Klimaschutzbericht der Bundesregierung nicht zeitgerecht zur Verfügung gestanden hat.

22. Die Expertenkommission erkennt die inzwischen **ergriffenen Initiativen** der Bundesregierung an. Sie ist aber angesichts der Dimension der zur Zielerreichung noch notwendigen Reduktion (170 Mio. t CO₂-Äquivalente) und der verbleibenden Zeit bis 2020 der Ansicht, dass diese Aktivitäten für die Zielerreichung nicht ausreichen werden, zumal die gesunkenen Weltmarktpreise für Energie die Emissionsminderungen im Elektrizitätsbereich wie auch in den anderen Sektoren erschweren. Zudem ist es der Bundesregierung bisher nicht gelungen, für potenziell wirksame Instrumente wie die steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung die notwendigen politischen Mehrheiten zu finden. Aus Sicht der Expertenkommission hätte dies eine der wirksamsten Maßnahmen sein können. Darüber hinaus kann keineswegs als gesichert gelten, dass die diversen Maßnahmen, welche die Bundesregierung auf den Weg gebracht hat, bis zum Jahr 2020 ausreichende Treibhausgasreduktionen erbringen werden. So sollen von der angestrebten Reduktion von 22 Mio. t CO₂-Äquivalente im Elektrizitätssektor nur noch 12,5 Mio. t durch die De-facto-Stilllegung alter Braunkohlekraftwerke und 4 Mio. t durch die Neufassung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes erreicht werden. Selbst wenn sie erreicht wird, sind die 22 Mio. t CO₂-Äquivalente – wie in der letzten Stellungnahme dargelegt – aus Sicht der Expertenkommission nicht ausreichend.

23. Abbildung 2 zeigt, dass auch im vergangenen Jahr **kein Einschwenken auf den angestrebten Zielpfad** bei den temperaturbereinigten Treibhausgasemissionen gelungen ist. Dazu hätten bei einem linearen Verlauf die Treibhausgasemissionen auf Basis der temperaturbereinigten Werte für 2013 bis 2020 jahresdurchschnittlich um gut 3 % sinken müssen. Mit der hier geschätzten Reduktion im Jahr 2014 um 1,7 % bleibt man demnach deutlich dahinter zurück. Auch die absoluten Werte der künftig erforderlichen jährlichen Reduktion liefern ein plastisches Bild der weiteren Notwendigkeiten. Der Zielwert für 2020 bedeutet maximale Treibhausgasemissionen von rund 765 Mio. t CO₂-Äquivalente (temperaturbereinigt). Bis zum Jahr 2020 müssen dafür jedes Jahr die Treibhausgase um im Durchschnitt rund 28 Mio. t CO₂-Äquivalente (insgesamt um 170 Mio. t) gesenkt werden, was gegenüber dem Zeitraum 2000 bis 2014 mit einer temperaturbereinigten Treibhausgasemissionsminderung von insgesamt knapp 115 Mio. t CO₂-Äquivalente oder jahresdurchschnittlich nur kaum mehr als 9 Mio. t CO₂-Äquivalente eine Verdreifachung darstellt.

Abbildung 2: Entwicklung der temperaturbereinigten Treibhausgasemissionen in Deutschland von 1990 bis 2014 sowie Ziele bis 2050



Quelle: Eigene Darstellung

24. Im vorigen Jahr hatte die Expertenkommission eine ganze Reihe von Vorschlägen gemacht, wie mit der erkennbaren Zielverfehlung umgegangen werden sollte. Die aktuelle Situation stellt sich aus Sicht der Expertenkommission dergestalt dar, dass zwar fast alle Beteiligten in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft die anspruchsvollen Treibhausgasreduktionsziele mittragen wollen, aber kaum Bereitschaft besteht, die zur Umsetzung notwendigen Maßnahmen zu akzeptieren, wenn diese vordergründig mit Nachteilen für die eigene Position verbunden sind. Jeder weiß, dass es **Klimaschutz nicht zum Nulltarif** geben kann, und dennoch ist das Verhalten vieler darauf ausgerichtet, vom Klimaschutz einen direkten wirtschaftlichen Vorteil zu erzielen. Ein solches Modell kann nicht funktionieren.

Erneuerbare Energien

25. Bis zum Jahr 2020 erscheint das Erreichen des 35 %-Mindestziels für den Anteil der **Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien** am Stromverbrauch im Energiekonzept der Bundesregierung wahrscheinlich. Das Ziel könnte sogar deutlich übertroffen werden. Mit Blick auf den Beitrag zum übergeordneten Klimaschutzziel ist dies zu begrüßen, da dies Potenzial zur Kompensation anderer, nicht erreichter Ziele mit sich bringt. Aus Sicht der Expertenkommission stellt der anstehende Systemwechsel im Erneuerbare-Energien-Gesetz von der Preis- zur Mengensteuerung einen weiteren Schritt auf dem Weg dar, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dem Wettbewerb auszusetzen. In diesem Kontext spielt perspektivisch auch die Steigerung nicht EEG-geförderter Strommengen eine zunehmende Rolle. Dieses Segment sollte bei der zukünftigen Ausgestaltung des Förderregimes stärkere Beachtung finden.

26. Im Bereich der erneuerbaren Wärme lässt der Monitoring-Bericht der Bundesregierung große Datenunsicherheiten und wiederholte Umstellungen der Berechnungsmethodik erkennen, ohne dass dies transparent erläutert würde. So weichen die ausgewiesenen Anteile und der Entwicklungstrend vom letztjährigen Fortschrittsbericht deutlich ab. Eine höhere Datentransparenz ist nicht zuletzt für die Bewertung des Fortschritts zum Erreichen des 14 %-Ziels im Jahr 2020 unabdingbar. Der **Einsatz erneuerbarer Wärme** war im Jahr 2014 rückläufig. Der Monitoring-Bericht führt dies auf die milde Witterung zurück, liefert jedoch keine Begründung dafür, warum auch der prozentuale Anteil abgenommen hat.

27. Mit Blick auf die Entwicklung der **erneuerbaren Energien im Verkehrssektor** sind erhebliche Daten- und Definitionsabweichungen hinsichtlich der Zielsetzungen (Anteil der erneuerbaren Energien vs. Treibhausgasminderung) festzustellen, so dass die Belastbarkeit der bislang verwendeten Indikatorik fragwürdig erscheint. Durch die mögliche Mehrfachanrechnung bestimmter Kraftstoffe könnte das seitens der EU vorgegebene 10 %-Ziel bis 2020 rechnerisch zwar noch erreicht werden, der tatsächliche Beitrag zur Treibhausgasminderung dürfte jedoch deutlich geringer ausfallen.

28. Der Anteil der **erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch** stieg auf 13,5 % im Jahr 2014, die Entwicklung hat sich jedoch deutlich verlangsamt. Fortschritte werden praktisch nur noch durch den Zuwachs der erneuerbaren Stromerzeugung erreicht. Mit Blick auf die zur Zielerreichung von 18 % im Jahr 2020 verbleibende Zeit erscheint dies bedenklich.

Energieeffizienz und Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE)

29. Der **empirische Befund zur Energieeffizienz** zeigt, dass sich die Entwicklungen beim Stromverbrauch und beim Endenergieverbrauch zur Raumwärme mit Blick auf die Ziele für das Jahr 2020 annähernd zielkonform vollzogen haben. Bei den übrigen effizienzbezogenen Zielen zum Primärenergieverbrauch, zur Endenergieproduktivität und zum Endenergieverbrauch im Verkehr bestehen dagegen mehr oder weniger große negative Abweichungen. Angesichts dieser im Monitoring-Bericht bestätigten Entwicklungen hat die Bundesregierung im Zuge des NAPE ein Bündel von rund 40 neuen Instrumenten angestoßen. Deren Wirkungen bis zum Jahr 2020 sind aber vielfach noch unsicher. Die Expertenkommission hätte sich deshalb Strategien für den Fall gewünscht, dass die avisierten Einsparungen hinter den Erwartungen zurück bleiben.

30. Dem Wunsch der Bundesregierung, das **NAPE-Monitoring** zu begleiten, kommt die Expertenkommission gerne nach. Sie versteht darunter nicht nur die Bewertung makroökonomischer Indikatoren, sondern auch der einzelnen Instrumente hinsichtlich ihrer Wirkungen, ihrer Effektivität und Effizienz. Allerdings sind die Wirkungen vielfach noch nicht belastbar abzuschätzen. Deshalb hat die Expertenkommission vorerst nur einige grundsätzliche Überlegungen angestellt. Dazu gehören die Frage nach den Ursachen einer „Energieeffizienz-Lücke“ und insbesondere die **Rolle von Markt- und Verhaltensversagen**. Letzteres ist für den NAPE von besonderer Bedeutung, da er anstelle von Regulierung stark auf Verhaltensänderungen durch Information und Beratung setzt.

31. Des Weiteren haben wir einen Vorschlag für **10 Leitsätze für ein gutes Energieeffizienz-Monitoring** formuliert. Diese adressieren die Eignung von Instrumenten für die relevanten Handlungsfelder, die Anforderungen an die Indikatorik und die Datenbasis sowie die Beurteilung der Effektivität insbesondere unter Berücksichtigung der Einflüsse endogener und exogener Faktoren und deren Wirkungszusammenhänge – auch mit Blick auf das Erreichen langfristiger Energie- und Klimaschutzziele. Dabei sollten die Instrumente und Maßnahmen effizient umsetzbar sein, ebenso wie der zugehörige Monitoring-Prozess selbst. Empfehlungen müssen stets den Anforderungen an Transparenz und Neutralität genügen.

Ein gutes Energieeffizienz-Monitoring

- (1) identifiziert die zielführenden Instrumente nach dem Kriterium der relevanten Handlungsfelder,
- (2) verfügt über eine geeignete Indikatorik,
- (3) stützt sich auf eine hinreichend belastbare und aktuelle Datenbasis,
- (4) verfügt über eine geeignete Methodik zur Beurteilung der Effektivität von Instrumenten und Maßnahmen insbesondere unter Berücksichtigung endogener und exogener Faktoren,
- (5) unterscheidet direkte und indirekte Wirkungen,
- (6) berücksichtigt auch Verteilungswirkungen,
- (7) prüft, ob die Wirkung von Instrumenten nachhaltig ist,
- (8) überprüft die Effizienz von Instrumenten und Maßnahmen,
- (9) ist selbst effizient umsetzbar,
- (10) ist transparent und neutral.

32. Weil sich die NAPE-Instrumente noch im Prüf- und Planungsstadium oder am Beginn der Implementierungsphase befinden, ist ein ergebnisorientiertes Ex-post-Monitoring des NAPE gegenwärtig nicht möglich. Tabelle 1 und Tabelle 2 zeigen am Beispiel von ausgewählten Instrumenten den **Versuch einer schematischen Anwendung dieser Leitsätze**. Die Tabellen mögen als grundsätzliches Muster einer Bewertungsmatrix verstanden werden, hinter der für die einzelnen Instrumente noch mehr oder weniger detaillierte Modellrechnungen, (Daten-)Erhebungen u. Ä. durchgeführt werden müssen. Eine wesentliche Frage ist dabei auch, wie sich die Entwicklung ohne die Maßnahme vollzogen hätte (Bestimmung der Baseline bzw. der Referenzentwicklung) und welche Überlagerungen mit anderen Maßnahmen und externen Faktoren bestehen. Dies muss an dieser Stelle weiteren Untersuchungen vorbehalten bleiben.

Tabelle 1: Bewertungsschema für ein Monitoring der von der Bundesregierung eingesetzten Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz – Teil 1

		Nationale Top-Runner-Initiative	Energieauditpflicht für Nicht-KMU (Art. 8 EED)	Ausschreibungsmodell für Energie-, speziell Stromeffizienz	Weiterentwicklung der KfW-Energieeffizienzprogramme
Merkmale und von der Regierung erwartete Resultate der Maßnahmen/Instrumente	Kurzbeschreibung	Verbraucherkampagne, Schulung der Verkäufer im Handel; Dialogprozess mit Herstellern	Pflicht zur Einführung von regelmäßigen Energie-Audits; 1. Audit bis 05.12.2015, danach alle 4 Jahre	Ausschreibungsmodell "STEP up!" (Stromeffizienzpotenziale)	Zinsverbilligung; Einstiegsstandard (10 % Einsparung); Premiumstandard (30 % Einsparung)
	Charakter des Instruments	Beratung, Information, Motivation	Ordnungsrechtliche Verpflichtung	Wettbewerbliche Effizienzerschließung	Finanzielle Anreize für Investitionen im Bereich von Produktionsanlagen/-prozesse
	Zielgruppe	Hersteller, Handel und Verbraucher	Unternehmen mit mehr als 250 Beschäftigten oder Jahresumsatz von mehr als 50 Mio. Euro und Bilanzsumme mehr als 43 Mio. Euro; insgesamt rund 50.000 Unternehmen	Unternehmen, Energiedienstleister, Stadtwerke, Energiegenossenschaften und andere Akteure	Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft, Contractoren und Freiberufler
	Betroffene Energieträger	Strom	Alle Energieträger	Strom	Alle Energieträger, aber mit Schwerpunkt Strom
	Stand des Instruments	Ausschreibung BAFA im August 2015; Laufzeit des Projekts bis Ende 2018, ggf. bis Ende 2020	Energiedienstleistungsgesetz am 05.02.2015 vom Bundestag beschlossen	Pilotphase "STEP up!" ab 2015; Begleitung durch die AG "Wettbewerbliches Ausschreibungsmodell" der Plattform Energieeffizienz	Umsetzung durch die KfW 2015; gefördert werden Investitionsmaßnahmen zur Energieeinsparung von mindestens 10 % bzw. 30 %.
	Weitere Schritte	Weiterführung Stakeholderdialog; extern moderierter Dialogprozess mit Geräteherstellern, Handel und Verbrauchern; Förder volumen: 6 Mio. Euro p. a. für das beauftragte Konsortium	Bei Nichterfüllung des Audits Bußgeld von 50.000 Euro; Freistellung von Auditpflicht bei Existenz eines Energie-/Umweltmanagement-systems (EMAS)	Planung: Bis 2018 Ausschreibungen mit einem Volumen von rund 300 Mio. Euro; bei Bewährung Fortführung, Weiterentwicklung und ggf. Ausweitung	Ausbau der Zusammenarbeit mit Landesförderinstituten
	Erwartete Energieeinsparung in PJ	85,0	50,5	26,0-51,5	29,5
	Erwartete THG-Minderung in Mio. t CO₂-Äquivalente	5,1	3,4	1,5-3,1	2,0
	Evaluierung/Monitoring geplant	Zielerreichungs-, Wirkungs- und Wirtschaftlichkeitskontrolle sind Auftragsgegenstand	Keine Berichterstattungspflicht der Unternehmen, nur Stichprobenkontrollen durch BAFA bei 20 % der Unternehmen	Geplant	Geplant

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 2: Bewertungsschema für ein Monitoring der von der Bundesregierung eingesetzten Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz – Teil 2

		Nationale Top-Runner-Initiative	Energieauditpflicht für Nicht-KMU (Art. 8 EED)	Ausschreibungsmodell für Energie-, speziell Stromeffizienz	Weiterentwicklung der KfW-Energieeffizienzprogramme
Leitsätze für ein Effizienz-Monitoring	Adressierung relevanter Handlungsfelder	Ja, Stromverbrauch wird unmittelbar adressiert	Ja, Energieeffizienz allgemein	Ja, Stromverbrauch wird unmittelbar adressiert	Ja, Energie- und speziell Stromeffizienz
	Verfügbarkeit geeigneter Indikatoren	Diffusionsgrad der „beworbenen“ Top-Runner-Geräte	Ja, auf Basis der Berichte zum Audit (aber nur Stichproben)	Anzahl der teilnehmenden Unternehmen zusammen mit Preis- und Einsparwerten der Maßnahmen	Nur über Auswertung der KfW-Angaben zu den begünstigten Unternehmen und Maßnahmen
	Belastbare und aktuelle Datenbasis	Absatzdaten der Top-Runner-Geräte verfügbar	Ja, auf Basis der Berichte zum Audit (aber nur Stichproben)	Daten liegen mit dem Ergebnis der Ausschreibungsverfahren vor	Ja, falls alle relevanten Förderdaten hinsichtlich der geförderten Maßnahmen und deren Ergebnisse verfügbar sind
	Methoden zur Bewertung der Effektivität der Maßnahmen-/Instrumente unter Einbezug endogener und exogener Faktoren	Referenzentwicklung definieren; Breitenwirkung des Instruments: Informationsverbreitung, erreichte Zielgruppen; Wechselwirkung mit anderen Instrumenten (z. B. Öko-Design-RL)	Befragung nach Umsetzung der Potentiale, soweit Berichte an BAFA dazu keine Aussagen treffen; potentiell hohe Wechselwirkungen mit EU-ETS	Referenzentwicklung bezüglich der bei der Ausschreibung zum Zuge gekommenen Maßnahmen; Umfang der Beteiligung an der Ausschreibung; Vorher-/Nachher-Analysen auf Basis der Unternehmensdaten	Referenzentwicklung für die geförderten Maßnahmen; Vorher-/Nachher-Analysen auf Basis der Unternehmensdaten; Wechselwirkungen mit EU-ETS
	Differenzierung zwischen direkten und indirekten Wirkungen	Direkt: Marktdurchdringung der Top-Runner-Geräte; indirekte Wirkungen eher schwach	Direkt: Einsparwirkungen; signifikante indirekte Wirkungen nicht erkennbar	Direkt: Einsparwirkungen; signifikante indirekte Wirkungen nicht erkennbar	Direkt: Einsparwirkungen; signifikante indirekte Wirkungen nicht erkennbar
	Berücksichtigung von Verteilungswirkungen	Vermutlich gering; ggf. abhängig von Kosten der Top-Runner-Geräte	Verteilungswirkungen innerhalb der Branchen (KMU vs. Nicht-KMU)	Bezüglich Akteursvielfalt abhängig vom Ausschreibungsmodus	Nur begrenzte Verteilungswirkungen
	Berücksichtigung langfristiger Wirkungen	Dauerhaftigkeit des Instruments; Vergleichsstudien	Durch regelmäßiges Audit langfristige Wirkungen wahrscheinlich	Abhängig von Dauerhaftigkeit des Ausschreibungsprogramms	Bei langfristigen Investitionsvorhaben implizit gegeben
	Effizienz der Maßnahmen und Instrumente	Kosten für das Projekt sind vergleichsweise gering; Effizienz hängt von der Effektivität ab	Kosten wohl eher gering; Effizienz abhängig von Energieeinsparung; potentiell hohe Effizienz	Im Grundsatz hoch; abhängig auch von Art und Umfang der Ausschreibung und der Teilnehmer	Mittelaufwand bei niedrigem Zins begrenzt; Effizienz abhängig von Mitnahmeeffekten
	Effizienz des Monitorings	Nur bei begrenztem Mitteleinsatz (ggf. Aufgabe des Projektnehmers)	Hoch, soweit belastbare Daten aus den Berichten vorliegen	Vergleichsweise günstig, weil hohe Datenverfügbarkeit	Je nach Datenlage günstig; aber: Abschätzung der Mitnahmeeffekte
	Transparenz und Neutralität des Monitorings	Bei weichen Instrumenten Transparenz eher schwierig	Abhängig von Sicherstellung und Realisierung der Stichproben	Hoch bei Öffentlichkeit der Ausschreibungsverfahren	Hoch bei Verfügbarkeit der Daten für die geförderten Maßnahmen

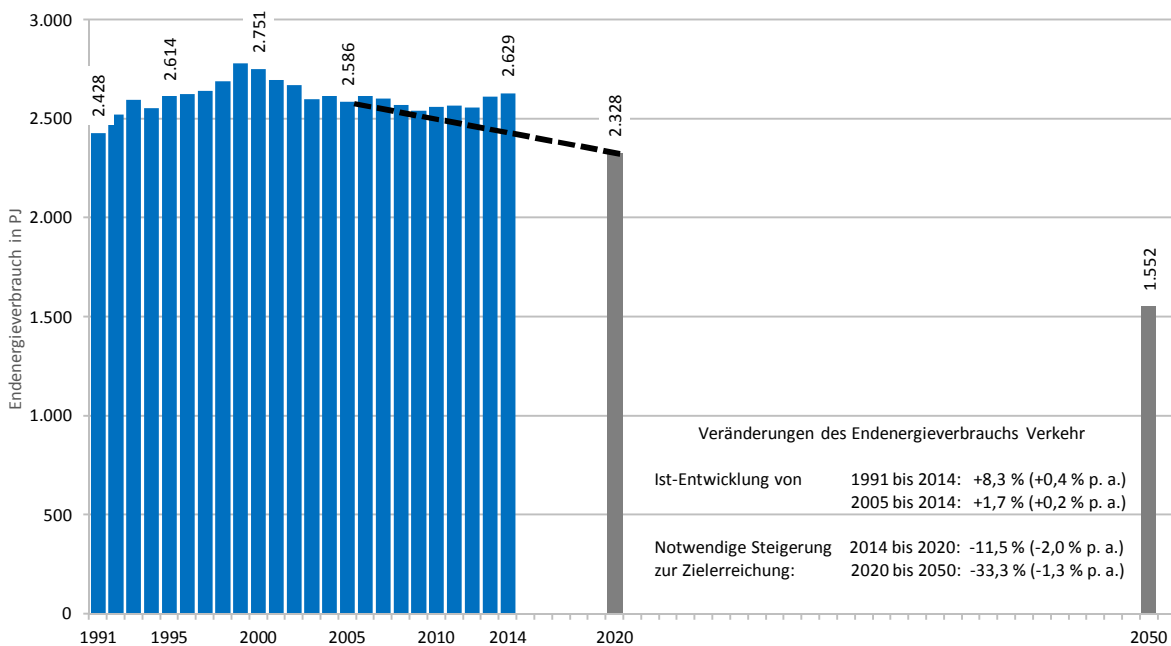
Quelle: Eigene Darstellung

Verkehr

33. Das Kapitel zum Verkehr lag der Expertenkommission im Entwurf des Monitoring-Berichts, der am 05.11.2015 vom BMWi versandt wurde, noch nicht vor. Daher kann sich die Expertenkommission nicht darauf beziehen. Dennoch können allgemeingültige Aussagen zum Verkehr auf Grundlage der bekannten Entwicklungen getroffen werden. Eine **spätere Kommentierung** könnte in einem gesonderten Bericht oder aber in der Stellungnahme zum Monitoring-Bericht 2016 erfolgen.

34. Die Erhöhung des **Endenergieverbrauchs im Verkehr** im Jahr 2014 stellt einen weiteren Rückschritt in Bezug auf das Ziel des Energiekonzepts dar, welches bis zum Jahr 2020 eine zehnpromtente Minderung des Endenergieverbrauchs gegenüber 2005 vorsieht (vgl. Abbildung 3). Verantwortlich für diese Entwicklung sind sowohl der Individual- als auch der Güterverkehr auf der Straße. Beide Sektoren verzeichnen eine Zunahme der Gesamtfahrleistung auf die höchsten Werte in der Geschichte der Bundesrepublik, welche nicht durch Effizienzfortschritte kompensiert werden konnte. Hierbei spielen Rebound-Effekte zwischen verbesserter Fahrzeugeffizienz und Fahrleistung, aber auch zwischen Fahrzeugeffizienz und Fahrzeuggewicht und -leistung eine wesentliche Rolle.

Abbildung 3: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr in Deutschland von 1991 bis 2014, sowie Ziele für 2020 und 2050



Quelle: Eigene Darstellung

35. Angesichts der derzeitigen Entwicklung ist die Erreichung des 2020-Ziels in weite Ferne gerückt. Verschiedene Szenarien prognostizieren eine Verfehlung selbst mit zusätzlichen Maßnahmen. Das Aktionsprogramm Klimaschutz fokussiert sich derzeit auf den Güterverkehr und wird die Ziellücke nicht schließen. Die Expertenkommission ist weiterhin der Ansicht, dass die **Zielerreichung im Verkehrssektor** nicht ausreichend ernstgenommen wird. Das schlägt sich auch darin nieder, dass keine Maßnahmen erkennbar vorbereitet werden, die dem Problem Abhilfe leisten. Ein weiteres Indiz dafür ist die Tatsache, dass seitens der Bundesregierung im Fortschrittsbericht 2014 allenfalls für das Jahr 2030 eine Minderung des Energieverbrauchs von 10 % erwartet wird. Gerade auch

vor dem Hintergrund der jüngst bekannt gewordenen Unregelmäßigkeiten bei der Angabe der spezifischen CO₂-Emissionswerte von Kraftfahrzeugen besteht hier dringender Handlungsbedarf.

36. Die Überprüfung der existierenden Instrumente zur Emissions- und Energieverbrauchsreduktion im Verkehr und deren Weiterentwicklung ist nötig, um zusätzliche Reduktionen anzureizen. Darüber hinaus ist auch über die Einführung neuer Instrumente nachzudenken. Dabei greift der Fokus der **Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie** (MKS) auf Kraftstoffe und technische Optionen nach Ansicht der Expertenkommission zu kurz. Eine verkehrsträgerübergreifende, integrierte Strategie zum Mobilitätssystem mit quantitativen Zielen ist nötig, welche Infrastrukturplanung, Raumplanung, Politikinstrumente, Ausgestaltung des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) sowie intermodale Verkehrskonzepte aufeinander abstimmt.

37. Darüber hinaus sind **Technologietrends im Verkehrssektor** zu berücksichtigen. So ist für den Erfolg oder Misserfolg der batteriebetriebenen Elektrofahrzeuge die Weiterentwicklung der Batterietechnologie entscheidend. Um dem Anspruch eines Leitmarktes für Elektromobilität gerecht zu werden, sind auch infrastrukturelle Veränderungen erforderlich. Für den Langstreckeneinsatz und insbesondere für den Straßengüterverkehr ist jedoch der Brennstoffzellenantrieb aus heutiger Sicht die vielversprechendste Technologie. Hierfür ist der Infrastrukturaufbau noch entscheidender, da diese Fahrzeuge zwingend auf eine Tankstelleninfrastruktur für Wasserstoff angewiesen sind.

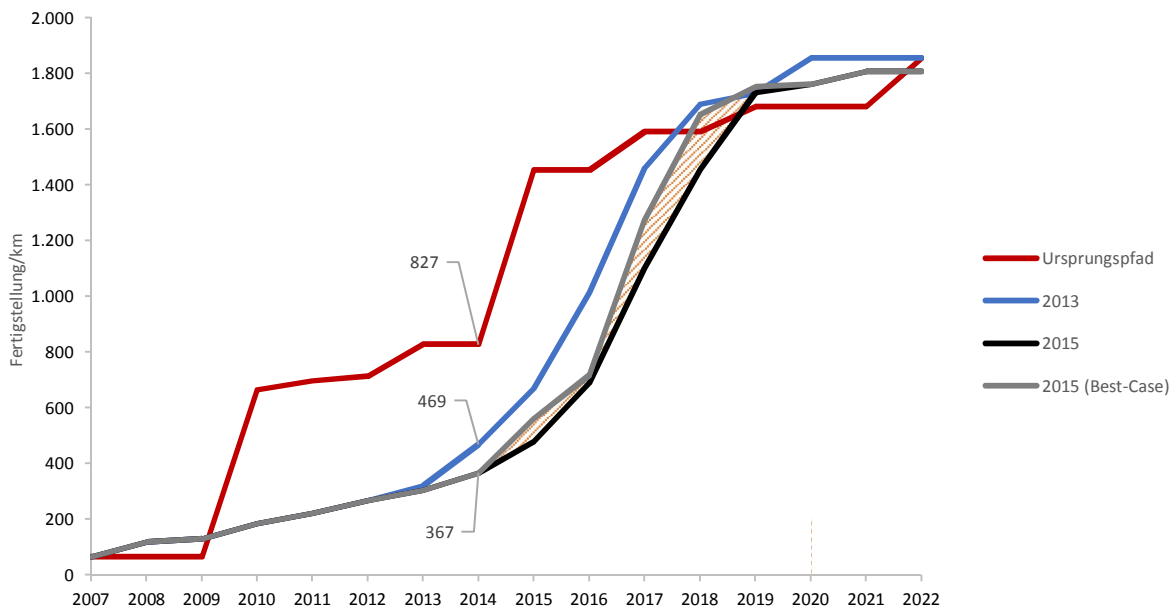
Elektrizitätswirtschaft

38. Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit begrüßt die Expertenkommission die Entwicklung eines statistischen **Leistungsbilanz-Indikators** in Übereinstimmung mit den Entwicklungen im europäischen Ausland. Gleichzeitig zeigt sie Verständnis dafür, dass aktuell noch keine Zahlenangaben veröffentlicht werden, da die entsprechenden Untersuchungen und Berechnungen noch laufen.

39. Die Bundesregierung schlägt mit dem Entwurf des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes eine **Umdefinition des geforderten KWK-Anteils** vor. Bezog der entsprechende Indikator sich bisher auf die gesamte Nettostromerzeugung, soll er sich künftig auf die regelbare Stromerzeugung beziehen. Das Gesetz strebt damit offenkundig de facto keinen weiteren quantitativen Zuwachs an KWK-Strom an, sondern setzt primär auf den Brennstoffwechsel von Kohle zu Erdgas. Mit dem größer werdenden Anteil der erneuerbaren Energien und deren begrenzter KWK-Fähigkeit wird das KWK-Ausbaziel zusätzlich abgeschwächt. Nach Auffassung der Expertenkommission wird dadurch der Vorrang zwischen dem Ausbaziel für die erneuerbaren Energien und dem KWK-Ausbaziel zugunsten der erneuerbaren Energien geklärt. In der Folge bedeutet dies, dass der wärmegeführte Betrieb von KWK-Anlagen in Zukunft zugunsten einer Backup-Stromerzeugung für die Erneuerbaren deutlich zurückgehen wird.

40. Die Expertenkommission teilt die Ansicht des Monitoring-Berichts, dass der **Netzausbau hinter den Anforderungen** der Energiewende hinterherhinkt. Ein erstes Feld sind die im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) aus dem Jahr 2009 benannten ursprünglich 24 Netzausbauprojekte (bislang wurde nur das Ausbauprojekt mit der Nr. 22 widerrufen). Das Ausmaß der Verzögerung der EnLAG-Projekte wird in Abbildung 4 deutlich. Es sind vier Kurven zu erkennen. Der „Ursprungspfad“ verdeutlicht den im Jahr 2009 vorgesehenen Zeitrahmen. Des Weiteren sind aktualisierte Zeitpfade eingezeichnet, wobei für das Jahr 2015 ein „Best-Case“-Szenario hinzugefügt worden ist. Ende 2014 wurden tatsächlich 367 km fertiggestellt, über 100 km weniger als 2013 noch prognostiziert und über 450 km weniger als ursprünglich vorgesehen. Zusätzlich möchte die Expertenkommission darauf hinweisen, dass der Netzausbau an Land mit dem Netzausbau auf See besser koordiniert werden muss, da ansonsten der Offshore-Windstrom zwar bis zu den Umspannstationen an der Küste geleitet werden kann, von dort aber nur teilweise in die Verbrauchszentren weitergeleitet werden könnte.

Abbildung 4: Ursprünglich geplanter und tatsächlicher Zielpfad des Netzausbaus nach EnLAG



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

41. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat am 27. August 2015 seinen Referentenentwurf für ein Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) vorgelegt. Diesem Vorschlag zufolge soll sich der Preis für Elektrizität nach wettbewerblichen Grundsätzen frei am Markt bilden. „Die Höhe der Strompreise am Großhandelsmarkt wird regulatorisch nicht beschränkt“. Es gibt nur wenige Beobachter, die davon ausgehen, dass diese Selbstbeschränkung der Energiepolitik genügend dauerhaft ist, dass private Investitionsentscheidungen belastbar darauf aufbauen können. Beim **Strommarktdesign 2.0** teilt die Expertenkommission daher die vielfach geäußerte Skepsis gegenüber dem Versprechen der Politik, sich künftig aus der Preisbildung am Stromgroßhandelsmarkt herauszuhalten. Dieses Versprechen stellt keine belastbare Grundlage für die Marktteilnehmer dar, nicht zuletzt auch deshalb, weil mit der strategischen Reserve implizit eine neue Möglichkeit zur regulatorischen Preisbeeinflussung geschaffen werden soll.

42. Aus Anlass der geplanten Gesetzesinitiative zur Digitalisierung der Energiewende hat sich die Expertenkommission mit dem Thema „**Smart Energy**“ befasst. Empfehlungen lassen sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt jedoch noch nicht ableiten.

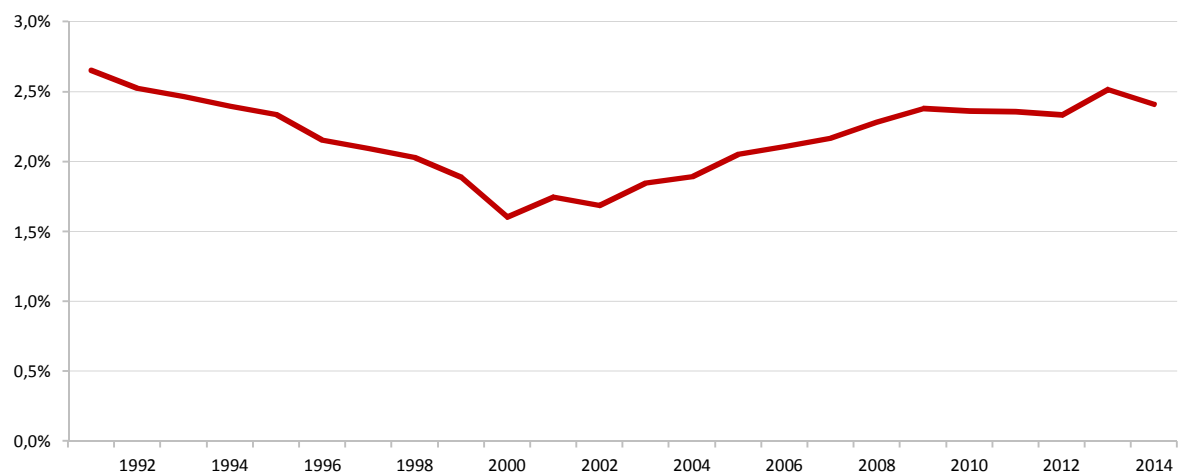
Energiepreise und Energiekosten

43. Im Hinblick auf die Bezahlbarkeit der Elektrizitätsversorgung begrüßt die Expertenkommission die Bemühungen der Bundesregierung, den weiteren **Anstieg der Letztverbraucher Ausgaben** zu bremsen. Für die Berichtsperiode sind Erfolge erkennbar, doch gibt es andererseits auch Anzeichen dafür, dass sich der Ausgabenanstieg wieder beschleunigen könnte. Ein Indiz dafür ist der aktuelle Entwurf des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes mit impliziten CO₂-Vermeidungskosten von mehr als 300 Euro/t. Ein weiteres Indiz ist der Beschluss zum Verkabelungsvorrang beim Ausbau des Höchstspannungsnetzes. Die Expertenkommission empfiehlt den politischen Entscheidungsträgern, den Aspekt der Bezahlbarkeit nicht aus den Augen zu verlieren, gerade angesichts der zahllosen Wünsche und Forderungen, deren Umsetzung mit zusätzlichen Ausgaben verbunden ist.

44. Die Expertenkommission plädiert daher erneut dafür, die **aggregierten Letztverbraucher Ausgaben für Elektrizität** als Indikator für die Bezahlbarkeit der Elektrizität aus gesamtwirtschaftlicher Sicht heranzuziehen, und legt auch in ihrem diesjährigen Bericht wieder eine detaillierte Übersicht vor, wobei es sich um teilweise vorläufige Werte handelt. Die absoluten Letztverbraucher Ausgaben sind im Berichtszeitraum leicht gesunken. Momentan entwickelt sich also die Energiewende im Bereich der Elektrizität leicht vorteilhaft aus Sicht der privaten, gewerblichen und industriellen Verbraucher. Doch bei näherer Betrachtung zeigt sich, dass dies v. a. den drastisch gesunkenen Ausgaben für „Erzeugung und Vertrieb“ zu verdanken ist. Gegenüber dem Jahr 2010 hat sich diese Position nahezu halbiert. Zu den Ursachen dafür gehören der gut um ein Fünftel gesunkene Absatz von nicht-erneuerbarer Elektrizität und die stetig sinkenden Großhandelspreise. Der Einbruch der Großhandelspreise ist dabei nur zu einem Teil durch den sogenannten Merit-Order-Effekt bestimmt und damit energiewendegetrieben. Die Großhandelspreise werden maßgeblich durch die Entwicklung der internationalen Preise für Primärenergieträger (Steinkohle und Erdgas) und die Preisentwicklung für CO₂ bestimmt.

45. Der von der Expertenkommission vorgeschlagene Indikator– der **Anteil der Letztverbraucher Ausgaben für Elektrizität am nominalen Bruttoinlandsprodukt** – ist im Berichtszeitraum 2014 leicht auf 2,4 % gesunken (70 Mrd. Euro) (vgl. Abbildung 5). Die Letztverbraucher Ausgaben für Wärme und Verkehr sind v. a. aufgrund der internationalen Öl- und Gaspreisentwicklung zurückgegangen. Diese betragen für Wärme im Jahr 2013 insgesamt 3,5 % (100 Mrd. Euro), für Verkehr im Jahr 2014 etwa 2,8 % (83 Mrd. Euro). Für das Jahr 2013 summierte sich der Anteil der Letztverbraucher Ausgaben für Energie auf etwa insgesamt 9,0 % (255 Mrd. Euro).

Abbildung 5: Anteil der Letztverbraucher Ausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt



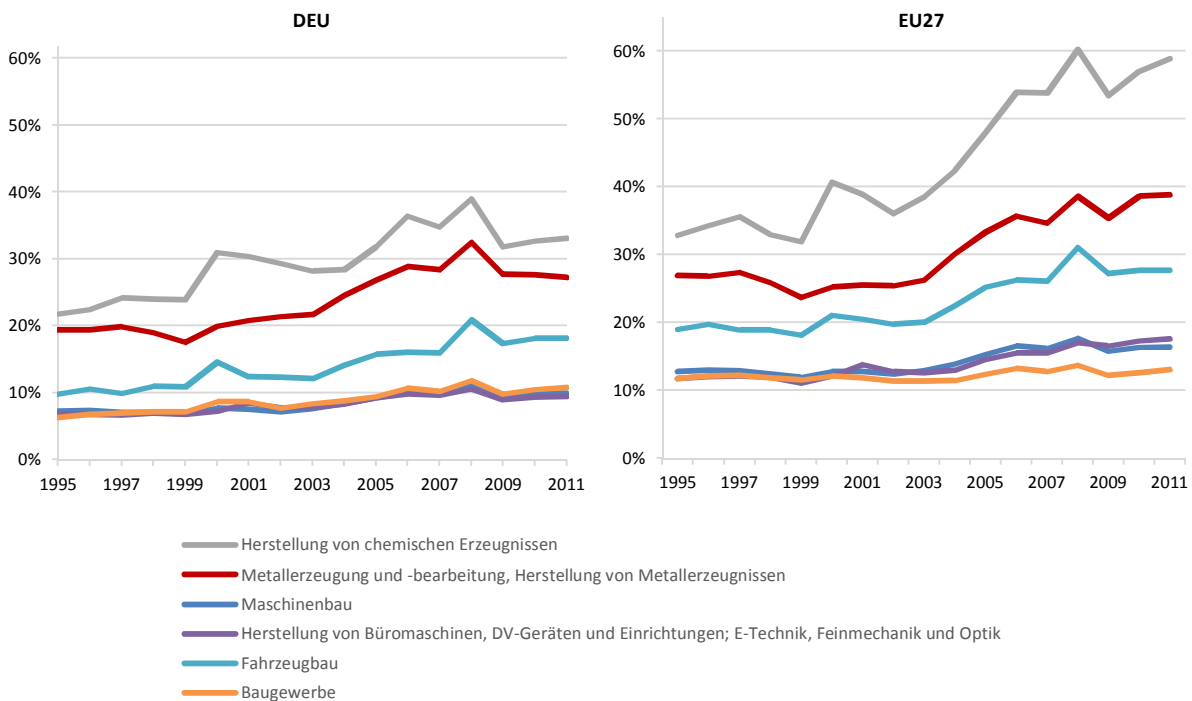
Quelle: Eigene Darstellung

46. In der letzten Stellungnahme wurde das Konzept der **Energiestückkosten** zum Monitoring der Belastung der Unternehmen durch Energiekosten eingeführt. Der Bundesregierung wird empfohlen, stärker auf Energiestückkosten abzustellen. Dazu werden in dieser Stellungnahme Weiterentwicklungen vorgestellt: Anhand einer Dekomposition wird die Frage geklärt, welche „Treiber“ für die Entwicklung der Energiestückkosten im deutschen und europäischen Produzierenden Gewerbe verantwortlich waren. Es zeigt sich, dass gestiegene Energiestückkosten insbesondere durch sekundäre Energieträger zu erklären sind. Eine gestiegene Wertschöpfung wirkt diesem Effekt entgegen. Ferner zeigt sich, dass die deutsche Energiewende für die Energiestückkosten der heimischen Industrie teilweise eine geringe Bedeutung besitzt. Bemerkenswert ist zudem, dass die im Energiewendekontext wichtige Produktgruppe „Elektrizität, Gas, Fernwärme“ in Deutschland (zumindest bis 2011) einen geringeren Kostenanstieg als in Europa erzeugt. Detailliert beleuchtet wird auch der tertiäre Sektor. Die Energiestückkosten im Dienstleistungssektor sind weniger stark gestiegen als im primären und sekundären Sektor.

47. Der Indikator der Energiestückkosten wird dahingehend weiterentwickelt, dass nun auch „indirekte“, d. h. in den Vorleistungen enthaltene Energiekosten Berücksichtigung finden. Diese nehmen seit Jahren auf sehr breiter Basis zu und sind (mittlerweile) für die meisten Sektoren weit bedeutsamer als die „direkten“ Energiekosten. Dies gilt beispielsweise für die Sektoren des Produzierenden Gewerbes. Die **indirekten Energiekosten** in den von uns näher betrachteten sechs wichtigen Sektoren des Produzierenden Gewerbes betragen zwischen 5 und 11 Milliarden Euro je Sektor und liegen damit zum Teil über den direkten Energiekosten, die nur 2 bis 8 Milliarden Euro je Sektor ausmachen.

48. Der Indikator der Energiestückkosten erhält seine Aussagekraft v. a. bei transnationalen Betrachtungen. Der Vergleich der deutschen **totalen Energiestückkosten** mit dem europäischen Durchschnitt in Abbildung 6 verdeutlicht an dieser Stelle dreierlei: Die heimischen totalen Energiestückkosten der betrachteten Sektoren liegen erstens strukturell auf einem niedrigeren Niveau als in Europa. Zweitens haben sich die totalen Energiestückkosten in Europa über den Zeitraum dynamischer nach oben entwickelt als hierzulande. Und drittens gelang es Deutschland nach der letzten Wirtschaftskrise deutlich besser, die totalen Energiestückkosten nach unten zu führen als dem europäischen Durchschnitt. Der Grund für Letzteres liegt darin, dass die betrachteten Sektoren des deutschen Produzierenden Gewerbes ihre Wertschöpfungen zwischen 2008 und 2011 in der Regel ausweiten konnten und gleichzeitig die totalen Energiekosten zurückgingen. Im europäischen Durchschnitt hingegen gingen die totalen Energiekosten teilweise weniger stark zurück und insbesondere die Wertschöpfungen der Industrien entwickelten sich schlechter als in Deutschland. Die „totalen Energiekosten“ bzw. die von uns vorgeschlagene Maßzahl der „totalen Energiestückkosten“ zeigen also für das deutsche Produzierende Gewerbe ein günstigeres Bild als für den europäischen Durchschnitt.

Abbildung 6: Totale Energiestückkosten in ausgewählten Sektoren des deutschen und europäischen Produzierenden Gewerbes zwischen 1995 und 2011



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von WIOD Daten

49. Neben den Energiekosten im Verarbeitenden Gewerbe bzw. im Produzierenden Gewerbe werden auch die **Energiekosten im deutschen Dienstleistungssektor** analysiert. Zwischen 1995 und 2011 sind die durchschnittlichen direkten Energiestückkosten im Dienstleistungssektor weniger stark gestiegen als im primären oder im sekundären Sektor. Die Dienstleister sind somit weniger stark von den allgemein zunehmenden Energiekostenbelastungen in der deutschen Wirtschaft betroffen.

50. Wie der Monitoring-Bericht zur Energiewende festhält, fehlen **Daten** für einen aktuelleren internationalen Energiestückkostenvergleich. Daher macht die Expertenkommission einen Vorschlag zur Aktualisierung der Datenbasis.

Gesamtwirtschaftliche und gesellschaftliche Wirkungen der Energiewende

51. Viele Maßnahmen der Energiewende sind mit Zusatzkosten verbunden. Eine faire **Aufteilung dieser Kosten** auf verschiedene Bevölkerungsgruppen und Wirtschaftsunternehmen ist für die Politik von großer Bedeutung. Die Expertenkommission hat sich dazu bereits in den vorangegangenen Stellungnahmen ausführlich geäußert und greift das Thema erneut auf. Entsprechende Erwägungen sollten auf politischer Ebene bei der weiteren Ausgestaltung der Energiewende verstärkt eine Rolle spielen.

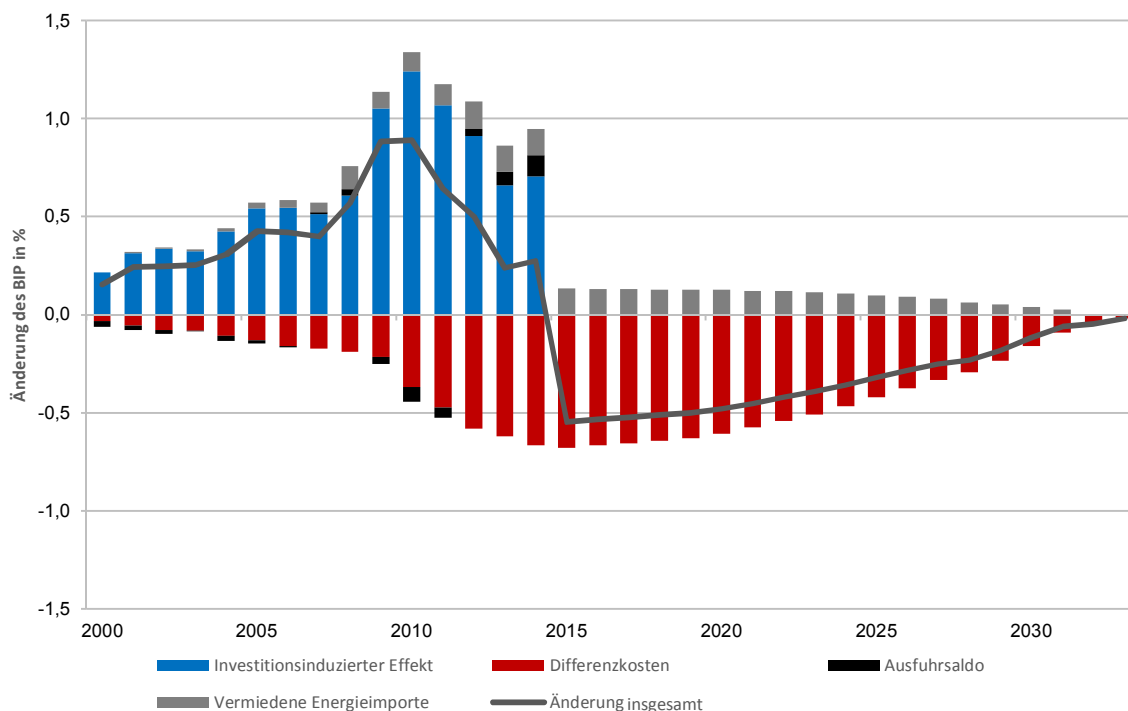
52. Bei den Ausführungen handelt es sich nicht um die Entwicklung einer umfassenden Lösung dieser Problematik, sondern um exemplarische Hinweise dazu, wie auf wissenschaftlichem Fundament eine **Behandlung der Verteilungseffekte** aussehen könnte. In Verteilungsdebatten sollte zunächst untersucht werden, ob man den Status quo im Hinblick auf Pareto-Effizienz verbessern kann. In diesem Fall ist es möglich, eine Gruppe bzw. einzelne Individuen besser zu stellen, ohne dass dabei irgendjemand anderes schlechter gestellt werden muss. Der Bericht präsentiert einige Beispiele mit teilweise beträchtlichem Optimierungspotenzial. Wenn es etwa möglich ist, die Warmmiete durch **Gebäudesanierungsmaßnahmen** zu senken, dann erleidet der Vermieter keinen Nachteil, da er die Sanierungskosten über die Kaltmiete refinanzieren kann und der Mieter profitiert von einer geringeren Warmmiete. Allerdings sind viele Maßnahmen im Bereich der Energiewende nicht in dieser Form finanzierbar. Am Beispiel der Gebäudesanierung können „unrentierliche Mehrkosten“ entstehen, die durch Vermieter (zu geringe Kaltmiete), Mieter (höhere Warmmiete) oder Steuerzahler (staatliche Fördermittel) gedeckt werden müssten. Darin liegt ein zentraler Verteilungskonflikt. Die Bundesregierung sollte deshalb die Pareto-Ineffizienzen analysieren und Lösungsansätze entwickeln.

53. Auch auf **Unternehmensebene** kommt es zu Verteilungseffekten: Während insbesondere der Bausektor von Sanierungen profitiert, kommt es zu Einbußen bei den Energielieferanten. Durch quantitative Analysen können die Verteilungseffekte zwischen Sektoren aufgezeigt werden. Wir geben ein Beispiel dazu. Die Expertenkommission ist der Ansicht, dass ein derart strukturiertes Verständnis über die Verteilungseffekte ein wesentlicher Faktor für den Erfolg der Energiewende ist.

54. Die Expertenkommission hatte sich in ihrer letztjährigen Stellungnahme kritisch mit den Aussagen der Bundesregierung über die Wirkungen der Energiewende auf **Wachstum und Beschäftigung** auseinander gesetzt und bemängelte dabei insbesondere den verwendeten methodischen Ansatz. Da der Monitoring-Bericht 2015 die Aussagen aus dem vergangenen Jahr unverändert wiederholt, sieht sich die Expertenkommission dazu veranlasst, diese Thematik noch einmal aufzugreifen und legt die Ergebnisse einer Untersuchung über die volkswirtschaftlichen Wirkungen des EEG vor. Der Wachstumseffekt beruht im Kern darauf, dass die mit dem EEG ausgelösten Investitionen zum großen Teil über Differenzkosten finanziert werden, die in Form der EEG-Umlage durch die Letztverbraucher überwiegend erst in den kommenden Jahren refinanziert werden.

55. Abbildung 7 zeigt die **Wirkungen des EEG** als prozentuale Änderung des BIP im Energiewende-Szenario gegenüber dem kontrafaktischen Szenario. Im Ergebnis lassen sich grob eine Zubauphase und eine Finanzierungsphase erkennen. Die Zubauphase zwischen 2000 und 2014 ist gekennzeichnet durch den kontinuierlichen Leistungszubau und die hohen Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie die damit verbundenen Sekundäreffekte. Die Differenzkosten steigen zunächst nur langsam, jedoch erhöht sich ihr Volumen ab 2010. Der Ausfuhrsaldo und die vermiedenen Energieimporte nehmen zunächst eine untergeordnete Rolle ein. Der Verlauf des resultierenden Gesamteffekts (durchgezogene Linie) liegt bis 2014 über der Nulllinie und erreicht im Jahr 2010 einen Spitzenwert von 0,9 % des BIP. Ohne das EEG wäre der Wachstumseffekt entsprechend geringer ausgefallen. Dieser Wachstumseffekt beruht im Kern darauf, dass die Differenzkosten über die EEG-Umlage nicht bereits im Jahr der erneuerbaren Investitionen getätigt werden, sondern überwiegend erst in den kommenden Jahren. Der negative Wachstumseffekt höherer Elektrizitätspreise auf das Wirtschaftswachstum wird also erst mit Verzögerung eintreten, zunächst dominiert der positive Effekt als Folge der mit den erneuerbaren Investitionen angetriebenen zusätzlichen Nachfrage.

Abbildung 7: Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen der im Zeitraum 2000 bis 2014 errichteten EEG-Anlagen als Änderung am Bruttoinlandsprodukt



Quelle: Eigene Berechnungen entsprechend Ensys (2015)

Ausblick 2030

56. In ihren Monitoring-Berichten und im ersten Fortschrittsbericht vom Dezember 2014 konzentriert sich die Bundesregierung auf den Zeithorizont bis zum Jahr 2020. Angesichts der bis dahin verbleibenden fünf Jahre empfiehlt die Expertenkommission, die Analyse in künftigen Monitoring-Berichten für den **Zeithorizont bis zum Jahr 2030** auszudehnen. Dies auch deshalb weil seit Erstellung des Energiekonzepts im Jahr 2010 eine Reihe von Veränderungen eingetreten ist und aktuelle Referenzszenarien darauf hindeuten, dass das Klimaschutzziel 2030 ohne zusätzliche Maßnahmen deutlich verfehlt werden könnte.

57. In diesem Zusammenhang sollte auch geprüft werden, den **wenig ausdifferenzierten Zielkatalog** des Energiekonzepts für 2030 zu vervollständigen. In der Zielhierarchie der Bundesregierung betrifft dies die Ergänzung eines Kernziels für Energieeffizienz sowie die Komplettierung der Steuerungsziele für erneuerbare Energien und Energieeffizienz in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr. Auf dieser Ebene können Ziele allerdings auch indikativ angelegt werden.

58. Die Zielfestlegung kann auf der Grundlage bestehender oder noch anzustoßender **Szenario-Betrachtungen** erfolgen. Dabei sollten einerseits gezielt robuste Entwicklungsstrategien in den Fokus genommen und andererseits geprüft werden, welche alternativen Wege gangbar sind, falls unerwartete Entwicklungen eintreten, die eine Pfadkorrektur erforderlich machen, damit die Kernziele und insbesondere das Oberziel für 2030 erreicht werden.

Fazit

59. Die Energiewende kommt voran, wenn auch insgesamt nicht so schnell wie ursprünglich geplant und erforderlich. Während in einzelnen Bereichen wie der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung die Ziele für das Jahr 2020 erreicht oder übererfüllt werden dürften, reichen die bisherigen Fortschritte in anderen Bereichen noch nicht aus. Letzteres gilt namentlich für das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % zu reduzieren. Im Verkehr läuft die Entwicklung sogar in die falsche Richtung.

60. Im vergangenen Jahr hat die Bundesregierung einen umfangreichen Katalog von Gesetzesinitiativen und Maßnahmen auf den Weg gebracht, um die drohende Verfehlung des Treibhausgasemissionsziels zu vermeiden. Allerdings ist es bisher nicht gelungen, parlamentarische Mehrheiten gerade für vermutlich besonders wirksame Instrumente zu erzielen wie etwa die steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung. Die Defizite liegen jetzt vor allem in der zeitnahen und wirkungsstarken Umsetzung der Beschlüsse. Dies gilt beispielsweise für den Stromnetzausbau und die Energieeffizienz.

61. Aus Sicht der unabhängigen Expertenkommission sollten mögliche Verfehlungen einzelner Ziele des Energiekonzepts nicht allein der Politik zugeschrieben werden. Neben wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Konflikten erschweren auch exogene Ursachen wie beispielsweise die niedrigen Weltmarktpreise für fossile Energien und CO₂-Emissionsrechte das Erreichen der Energiewendeziele. Dies bietet jedoch keinen Grund dafür, die Ziele pauschal als zu ehrgeizig einzustufen. Stattdessen sollte das Energiewende-Monitoring sowohl die Ursachen für mögliche Zielverfehlungen als auch die Maßnahmen und deren Beiträge zur Zielerreichung realistisch analysieren, um bei Bedarf und mit Blick auf eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung „nachsteuern“ zu können.

62. In ihren Kommentaren zu den jährlichen Monitoring-Berichten der Bundesregierung präsentiert die Expertenkommission dafür Anregungen. Die Expertenkommission wird den konstruktiven und teilweise auch kritischen Dialog mit der Bundesregierung fortsetzen, und zwar gerade auf den Feldern, wo der Energiewende-Fortschritt schwieriger zu erzielen ist als gedacht. Dass diese Zusammenarbeit fruchtbar ist, schlägt sich auch darin nieder, dass die Bundesregierung bereits zahlreiche Anregungen aufgegriffen und umgesetzt hat.

Stellungnahme

0 Vorwort

1. Das vorliegende Dokument ist die Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung. Der Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ ist Teil einer Langfriststrategie, welche im Energiekonzept der Bundesregierung vom September 2010 verankert wurde und deren ehrgeizige Ziele nach der Reaktorkatastrophe im japanischen Fukushima mit dem im Juni 2011 gesetzlich festgeschriebenen Ausstieg aus der Kernenergie noch ambitionierter wurden. Der Monitoring-Prozess dient dem Ziel, die Umsetzung des Maßnahmenprogramms und des Energiekonzepts zu überprüfen, um bei Bedarf nachsteuern zu können. Dazu bestellte die Bundesregierung eine unabhängige Expertenkommission aus vier Energiewissenschaftlern, welche die von den Ministerien zu erstellenden, jährlichen Monitoring-Berichte begutachten und kommentieren soll. Nach dem letztjährigen, breiter angelegten Fortschrittsbericht, der alle drei Jahre veröffentlicht wird und sein Augenmerk auch auf die kommenden Jahre richtet und eine größere Analysekomponente enthält, bezieht sich die Stellungnahme im aktuellen Jahr 2015 wieder auf einen Monitoring-Bericht. Diese regulären Berichte liefern im Schwerpunkt einen faktenbasierten Überblick über den Fortschritt bei der Umsetzung der Energiewende.
2. Die diesjährige Stellungnahme bezieht sich auf den Entwurf des vierten Monitoring-Berichts, der uns vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) am 05.11.2015 zur Verfügung gestellt wurde. Dieser befand sich zu diesem Zeitpunkt noch in der Ressortabstimmung, das Kapitel „Verkehr“ fehlte vollständig. Eine zielführende Kommentierung war vor diesem Hintergrund für diesen wichtigen Teil der Energiewende, bei dem angesichts der derzeitigen Entwicklung die Erreichung des 2020-Ziels in weite Ferne gerückt ist, leider nicht möglich. Ansonsten lagen uns in diesem Jahr die notwendigen Entwürfe und Informationen mit hinreichendem zeitlichen Vorlauf vor. Wir danken dem BMWi für die Anstrengungen diesbezüglich.
3. In Begleitung des Monitoring-Prozesses sowie zum Informationsaustausch bezüglich des vierten Monitoring-Berichts fanden zahlreiche Treffen mit Vertretern des BMWi, der Bundesnetzagentur (BNetzA) und des Umweltbundesamtes (UBA) statt. Im September 2015 kam es auch zu einem gesonderten Informationsaustausch zwischen der Expertenkommission und Vertretern des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). In diesen Treffen wurde Raum gegeben, geplante politische Instrumente der Bundesregierung zu konkretisieren und kritischen Nachfragen der Expertenkommission nachzukommen.
4. Einige der in den Treffen angeregten Themen konnten bereits in diese Stellungnahme aufgenommen werden (z. B. das Thema der „integrierten Entwicklung“ des Energiesystems). 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“ der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina, der Union der deutschen Akademien der Wissenschaften und acatech. Unser Dank gilt allen Gesprächspartnern, insbesondere unseren Ansprechpartnern aus den Ministerien und den Bundesbehörden, für die konstruktive Zusammenarbeit.
5. Der im Dezember 2014 beschlossene Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) stellt die zentrale Säule der Bundesregierung in der 18. Legislaturperiode zur Steigerung der Energieeffizienz im Verbrauch und zur Einsparung von Energie dar. Dem NAPE wird ein eigenes Unterkapitel im vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung gewidmet. Für die Zukunft soll ein gesonderter Monitoring-Prozess zum NAPE initiiert werden, welcher von der Expertenkommission begleitet wird. In diesem Zusammenhang hervorzuheben ist ein Gedankenaustausch der Expertenkommission mit Prof. Dr. Ortwin Renn von der Universität Stuttgart im September 2015.

Besprochen wurden dabei Themen im Rahmen des Energieeffizienz-Monitorings, etwa zur verhaltensökonomischen Ausgestaltung von Politikinstrumenten. Dem Thema Energieeffizienz und NAPE widmen wir in dieser Stellungnahme ein breit angelegtes, grundsätzliches Kapitel. Der Austausch mit dem Akademieprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ soll im kommenden Jahr fortgesetzt werden.

6. Auch die Stellungnahme der Expertenkommission zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung hat in Politik und Öffentlichkeit einen Beitrag zur Diskussion der Zielerreichung der Energiewende geleistet. Eine Vielzahl unserer Anregungen und Konzepte wurde von der Bundesregierung und von Dritten sehr positiv aufgenommen. Dazu gehört etwa das Thema der Energiestückkosten, welches von anderen Forschungsinstituten und Institutionen aufgegriffen wurde. Auf zentrale Empfehlungen, die insbesondere noch nicht von der Bundesregierung aufgegriffen wurden, werden wir in der Folge detaillierter hinweisen bzw. unsere Vorschläge weiter vertiefen. Am 25.02.2015 konnten die Mitglieder der Expertenkommission dem Ausschuss für Wirtschaft und Energie des Deutschen Bundestags ihre Sicht auf den Sachstand zur Energiewende darstellen und bestehende Erfolge und Defizite diskutieren.

7. 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 Martin Baikowski, Oliver Kaltenecker, Roland Kube und Dr. Jörg Lingens von der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster, Lars Dittmar und Fernando Oster vom Fachgebiet Energiesysteme der TU Berlin, Maik Schmidt vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart sowie Andreas Pahl vom Ecologic Institut, Berlin.

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

Berlin, Münster, Stuttgart, 18. November 2015

Georg Erdmann

Andreas Löschel

Frithjof Staiß

Hans-Joachim Ziesing

Inhalt

0	Vorwort.....	i
	Inhalt	iii
	Abbildungen.....	v
	Tabellen	vii
1	Monitoring-Prozess als Element der Energiewende.....	1
1.1	Ausgangslage und Bewertung zentraler Ziele	1
1.2	Weiterentwicklung des Monitorings	7
2	Integrierte Entwicklung des Energiesystems	11
2.1	Technologiekonzepte zur Sektorkopplung.....	11
2.2	Effizientes Finanzierungskonzept für Technologien zur Sektorkopplung	12
2.3	Andere Finanzierungskonzepte für Technologien zur Sektorkopplung	14
3	Treibhausgasemissionen.....	17
3.1	Bewertung der Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland im Jahr 2014 und Aussichten für die Zielerreichung 2020	17
3.2	Einfluss des europäischen Emissionshandels.....	19
3.3	Risiken für die Zielerreichung 2020	19
3.4	Plan zum Erreichen der Klimaziele 2020 (Klimaschutzbericht)	21
4	Erneuerbare Energien.....	23
4.1	Erneuerbarer Strom.....	23
4.2	Erneuerbare Energien zur Erzeugung von Wärme und Kälte.....	30
4.3	Erneuerbare Energien im Verkehrssektor.....	32
4.4	Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch	35
5	Energieeffizienz und Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE)	37
5.1	Einleitung.....	37
5.2	Indikatorenbasierte Bewertung effizienzbezogener Ziele auf Makroebene	38
5.3	Politische Instrumente zur Schließung der Energieeffizienz-Lücke	41
5.4	Leitsätze für ein gutes Energieeffizienz-Monitoring.....	48
5.5	Überlegungen zu den im NAPE vorgesehenen Instrumenten.....	53
6	Verkehr	57
6.1	Aktuelle Entwicklung des Energieverbrauchs und der Emissionen	57

6.2	Instrumentendiskussion	61
7	Elektrizitätswirtschaft.....	67
7.1	Hintergrund	67
7.2	Gesicherte Leistung der Kraftwerke.....	68
7.3	Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung im Jahr 2014	71
7.4	Stromübertragungs- und Verteilnetze.....	75
7.5	Elektrizitätsmarktreform	76
7.6	Smart Energy.....	77
8	Energiepreise und Energiekosten	81
8.1	Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung	81
8.2	Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung für Wärmedienstleistungen	85
8.3	Aggregierte Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr.....	89
8.4	Energiestückkosten	91
9	Gesamtwirtschaftliche und gesellschaftliche Wirkungen der Energiewende	103
9.1	Verteilungswirkungen und Pareto-Optimum.....	103
9.2	Staukosten als Zeichen der Pareto-Ineffizienz	104
9.3	Verteilungswirkungen im Gebäudebereich	105
9.4	Das EEG als gesamtwirtschaftlicher Nachfrageimpuls	112
10	Ausblick 2030.....	115
10.1	Einleitung.....	115
10.2	Referenzszenarien für das Jahr 2030.....	115
10.3	EU-Klimaziel bis 2030 und deutsches Klimaziel bis 2030.....	117
10.4	Entwicklung eines Zielkatalogs für das Jahr 2030	118
11	Literatur.....	123

Abbildungen

Abbildung 1: Zielsteckbrief: Energieproduktivität Stromverbrauch.....	3
Abbildung 2: Konfidenzintervall für den Bruttostromverbrauch 2020 bei Variation des Ausgangsjahres einer linearen Trendregression	4
Abbildung 3: Zielsteckbrief: Treibhausgasemissionen.....	5
Abbildung 4: Konfidenzintervall für die Treibhausgasemissionen 2020 bei Variation des Ausgangsjahres einer linearen Trendregression	6
Abbildung 5: Zielsteckbrief: Wärmeverbrauch aus erneuerbaren Energien.....	6
Abbildung 6: Konfidenzintervall für Anteil erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch 2020 bei Variation des Ausgangsjahres einer linearen Trendregression.....	6
Abbildung 7: Entwicklung der temperaturbereinigten Treibhausgasemissionen in Deutschland von 1990 bis 2014 sowie Ziele bis 2050	18
Abbildung 8: Windenergie an Land – Entwicklung des Brutto- bzw. Nettozubaues und der installierten Gesamtleistung im Zeitraum von 2000 bis 2015 und perspektivisch zur Zielerreichung im Jahr 2020	25
Abbildung 9: Windenergie auf See – Entwicklung des Zubaues und der installierten Gesamtleistung im Zeitraum von 2005 bis 2015 und perspektivisch zur Zielerreichung im Jahr 2020	26
Abbildung 10: Photovoltaik – Entwicklung des Bruttozubaues und der installierten Gesamtleistung im Zeitraum von 2000 bis 2015 und perspektivisch zur Zielerreichung im Jahr 2020	27
Abbildung 11: Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor, berechnet nach verschiedenen Vorgaben.....	34
Abbildung 12: Veränderungen des bereinigten Primärenergieverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2014 sowie Ziele für 2020 und 2050	38
Abbildung 13: Veränderungen des Bruttostromverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2014 sowie Ziele für 2020 und 2050.....	39
Abbildung 14: Veränderungen des bereinigten Endenergieverbrauchs zur Deckung des Raumwärmebedarfs in Deutschland von 1990 bis 2014 sowie Ziele für 2020 und 2050.....	40
Abbildung 15: Veränderungen der bereinigten Endenergieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2014	40
Abbildung 16: Alternative Vorstellungen zur Energieeffizienz-Lücke	43
Abbildung 17: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr in Deutschland von 1991 bis 2014, sowie Ziele für 2020 und 2050	58
Abbildung 18: Veränderungen der spezifischen Verbrauchswerte im Straßenverkehr von 1991 bis 2014	59
Abbildung 19: Entwicklung des Bestands der Elektrofahrzeuge weltweit.....	64
Abbildung 20: Probabilistische Bestimmung der gesicherten Leistung.....	70
Abbildung 21: Ursprünglich geplanter und tatsächlicher Zielpfad des Netzausbaus nach EnLAG	76
Abbildung 22: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt	83

Abbildung 23: Treibstoffabsatz in Energieeinheiten.....	90
Abbildung 24: Komponenten und Einflussfaktoren der Energiestückkosten je Wirtschaftszweig (Sektor) und Wertschöpfungsstufe	92
Abbildung 25: Dekomposition der Treiber der Energiestückkosten in der deutschen Chemie- und Metallindustrie (Zeitraum 1995-2011)	93
Abbildung 26: Absolute direkte und indirekte Energiekosten in ausgewählten Sektoren des deutschen Produzierenden Gewerbes 2011 nach Energieträgern	94
Abbildung 27: Anteil der direkten und indirekten Energiekosten am Produktionswert in ausgewählten Sektoren 2011	96
Abbildung 28: Totale Energiestückkosten ¹⁾ in ausgewählten Sektoren des deutschen und europäischen Produzierenden Gewerbes zwischen 1995 und 2011.....	97
Abbildung 29: Direkte Energiestückkosten in den Sektoren der deutschen Volkswirtschaft zwischen 1995 und 2011 (Index 1995=100 %)	98
Abbildung 30: Direkte Energiestückkosten in den deutschen Dienstleistungssektoren 2011 gegenüber 1995 (ohne Luftfahrt).....	99
Abbildung 31: Direkte Energiestückkosten „Elektrizität, Gas und Fernwärme“ in den Sektoren der deutschen Volkswirtschaft zwischen 1995 und 2011 (Index 1995=100 %)......	100
Abbildung 32: Direkte Energiestückkosten „Elektrizität, Gas und Fernwärme“ im deutschen Produzierenden Gewerbe in den Jahren 1995 und 2011	101
Abbildung 33: Wirkung einer Gebäudesanierungsmaßnahme auf die Komponenten der Warmmiete (im Fall einer Pareto-Verbesserung).....	106
Abbildung 34: Rahmen für (nicht) lohnenswerte bzw. (nicht) realisierbare Sanierungen	107
Abbildung 35: Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen der im Zeitraum 2000 bis 2014 errichteten EEG-Anlagen als Änderung am Bruttoinlandsprodukt.....	113
Abbildung 36: Denkbare Veränderung der energiebedingten CO ₂ -Emissionen bis zum Jahr 2030 nach Sektoren.....	119
Abbildung 37: Denkbare Veränderung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2030 gegenüber 2014.....	120

Tabellen

Tabelle 1:	Trend-Bewertung der Zielerreichung im Monitoring-Bericht (Entwurf vom 05.11.2015).....	2
Tabelle 2:	Häufig angeführte Markt- und Verhaltensversagen hinsichtlich der Energieeffizienz-Lücke und potenzielle Instrumente der Politik	45
Tabelle 3:	Bewertungsschema für ein Monitoring der von der Bundesregierung eingesetzten Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz – Teil 1	55
Tabelle 4:	Bewertungsschema für ein Monitoring der von der Bundesregierung eingesetzten Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz – Teil 2	56
Tabelle 5:	Verfügbarkeiten unterschiedlicher Erzeugungstechnologien	69
Tabelle 6:	Erzeugung und Brennstoffeinsatz der KWK sowie KWK-Anteil an der Stromerzeugung	71
Tabelle 7:	Brennstoffeinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen in Deutschland von 2003 bis 2014.....	72
Tabelle 8:	Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Elektrizität	83
Tabelle 9:	Indikatoren zum aggregierten Elektrizitätsverbrauch.....	84
Tabelle 10:	Endenergieverbrauch für Wärmeanwendungen in 2013.....	86
Tabelle 11:	Erlöse des Wärmeabsatzes in 2013	88
Tabelle 12:	Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen im Jahr 2013 (ohne Umsatzsteuern)	89
Tabelle 13:	Letztverbraucherausgaben in Mio. Euro (ohne MwSt.)	91
Tabelle 14:	Ergebnisse der Input-Output-Analyse.....	111
Tabelle 15:	Emissionsminderungen 2020 und 2030 gegenüber 1990 in verschiedenen Referenzszenarien	116
Tabelle 16:	Veränderungen der sektoralen Treibhausgasemissionen gemäß Projektionsbericht 2015.....	117

1 Monitoring-Prozess als Element der Energiewende

Das Wichtigste in Kürze

Wie die Bundesregierung in ihrem Monitoring-Bericht herausarbeitet, verläuft die Entwicklung bei den Zielindikatoren recht unterschiedlich. Bei einigen befinden wir uns auf dem Zielpfad (etwa bei der erneuerbaren Stromerzeugung), bei anderen liegen wir deutlich darunter (etwa bei den Treibhausgasemissionen und bei der Effizienz im Verkehr). Die Expertenkommission teilt im Wesentlichen die Einschätzung der Bundesregierung, sieht aber bei einigen Indikatoren mehr oder weniger ausgeprägte Risiken für die Zielerreichung.

Im Entwurf des Monitoring-Berichts 2015, den die Expertenkommission am 05.11.2015 erhalten hat, wird der Grad der Zielerreichung für sämtliche Indikatoren erstmals mit einem Punktesystem bewertet. Die Expertenkommission begrüßt die Idee, bei den quantitativen Energiewende-Indikatoren den Grad der Zielerreichung durch ein Punktesystem darzustellen. Sofern weniger als die volle Punktzahl vergeben wird, besteht die Gefahr einer Zielverfehlung in dem entsprechenden Bereich, insbesondere wenn das Zieljahr nicht mehr fern ist. Es wird jedoch eine Überarbeitung des Punktesystems angeregt. So sollten die Entwicklungen des letzten Jahres gegenüber den Entwicklungen früherer Jahre ein höheres Gewicht erhalten, 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.

Das Kapitel enthält darüber hinaus eine Übersicht der wesentlichen Empfehlungen der Expertenkommission aus den bisherigen vier Stellungnahmen, um die für das weitere Monitoring entwickelten Empfehlungen nicht in Vergessenheit geraten zu lassen. Wir stehen dazu in einem konstruktiven Dialog mit der Bundesregierung und erkennen an, dass zu einigen Punkten noch Forschungsbedarf besteht.

1.1 Ausgangslage und Bewertung zentraler Ziele

1. Der Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ soll i) einen faktenbasierten Überblick über den Stand der Umsetzung der Energiewende geben, ii) die Zielerreichung evaluieren, Maßnahmen bewerten und ggf. Maßnahmen zur Zielerreichung vorschlagen und iii) in Fortschrittsberichten wahrscheinliche Entwicklungen darstellen und Handlungsempfehlungen ableiten (BMW, 2015a). Der vierte Monitoring-Bericht der Bundesregierung entwickelt entsprechend das Gerüst für die langfristige Begleitung der Energiewende weiter. Die Monitoring-Berichte sind mittlerweile ein etablierter und wichtiger Bestandteil der Transformation des Energiesystems. Nach dem stärker problemorientierten Fortschrittsbericht des Jahres 2014 beschreibt der Monitoring-Bericht 2015 nun wieder stark faktenorientiert Indikatoren und deren Veränderung. Die Expertenkommission wiederholt vor diesem Hintergrund ihre Empfehlung, in den Monitoring-Berichten der Bundesregierung über die bloße Darstellung von Indikatoren und deren Veränderungen hinauszugehen und auf die Analyse und Bewertung der beobachteten Entwicklungen abzielen. Die Benennung von Problemen, die Analyse von Ursachen und die Schlussfolgerungen für politische Initiativen sind dringend einzufordern, wenn Ziele in einzelnen Handlungsfeldern mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht erreicht werden. Dies gilt insbesondere für zentrale Zielgrößen des Energiekonzepts. Evaluation ist auch eine zentrale Aufgabe der Monitoring-Berichte.

2. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung erläutert die **Zielarchitektur zur Energiewende**, die im Kern auf einen Vorschlag der Expertenkommission zurückgeht. Die politischen Ziele Senkung der Treibhausgasemissionen, Ausstieg aus der Kernenergie, Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit bilden den Rahmen für den Umbau der Energieversorgung. Die Kernziele hingegen beschreiben die zentralen Strategien des Energiekonzepts. Sie bestehen im Ausbau der erneuerbaren Energien

und in der Senkung des Primärenergieverbrauchs bzw. der Steigerung der Energieeffizienz. Steuerungsziele für die Handlungsfelder Strom, Wärme und Verkehr konkretisieren die Kernziele.

3. Im Entwurf des Monitoring-Berichts 2015, der am 05.11.2015 vom BMWi versandt wurde, wird der Grad der Zielerreichung für etliche Indikatoren erstmals mit einem Punktesystem bewertet. Wie die Bundesregierung in ihrem Monitoring-Bericht herausarbeitet, verläuft die Entwicklung bei den einzelnen Zielindikatoren recht unterschiedlich. Bei einigen Zielindikatoren befinden wir uns auf den Zielpfad (etwa bei der erneuerbaren Stromerzeugung), bei anderen Zielindikatoren sind wir deutlich unter dem Zielwert (etwa bei den Treibhausgasemissionen und bei der Effizienz im Verkehr). Die Expertenkommission teilt im Wesentlichen die Einschätzung der Bundesregierung zu den einzelnen Indikatoren, sieht bei einigen Indikatoren allerdings mehr oder weniger ausgeprägte Risiken für die Zielerreichung. Tabelle 1 stellt die Trend-Einschätzungen des Monitoring-Berichts nach dem neu entwickelten Punktesystem dar.

Tabelle 1: Trend-Bewertung der Zielerreichung im Monitoring-Bericht (Entwurf vom 05.11.2015)

Indikator	Ist 2014	Ziel in 2020	Trend
Erneuerbare Energien am Bruttoendenergieverbrauch	13,5 %	18 %	● ● ● ● ●
Erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch	27,4 %	mindestens 35 %	● ● ● ● ●
Erneuerbare Energien am Wärmeverbrauch	12,2 %	14 %	● ● ● ● ●
Erneuerbare Energien im Verkehrsbereich	5,6 %	10 %	● ● ● ● ●
Primärenergieverbrauch (unbereinigt)	-8,7 %	-20 % ggü. 2008	● ● ● ● ●
Endenergieproduktivität	1,6 % p. a.	2,1 % p. a. ab 2008	● ● ● ● ●
Bruttostromverbrauch	-4,6 %	-10 % ggü. 2008	● ● ● ● ●
Wärmebedarf Gebäudesektor	-12,4 %	-20 % ggü. 2008	● ● ● ● ●
Endenergieverbrauch Verkehrssektor	1,7 %	-10 % ggü. 2005	● ● ● ● ●
Treibhausgasemissionen	-27 %	-40 % ggü. 1990	● ● ● ● ●

Quelle: Eigene Darstellung entsprechend BMWi (2015a)

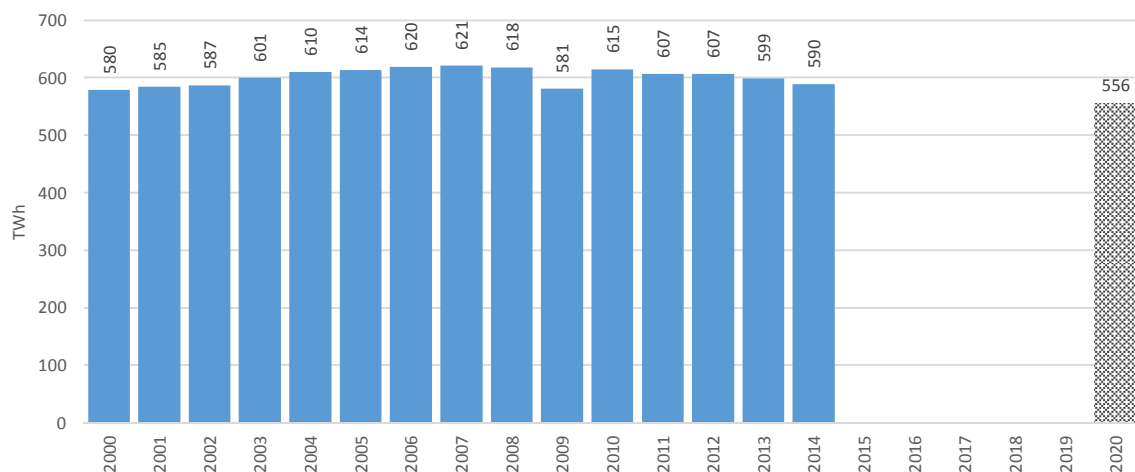
4. Um zu dieser Einschätzung zu gelangen, wird zunächst die Entwicklung der Indikatoren vom Basisjahr 2008¹ bis zum Zieljahr, meist 2020, durch eine lineare Trendschätzung (Kleinste-Quadrate-Methode) fortgeschrieben. Anschließend wird verglichen, wie nahe der Prognosewert für 2020 am jeweils anvisierten Zielwert liegt. Je nach Größe der Abweichung wird eine Punktwertung von 1 bis 5 Punkten vergeben. Die gegenüber der Bundesregierung kritischere Einschätzung der Expertenkommission schlägt sich auch im Punktesystem nieder, stehen doch drei Punkte bei den Treibhausgasemissionen, beim Primärenergieverbrauch und in der Endenergieproduktivität schon für eine Abweichung vom Zielwert um bis zu 40 %. Grundsätzlich scheint die Bewertung der Zielerreichung also durchaus ähnlich zu sein, auch wenn aus vielfach dokumentierten

¹ Die Trendrechnungen des Monitoring-Berichts 2015 beziehen sich auf das Jahr 2008, da die Ziele des Energiekonzepts vornehmlich auf eben dieses Basisjahr bezogen sind.

potenziellen Zielverfehlungen von 30 %, 40 % oder 50 % oftmals kaum politische Schlussfolgerungen gezogen werden. Zwar werden Maßnahmen benannt und analysiert, die helfen, die dargestellten Lücken zu schließen, diese bleiben in ihren Wirkungen und Ausgestaltungen aber häufig unklar. Eine kritischere Betrachtung der beobachteten Entwicklungen und der Ursachen für die Zielverfehlungen wäre aber wichtig gewesen. Die lineare Fortschreibung ist eine einfache und transparente Methode, bei der insbesondere keine weiteren Annahmen etwa über funktionale Formen oder Parameter getroffen werden müssen. Die Methode extrapoliert nach dem durchschnittlichen Fortschritt der einbezogenen beobachteten Werte (Ist-Werte). Als erste Reaktion auf den Bewertungsvorschlag möchte die Expertenkommission nachfolgend einige offene Punkte diskutieren.

5. Sowohl die absoluten Ist-Werte als auch deren Zuwachsraten weisen stets Schwankungen zwischen den Jahren auf, wodurch bereits die Wahl des Startjahres Einfluss auf die Punktevergabe hat. Des Weiteren wird in dem Bewertungsschema der Fortschritt lediglich aufgrund einer Punktschätzung für das Zieljahr beurteilt. Vielleicht wäre es vorteilhaft, zusätzlich Konfidenzintervalle² zur Bewertung heranzuziehen. Eine Trendanalyse auf Basis kürzerer und somit aktuellerer Beobachtungszeiträume bedeutet zwar eine weniger präzise Schätzung, reflektiert andererseits aber stärker die jüngste Entwicklung des Indikators und liefert möglicherweise einen höheren Informationsgehalt bezüglich der zu erwartenden Werte in den Jahren 2015 bis 2020. Im Rahmen der Umsetzung politischer Maßnahmen trifft dies ebenfalls zu. Je näher der Ist-Wert dem Zieljahr ist, desto unwahrscheinlicher werden grundlegende Änderungen des Trends durch Politikmaßnahmen, deren Zeitraum zwischen Realisierung und Wirksamkeit sich meist über Jahre erstreckt. Die Effekte dieser Variationen auf die Bewertung von Indikatoren werden zunächst anhand der Prognose des Monitoring-Berichts zur Zielerreichung beim Bruttostromverbrauch beispielhaft verdeutlicht (vgl. Abbildung 1). Der anvisierte Zielwert für 2020 ist eine Minderung um 10 % gegenüber 2008. Der Prognosewert von 5,53 % Minderung gegenüber 2008 entspricht dem Punktschätzer einer linearen Regression über die Ist-Werte 2008 bis 2014.

Abbildung 1: Zielsteckbrief: Energieproduktivität Stromverbrauch



Quelle: Eigene Darstellung entsprechend BMWi (2015a)

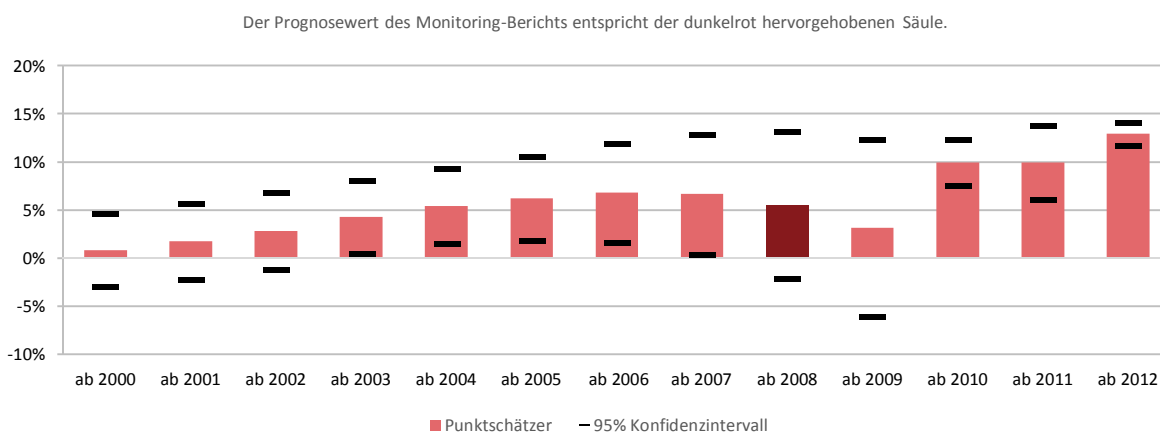
6. Abbildung 2 zeigt die Variationen des Prognosewertes für 2020 (rote Balken) mitsamt 95 %-Konfidenzintervall (schwarze Striche), die sich je nach Ausgangsjahr der linearen Fortschreibung ergeben. Würde diese ab dem Jahr 2000 die Werte bis 2014 berücksichtigen, dann sagt die lineare Trendfortschreibung eine Minderung des Bruttostromverbrauchs 2020 von 1 % gegenüber 2008 voraus. Das entsprechende

² Konfidenzintervalle geben den Bereich an, der bei unendlicher Wiederholung des Zufallsexperiments den wahren Parameterwert mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % einschließt.

Konfidenzintervall bewegt sich zwischen -3 % und 5 %, umfasst also nicht das Reduktionsziel von 10 %, d. h. eine Zielerfüllung wäre aus dieser langfristigen Perspektive heraus nicht zu erwarten. Je später das Ausgangsjahr für die Trendschätzung gewählt wird, desto höher fällt im Fall des Bruttostromverbrauchs tendenziell die erwartete Minderung für das Jahr 2020 aus, da der Bruttostromverbrauch bis 2007 fortlaufend gestiegen ist. Erst bei einer Fortschreibung ab dem Jahr 2005 liegt der Zielwert zumindest im Konfidenzintervall, der Punktschätzer für 2020 liegt aber noch 4 Prozentpunkte darunter. Diese Überlegungen sollten in ein Bewertungsschema mit einfließen. Aktuellere Ist-Werte würden hier wohl eine bessere Darstellung des Trends liefern als ein relativ langer Beobachtungszeitraum. Schließlich ist der Bruttostromverbrauch seit 2010 (bis 2014) stetig gesunken. Im Monitoring-Bericht wird der Bruttostromverbrauch ab dem Berichtsjahr 2008 fortgeschrieben, daher ist diese Variante in Abbildung 2 farblich mit einem dunkelroten Balken hervorgehoben.

7. Erwägenswert ist in diesem Zusammenhang eine Fortschreibung, in der verschiedene Jahre eine unterschiedliche Gewichtung erhalten. So könnten aktuellere Jahre ein höheres Gewicht erhalten als frühere Jahre. Implizit passiert dies bereits in den oben angeführten Schätzungen. Denn wird die Trendfortschreibung erst ab dem Jahr 2012 durchgeführt, so werden lediglich die letzten drei Jahre, für die Daten vorhanden sind, berücksichtigt (2012, 2013 und 2014). Frühere Jahre erhalten damit ein Gewicht von 0 % und die letzten drei Jahre ein Gewicht von jeweils einem Drittel (Gleichgewichtung). Bei einer Fortschreibung ab dem Jahr 2011 und früher gilt dies analog, wobei die einbezogenen Jahre gleichgewichtet betrachtet werden. In einem nächsten Schritt wäre denkbar, die Schätzung der Gewichte aus dem Modell selbst (endogen) festzulegen.

Abbildung 2: Konfidenzintervall für den Bruttostromverbrauch 2020 bei Variation des Ausgangsjahres einer linearen Trendregression



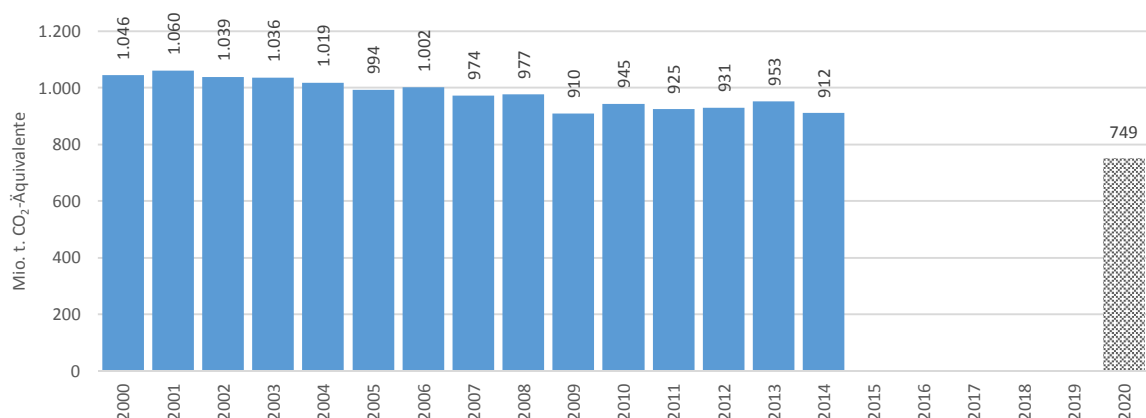
Quelle: Eigene Darstellung

8. Das Problem des Konjunkturlinflusses auf den Bruttostromverbrauch zeigt sich in der Variabilität des Punktschätzers um die Zeit der Finanzkrise 2008/2009. Ab diesen Startjahren sagen Regressionsgeraden deutlich geringere Minderungen vorher, als bei früheren oder späteren Startjahren, da der Ausgangswert vergleichsweise sehr gering ist. Komplexere Modelle könnten als Ausgleich solcher Schwankungen die Jahreswerte mit Konjunkturindikatoren, etwa mit der Veränderung des BIP zum Vorjahr, gewichten, um eine „Glättung“ der Zeitreihe zu erwirken. Fortführungen des Trends ab dem Startjahr 2010 sind dagegen durch konstant hohe Minderungen geprägt, welche die zu erwartenden Entwicklungen in naher Zukunft eventuell besser reflektieren. Der Erwartungswert für 2020 liegt bei 10 % und würde auf eine vollständige Zielerfüllung hindeuten. Demgegenüber liefert das Startjahr 2008 eine relativ konservative Aussicht. Aber auch hier ist zu beachten, dass für 2015 wieder mit einem Stromverbrauchsanstieg gerechnet werden muss.

9. Auch die Abstufung im Bewertungsschema an sich sollte diskutiert werden. Die Punkte werden je nach Abweichung des Prognosewerts vom Zielwert vergeben. Beträgt die Abweichung weniger als 10 % vom Zielwert, vergibt das Monitoring-Schema 5 Punkte, bei weniger als 20 % Abweichung 4 Punkte. 3 Punkte gibt es allerdings bei einer Abweichung lediglich kleiner als 40 % vom Zielwert. Wenn also eine prognostizierte Verbrauchsminderung nur 6,1 % beträgt und damit 39 % vom Zielwert von 10 % Verbrauchsminderung abweicht, vergibt das System immer noch 3 Punkte. 2 Punkte würden bei Abweichung von weniger als 60 % vergeben, etwa einem Prognosewert von 4,1 %. 1 Punkt ist als Mindestwert festgelegt, unabhängig von der Abweichungsrelation. Eine Alternative wäre ein Bewertungsschema, das konsistente Schritte pro zusätzlicher 10 %-Abweichung einhält. Eine striktere Bewertung mit konstanten Intervallen würde relativ große Abweichungen, etwa 50 % vom Zielwert, somit um einen Punkt herunterstufen. Wahrscheinlichere Zielverfehlungen werden somit kritischer hervorgehoben und Handlungsbedarf verstärkt herausgestellt.

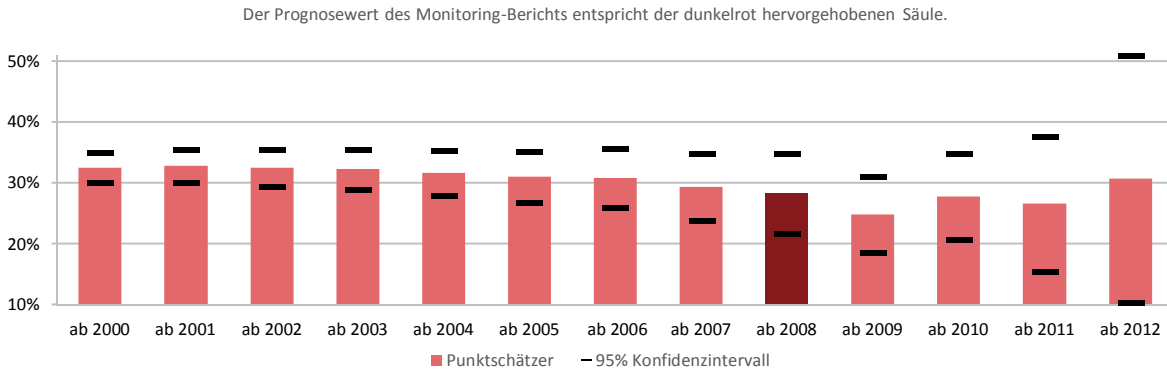
10. Als zweiten Beispielindikator für die Auswirkungen von Sensitivitätsanalysen betrachten wir die Entwicklung der Treibhausgasemissionen des Monitoring-Berichts, der sich allerdings nur auf die nicht temperaturbereinigten Ursprungswerte bezieht (vgl. Abbildung 3). Hier ergibt sich ein anderes Bild: Ein späterer Startpunkt der linearen Trendschätzung führt tendenziell zu größeren Abweichungen vom Zieltrend, da sich die Treibhausgasreduktion zuletzt verlangsamt hat. Wegen der größeren Schwankungen für das Krisenjahr 2009 und für die Emissionssteigerung im Jahr 2013 werden die Konfidenzintervalle bei kurzfristigem Betrachtungszeitraum größer (vgl. Abbildung 4). Als drittes Beispiel soll der Anteil erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch betrachtet werden (vgl. Abbildung 5). Dieser Indikator weist, zumindest grafisch, weniger Korrelation mit der konjunkturellen Lage auf und fluktuiert nicht so stark. Der Zielwert eines Anteils von 14 % liegt stets im Konfidenzintervall (vgl. Abbildung 6). Demnach sollte der Zielwert bis 2020 erreichbar sein. Die jüngste Entwicklung in 2014 mahnt jedoch zur Vorsicht. Abschließend bleibt festzustellen, dass die Bewertung der Entwicklungen der einzelnen Indikatoren durch ein einfaches Punkteschema eine sinnvolle Entwicklung des Monitorings darstellt. Das Bewertungskonzept sollte aber weiterentwickelt werden. Die Bewertungen in der Stellungnahme können hierzu Anhaltspunkte liefern. Eine Anpassung könnte tendenziell ein höheres Ausmaß an Zielverfehlungen offenlegen.

Abbildung 3: Zielsteckbrief: Treibhausgasemissionen



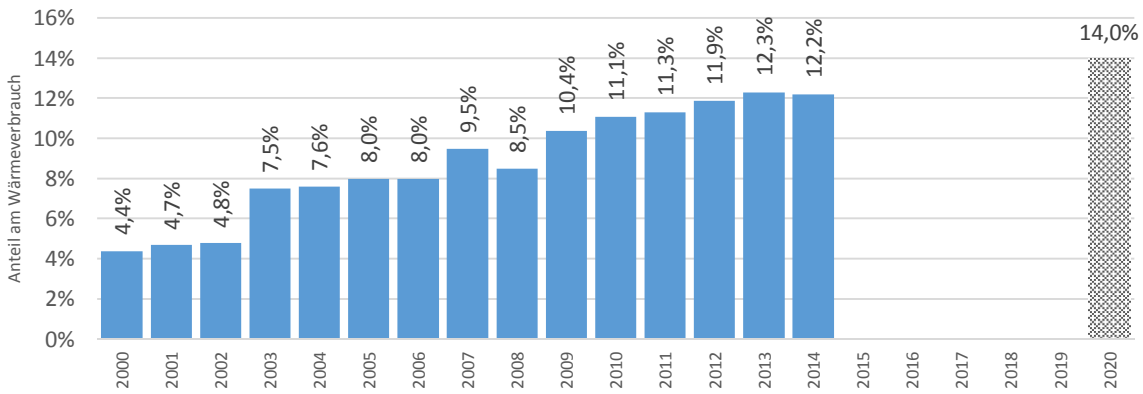
Quelle: Eigene Darstellung entsprechend BMWi (2015a)

Abbildung 4: Konfidenzintervall für die Treibhausgasemissionen 2020 bei Variation des Ausgangsjahres einer linearen Trendregression



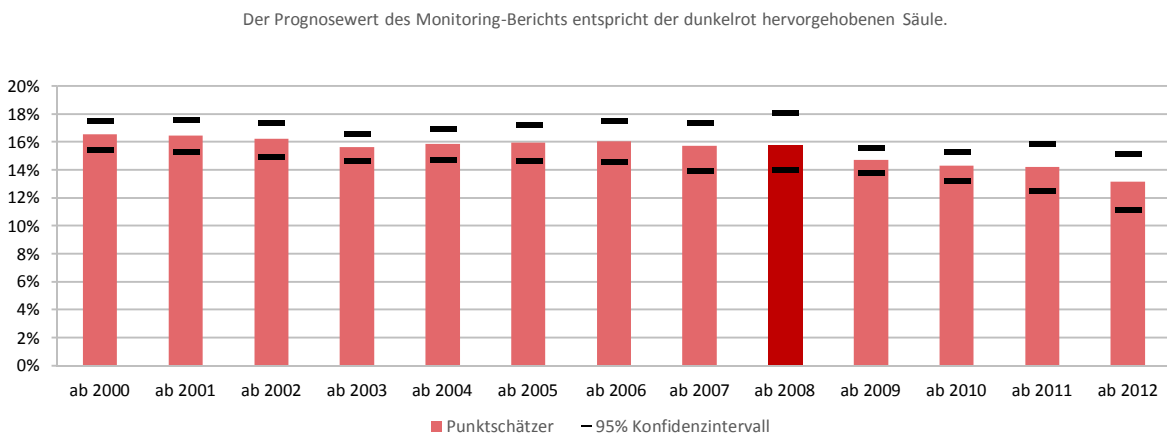
Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 5: Zielsteckbrief: Wärmeverbrauch aus erneuerbaren Energien



Quelle: Eigene Darstellung entsprechend BMWi (2015a)

Abbildung 6: Konfidenzintervall für Anteil erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch 2020 bei Variation des Ausgangsjahres einer linearen Trendregression



Quelle: Eigene Darstellung

1.2 Weiterentwicklung des Monitorings

11. Die Expertenkommission hat in den letzten Jahren verschiedene Vorschläge zur Entwicklung eines konsistenten Indikatorensystems gemacht, mit dessen Hilfe das komplexe Bündel von politischen Zielsetzungen der Energiewende handlungsleitend abgebildet und bewertet werden kann. Einige Vorschläge sind von der Bundesregierung aufgegriffen worden, so die Hierarchisierung der Ziele im Rahmen der Energiewende oder die Nutzung von Innovationsindikatoren. Einigen Vorschlägen ist hingegen im vorliegenden Bericht nicht gefolgt worden. Es sei noch einmal auf die bisherigen Empfehlungen in den vorherigen Stellungnahmen hingewiesen, um die für das weitere Monitoring entwickelten Empfehlungen nicht in Vergessenheit geraten zu lassen. Insbesondere sollte die Berücksichtigung folgender Aspekte noch einmal geprüft werden:

- Leitindikatoren: Indikatorensysteme können zur Reduktion von Komplexität sowie besseren Kommunizierbarkeit beitragen, indem Leitindikatoren entwickelt werden. Diese Leitindikatoren können handlungsleitend sein und müssen darüber hinaus durch ein breites Indikatorensystem untermauert werden. Die Expertenkommission schlägt für den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ der Bundesregierung die Nutzung von zehn Leitindikatoren für fünf verschiedene Dimensionen der Energiewende vor. Dieser Vorschlag wurde von der Bundesregierung in einem der früheren Monitoring-Berichte aufgegriffen, mittlerweile aber wieder fallengelassen (vgl. Kapitel 1 in EWK, 2014a).
- Maßnahmenevaluation: Aus Sicht der Expertenkommission ist eine evidenzbasierte Analyse, d. h. eine auf empirischen Belegen basierende Untersuchung, einzelner Maßnahmen im Rahmen der Energiewende wichtig, um deren Wirksamkeit hinsichtlich der Zielerreichung zu überprüfen. Die Expertenkommission hat verschiedene Vorschläge zur Wirkungsanalyse gemacht. Die Evaluation findet im Monitoring-Bericht aber noch kaum statt (vgl. Kapitel 3 in EWK, 2014b).
- Unterscheidung zwischen endogenen und exogenen Entwicklungen: Indikatoren können zeigen, ob man sich auf dem Zielpfad befindet oder nicht, sie erlauben jedoch bestenfalls sehr begrenzte Aussagen zu den Ursachen und den oft komplexen und vielschichtigen Einflussfaktoren. Es gilt zu analysieren, ob Wirkungen tatsächlich auf das Instrument zurückführbar sind oder ob exogene Faktoren für die messbaren Fortschritte verantwortlich sind (vgl. Kapitel 2 in EWK, 2014b).
- Stilllegung von Emissionsrechten: Vor dem Hintergrund der Schwierigkeiten bei der Erreichung des Klimaziels hat die Expertenkommission vorgeschlagen, eine breitere Debatte über mögliche Beiträge zur Zielerreichung zu führen. Dies umfasst auch den möglichen Ankauf verbunden mit der anschließenden Stilllegung von Emissionsrechten im EU-Emissionshandel (vgl. Kapitel 4 in EWK, 2014b).
- Versorgungssicherheit: In der Tat scheint der System Average Interruption Duration Index (SAIDI) als Maßzahl für die kurzfristige Versorgungssicherheit sinnvoll. Allerdings dürften auch Unterbrechungen unter drei Minuten für den Stromkunden zu Beeinträchtigungen und vermutlich zu volkswirtschaftlichen Schäden führen. Ausfälle unter drei Minuten könnten sogar ähnliche volkswirtschaftliche Kosten nach sich ziehen wie Ausfälle, die länger als drei Minuten dauern. Daher sollten auch diese Beobachtungen erhoben und berücksichtigt werden (vgl. Kapitel 6 in EWK, 2014a).
- Leistungsbilanz: In den letzten Jahren hatte die Expertenkommission mehrfach auf die sich international durchsetzenden statistischen Methoden für die Leistungsbilanzierung hingewiesen und empfohlen, die entsprechenden Berechnungen als einen zentralen Indikator für die Elektrizitätsversorgungssicherheit zu verwenden. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung bestätigt, dass dies künftig der Fall sein wird (vgl. Kapitel 6 in EWK, 2012 und Kapitel 6 in EWK, 2014a).

- **Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung:** Die Expertenkommission hat die aggregierten Letztverbraucher- ausgaben für Elektrizität, Wärme und Kraftstoffe dargestellt und in das Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt gesetzt. Die Expertenkommission ist nach wie vor der Auffassung, dass dies ein geeigneter Indikator ist, um die generelle Bezahlbarkeit von Energie auf gesamtwirtschaftlicher Ebene darzustellen (vgl. Kapitel 7 in EWK, 2012, Kapitel 7 in EWK, 2014a und Kapitel 11 in EWK, 2014b; Kapitel 8).
- **Internationaler Vergleich der „Energienstückkosten“:** Als Ergänzung zu der bisher ausschließlich nationalen Betrachtung des Energiekostenanteils an der Bruttowertschöpfung empfiehlt die Expertenkommission das Monitoring auf einen internationalen Vergleich der „Energienstückkosten“ (Anteil der Energiekosten an der Bruttowertschöpfung) auszuweiten. Dadurch können Kostenentwicklungen im internationalen Vergleich besser verglichen werden. Dies erlaubt eine umfassendere Beurteilung der Wettbewerbswirkungen von Energiepreisänderungen. In diesem Jahr werden in Kapitel 8 der Stellungnahme neben direkten Energienstückkosten auch indirekte Energienstückkosten ermittelt (vgl. Kapitel 11 in EWK, 2014b).
- **Gesamtwirtschaftliche Wirkungen:** Der aktuelle Monitoring-Bericht der Bundesregierung wiederholt noch einmal die Aussagen zu den gesamtwirtschaftlichen Wirkungen der Energiewende aus dem letztjährigen Fortschrittsbericht. Die Expertenkommission hatte dazu bereits im Vorjahr eine kritische Stellungnahme abgegeben und Alternativvorschläge unterbreitet, die im diesjährigen Monitoring-Bericht jedoch keinen Widerhall finden (vgl. Kapitel 12 in EWK, 2014b; Kapitel 9).
- **Innovationen:** Die Expertenkommission hatte in den letzten Jahren ein Konzept für umfassende Innovationsindikatoren entwickelt, das über den Ansatz der Monitoring-Berichte hinausgeht und das die mit der Energiewende bedingte Innovationsdynamik besser als die Zahl der Patentanmeldungen oder die Höhe der staatliche Ausgaben für Forschung und Entwicklung abbilden kann. Auch dies wird im aktuellen Monitoring-Bericht der Bundesregierung noch nicht berücksichtigt (vgl. Kapitel 10 in EWK, 2014b).
- **Verteilungsprobleme:** Die Berücksichtigung von Verteilungskonflikten ist zentral für das Gelingen der Energiewende. In dieser Stellungnahme beleuchten wir diesbezüglich das Konzept der Pareto-Effizienz näher und verdeutlichen es an Beispielen im Verkehrs- und Gebäudebereich (Kapitel 9). Im Monitoring-Bericht 2015 werden Auswirkungen von Energiekostensteigerungen auf unterschiedliche Haushalte durch konstruierte Haushaltstypen dargestellt. Aus Sicht der Expertenkommission gibt es allerdings bessere Indikatoren, die die Verteilungswirkungen verdeutlichen können. Hierzu wurden Vorschläge unterbreitet (vgl. Kapitel 7 in EWK, 2014a).
- **Akzeptanz:** Die Expertenkommission ist der Ansicht, dass auch Energiewende-Indikatoren erforderlich sind, mit denen die Akzeptanz der Energiewende dargestellt werden kann. Insbesondere der Expertenbericht aus dem Vorjahr 2014 hat hier auch konkrete Beiträge geleistet (vgl. Kapitel 13 in EWK, 2014b).
- **Indikatoren zur Umweltwirkung:** Die Bunderegierung behandelt im Monitoring-Bericht nur kurz die Umweltauswirkungen der Energiewende (jenseits der Treibhausgasemissionen), obwohl diese explizit auch im energiepolitischen Zieldreieck genannt sind. Schwerpunktmäßig sollten hierbei die Entwicklung der Flächeninanspruchnahme sowie eine steigende Ressourcennutzung (insbesondere Seltene Erden und Metalle, unter Berücksichtigung von Recycling) betrachtet werden (vgl. Kapitel 5 in EWK, 2012 und Kapitel 5 in EWK, 2014a).
- **Sektorkopplung:** Technologien, die als Power-to-Heat, Power-to-Gas oder Power-to-X charakterisiert werden, könnten eine wichtige Rolle zur Integration intermittierender Strommengen in die Energieversorgung spielen, doch sind diese Technologien unter den aktuellen Elektrizitätsbezugskosten unwirtschaftlich. Die Expertenkommission präsentiert in Kapitel 2 der diesjährigen Stellungnahme verschiedene Ideen, wie dieses Problem adressiert werden könnte.

- Ausblick 2030: Die Expertenkommission hat im letzten Jahr empfohlen, den bisherigen Zeithorizont bis zum Jahr 2020 in künftigen Monitoring-Berichten bis zum Jahr 2030 auszudehnen. Dies wäre auch deshalb sinnvoll, weil seit Erstellung des Energiekonzepts im Jahr 2010 eine Reihe von Veränderungen eingetreten ist und aktuelle Referenzszenarien darauf hindeuten, dass das Klimaschutzziel 2030 ohne zusätzliche Maßnahmen deutlich verfehlt werden könnte. In diesem Zusammenhang sollte auch geprüft werden, den wenig ausdifferenzierten Zielkatalog des Energiekonzepts für 2030 zu vervollständigen. Zu diesen Fragen nimmt die Expertenkommission in Kapitel 10 Stellung.

2 Integrierte Entwicklung des Energiesystems

Das Wichtigste in Kürze

Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung adressiert das Thema „Sektorkopplung“, allerdings noch auf einem vergleichsweise abstrakten Niveau. Es geht dabei um flexibel einsetzbare Technologien zur Nutzung von erneuerbarer Überschuss-Elektrizität zur Bereitstellung von Wärme (Power-to-Heat), Treibstoffen oder chemischen Rohstoffen (Power-to-X). Unter den gegebenen Marktbedingungen einschließlich der geltenden Regelungen zu Abgaben und Steuern sind diese Technologien noch nicht wirtschaftlich.

Dem Wunsch des Bundeswirtschaftsministeriums folgend hat sich die Expertenkommission mit der Frage der Kostenzuordnung beschäftigt und entwickelt dazu auf wissenschaftlicher Grundlage einige Ideen. Eine Option stellen sogenannte Ramsey-Preise dar, mit deren Hilfe eine optimale Preisdifferenzierung eines homogenen Produkts (Elektrizität) auf verschiedenen Teilmärkten vorgenommen werden kann. Dieses Konzept ähnelt den „anrechenbaren Preisen“, einer im Bereich der wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) angewendeten Preisbildungsmethode. Als alternatives Konzept wird eine steuerfinanzierte Lösung diskutiert. In beiden Fällen handelt es sich um erste Denkanstöße, nicht um einen fertig ausformulierten Vorschlag zur Kostenzuordnung.

Im Zentrum der Ausführungen stehen Power-to-Heat-Technologien. Sie werden heute überwiegend auf den Regenergiemärkten „systemdienlich“ eingesetzt, doch wäre es aus Sicht der Energiewende wünschenswert, wenn sich das Potenzial von Power-to-Heat-Technologien (einschließlich Power-to-X-Technologien) auch auf den regulären Energiemärkten durchsetzen könnte. Unsere Überlegungen sollen dazu einen Beitrag leisten.

2.1 Technologiekonzepte zur Sektorkopplung

12. Die sich bereits abzeichnende stärkere Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr ist nicht nur für das Erreichen der längerfristigen Klimaschutzziele unerlässlich, sondern auch mittelfristig für eine effiziente Transformation des Energiesystems von Bedeutung: Strom, Wärme und Mobilität müssen stärker als bisher als Gesamtsystem verstanden und optimiert werden. Sinnvoll eingesetzte Informations- und Kommunikationstechnologien können diese Vernetzung unterstützen (Smart Grids, Smart Home, Smart Mobility usw.). Dadurch wird auch eine stärkere Zielflexibilisierung möglich. Das betrifft v. a. die Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien, die erheblich an Bedeutung zunimmt. Denn die Ausbaukorridore im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) lassen erwarten, dass Wind und Sonne in zehn Jahren jede dritte Kilowattstunde Strom (2014: knapp jede sechste Kilowattstunde) erzeugen werden. Doch kann dieses Potenzial nur bei zeitgleichem Vorliegen einer entsprechenden Elektrizitätsnachfrage genutzt werden. Die zeitliche Anpassung von Angebot und Nachfrage über Demand Side Management oder Stromspeicher bzw. der räumliche Ausgleich über entsprechende Netzinfrastrukturen sind Maßnahmen innerhalb des Stromsystems. Power-to-Heat oder Power-to-Mobility stellen hingegen sektorübergreifende Optionen dar.

13. Schon bisher war der Energiesektor Elektrizität mit den Energiesektoren Wärme (z. B. über Hochtemperatur-Prozesswärme, KWK, Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen) und Verkehr (elektrische Bahnen) verknüpft. Diese Sektorkopplungen erhalten aber im Zuge der Energiewende eine neue Bedeutung. Indem in den Anwendungsbereichen zeitliche Flexibilitäten erschlossen werden, kann auch die Elektrizitätsnachfrage dem variierenden Angebot an erneuerbaren Energien angepasst werden. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Elektrizitätsversorgung werden immer mehr Stunden eines Jahres durch Elektrizitätsüberschüsse gekennzeichnet sein. Auch der diesjährige Monitoring-Bericht der Bundesregierung (BMWi, 2015a; Kasten in Kapitel 4.3.1) sieht daher

im Ausbau der Sektorkopplung eine interessante Möglichkeit, um die regenerativ erzeugten Elektrizitätsüberschüsse im Sinne des Klimaschutzes zu verwenden, indem mit ihrer Hilfe der Einsatz fossiler Energien in allen Energiesektoren zurückgedrängt werden kann.³

14. Ein Beispiel sind Power-to-Heat-Konzepte in Verbindung mit Nah- und Fernwärmenetzen. Es handelt sich um eine Gruppe von Technologien, mit denen Elektrizität in (Niedertemperatur-)Wärme umgewandelt wird. Der energetische Nutzungsgrad ist meist sehr hoch und die spezifischen Investitionskosten sind eher gering (sofern bereits ein Wärmespeicher und ein Wärmeverteilnetz existiert). Aus Sicht der Thermodynamik haben Power-to-Heat-Technologien allerdings den Nachteil, dass aus einem Energieträger mit hoher Energie (Elektrizität) ein minderwertiger Energieträger (Niedertemperatur-Wärme) erzeugt wird.

15. Daneben steht der gesamte Bereich von Power-to-X, unter dem im Weiteren die strombasierte Erzeugung chemischer Sekundärenergieträger verstanden werden soll, welche – neben ihrer möglichen Funktion als Stromspeicher – für vielfältige andere Anwendungen eingesetzt werden können. Es kann sich um gasförmige Stoffe wie Wasserstoff und Methan als Ersatz von Erdgas (Power-to-Gas) oder um flüssige Energieträger (Power-to-Liquid) für stationäre und mobile Energieanwendungen handeln, aber auch um Rohstoffe für die Industrie (Power-to-Chemicals⁴). Die entsprechenden Technologien sind derzeit allerdings durch vergleichsweise hohe spezifische Investitionskosten gekennzeichnet. Außerdem reduziert sich die am Ende nutzbare Energiemenge bezogen auf die eingesetzte Strommenge je nach Anzahl der Konversionsschritte und deren jeweiligen energetischen Nutzungsgraden.⁵ Unter der Überschrift „Sektorkopplung“ weist der Monitoring-Bericht der Bundesregierung explizit darauf hin, dass die eingesetzte Elektrizität effizient zu nutzen ist. Bei den einzelnen Prozessen kann dies etwa durch Auskopplung und Nutzung von Wärme geschehen. Darüber hinaus lassen sich die energetischen Nutzungsgrade durch technologische Weiterentwicklungen steigern.

2.2 Effizientes Finanzierungskonzept für Technologien zur Sektorkopplung

16. Ob der Betrieb von Anlagen der Sektorkopplung wirtschaftlich darstellbar ist oder nicht und die entsprechenden Technologien am Markt überhaupt eine Chance haben, hängt – neben weiteren Faktoren – insbesondere von den jeweiligen Strombezugskosten ab.⁶ Würden die von Power-to-Heat- bzw. Power-to-X-Betreibern verlangten Strombezugskosten den durchschnittlichen Industriestrompreisen von aktuell etwa 13,7 ct/kWh (BDEW, 2015a⁷) entsprechen, wären die erzeugten Produkte auf ihren Referenzmärkten Wärme bzw. Erdgasmarkt (Letztverbraucherpreis aktuell maximal 7 ct/kWh), Dieselmotorkraftstoff (maximal 9 ct/kWh, einschließlich Treibstoffsteuer) und Benzin (maximal 13 ct/kWh, einschließlich Treibstoffsteuer) nicht wettbewerbsfähig, selbst wenn man bei den fossilen Energieträgern die CO₂-Kosten noch hinzurechnen würde.

17. Nimmt man vereinfachend an, dass regenerative Überschuss-Elektrizität am Großhandelsmarkt zu Preisen von Null beschafft werden kann, würde dies zwar die durchschnittlichen Strombezugskosten um aktuell etwas

³ Es muss dabei aber ausgeschlossen sein, dass die zusätzliche Elektrizitätsnachfrage in fossilen Kraftwerken erzeugt wird.

⁴ Bei diesen Konzepten wird auf der Basis von elektrischem Strom zunächst Wasserstoff gewonnen, der in Folgereaktionen zu (energiereichen) organischen Basischemikalien der chemischen Industrie konvertiert wird. Beispiele sind Methanol, Ethen, Propen, Formaldehyd etc.

⁵ Aktuelle Kettenwirkungsgrade sind bei der Wasserstoff-Elektrolyse ca. 75 %, bei der Methansynthese aus Wasserstoff und CO₂ ca. 60 % und für die Erzeugung flüssiger Kraftstoffe ca. 55 %.

⁶ Auf das mit der Maximierung des Eigenverbrauchs von Solarstrom verbundene Problem der Kostentragung hatte die Expertenkommission bereits in einer früheren Stellungnahme hingewiesen.

⁷ Ohne Stromsteuer, Jahresverbrauch 160 bis 20.000 MWh (mittelspannungsseitige Versorgung; Abnahme 100 kW/1.600 h bis 4.000 kW/5.000 h).

über 3 ct/kWh reduzieren, doch wäre der verbleibende Strombezugspreis von rund 10 ct/kWh für Stromnetzentgelte und Umlagen (insbesondere EEG-Umlage) immer noch zu hoch. Ohne eine deutliche Entlastung bei den staatlich induzierten und regulierten Strompreiskomponenten können Power-to-Heat oder Power-to-X Technologien nicht ökonomisch sinnvoll mit dem Elektrizitätssektor verknüpft werden, da wie beschrieben die Preise für die erzeugten Produkte über den Preisen der Referenzprodukte lägen.

18. Damit die neuen Technologien als Nachfrager nach erneuerbarer Elektrizität am Markt auftreten (dies ist Ziel der stärkeren intersektoralen Kopplung), müssten die Betreiber von Stromnetzentgelten und Umlagen entlastet werden, in dem z. B. für eingesetzten Strom aus regenerativen Anlagen, der nicht nach EEG vergütet wird, auch keine EEG-Umlage anfällt. Es stellt sich demnach die Frage, in welcher Höhe die Betreiber dieser Technologien zu entlasten sind bzw. wie die Kosten für die Erzeugung und die Bereitstellung von erneuerbarer Elektrizität den verschiedenen Sektoren zugeordnet werden sollen.

19. In der wirtschafts- und energiewirtschaftlichen Literatur findet sich ein Konzept, welches die Frage nach der optimalen Kostenaufteilung beantworten kann, die sogenannte Ramsey-Regel (Erdmann und Zweifel, 2008; Kapitel 6.3.1). Ausgangspunkt ist ein Erzeuger, der ein Produkt (Elektrizität) auf verschiedenen Märkten verkauft (traditionelle Industriekunden, Kleinverbraucher sowie die Betreiber von Power-to-Heat- und Power-to-X-Anlagen). Unter der Bedingung, dass die Durchschnittskosten der Elektrizitätsbereitstellung gedeckt werden müssen, besagt die Ramsey-Regel, dass der Elektrizitätspreis zwischen verschiedenen Sektoren differenzieren soll, und zwar dergestalt, dass Sektoren mit einer unelastischen Nachfrage stärker zur Finanzierung der Gesamtkosten herangezogen werden sollen als Sektoren, die elastisch auf Preisänderungen reagieren. Wird entsprechend vorgegangen, kommt dies dem gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrtsoptimum am nächsten.

Formal lautet die Ramsey-Regel:

$$p_i = \left(1 - \frac{k}{\eta_i}\right)$$

Dabei gilt:

p_i = Elektrizitätspreis auf dem Teilmarkt i
 η_i = Preiselastizität der Nachfrage auf dem Teilmarkt i
 k = Konstante, die für die Kostendeckung sorgt⁸

20. Der formale Ansatz der Ramsey-Regel ist erst anwendbar, wenn die Nachfrageelastizität ungleich Null ist, veränderte Elektrizitätspreise also die Elektrizitätsnachfrage des entsprechenden Sektors bzw. der entsprechenden Technologien effektiv beeinflussen. Unter den aktuellen Elektrizitätsbezugspreisen ist dies aber für Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Technologien nicht gegeben: Die Kosten der erzeugten Energieträger liegen über den Marktpreisen der Referenzenergien Wärme, Wasserstoff etc. und selbst bei einer geringfügigen Verringerung der Elektrizitätsbezugspreise würde immer noch keine Elektrizität für diese Technologien nachgefragt, denn deren Wirtschaftlichkeit wäre nach wie vor nicht erreicht.

21. Wie ist im Fall einer solchen speziellen Nachfragefunktion dieser Technologiebetreiber also konkret zu verfahren? Bei Nichtanwendbarkeit der Ramsey-Regel – und sofern diese Technologien den Nachweis echter Einsparungen an fossilen Energien erbringen – muss sich der Strombezugspreis am Modell von „anrechenbaren Preisen“ orientieren, das traditionell bei der (wärmegeführten) Kraft-Wärme-Kopplung Anwendung findet. Prak-

⁸ Falls die Grenzkosten über den Durchschnittskosten liegen, ist $k = 0$. In diesem Fall entspricht die Ramsey-Regel der bekannten „Grenzkosten = Preis“-Regel.

tikabel wird es, wenn der Regulator den Power-to-Heat-Betreibern vergünstigte Netznutzungsbedingungen gewährt. Diese berücksichtigen den Marktpreis der Referenzindustrie im jeweiligen Marktsegment (Erdgas für Industriekunden bzw. Kleinverbraucher), den energetischen Nutzungsgrad der Power-to-Heat-Anlage, die Kapital- und Betriebskosten (ohne die Energiebezugskosten) unter Berücksichtigung einer angemessenen Rendite auf das eingesetzte Kapital sowie die Vorstellung, dass Überschuss-Elektrizität zum Preis von maximal 0 Euro/MWh⁹ bezogen werden kann. Das Resultat ist ein Geldbetrag, der von den Betreibern von Power-to-Heat-Anlagen für die Netznutzung und die Netzumlagen bezahlt werden muss. Ist dieser Betrag positiv, sind Power-to-Heat-Anlagen auch aus Sicht der übrigen Elektrizitätskunden attraktiv, weil mit der Verwertung von erneuerbarer Überschuss-Elektrizität den Netzbetreibern Erlöse zufließen, die ansonsten nicht hätten erzielt werden können. Wegen der gesetzlichen Deckelung der Netzerlöse profitieren alle Letztverbraucher, wenn Power-to-Heat-Anlagen einen Teil dieser Netzerlöse beisteuern.¹⁰

22. Bei der Übertragung dieser Ideen auf Power-to-X-Systeme zeigt sich, dass der Weg dieser Technologien bis zur Marktfähigkeit sehr viel länger ist. Zunächst handelt es sich bei der Referenzenergie um umverteilte und ungesteuerte Energieträger mit einem entsprechend tieferen Referenzpreis. Gegenüber Power-to-Heat-Systemen sind außerdem die Energienutzungsgrade von Power-to-X-Systemen niedriger sowie die Investitionskosten höher. Bei Power-to-X-Systemen führt der vorstehend skizzierte Ansatz zu negativen Netzzahlungen. Im Gegensatz zu Power-to-Heat-Anlagen würden die Netzkunden per saldo nicht entlastet, sondern müssten Power-to-X-Anlagen quersubventionieren. Angesichts der perspektivisch beträchtlichen Kostenwirkungen wäre unter diesem Gesichtspunkt eine Massenmarkt-Einführung entsprechender Technologien derzeit nicht zu empfehlen.

2.3 Andere Finanzierungskonzepte für Technologien zur Sektorkopplung

23. Die Diskussion der Kostenzuordnung im Rahmen der Sektorkopplung findet eine alternative Antwort, wenn die Energiewende (und die daraus entstehenden Zusatzkosten) letztlich als ein öffentliches Gut für die gesamte Gesellschaft aufgefasst wird. Dabei ist insbesondere zu berücksichtigen, dass Strom aus erneuerbaren Energien nicht nur den CO₂-Ausstoß senken, sondern auch andere Zielsetzungen verfolgen kann, etwa eine gesteigerte Energiesicherheit oder eine forcierte Technologieentwicklung. Dementsprechend wäre es dann nur folgerichtig, wenn nicht die Marktteilnehmer in einzelnen Sektoren, sondern aller Sektoren gemeinsam an der Finanzierung beteiligt wären. In diesem Fall sollte sich die Aufteilung der Kosten an allgemeinen Besteuerungskriterien orientieren, allen voran am Kriterium der steuerlichen Leistungsfähigkeit. Allerdings wäre diese Lösung nur im Fall einer beihilferechtlichen Genehmigung durch die EU-Kommission umsetzbar. Darüber hinaus würde eine steuerfinanzierte Sektorkopplung zum Gegenstand staatlicher Lenkung und damit einer marktwirtschaftlichen Entwicklung mehr oder weniger entzogen.

24. In Deutschland gibt es schon eine Reihe von privat finanzierten Power-to-Heat-Anlagen mit einer geschätzten Gesamtkapazität von rund 500 MW. Insbesondere die Betreiber von Nah- und Fernwärmeanlagen haben in den letzten Jahren in diese Technologie investiert – trotz der Tatsache, dass die von diesen Systemen bereitgestellte Wärme zumeist teurer ist als die Referenzenergie Erdgas. Es stellt sich die Frage nach dem Finanzierungskonzept dieser bereits installierten und betriebenen Power-to-Heat-Anlagen. Deren Einsatz erfolgt nicht am traditionellen Energiemarkt (dort wäre eine Wirtschaftlichkeit meistens außer Reichweite), sondern am Regelenergiemarkt (Sekundärreserve und/oder Minutenreserve). Diese Auktionsmärkte sind durch eine zweigliedrige Preisstruktur mit Leistungs- plus Arbeitspreisen gekennzeichnet. Der Betreiber einer Power-to-Heat-Anlage

⁹ Beziehungswise zu einem Preis unterhalb der Grenzkosten aller einsetzbaren fossilen Kraftwerke.

¹⁰ Allerdings müssen Marktprämien auf erneuerbare Überschuss-Elektrizität bezahlt werden.

bietet einen Leistungspreis. Ist er mit seinem Gebot erfolgreich, erzielt er Erlöse in Höhe des gebotenen Leistungspreises, und zwar ohne dass er eine einzige Megawattstunde Elektrizität beziehen und bezahlen muss. Erst mit dem Abruf der Leistung durch den Übertragungsnetzbetreiber muss der Betreiber seine Power-to-Heat-Anlage aktivieren. In diesem Fall bezieht er die erforderliche Elektrizität und bezahlt den aktuellen Elektrizitätspreis inkl. der mit dem Elektrizitätsbezug üblichen Umlagen und Abgaben.¹¹ Die erwarteten Elektrizitätsbezugskosten berücksichtigt er natürlich bei seinem Arbeitspreisgebot, was wiederum dazu führt, dass die Leistung von Power-to-Heat-Anlagen am Regelenergiemarkt eher selten abgerufen wird, da Regelenergie aus anderen Anlagen (Pumpspeicher, Leistungsreduktion thermischer Kraftwerke, abschaltbare Lasten) zu geringeren Grenzkosten zur Verfügung steht. De facto führt eine solche Betriebsweise von Power-to-Heat-Anlagen aber nicht zu einer Marktintegration von regenerativer Überschuss-Elektrizität, sondern liefert einen Beitrag zur Systemintegration, wobei in den Power-to-Heat-Anlagen beim Abruf durch die Übertragungsnetzbetreiber keinesfalls nur regenerative Elektrizität eingesetzt wird. Doch sind die Regelenergiemärkte vorerst geeignete Pilotmärkte für innovative Power-to-Heat-Technologien.

¹¹ Die Umlagen und Abgaben reduzieren sich deutlich, wenn der Power-to-Heat-Betreiber auf eigenerzeugte Elektrizität zurückgreifen kann.

3 Treibhausgasemissionen

Das Wichtigste in Kürze

Die Expertenkommission stimmt mit der Bundesregierung überein, dass die Entwicklung der Treibhausgasemissionen mit den bisher implementierten Maßnahmen zu einer Verfehlung des Reduktionsziels für das Jahr 2020 führen dürfte. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung geht allerdings davon aus, dass mit den seit 2014 beschlossenen Maßnahmen das Ziel doch noch erreicht werden kann. Zu diesen Maßnahmen gehören insbesondere das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) sowie die Stilllegungsinitiative für ältere Braunkohlekraftwerke. In diesem Zusammenhang bedauert es die Expertenkommission, dass ihr der Klimaschutzbericht der Bundesregierung nicht zeitgerecht zur Verfügung gestanden hat.

Die Expertenkommission erkennt die inzwischen ergriffenen Initiativen der Bundesregierung an. Sie ist aber angesichts der Dimension der zur Zielerreichung noch notwendigen Reduktion (170 Mio. t CO₂-Äquivalente) und der verbleibenden Zeit bis 2020 der Ansicht, dass diese Aktivitäten für die Zielerreichung nicht ausreichen werden, zumal die gesunkenen Weltmarktpreise für Energie die Emissionsminderungen im Elektrizitätsbereich wie auch in den anderen Sektoren erschweren. Zudem ist es der Bundesregierung bisher nicht gelungen, für potenziell wirksame Instrumente wie die steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung die notwendigen politischen Mehrheiten zu finden. Aus Sicht der Expertenkommission hätte dies eine der wirksamsten Maßnahmen sein können.

Darüber hinaus kann keineswegs als gesichert gelten, dass die diversen Maßnahmen, welche die Bundesregierung auf den Weg gebracht hat, bis zum Jahr 2020 ausreichende Treibhausgasreduktionen erbringen werden. So sollen von der angestrebten Reduktion von 22 Mio. t CO₂-Äquivalente im Elektrizitätssektor nur noch 12,5 Mio. t durch die De-facto-Stilllegung alter Braunkohlekraftwerke und 4 Mio. t durch die Neufassung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) erreicht werden. Selbst wenn diese Minderung erreicht wird, sind die 22 Mio. t CO₂-Äquivalente – wie in der letzten Stellungnahme dargelegt – aus Sicht der Expertenkommission nicht ausreichend.

Im vorigen Jahr hatte die Expertenkommission eine ganze Reihe von Vorschlägen gemacht, wie mit der erkennbaren Zielverfehlung umgegangen werden sollte. Die aktuelle Situation stellt sich aus Sicht der Expertenkommission dergestalt dar, dass zwar fast alle Beteiligten in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft die anspruchsvollen Treibhausgasreduktionsziele mittragen, aber kaum Bereitschaft besteht, die zur Umsetzung notwendigen Maßnahmen zu akzeptieren, wenn diese vordergründig mit Nachteilen für die eigene Position verbunden sind. Jeder weiß, Klimaschutz kann es nicht zum Nulltarif geben, und dennoch ist das Verhalten vieler darauf ausgerichtet, vom Klimaschutz einen direkten wirtschaftlichen Vorteil zu erzielen. Ein solches Modell kann nicht funktionieren.

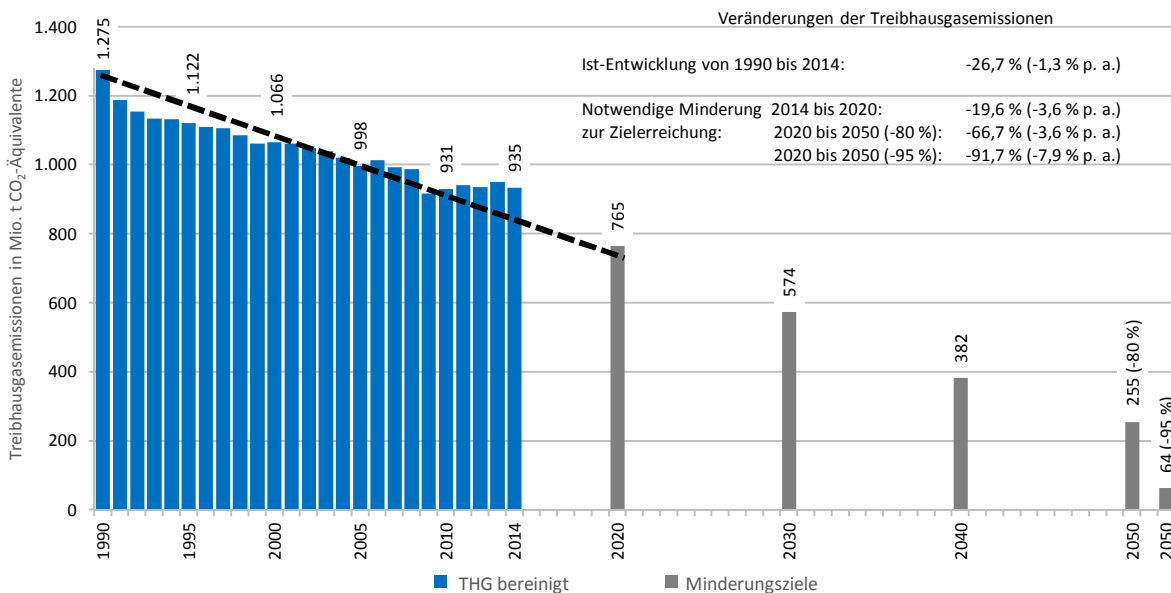
3.1 Bewertung der Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland im Jahr 2014 und Aussichten für die Zielerreichung 2020

25. Die Expertenkommission stimmt mit der Darstellung der Bundesregierung zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen zwar weitgehend überein. Die Expertenkommission hätte sich allerdings gewünscht, dass die Bundesregierung wie im Kapitel zum Primärenergieverbrauch auch bei den Treibhausgasemissionen auf den Temperatureinfluss hingewiesen hätte. Nach einer Schätzung von Ziesing dürften die Treibhausgasemissionen nämlich unter Berücksichtigung des Temperatureinflusses im Jahr 2014 lediglich um 1,7 % und nicht um 4,3 % niedriger gewesen sein als 2013 (Ziesing, 2015).

26. Die Expertenkommission begrüßt es, dass die Bundesregierung auch den durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien bewirkten Emissionsminderungseffekt zitiert. Allerdings werfen die genannten Emissionsminderungsbeiträge auch einige Fragen auf. So sollen von 2008 bis 2014 die durch erneuerbare Energien vermiedenen Treibhausgasemissionen um 53 Mio. t CO₂-Äquivalente (von 95 auf 148 Mio.t) gestiegen sein. Im gleichen Zeitraum sind die gesamten Treibhausgasemissionen um 65 Mio. t CO₂-Äquivalente gesunken. Demnach müssten die erneuerbaren Energien mit über 80 % zur Emissionsminderung beigetragen haben. Energieeffizienzverbesserungen und Energieeinsparungen, die ja durchaus für einige Sektoren aufgezeigt werden können, wären daran also nur sehr untergeordnet beteiligt gewesen. Dies erscheint angesichts der Relationen nicht sehr plausibel. Die Bundesregierung sollte deshalb das Umweltbundesamt um eine entsprechende Plausibilitätskontrolle der Ergebnisse ihrer Berechnungen bitten.

27. Abbildung 7 zeigt, dass auch im vergangenen Jahr kein Einschwenken auf den angestrebten Zielpfad gelungen ist. Dazu hätten bei einem linearen Verlauf die Treibhausgasemissionen auf Basis der temperaturbereinigten Werte für 2013 bis 2020 jahresdurchschnittlich um gut 3 % sinken müssen. Mit der hier geschätzten Reduktion im Jahr 2014 um 1,7 % bleibt man demnach deutlich dahinter zurück. Auch die absoluten Werte der künftig erforderlichen jährlichen Reduktion liefern ein plastisches Bild der weiteren Notwendigkeiten. Der Zielwert für 2020 bedeutet maximale Treibhausgasemissionen von rund 765 Mio. t CO₂-Äquivalente (temperaturbereinigt). Gegenüber den Werten im Jahr 2014 kann dieser Wert nur erreicht werden, wenn die Emissionen bis 2020 jedes Jahr im Durchschnitt um rund 28 Mio. t CO₂-Äquivalente (insgesamt um 170 Mio. t) gesenkt werden. Vergleicht man diese Werte mit den längerfristigen Veränderungen in den Jahren von 2000 bis 2014, in denen die temperaturbereinigten Treibhausgasemissionen insgesamt um knapp 115 Mio. t CO₂-Äquivalente oder jahresdurchschnittlich nur um kaum mehr als 9 Mio. t CO₂-Äquivalente abgenommen hatten, wird erkennbar, dass das Tempo der Emissionsminderung in den wenigen Jahren bis 2020 mindestens verdreifacht werden muss.

Abbildung 7: Entwicklung der temperaturbereinigten Treibhausgasemissionen in Deutschland von 1990 bis 2014 sowie Ziele bis 2050



Quelle: Eigene Darstellung

3.2 Einfluss des europäischen Emissionshandels

28. Der Emissionshandel wird von der Bundesregierung nach wie vor als ein zentrales Instrument für die Realisierung der Klimaschutzpolitischen Ziele angesehen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es mit Beginn der dritten Handelsperiode 2013 kein nationales Emissionshandelsbudget mehr gibt, sondern nur noch ein EU-weites Gesamtbudget („Cap“). Im Jahr 2014 betrug es 2,05 Mrd. CO₂-Äquivalente, es reduziert sich bis zum Ende der Handelsperiode 2020 um jährlich 1,74 %. Die am Emissionshandel beteiligten Anlagenbetreiber können im Bedarfsfall ihren Reduktionsverpflichtungen nicht allein über den Handel von Emissionszertifikaten mit anderen Mitgliedstaaten der EU nachkommen. Vielmehr können Anlagenbetreiber auch nach 2013 noch Projektgutschriften nutzen, die sie in der zweiten Handelsperiode 2008-2012 aus den flexiblen Mechanismen CDM und JI (Clean Development Mechanism und Joint Implementation) erworben hatten. Allerdings setzt dies voraus, dass sie ihr Kontingent noch nicht ausgeschöpft hatten (DEHSt, 2015). Außerdem können noch die Überschüsse an Zertifikaten verwertet werden, die sich im Zusammenhang mit der ökonomischen Krise 2008/2009 durch den starken Rückgang von Energieverbrauch und CO₂-Emissionen herausgebildet hatten.

29. Insgesamt reichen offensichtlich die überschüssigen Projektgutschriften und Zertifikate auch in der bisherigen dritten Handelsperiode noch aus, um einen Druck auf die Zertifikatspreise zu bewirken. Bis Mitte 2014 bewegten sich die Zertifikatspreise meist deutlich unterhalb von 5 Euro/EUA, seither schwanken sie zwischen etwa 6 und 8 Euro/EUA. Unabhängig von der Tatsache, dass ungeachtet dieser niedrigen Preise das Emissionsminderungsziel für die emissionshandelspflichtigen Anlagen im Jahr 2020 erreicht wird (minus 21 % im Vergleich zu 2005), gehen keine zusätzlichen Emissionsminderungsimpulse von dieser Situation aus, zumal angesichts der Energiepreisrelationen eher der Einsatz der emissionsintensiveren Energieträger, vornehmlich Stein- und Braunkohle, begünstigt wird. Erst mit der bevorstehenden Strukturreform für die vierte Handelsperiode ab 2020 und der Einführung der Marktstabilitätsreserve ab 01.01.2019 dürfte zusammen mit den ambitionierteren Klimaschutzzielen bis 2030 der Emissionshandel gestärkt werden.

3.3 Risiken für die Zielerreichung 2020

30. Nach Auffassung der Expertenkommission sind die Schwierigkeiten, die zur Zielrealisierung notwendige Emissionsminderung um rund 170 Mio. t CO₂-Äquivalente zu bewirken, nicht zu unterschätzen. Hierfür sprechen mehrere Gründe:

- Angesichts der internationalen Energiepreisentwicklungen ist die Steinkohle gegenüber dem vergleichsweise emissionsverträglichen Erdgas konkurrenzfähiger geworden. Dies und die ebenfalls hohe Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohle begünstigen eine eher klimaschädliche Stromerzeugungsstruktur. Mit dem sukzessiven Ausstieg aus der Kernenergie wird bis 2020 die weitgehend CO₂-freie Stromerzeugung aus Kernenergie größenordnungsmäßig im Vergleich zu 2014 um 60 bis 70 Mrd. kWh zurückgehen. Würde die entsprechende Strommenge im Jahr 2020 zur Verfügung stehen, hätte dies v. a. eine geringere Erzeugung aus fossilen Kraftwerken zur Folge. Aus Gründen der Strommarktlogik und der EEG-Förderung unabhängig von den Strommarktgegebenheiten hat der Kernenergieausstieg als solcher praktisch keine Auswirkungen auf die erneuerbare Elektrizitätsproduktion. Ohne den Kernenergieausstieg könnten die CO₂-Emissionen in Deutschland ceteris paribus um 40 bis 50 Mio. t tiefer sein als heute zu erwarten.
- Selbst wenn das Regierungsprogramm zur zusätzlich angestrebten Reduktion von 22 Mio. t CO₂-Äquivalente im Elektrizitätssektor erreicht werden sollte, wäre der Kernenergieausstieg bezogen auf die Treibhausgasemissionen noch nicht kompensiert. Doch der Erfolg des 22-Mio-Tonnen-Programms ist fraglich. Nachdem die ursprüngliche Absicht gescheitert war, hierzu eine Klimaabgabe im Kontext des Emissionshandels

zu erheben, will die Bundesregierung dies nun durch eine verstärkte Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung und durch die Überführung alter Braunkohlekraftwerke in eine sogenannte Sicherheitsbereitschaft bei gleichzeitiger „Entschädigung“ der betroffenen Kraftwerksbetreiber erreichen. Dabei geht es um eine Stilllegung von 2,7 GW sowie eine Entschädigung von rund 230 Mio. Euro pro Jahr für sieben Jahre, zusammen also etwa 1,6 Mrd. Euro. Es wird erwartet, dass damit eine Emissionsminderung von 11 bis 12,5 Mio. t CO₂ im Jahr 2020 erreicht werden kann. Von der Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) wird bis 2020 eine Emissionsminderung von bis zu 4 Mio. t CO₂-Äquivalente erwartet. Doch ob das Programm bereits bis zum Jahr 2020 wirkt, ist fraglich, weil es sich um Baumaßnahmen handelt, die erfahrungsgemäß einige Jahre in Anspruch nehmen. Das Ergebnis ist also unbefriedigend in Bezug auf die Minderungsziele.

- Zu bedenken ist auch, dass die Emissionen aus dem Elektrizitätssektor auch durch die hohen Stromexportüberschüsse in die Höhe getrieben wurden. Eine weitere Steigerung dieser Überschüsse würde die künftige Emissionsbilanz zusätzlich belasten. Zumindest für 2015 ist im Vergleich zum Vorjahr noch einmal eine kräftige Erhöhung des Exportüberschusses vorherzusehen.
- Insgesamt sollte der Beitrag der Elektrizitätswirtschaft zur Emissionsminderung bis 2020 nicht überschätzt werden, zumal der Emissionshandel, dem die Kraftwerke unterworfen sind, keine zusätzlichen Impulse setzt. In der gegenwärtigen Verfasstheit dürfte der Emissionshandel allerdings auch für die emissionshandelspflichtigen Anlagen außerhalb der Elektrizitätswirtschaft keine Anreize für eine zusätzliche Emissionsminderung liefern, da die vorgesehenen strukturellen Reformen des Emissionshandels (abgesehen von dem wenig wirksamen Backloading noch in der Handelsperiode von 2013 bis 2020) ohnehin nicht vor 2021 greifen werden. Die Bundesregierung könnte zwar auf einen früheren Start der Reformen hinwirken, doch dürfte dies am Widerstand einiger Mitgliedstaaten scheitern.
- In diesem Zusammenhang möchte die Expertenkommission an ihren Vorschlag aus der Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht erinnern, wonach unter Berücksichtigung des europäischen Emissionshandels die nationalen Emissionsminderungen, die mit den ohnehin fälligen Stilllegungen emissionsintensiv produzierender Kraftwerke verbunden sind, durch Kauf und Stilllegung von EU-Emissionsrechten kompensiert werden könnten. Eine weitere Möglichkeit könnte sich dadurch eröffnen, dass die Bundesregierung Emissionsrechte im Umfang der vermutlichen Zielverfehlung aufkauft und die Zertifikate anschließend stilllegt. Die Ausgaben dafür dürften sich angesichts der gegenwärtigen und absehbaren Preise bis 2020 in Grenzen halten. Selbst wenn die Zertifikatspreise auf 10 Euro/t CO₂ steigen sollten, würde eine Emissionsminderung beispielsweise in einer Größenordnung von 50 Mio. t CO₂ Kosten von allenfalls 500 Mio. Euro auslösen. Dies mag man vergleichen mit den Kosten der Kompensationszahlung für die stillzulegenden Braunkohlekraftwerke in Höhe von 1,6 Mrd. Euro.
- Fraglich ist auch, ob die beiden großen Emittenten, der Gebäude- und Verkehrsbereich, den zur Zielerreichung erforderlichen Beitrag zur Emissionsminderung schon bis 2020 leisten können. Zumindest im Verkehr müsste es dazu zu einer radikalen Trendwende kommen. Dagegen sprechen im Moment auch die gegenwärtig sehr niedrigen Kraftstoffpreise, die (ähnlich wie für den Raumheizungsbereich die niedrigen Preise für das leichte Heizöl) kaum Impulse für ein sparsameres Verhalten oder für Effizienzinvestitionen setzen. Hierzu werden Vorschläge in den entsprechenden Kapiteln der Stellungnahme entwickelt.
- Im Übrigen sieht die Expertenkommission angesichts des Umsetzungsstandes des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) und des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 sowie der teilweise noch fehlenden Konkretisierung der darin genannten Einzelmaßnahmen die Gefahr, dass die tatsächlichen Energieeinsparungen und Emissionsreduktionen nicht ausreichen werden, um die verbleibende Lücke bis 2020 zu schließen.

Vor diesem Hintergrund ist nach Auffassung der Expertenkommission damit zu rechnen, dass bis 2020 das angestrebte Ziel der Emissionsminderung deutlich verfehlt werden könnte. Weiterer Handlungsbedarf ist also evident, doch die Zeit dafür wird zunehmend knapper. Hinzu kommt schließlich, dass von den erwartbaren Veränderungen der demographischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eher energieverbrauchs- und damit verbunden emissionssteigernde Wirkungen ausgehen dürften.

31. Vom Grundsatz her lassen sich die bekannten Hebel und Instrumente benennen, die den Handlungsbedarf umschreiben: Da beinahe die Hälfte aller inländischen Treibhausgasemissionen dem europaweiten Emissionshandel unterliegt, sind hier Aktivitäten zur Verbesserung der Wirksamkeit des Emissionshandelssystems zwar vordringlich, doch sind hier kurzfristige Erfolge nicht zu erwarten. Daher sind auch für die vom Emissionshandel erfassten Bereiche zusätzliche nationale Maßnahmen ergänzend notwendig. Dabei müsste aber sichergestellt sein, dass die dadurch erreichten Emissionsminderungen durch den Kauf und die Stilllegung von Emissionsrechten auch wirksam werden können, wie das mit der gescheiterten Klimaabgabe beabsichtigt war.

32. Unabhängig davon kommt es darauf an, die Anstrengungen zur Emissionsminderung in den Sektoren außerhalb des Emissionshandels zu forcieren, die ohnehin weitgehend der nationalen Regulierung unterliegen. Dies bedeutet auch, dass zumindest die im ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung zur Energiewende angesprochenen Maßnahmen mit großer Dringlichkeit konkretisiert und rasch umgesetzt werden. Das betrifft speziell den Gebäudebereich mit seinen trotz der bisher schon erzielten Erfolge nach wie vor hohen CO₂-Reduktionspotenzialen ebenso wie den Verkehrssektor mit seinen bisher den Zielen diametral entgegelaufenden Veränderungen.

33. Die Aussicht, dass die klimapolitisch besonders wirksamen Vorschläge zeitnah realisiert werden können, ist aus Sicht der Expertenkommission nicht unbedingt gewährleistet. Dies zeigen die Erfahrungen des vergangenen Jahres mit der gescheiterten Klimaabgabe und der bislang ebenfalls gescheiterten steuerlichen Förderung der Gebäudesanierung. Die Expertenkommission sieht hier im Kern ein grundsätzliches Problem, das fast alle gesellschaftlichen Schichten betrifft. Alle bekennen sich zur Wichtigkeit des Klimaschutzes, doch die Forderungen nach politischem Handeln beschränken sich auf Instrumente und Maßnahmen, die jeweils individuelle (wirtschaftliche) Vorteile versprechen. Sobald aber Belastungen erwartet werden, werden alle Hebel gegen das jeweilige klimapolitische Instrument eingesetzt. Jeder weiß, Klimaschutz kann es nicht zum Nulltarif geben, aber dennoch ist das Verhalten vieler darauf ausgerichtet, vom Klimaschutz einen direkten wirtschaftlichen Vorteil zu erzielen. Ein solches gesellschaftspolitisches Modell kann nicht funktionieren. Die Bundesregierung sollte sich daher zeitnah auch mit der Option einer Zielverfehlung des nationalen Treibhausgasziels auseinandersetzen und die Öffentlichkeit darüber informieren, wie sie damit – auch mit Blick auf das Jahr 2030 und danach – umzugehen gedenkt.

3.4 Plan zum Erreichen der Klimaziele 2020 (Klimaschutzbericht)

34. Die Expertenkommission bedauert es, dass sie aufgrund der späten Verfügbarkeit des Klimaschutzberichtes des BMUB nicht in die Lage versetzt wurde, dazu eine entsprechende tiefergehende Kommentierung abzugeben. Dies könnte zu einem späteren Zeitpunkt in einem gesonderten Bericht oder aber in der Stellungnahme zum Monitoring-Bericht 2016 nachgeholt werden.

4 Erneuerbare Energien

Das Wichtigste in Kürze

Bis zum Jahr 2020 erscheint das Erreichen des 35 %-Mindestziels für den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Stromverbrauch im Energiekonzept der Bundesregierung wahrscheinlich. Das Ziel könnte sogar deutlich übertroffen werden. Mit Blick auf den Beitrag zum übergeordneten Klimaschutzziel ist dies zu begrüßen, da dies Potenzial zur Kompensation anderer, nicht erreichter Ziele mit sich bringt. Aus Sicht der Expertenkommission stellt der anstehende Systemwechsel im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von der Preis- zur Mengensteuerung einen weiteren Schritt auf dem Weg dar, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dem Wettbewerb auszusetzen. In diesem Kontext spielt perspektivisch auch die Steigerung nicht EEG-geförderter Strommengen eine zunehmende Rolle. Dieses Segment sollte bei der zukünftigen Ausgestaltung des Förderregimes stärkere Beachtung finden.

Im Bereich der erneuerbaren Wärme lässt der Monitoring-Bericht der Bundesregierung große Datenunsicherheiten und wiederholte Umstellungen der Berechnungsmethodik erkennen, ohne dass dies transparent erläutert würde. So weichen die ausgewiesenen Anteile und der Entwicklungstrend vom letztjährigen Fortschrittsbericht deutlich ab. Eine höhere Datentransparenz ist nicht zuletzt für die Bewertung des Fortschritts zum Erreichen des 14 %-Ziels im Jahr 2020 unabdingbar. Der Einsatz erneuerbarer Wärme war im Jahr 2014 rückläufig. Der Monitoring-Bericht führt dies auf die milde Witterung zurück, liefert jedoch keine Begründung dafür, warum auch der prozentuale Anteil abgenommen hat.

Mit Blick auf die Entwicklung der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor sind erhebliche Daten- und Definitionsabweichungen hinsichtlich der Zielsetzungen (Anteil der erneuerbaren Energien vs. Treibhausgasminderung) festzustellen, so dass die Belastbarkeit der bislang verwendeten Indikatorik fragwürdig erscheint. Durch die mögliche Mehrfachanrechnung bestimmter Kraftstoffe könnte das seitens der EU vorgegebene 10 %-Ziel bis 2020 rechnerisch zwar noch erreicht werden, der tatsächliche Beitrag zur Treibhausgasminderung dürfte jedoch deutlich geringer ausfallen.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch stieg auf 13,5 % im Jahr 2014, die Entwicklung hat sich jedoch deutlich verlangsamt. Fortschritte werden praktisch nur noch durch den Zuwachs der erneuerbaren Stromerzeugung erreicht. Mit Blick auf die zur Zielerreichung von 18 % im Jahr 2020 verbleibende Zeit erscheint dies bedenklich.

4.1 Erneuerbarer Strom

Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 – Einhaltung der spartenspezifischen Korridore

35. Der Monitoring-Bericht 2015 der Bundesregierung konstatiert zu Recht, dass sich der Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor, mit Blick auf das Ziel bis 2020 einen Mindestanteil von 35 % am Stromverbrauch zu erreichen, auf Zielkurs befindet. Ersten Schätzungen zufolge, könnte im laufenden Jahr 2015 bereits ein Anteil von 33 % erreicht werden (ZSW, 2015).¹² Garant dieses Erfolgs ist das EEG. Nach erneuter Novellierung

¹² In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, ob der Stromverbrauch wirklich ein sinnvoller Ziel-Bezugspunkt für den Anteil der erneuerbaren Energien darstellt. Dies setzt nämlich die wenig plausible Annahme voraus, dass in dem (auch im Jahr 2015 wiederum gestiegenen) Stromexportüberschuss kein Strom aus erneuerbaren Energien enthalten ist. Ein besserer Bezugspunkt wäre sicher die Stromerzeugung, an der die erneuerbaren Energien im Jahr 2015 vermutlich mit knapp 30 % beteiligt sein werden.

gilt nun die zum 01. August 2014 in Kraft getretene Fassung (EEG, 2014). Hierin wurden erstmals spartenspezifische Ausbaukorridore definiert und somit politisch avisierte Ausbaumengen konkretisiert, während für das Gesamtziel weiterhin an relativen Zielgrößen festgehalten wird. Bis zum Jahr 2025 soll ein Anteil an der Bruttostromerzeugung von 40 % bis 45 % erreicht werden.

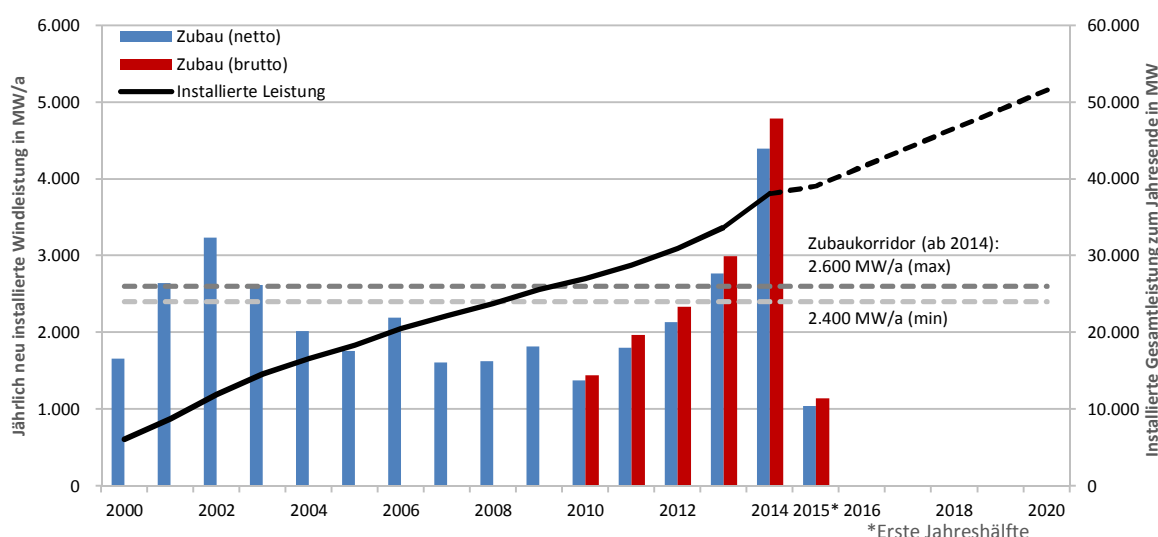
36. Im Monitoring-Bericht 2015 der Bundesregierung wird hervorgehoben, dass sich die erneuerbaren Energien insgesamt betrachtet im Jahr 2014 zur mengenmäßig wichtigsten Stromquelle entwickelt haben. Wie sich dieser Trend perspektivisch nach Einschätzung der Bundesregierung fortsetzen wird, ob und wie die avisierten Entwicklungsziele für die einzelnen Sparten erreicht werden können, bleibt jedoch offen. Nach Einschätzung der Expertenkommission würde die Stomerzeugung von 161 TWh im Jahr 2014 bzw. 191 TWh im Jahr 2015 auf etwa 250 TWh im Jahr 2020 steigen, wenn die Ausbaukorridore eingehalten werden. Damit würde das 35 %-Ziel nicht nur sicher erreicht, sondern deutlich übererfüllt. Auch ohne Rückgang des Bruttostromverbrauchs beliefe sich der regenerative Anteil im Jahr 2020 auf rund 42 %. Eine Punktlandung für das 35 %-Ziel würde in diesem Fall mit einer regenerativen Stromerzeugung von ca. 207 TWh erreicht. Diese Entwicklung wird durch die Windenergie an Land (ca. 40 % des Zuwachses der Stromerzeugung) und auf See (35 %) sowie durch die Photovoltaik (20 %) getragen. Der Zubau im Bereich der Biomasse leistet nur 5 %, die übrigen Ressourcen bleiben in Summe konstant.

37. Der Monitoring-Bericht 2015 berichtet über die spartenspezifischen Anteile an der Stromerzeugung im Jahr 2014 und listet die Änderungen des EEG 2014 auf. Doch trifft nach Ansicht der Expertenkommission die Aussage über die Ausbaukorridore, eine verlässliche Steuerung des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung zu erreichen, im derzeit noch geltenden Förderregime nicht zu, denn das Über- oder Unterschreiten der avisierten Ausbaukorridore hat nur unmittelbare Auswirkungen auf die Vergütungshöhe. Somit handelt es sich bei diesem Instrument weiterhin um eine Preissteuerung und nicht um eine Mengensteuerung. Die Mengensteuerung erfolgt allenfalls indirekt, wenn durch hohe Degressionsraten die Vergütungssätze soweit sinken, dass der weitere Ausbau an Attraktivität verliert oder unwirtschaftlich wird. Dies führt aber nicht zu einer unmittelbaren Einhaltung der Zubaukorridore, wie die Daten des Jahres 2014 zeigen.

38. Für die Windenergie an Land zeigt Abbildung 8, dass das Jahr 2014 das Jahr mit der bislang höchsten installierten Jahresleistung war. Es wurden 4.788 MW neu installiert, während Anlagen mit einer Leistung von 395 MW stillgelegt wurden. Der Nettozubau betrug somit 4.393 MW, womit der avisierte Korridor (max. 2.600 MW) deutlich übertroffen wurde (AGEE-Stat, 2015). Folglich wird zum 01. Januar 2016 der Degressionssatz, um den die Vergütung ab diesem Zeitpunkt vierteljährlich reduziert wird, den Maximalwert von 1,2 % erreichen. Ob die Degressionsrate auch zu den folgenden Degressionsterminen (01. April, 01. Juli, 01. Oktober) auf dem Höchstwert verharren wird, hängt von der Entwicklung des Zubaus in der zweiten Jahreshälfte 2015 ab. In der ersten Jahreshälfte 2015 wurde kaum mehr als die Hälfte des Vorjahreswertes erreicht. Auch wenn erfahrungsgemäß der Zubau in der zweiten Jahreshälfte stärker ausfällt und wegen der zum 01. Januar 2016 anstehenden Absenkung der Vergütungssätze Vorzieheffekte zu erwarten sein dürften, sieht es im Jahr 2015 nicht nach einem weiteren Rekordjahr aus. Aussagen über eine Stabilisierung des Zubaus auf dem gewünschten Niveau sind auf dieser Basis noch nicht möglich.

Richtet man den Blick in die Zukunft, dürfte mit dem bestehenden Förderregime in den kommenden Jahren eine dynamisch wachsende Zahl von Altanlagenstilllegungen zu erwarten sein, da die ersten zubaustärkeren Jahrgänge das Ende der Vergütungsdauer von 21 Jahren¹³ erreichen. Um einen Nettozubau von 2.500 MW zu erreichen, wäre ein Bruttozubau zwischen etwa 2.800 MW (2014) und 3.200 MW (2019) erforderlich. Wenn ab dem Jahr 2020 die ersten EEG-geförderten Anlagen aus dem Vergütungssystem ausscheiden, dürfte der Bruttoausbaubedarf über 4.000 MW steigen. Der Zubau müsste dann dauerhaft ein Niveau von 4.000 MW bis 6.000 MW pro Jahr erreichen, um die Gesamtausbauziele für die erneuerbare Stromerzeugung in den Folgejahren zu sichern. Aus Sicht der Expertenkommission ist die Politik an dieser Stelle gefordert, Regelungen zu treffen, die den Betrieb von Windenergieanlagen über das Ende des Vergütungszeitraums hinaus bis an das tatsächliche Ende ihrer technischen Lebensdauer sichern. Dies würde zu einem steigenden erneuerbaren Stromangebot außerhalb der EEG-Förderung führen und die Entwicklung neuer Vermarktungsstrukturen, Geschäftsmodelle und Grünstromprodukte auch über den Strombereich hinaus (z. B. Power-to-X) anreizen und so zu einer Beschleunigung einer volkswirtschaftlich tragfähigen Systemtransformation beitragen.

Abbildung 8: Windenergie an Land – Entwicklung des Brutto- bzw. Nettozubaus und der installierten Gesamtleistung im Zeitraum von 2000 bis 2015 und perspektivisch zur Zielerreichung im Jahr 2020



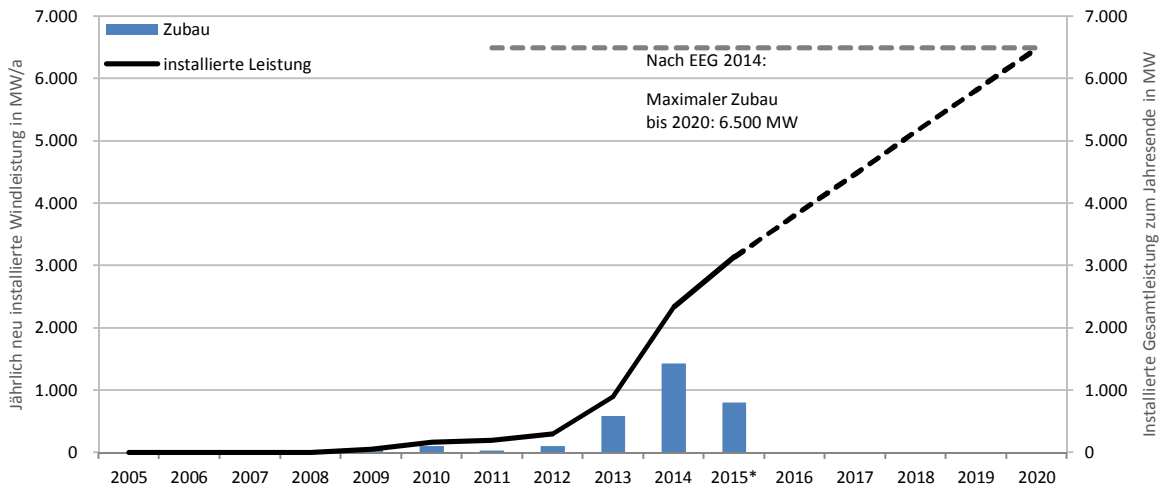
Quelle: Eigene Darstellung

39. Im Offshore-Wind-Segment beschleunigte sich im Jahr 2014 der Aufwärtstrend aus dem Vorjahr deutlich (vgl. Abbildung 9). Ende des Jahres 2014 betrug die installierte Leistung 2.340 MW, was 260 % des Vorjahreswertes entspricht. In der ersten Jahreshälfte 2015 kamen weitere 806 MW hinzu, so dass mittlerweile Offshore-Windparks mit einer Gesamtleistung von 3.146 MW in Betrieb sind (AGEE-Stat, 2015). Weitere Genehmigungen liegen vor, so dass das im EEG avisierte Ausbaziel von 6.500 MW bis 2020 realistisch erreichbar scheint, sofern die Entwicklungsdynamik aufrechterhalten werden kann. Die Ausbaudynamik im Offshore-Wind

¹³ Analog zur EEG-Vergütungsdauer von maximal 21 Jahren (20 Jahre zzgl. des Jahres der Inbetriebnahme) sowie unter Berücksichtigung der Tatsache, dass bereits heute mehr als 1.300 Windenergieanlagen in Deutschland die angesetzte Lebensdauer von 20 Jahren erreicht bzw. überschritten haben (Fraunhofer IWES, 2014).

hat aufgrund der vergleichsweise hohen Vergütungssätze unmittelbar Auswirkungen auf die Höhe der EEG-Umlage, wie die im Monitoring-Bericht 2015 dargestellte Entwicklung zeigt. Der ansteigende Trend für die EEG-Umlage wird sich voraussichtlich fortsetzen. Die Prognosen der AGORA gehen von einem weiteren Anstieg der EEG-Umlage auf ca. 7,4 ct/kWh bis zum Jahr 2023 aus. Erst danach wird ein Rückgang erwartet.

Abbildung 9: Windenergie auf See – Entwicklung des Zubaus und der installierten Gesamtleistung im Zeitraum von 2005 bis 2015 und perspektivisch zur Zielerreichung im Jahr 2020

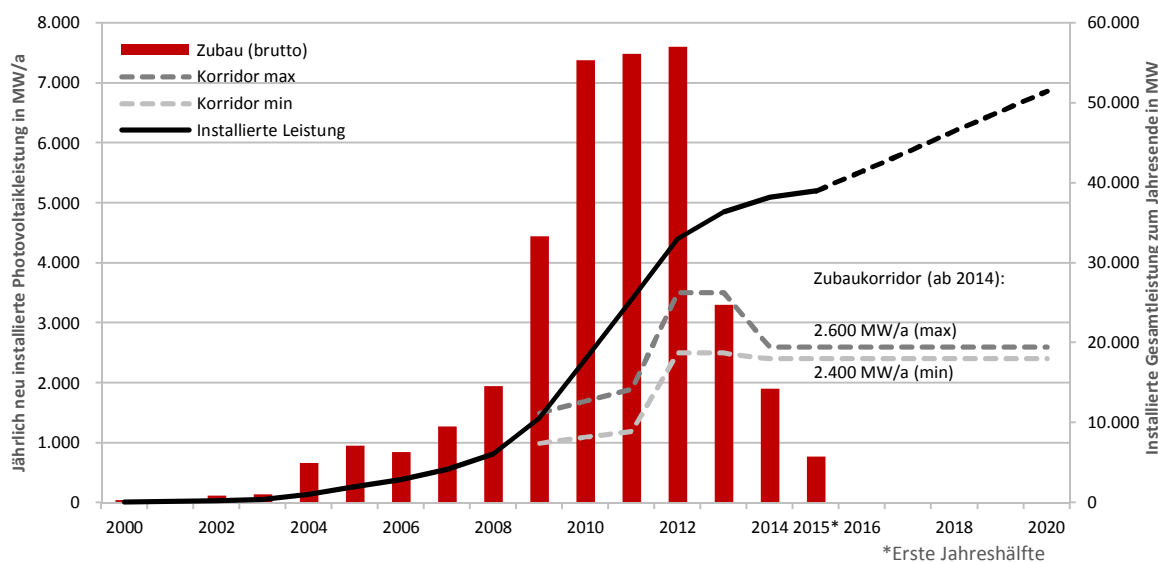


Quelle: Eigene Darstellung

40. Im Bereich der Photovoltaik sind die zubauabhängige, monatliche Degression und die Preisentwicklung für Photovoltaiksysteme zubau bestimmend. Das internationale Marktgeschehen – insbesondere die Anti-Dumping-Zölle auf chinesische Module – führte im deutschen Markt zu einem Ende der Preisrückgänge bei Photovoltaikmodulen. Die Attraktivität der Investition sinkt hierdurch zunehmend. Die Zubauaktivitäten sind entsprechend deutlich zurückgegangen. Die resultierende Unterschreitung des avisierten Zubaukorridors führte zu einer Halbierung der Degressionsrate bereits zum 01.10.2014 auf 0,25 % pro Monat. Dies konnte die ausbleibende Preisreduktion nicht kompensieren, so dass zum 01.10.2015 die Degression ausgesetzt wurde. Die mit dem EEG 2014 eingeführte anteilige Belastung des Selbstverbrauchs mit der EEG-Umlage für Photovoltaikanlagen über 10 kW, entzieht den als Reaktion auf die niedrige Einspeisevergütung entwickelten Geschäftsmodellen zusätzlich die ökonomische Basis.

41. Die abnehmenden Installationszahlen sind in Abbildung 10 belegt. Für Freiflächenanlagen wurde mit dem Pilotvorhaben zur Anwendung von Ausschreibungen zur Bestimmung der Vergütungssätze wieder ein Markt geschaffen, so dass hier ein Zubau in Höhe der ausgeschriebenen Mengen von durchschnittlich 400 MW pro Jahr zu erwarten ist. Wie Abbildung 10 zeigt, ist der Zubau in der ersten Jahreshälfte 2015 erneut gesunken. Bis Ende Juli 2015 wurden Anlagen mit einer Leistung von 773 MW an das öffentliche Netz angeschlossen (AGEE-Stat, 2015). Bei einer Fortsetzung dieses Entwicklungstrends wird die Photovoltaik die ihr zugeordnete Rolle im erneuerbaren Strommix bis 2020 nicht erfüllen können. Die im zukünftigen Ausschreibungsmodell implizite Mengensteuerung wird voraussichtlich nur das Photovoltaik-Freiflächensegment und Großanlagen mit einer installierten Leistung oberhalb von 1 MW adressieren. Somit unterliegt der überwiegende Teil des Photovoltaikausbaus weiterhin dem System der Preissteuerung inkl. der bereits beschriebenen Risiken für die Zielerreichung.

Abbildung 10: Photovoltaik – Entwicklung des Zubaus und der installierten Gesamtleistung im Zeitraum von 2000 bis 2015 und perspektivisch zur Zielerreichung im Jahr 2020



Quelle: Eigene Darstellung

42. Im Segment der Biomasse hat das Inkrafttreten des EEG 2014 zu einem weiteren starken Rückgang des Anlagenzubaus geführt, nachdem bereits die EEG-Anpassungen im Jahr 2012 eine deutliche Abschwächung des Zubaus bewirkt hatten. Nach vorläufigen Zahlen des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ, 2015) betrug der Zubau 2014 ca. 280 MW, der überwiegend vor dem Inkrafttreten des EEG 2014 zum 01. August 2014 erfolgte. Für das Jahr 2015 wird ein Zubau von Neuanlagen mit einer Leistung von rund 15 MW prognostiziert, was erheblich unter dem avisierten Ausbaupfad von 100 MW pro Jahr liegt. Unter den jetzigen Rahmenbedingungen ist es sehr wahrscheinlich, dass die Stromerzeugung aus Biomasse ab dem Jahr 2021, wenn die ersten Anlagen aus der EEG-Vergütung ausscheiden, signifikant zurückgehen wird. Im Unterschied zu Windenergie wird die Biomasse mit Sicherheit nicht ohne eine weitere Förderung nach Ende der 20-jährigen Vergütungsphase auskommen können. Die Politik ist aufgefordert, in diesem Punkt Klarheit zu schaffen, ob und in welcher Weise (Fortsetzung der EEG-Vergütung für Altanlagen oder Ersatz der aus der Förderung herausfallenden Altanlagen durch geförderte Neuanlagen) eine Verstetigung der Stromerzeugung aus Biomasse erreicht werden soll.

Bis zum Jahr 2020 erscheint das Erreichen des 35 %-Mindestziels für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auch unter Berücksichtigung der oben genannten Aspekte nicht nur sehr wahrscheinlich, es ist vielmehr von einer Übererfüllung des Ziels auszugehen. Mit Blick auf das Klimaschutzziel ist dies zu begrüßen, da dies die Nichterfüllung in anderen Bereichen kompensieren kann. Dieser Erfolg ist jedoch bislang ausschließlich auf die Förderung im Rahmen des EEG zurückzuführen. Eine selbsttragende Entwicklung ist nur in wenigen Einzelfällen von lokaler Direktvermarktung von erneuerbarem Strom gelungen. Der Fokus sollte zukünftig vermehrt auf eine Steigerung der nicht EEG-geförderten erneuerbaren Stromerzeugung gelegt werden. Die Umstellung der Festlegung der Vergütungssätze auf ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren ist hier nur ein erster Schritt.

Zukunft des EEG – Ausschreibungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen

43. Mit der Reform des EEG im Jahr 2014 und dem Erlass der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV, 2015) vom 06. Februar 2015 hat die Bundesregierung den Wechsel in das neue Fördersystem eingeleitet. Nach der auf Photovoltaik-Freiflächenanlagen begrenzten Pilotphase sollen spätestens ab 2017 weitere Technologien

von Ausschreibungen erfasst werden. An die Stelle administrativ festgelegter Vergütungssätze, die das EEG seit dessen Inkrafttreten im Jahr 2000 prägten, tritt ein wettbewerbliches Verfahren zur Ermittlung der Förderhöhe. Mit der Verfahrensänderung legt die BNetzA die ausgeschriebenen Mengen fest. Dies bedeutet den Wechsel von dem bisherigen System der Preissteuerung auf ein System der Mengensteuerung. Ob diese Umstellung des Förderregimes zu einem Erfolg wird oder nicht, hängt maßgeblich von der konkreten Ausgestaltung der Ausschreibungen ab. Hier kann man von den teils negativen Erfahrungen im internationalen Kontext lernen und Best-Practice-Ansätze auf die speziellen Rahmen-, Markt- und Wettbewerbsbedingungen in Deutschland anwenden (IRENA/CEM, 2015). Positiv bewertet die Expertenkommission, dass der Systemwechsel zunächst im Rahmen einer Pilotphase an dem in sich geschlossenen und relativ homogenen Segment der Photovoltaik-Freiflächenanlagen erprobt wird. Angesichts des straffen Zeitplans, wonach das Kabinett bereits im März 2016 über den Gesetzesentwurf zum Ausschreibungsdesign entscheiden soll, ist jedoch fraglich, ob die Pilotphase tatsächlich verwertbare Ergebnisse hervorbringt.

44. Die hohe Beteiligung an den ersten beiden Runden, in denen das Ausschreibungsvolumen jeweils mehrfach überzeichnet wurde (BNetzA, 2015b, 2015c), ist erfreulich. Es bleibt aber abzuwarten, wie sich die Beteiligung in den kommenden Ausschreibungsrunden entwickelt. Stoßen die Entwickler neue Projekte an und nehmen damit das Risiko in Kauf, das mit dem Wettbewerb um Förderberechtigungen zwangsläufig einhergeht, oder nimmt die Zahl der eingereichten Gebote in den folgenden Runden weiter ab? Die BNetzA stellte in diesem Zusammenhang fest, dass sich 55 der insgesamt 136 Gebote in der zweiten Runde auf Flächen bezogen, die schon in der ersten Ausschreibungsrunde als Aufstellungsflächen benannt wurden.

45. Dass Ausschreibungen bei hinreichendem Wettbewerb die Effizienz der Förderung steigern können, wenn sich im Wettbewerb niedrigere Vergütungssätze ergeben, zeigen die Ergebnisse der zweiten Ausschreibungsrunde. Nachdem der durchschnittliche Zuschlagswert mit 9,17 ct/kWh in der ersten Runde noch über dem zuletzt geltenden EEG-Vergütungssatz für Freiflächenanlagen lag, hat die zweite Runde mit 8,49 ct/kWh einen einheitlichen Zuschlagswert hervorgebracht, der die bis zum 01. September 2015 geltende, administrierte Förderhöhe von 8,93 ct/kWh deutlich unterschritt. Der Vergleich zwischen dem Zuschlagswert und der zum Zeitpunkt der Ausschreibung geltenden, administrierten Förderhöhe ist aufgrund der Realisierungsfrist von 24 Monaten jedoch nur eingeschränkt aussagefähig, da die Gebotspreise vorrangig durch die Erwartungen der Bieter zur zukünftigen Kostenentwicklung definiert werden. Offen ist in diesem Kontext u. a., ob die Mindestpreisregelung bzw. Importzölle für Module und Zellen aus China, die zum Schutz vor Dumpingpreisen eingeführt wurden, verlängert werden. Die Maßnahmen laufen offiziell am 06. Dezember 2015 aus. Werden sie nicht verlängert, sind Preisnachlässe zu erwarten. Die Entscheidung der EU-Kommission könnte sich folglich auf die Realisierungsrate auswirken.

46. Hinsichtlich der Bewertung der Ergebnisse sind aus Sicht der Expertenkommission darüber hinaus weitere Punkte zu berücksichtigen. Zunächst bleibt abzuwarten, wie viele der Projekte, die in der ersten und zweiten Runde einen Zuschlag erhielten, tatsächlich realisiert werden. Die Erfahrungen mit Ausschreibungssystemen in anderen Ländern zeigen, dass die Sicherstellung einer hohen Realisierungsrate zu den zentralen Herausforderungen bei der Gestaltung des Ausschreibungsdesigns zählt. Die Höhe der Pönalen wird zu einem kritischen Parameter. Sind sie zu niedrig, gleicht der Zuschlag einem Optionsgeschäft, das der Akteur nur weiterverfolgt, sofern sich die Rahmenbedingungen für ihn in eine günstige Richtung entwickeln. Fallen die Pönalen dagegen zu hoch aus, stellen sie eine Eintrittsbarriere für weniger finanzkräftige Akteure dar und reduzieren damit das Wettbewerbsniveau.

47. Im Eckpunktepapier zum Ausschreibungsdesign unterstreicht das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, 2015b) den besonderen Stellenwert kleiner und mittlerer Akteure für den Erfolg der Energiewende. Lokal verankerte Unternehmen seien wichtig für die Akzeptanz und die Vielfalt an Akteuren steigere die

Wettbewerbsintensität. Zudem hebt das Ministerium die hohe Innovationskraft kleiner und mittlerer Unternehmen hervor. Die Expertenkommission begrüßt daher die Entscheidung, die bestehende Akteursvielfalt auch im Zuge des Systemwechsels erhalten zu wollen. Ob hierzu allerdings ein „einfaches, transparentes und gut verständliches Ausschreibungsdesign“ genügt, ist aus Sicht der Expertenkommission zumindest diskussionswürdig. Die Umstellung auf Ausschreibungen birgt ohne Zweifel neue Risiken für die Akteure und wird die Art und Weise, wie Projekte vorangetrieben und finanziert werden, verändern. Insbesondere wird der Systemwechsel die seit Jahren bestehenden, notwendigen Professionalisierungstendenzen in der Branche verstärken. Finanzkräftigere Akteure, bei denen sich das Risiko noch dazu über ein breiteres Projektportfolio verteilt, haben diesbezüglich sicherlich Vorteile.

48. Nichtsdestotrotz bleibt der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland mit Ausnahme des Offshore-Sektors ein kleinteiliges Geschäft, das meist schon bei der Flächenakquise, spätestens jedoch im Genehmigungsprozess, eine intensive Interaktion mit lokalen Interessenvertretern erfordert. Kleinere und mittlere Unternehmen mit lokaler Verankerung sind hier nicht selten besser aufgestellt. Schon heute zeigt sich ein breites Spektrum an Ansätzen, wie Bürgerbeteiligung in der Praxis umgesetzt werden kann. In vielen Fällen arbeiten Unternehmen mit der notwendigen Erfahrung und Finanzkraft mit Initiatoren vor Ort zusammen. Gut möglich also, dass der Wechsel des Fördersystems die Bedeutung dieser Partnerschaften stärkt und neue Konzepte für den Umgang mit Risiken hervorbringt. Die Innovationskraft kleiner und mittlerer Akteure ist hier aktiv gefordert.

49. An dem Ziel gemessen, die Akteursvielfalt erhalten zu wollen, war die erste Ausschreibungsrunde für Photovoltaik-Freiflächenanlagen kein Erfolg. 40 % der Zuschläge entfielen auf ein einziges Unternehmen und seine Tochtergesellschaften. Andere Multiprojektbieter waren ebenso erfolgreich. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass in dem Segment der Photovoltaik-Freiflächen auch schon vor der Einführung der Pilotausschreibungen Akteure mit einem größeren Projektportfolio aktiv waren. Die starke Konzentration ist daher eher eine Konsequenz des vergleichsweise geringen Ausschreibungsvolumens, das infolge der starken Vergütungskürzungen in den Vorjahren auf eine große Anzahl ruhender Projekte stieß. Die Expertenkommission empfiehlt, die Ergebnisse der kommenden Pilotausschreibungen im Hinblick auf die Akteursvielfalt weiterhin sorgfältig zu beobachten.

50. Bezüglich der Ausweitung des neuen Fördersystems auf andere Technologien hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie klargestellt, dass es ein einheitliches Ausschreibungsdesign für alle Technologien nicht als sinnvoll erachtet und im Falle von Biomasse, Wasserkraft und Geothermie aufgrund des potenziell niedrigen Wettbewerbsniveaus bis auf Weiteres ganz auf die Einführung von Ausschreibungen verzichten will (BMW, 2015b). Die im Eckpunktepapier zum Ausschreibungsdesign vorgestellten Ansätze beziehen sich daher ausschließlich auf die Sparten Windenergie an Land, Windenergie auf See und Photovoltaik.

51. Zum Stichtag der vorliegenden Stellungnahme besteht hinsichtlich des Ausschreibungsdesigns für die jeweiligen Technologien nach wie vor Konkretisierungsbedarf. Absehbar ist aber, dass die Komplexität der Förderung mit der Umstellung auf Ausschreibungen kaum abnehmen wird. Im Vergleich zum bisherigen EEG entfällt zwar die administrative Festlegung der Förderhöhe, dafür kommen im Gegenzug jedoch neue Parameter und Freiheitsgrade bei der Gestaltung des Designs hinzu, die administrativ festzulegen sind und die – wie bislang die Vergütungshöhe und weitere Parameter auch – den Einflüssen von Branchenverbänden, unterworfen sein werden. Hierzu zählen u. a. das spartenspezifische Ausschreibungsvolumen, der zulässige Höchstwert für Gebote, einzuhaltende Fristen sowie die Art und Höhe von Pönalen im Falle von Projektverzögerungen und Nichtrealisierungen.

52. Im Hinblick auf die Erweiterung der Ausschreibungen auf Windenergieanlagen auf See und an Land sowie auf Photovoltaik-Dachanlagen bestehen aus Sicht der Expertenkommission folgende Herausforderungen. Es ist davon auszugehen, dass bei Windenergie an Land das Referenzertragsmodell oder ein ähnlich gelagertes Modell

einen Ausgleich für unterschiedliche Standorte leisten wird, zusätzlich bestehen Forderungen nach einer Steuerung der regionalen Verteilung. Damit besteht die Gefahr, dass das Ziel der Kosteneffizienz verfehlt wird. Als Alternative zum bestehenden Referenzertragsmodell wäre die Gewährung einer Vergütung für eine feste Anzahl an Volllaststundenäquivalenten, analog zur Regelung im KWKG, denkbar. Mit der spezifischen Leistung der Windenergieanlage ergäbe sich dann eine feste Zahl zu vergütender Kilowattstunden, 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.

53. 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. Trotz der starken Kostendegression im Bereich der Photovoltaik scheint der Weg dahin aber noch weit, nicht zuletzt wegen der gesunkenen Preise für fossile Brennstoffe und CO₂-Emissionsrechte. Damit bleibt der weitere EE-Ausbau der Stromerzeugung abhängig von staatlichen Regulierungsvorgaben und den damit verbundenen politischen Risiken. Dazu gehört beispielsweise die noch offene Frage, wie die Integration der EE-Elektrizität in den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt erfolgen soll. Aus Sicht der Expertenkommission kann man die Antwort auf diese Frage nicht mehr auf die lange Bank schieben.

4.2 Erneuerbare Energien zur Erzeugung von Wärme und Kälte

54. Zentrales Instrument der Bundesregierung zur Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energien im Wärmesektor ist das Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG) aus dem Jahr 2008, das eine verpflichtende Quote für die Nutzung von Wärme aus erneuerbaren Energien im Neubaubereich beinhaltet. Das EEWärmeG enthält das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte spätestens bis zum Jahr 2020 auf 14 % anzuheben. Eine eindeutige Definition dieses Anteils findet sich jedoch weder im Gesetzestext, noch in bisherigen bezugnehmenden Berichten der Bundesregierung.¹⁴ Auch im Monitoring-Bericht 2015 unternimmt die Bundesregierung nicht den Versuch einer klaren Abgrenzung. Als Bezugsgröße ist lediglich ein Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte von 1.140 TWh in 2014 bzw. 1.278 TWh im Jahr 2013 angegeben. Nach Auffassung der Expertenkommission entspricht dies dem Verbrauch von Energie zur Erzeugung von Wärme und Kälte in den Anwendungsbereichen Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Klimakälte und Prozesskälte der Sektoren Private Haushalte, GHD und Industrie. Der Zusammenhang zwischen den Zielen des EEWärmeG in den Bereichen Gebäudebeheizung und Warmwasserbereitstellung und dem Energieverbrauch für Prozesswärme und -kälte im Industriesektor – dieser macht immerhin rund 35 % des gesamten Endenergieverbrauchs für Wärme und Kälte aus, unterliegt jedoch konjunkturellen Einflüssen – ist jedoch nicht transparent. So bleibt unklar, ob es sich bei dem angegebenen Wert tatsächlich um die im EEWärmeG adressierte Bezugsgröße handelt.

55. Grundsätzlich ist es aus Sicht der Expertenkommission zu begrüßen, dass die Bundesregierung im Monitoring-Bericht 2015 den Verbrauch von elektrischem Strom zur Erzeugung von Wärme und Kälte allem Anschein nach im Vergleich zu vorangegangenen Berichten nicht mehr berücksichtigt, da dieser Ansatz sachgerechter im

¹⁴ Im Erfahrungsbericht 2012 zum EEWärmeG wird der Endenergieverbrauch für Wärme einschließlich dem Verbrauch von Strom zur Erzeugung von Wärme zugrunde gelegt (BMU, 2012), während die konsolidierte Gesetzesbegründung 2008 davon spricht, den „Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmeerzeugung [...] bis zum Jahr 2020 auf 14 % des Endenergieverbrauchs“ zu erhöhen (BMU, 2008).

Sinne des EEWärmeG¹⁵ ist. Bemerkenswert ist jedoch, dass die Bundesregierung noch im Fortschrittsbericht 2014 einen Rückgang des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte nach dem EEWärmeG von 9,4 % im Jahr 2012 auf 9,1 % im Jahr 2013 konstatierte, im Monitoring-Bericht 2015 nun aber einen deutlichen Anstieg auf 12,3 % im Jahr 2013 ausweist. Erklärt wird dieser Niveaueffekt bei der Anteilsberechnung mit der Nicht-Berücksichtigung des Stromverbrauchs in der Bezugsgröße. Offen bleibt, warum nunmehr zwischen den Jahren 2008 und 2013 ein kontinuierlicher Anstieg von 8,5 % auf 12,3 % zu verzeichnen ist und erst im Jahr 2014 ein leichter Rückgang auf 12,2 % folgt. Auf die Gründe für diese von der Darstellung im Fortschrittsbericht 2014 deutlichen Abweichungen – hier stieg der Anteil der erneuerbaren Wärme von 2008 bis 2011 auf 9,5 % und war in den Jahren 2012 und 2013 bereits deutlich rückläufig – wird leider nicht eingegangen. Es ist zu vermuten, dass weitere nachträgliche, statistische Anpassungen vorgenommen wurden, die jedoch transparent zu machen wären.

56. Grundsätzlich ist festzustellen, dass vorgenommene Anpassungen in der Berechnungsmethodik nicht zu einer Anpassung des vorgegebenen Zielpfads führten. Dem 14 %-Ziel liegt ein Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte von 6,3 % im Jahr 2005 zu Grunde (DLR, 2008), nach aktuellen Berechnungen (BMWi, 2015c) betrug der EE-Anteil 2005 jedoch bereits 8,0 %. Eine Anpassung des Zielwertes an die veränderte Ausgangslage erscheint im Lichte ambitionierter Klimaschutz- und Energiewendeziele geboten. Die Expertenkommission hält es daher für erforderlich, das im EEWärmeG festgeschriebene Ziel zu überprüfen und an den aktuellen Daten- und Kenntnisstand anzupassen.

57. Die bisherige Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien war durch eine jährlich voranschreitende, absolute Zunahme des Verbrauchs erneuerbarer Energieträger zur Wärme- und Kälteerzeugung gekennzeichnet. Aufgrund der außergewöhnlich warmen Witterung und der starken Temperaturabhängigkeit des Verbrauchs von nachwachsenden Rohstoffen (insbesondere Holz) in Haushalten und im Sektor GHD war jedoch im Jahr 2014 ein Rückgang um fast 12 % auf rund 140 Mrd. kWh zu verzeichnen.¹⁶ Auch der vorläufige, nicht witterungsbereinigte Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte hat um rund 11 % auf 1.140 Mrd. Kilowattstunden (2013: 1.278 Mrd. Kilowattstunden) abgenommen. Eine Fortschreibung des Trends auf Basis der Vorjahre bis zum Jahr 2020, die jedoch klimatische Ausreißer wie das Jahr 2014 nicht berücksichtigt, lässt eine Entwicklung auf durchschnittlich etwa 1.150 bis 1.200 Mrd. Kilowattstunden erwarten.¹⁷ Mit Blick auf das 14 %-Ziel wäre ein Verbrauch von erneuerbaren Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung von rund 170 Mrd. Kilowattstunden bis zum Jahr 2020 erforderlich (gegenüber 158 Mrd. Kilowattstunden im deutlich kälteren Jahr 2013 und 146 Mrd. Kilowattstunden in 2012).

58. Der Monitoring-Bericht 2015 bewertet die Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Wärme mit der Höchstpunktzahl im Bewertungsraster, enthält aber leider keine Aussage dazu, ob das Ziel aus Sicht der Bundesregierung erreicht wird oder mit welchen Maßnahmen bei Nichterreichen ggf. nachgesteuert werden kann. Vor dem Hintergrund der gezeigten statistischen Intransparenz und einer vergleichsweise unsicheren Datenlage erscheint die vorgenommene Bewertung fragwürdig. Eine tiefergehende Analyse zum Rückgang des Einsatzes erneuerbarer Energien zur Wärmebereitstellung wäre wünschenswert, da die Entwicklungsdynamik in den letzten Jahren erheblich abgenommen hat und somit eine Zielerreichung keineswegs gesichert erscheint.

¹⁵ Die konsolidierte Begründung zum EEWärmeG nimmt wie auch die Leitstudie 2008 explizit auf den „Wärmebedarf ohne Stromanteil“ Bezug (DLR, 2008).

¹⁶ Der Endenergieverbrauch erneuerbarer Energien zur Erzeugung von Wärme und Kälte schließt den Einsatz von elektrischem Strom nicht mit ein und ist damit kompatibel zur Bezugsgröße des gesamten Endenergieverbrauchs für Wärme und Kälte.

¹⁷ Im Energiekonzept der Bundesregierung ist das Effizienzziel definiert, den Wärmebedarf des Gebäudebestands 2020 gegenüber 2008 um 20 % abzusenken, dies entspricht nach jetzigem Datenstand einem Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte von rund 1.150 TWh.

59. Nach einer Analyse des noch erforderlichen absoluten Zuwachses im Bereich der erneuerbaren Wärme und Kälte geht die Expertenkommission aktuell davon aus, dass mit den Instrumenten des EEWärmeG und des Marktanzreizprogramms für erneuerbare Energien das Ziel bis 2020 erreichbar wäre, wenn nicht weiterhin externe Einflüsse, beispielsweise die Ölpreisentwicklung oder Attentismus bei den Investoren aufgrund von unklaren zukünftigen Rahmenbedingungen negativ auf die Entwicklung wirken. So wurden zwar im Jahr 2014 lediglich 266 Mio. Euro Fördermittel im Rahmen des MAP ausgezahlt, wodurch auch die Investitionen in Technologien zur erneuerbaren Wärmeerzeugung im Vergleich zum Vorjahr um rund 20 % auf knapp 1,0 Mrd. Euro zurückgingen (BMW, 2015c). Nach aktuellen Angaben des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle konnten jedoch durch in Kraft treten einer neuen Förderrichtlinie sowie neue Fördertatbestände bei den Antragszahlen ab April 2015 im Vergleich zum Vorjahreszeitraum deutliche Zuwächse von gut 23 % in den Kategorien Solarthermie-Systeme, Biomasseanlagen und Wärmepumpen verzeichnet werden (BAFA, 2015a). Mit einer Fortführung des (geförderten) Anlagenausbaus in den Bereichen Solarthermie und Geothermie ist bis 2020 eine Erhöhung des Endenergieverbrauchs zur erneuerbaren Wärmeerzeugung um gut 8 TWh realistisch. Die Nutzung von Wärme aus erneuerbaren Brennstoffen in thermischen Abfallbehandlungsanlagen¹⁸ kann beim jetzigen Trend ein weiteres Plus von bis zu 5 TWh beitragen. Das Ziel bis 2020 wäre somit auch bei einer Stagnation der Biomassenutzung zu erreichen. Aktuelle Prognosen für den Zubau von Pellet-Feuerungen gehen jedoch von Zuwächsen von bis zu 12 % für das Jahr 2015 aus, der Verbrauch von Pellets im Inland wird nach ersten Einschätzungen 2015 sogar um bis zu 17 % oder rund 1,4 TWh steigen (DEPI, 2015). Zudem lässt der Biomasse-Ausbaukorridor von 100 MW elektrischer Leistung pro Jahr durch die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung eine zusätzliche Brennstoffnutzung zur Wärmeerzeugung im Bereich von 0,3 Mrd. Kilowattstunden pro Jahr aus nachwachsenden Rohstoffen vermuten. Allerdings muss an dieser Stelle betont werden, dass die Zielerreichung v. a. von der jährlichen Entwicklung des Holzverbrauchs in Klein- und Kleinstfeuerungsanlagen (bis zu 50 % des Gesamtverbrauchs erneuerbarer Energien) abhängig ist und damit temperaturbedingten Schwankungen unterworfen sein kann.

4.3 Erneuerbare Energien im Verkehrssektor

60. Der Sektor Verkehr zeichnet sich auf den ersten Blick durch eine Fülle inhaltlich verschiedener Zielverpflichtungen und Umsetzungspfade auf nationaler und internationaler Ebene aus. Auf EU-Ebene existiert das seit 2009 im Rahmen der EU-Richtlinie 2009/28/EG einheitlich für alle EU-Mitgliedstaaten geltende Ziel der Erreichung eines Anteils von 10 % erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor bis zum Jahr 2020. Grundsätzlich kommen für die Umsetzung alle nachhaltig produzierten, erneuerbaren Energieträger biogenen oder nicht-biogenen Ursprungs, die im Verkehrssektor verbraucht werden, in Frage. Der Beitrag von Biokraftstoffen aus Abfällen und Reststoffen ist zudem mehrfach (doppelt) gewichtet anrechenbar, ebenso wie der Verbrauch von erneuerbarem Strom im Straßenverkehr (Faktor 2,5), jedoch im Unterschied zum Verbrauch von erneuerbarem Strom im Schienenverkehr, der zurzeit ohne weiteren Faktor in die Rechnung eingeht¹⁹. Die Bezugsgröße setzt sich entgegen ihrer Bezeichnung nicht aus dem gesamten Endenergieverbrauch im Verkehrssektor zusammen, sondern lediglich aus Ottokraftstoff, Dieselmotorkraftstoff, im Straßen- und im Schienenverkehr verbrauchter Biokraftstoff sowie Elektrizität. Erdgas oder Flüssiggas u. a. werden nicht einbezogen.

61. Im Jahr 2015 wird das Verfahren der europäischen Biokraftstoffgesetzgebung überarbeitet. Mit der Richtlinie (EU) 2015/1513 treten die Änderungen an der EU-Richtlinie 2009/28/EG, bezogen auf den Verkehrssektor,

¹⁸ Biogener Anteil bei 50 % angesetzt.

¹⁹ Der erneuerbare Anteil des Stromverbrauchs im Verkehrssektor wird anhand des Anteils erneuerbarer Energien am gesamten Stromverbrauch im Vor-Vorjahr oder wahlweise anhand des durchschnittlichen erneuerbaren Anteils am Stromverbrauch aller EU-Mitgliedsstaaten bestimmt.

in Kraft und sind bis 10. September 2017 in nationales Recht umzusetzen. Danach soll der Beitrag von Anbau-biomasse wie Biodiesel oder Bioethanol zum 10 %-Ziel im Jahr 2020 auf maximal 7 % gedeckelt werden. Zudem soll eine unverbindliche Unterquote für „fortschrittliche“ Biokraftstoffe, beispielsweise BTL-Kraftstoff, von 0,5 % eingeführt werden. Die bestehenden Regelungen zur Mehrfachanrechnung sollen erheblich ausgeweitet werden. Neben Biokraftstoffen aus Abfall- und Reststoffen wird beispielsweise auch der Beitrag von Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs sowie aus Algen, Bakterien oder tierischen Fetten doppelt in die Anteilsberechnung eingehen. Darüber hinaus wird der Fahrstrom aus erneuerbaren Energieträgern im Schienenverkehr zukünftig 2,5-fach gewichtet, erneuerbarer Strom im Straßenverkehr sogar fünffach. Sollten diese Anpassungen so umgesetzt werden, würde zwar sichergestellt, dass die ursprünglichen Zielsetzungen nicht bzw. in nicht zu starkem Maße verfehlt werden, einen Beitrag zur Emissionsminderung im Verkehr leisten sie so jedoch kaum. Die Umsetzung der Verkehrsziele der EU-Richtlinie 2009/28/EG in Deutschland basiert grundsätzlich auf dem Gesetz zur Einführung einer Biokraftstoffquote durch Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes und zur Änderung energie- und stromsteuerrechtlicher Vorschriften (BiokraftQuG) aus dem Jahr 2006, das 2009 durch das Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen aktualisiert wurde. Bis einschließlich 2014 sind für Dieselmotorkraftstoff eine erneuerbare Quote von 4,4 % und für Ottomotorkraftstoff eine erneuerbare Quote von 2,8 % zu erfüllen, die über die Beimischung entsprechender Biokraftstoffe oder den Verkauf entsprechender Mengen an Reinkraftstoff nachzuweisen sind. Zusätzlich ist eine verbindliche, auf den gesamten Energieinhalt bezogene Quote in Höhe von 6,25 % Biokraftstoff zu erfüllen, wobei auch Nachholungen aus vergangenen Jahren mit Quotenübererfüllung möglich sind. Der Monitoring-Bericht 2015 geht hierauf nicht im erforderlichen Maß ein. So enthält er beispielsweise keine Aussage dazu, ob die nationale Biokraftstoff-Quote in den Jahren bis 2014 erfüllt werden konnte oder ob entsprechende Pönalen zu entrichten waren.

62. Im Unterschied zur EU-Richtlinie 2009/28/EG bezieht sich die nationale Quote auf die Markteinbringung der Kraftstoffe, der tatsächliche Verbrauchssektor spielt keine Rolle.²⁰ Ab 2015 werden die energiebezogenen Quoten durch die Netto-Treibhausgasreduzierung des Biokraftstoffeinsatzes als Wirkungsmaßstab ersetzt. Gesetzlich verankert ist das Ziel, bis 2020 durch die Erhöhung der Beimischungsquote die Wirkung der Netto-Treibhausgasreduzierung sukzessive von 3,5 % im Jahr 2015, auf 4 % ab dem Jahr 2017 sowie auf schließlich 6 % im Jahr 2020 zu steigern. Mit Blick auf diese Zielsetzungen ist es bedauerlich, dass beispielsweise im Vorgriff der Umstellung auf Treibhausgasreduzierungsquoten die Auswirkungen auf die Berichterstattung für einen kurzen Zeitraum, beispielsweise ab 2012, nicht analysiert wurden. Eine vergleichende Bewertung ist somit zum aktuellen Zeitpunkt nicht möglich, da die im Monitoring-Bericht 2015 ausgewiesenen energetischen Anteile keine Rückschlüsse auf die Erfüllung des Treibhausgasreduzierungsziels zulassen.

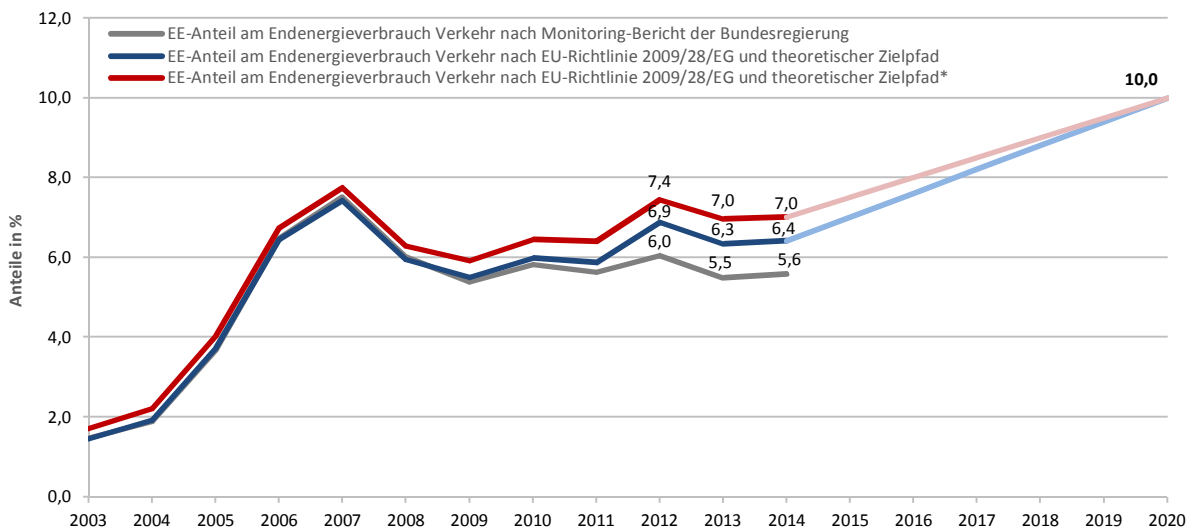
63. Das Energiekonzept der Bundesregierung enthält kein explizites Ziel für die Nutzung erneuerbarer Energien oder speziell regenerativer Kraftstoffe im Verkehrssektor (BReg, 2010). Dementsprechend referenziert die Bundesregierung im Monitoring-Bericht 2015 die Zeitreihe des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch Verkehr auf den nach EU-Richtlinie 2009/28/EG für Deutschland geltenden Zielanteil von 10 Prozent bis zum Jahr 2020. Nach einem Rückgang von 6,0 % im Jahr 2012 auf 5,5 % im Jahr 2013 beschreibt der Anteilsverlauf, wie in Abbildung 11 dargestellt, nun einen leichten Anstieg auf 5,6 % im Jahr 2014. Als Gründe für diesen Umschwung werden Veränderungen im Marktumfeld sowie die Nutzung von Flexibilitätsinstrumenten bei der Quotenerfüllung wie Mehrfachanrechnungen oder Nachholungen genannt, ein möglicher Zusammenhang mit dem Ölpreis wird nicht diskutiert. Nach Angaben der Europäischen Statistikbehörde belief sich der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im deutschen Verkehrssektor gemäß den Vorgaben der EU-Richtlinie 2009/28/EG bereits auf 6,3 % im Jahr 2013 (Eurostat, 2013) und liegt damit deutlich höher als der im Monitoring-

²⁰ Der Biokraftstoffverbrauch der Landwirtschaft beispielsweise wird in der nationalen und internationalen Berichterstattung dem GHD-Sektor zugeordnet und ist damit zwar nicht relevant im Sinne des EU-Ziels, kann jedoch auf die Biokraftstoffquote angerechnet werden.

Bericht 2015 zeigte Anteil. Aufgrund dieser Differenzen ist unklar, nach welchen Definitionen und Vorgaben der Bezugsgrößen der erneuerbare Anteil im Monitoring-Bericht 2015 berechnet wurde, beispielsweise ob Mehrfachanrechnungen gemäß EU-Richtlinie 2009/28/EG im Dividend enthalten sind oder aber welche Kraftstoffe im Divisor Berücksichtigung finden.

64. Vorläufige Schätzungen für das Jahr 2014 lassen vermuten, dass die Entwicklung aktuell bei 6,4 % stagniert. Absolut entspricht dies einer Energiemenge von 39,6 Mrd. Kilowattstunden. Auch eine Implementierung der EU-weiten neuen Regelungen zur Mehrfachanrechnung im Bereich erneuerbare Energien erhöht den EE-Anteil lediglich um 0,6 Prozentpunkte auf 7,0 % oder 43,2 Mrd. Kilowattstunden.²¹ Bezogen auf 2020 und unter der Prämisse eines sich fortsetzenden Trends beim gesamten Endenergieverbrauch im Verkehrssektor wäre also ein absoluter Verbrauch von etwa 60 Mrd. Kilowattstunden aus erneuerbaren Energieträgern oder eine Steigerung um fast 40 % in den kommenden fünf Jahren nötig, um die gesteckten Ziele zu erreichen. Eine Einordnung, ob die bestehenden nationalen Instrumente dazu ausreichen, fehlt. Abbildung 11 verdeutlicht den theoretischen Zielpfad in den kommenden Jahren auf Basis der an Eurostat gemeldeten Daten.

Abbildung 11: Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor, berechnet nach verschiedenen Vorgaben



*) Vorläufige Abschätzung der Anteils-Entwicklung unter Berücksichtigung der bevorstehenden Änderung der EU-Richtlinie 2009/28/EG. Doppelanrechnung von Biokraftstoffen entsprechend den aktuell gültigen Vorgaben.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Eurostat (2013)

65. Betrachtet man den absoluten Biokraftstoffverbrauch zeigt sich, dass Biodiesel mit rund 22,7 Mrd. Kilowattstunden unter den Biokraftstoffen dominierend bleibt, gefolgt von Bioethanol mit knapp 9,1 Mrd. Kilowattstunden. Als einziger Biokraftstoff der zweiten Generation wird Biomethan genutzt (0,6 Mrd. Kilowattstunden). Der Verbrauch von elektrischem Strom im Straßen- und Schienenverkehr, der aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde, beläuft sich auf 3,2 Mrd. Kilowattstunden. Offen bleibt allerdings, ob es sich hierbei um eine berechnete Größe handelt und die Methodik sich an die Vorgaben der EU-Richtlinie 2009/28/EG anlehnt. Insgesamt wurde ein Verbrauch erneuerbarer Energien im Verkehrssektor von rund 35,6 Mrd. Kilowattstunden ermittelt. Enormes

²¹ Daten zur Doppelanrechnung von Biokraftstoffen liegen gegenwärtig lediglich nach den Vorgaben der aktuell gültigen EU-Richtlinie 2009/28/EG vor.

Steigerungspotenzial hinsichtlich der Quotenerfüllung bietet im Gegensatz zur Anbaubiomasse weiterhin die Elektromobilität, zumal die Bundesregierung bekräftigt hat, an den im Energiekonzept gesteckten ambitionierten Zielen von 1.000.000 Elektrofahrzeugen auf Deutschlands Straßen bis 2020 festzuhalten. Sollte diese theoretische Marke erreicht werden, ist mit einem auf das EU-Ziel anrechenbaren, mehrfach gewichteten Stromverbrauch aus erneuerbaren Energien von rund 6 Mrd. Kilowattstunden zu rechnen. Es zeigt sich jedoch deutlich, dass bis 2020 noch weitere erhebliche Anstrengungen notwendig sein werden, die Vorgaben der EU im Verkehrssektor zu erfüllen, zumal mit aktuell knapp 40.000 Elektrofahrzeugen²² erst rund 4 % des avisierten Fuhrparks auf Deutschlands Straßen unterwegs sind.

66. Die Expertenkommission zweifelt angesichts der geschilderten Daten- und Definitionsabweichungen an der Belastbarkeit der bislang verwendeten Indikatorik und der hieraus abgeleiteten Bewertungen zur Zielerreichung. Es erscheint zwar wahrscheinlich, dass durch die dargestellte Möglichkeit der Mehrfachanrechnung bestimmter Kraftstoffe, das seitens der EU vorgegebene 10 %-Ziel rechnerisch erreicht wird. Eine Bewertung des Beitrags der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor zum Anteil am Bruttoendenergieverbrauch ist damit jedoch ebenso wenig möglich wie eine Bewertung des Beitrags zur Treibhausgasminde rung und somit zum Klimaschutzziel.

4.4 Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch

67. Gegenwärtig beträgt der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch gemäß dem Monitoring-Bericht der Bundesregierung erst 13,5 %, nachdem im Jahr 2013 ein Anteil von 13,2 % erreicht werden konnte. In der EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen ist für jeden EU-Mitgliedstaat ein verbindliches Ziel für den Beitrag erneuerbarer Energien zum Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 fixiert: Deutschland muss in diesem Rahmen einen nationalen Anteil von 18 % erfüllen. Im Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG (BReg, 2009), mit dem die Umsetzung der Richtlinie in Deutschland initialisiert wurde, geht die Bundesregierung davon aus, dass sogar ein Anteil von 19,6 % bis 2020 realisiert werden kann.

68. Grundsätzlich handelt es sich beim Bruttoendenergieverbrauch um eine zusammengesetzte Größe, da der gesamte Endenergieverbrauch um Leistungsverluste und Kraftwerkseigenverbräuche der Sekundärenergieträger Elektrizität und Fernwärme erweitert wird. Für die Bezugsgröße Bruttoendenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien gelten zudem einige weitere, spezielle Rechenvorschriften. So wird die Erzeugung von Elektrizität in Wasserkraftanlagen im aktuellen Jahr über die vergangenen 15 Jahre und die Erzeugung von Elektrizität in Windenergieanlagen über die vergangenen vier Jahre normalisiert, um Schwankungen bedingt durch meteorologische Einflüsse ausgleichen zu können. Ziel ist die Abbildung der potenziellen Stromerzeugung gemäß des aktuellen Standes des Leistungsausbaus bei den volatilen Energieträgern. Zudem ist seit 2011 nur noch nachgewiesenermaßen nachhaltig erzeugte flüssige Biomasse auf den Anteil erneuerbarer Energien anrechenbar.

69. Das Energiekonzept der Bundesregierung greift das 18 %-Ziel nach EU-Richtlinie 2009/28/EG auf und schreibt es fort: Bis 2030 sollen 30 %, bis 2040 45 % und bis 2050 60 % des Bruttoendenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt werden (BReg, 2010). Allerdings wird bei der Berechnung des Erneuerbaren-Anteils nach Energiekonzept auf Rechenvorschriften oder Einschränkungen hinsichtlich der Nachhaltigkeit von Energieträgern verzichtet (BMW, 2015c). Es gibt also gegenwärtig zwei Versionen des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch. Die Gründe für die unterschiedlichen Ansätze bzw. die Revision des ur-

²² Inkl. Krafträder und Nutzfahrzeuge. Eigene Berechnungen nach KBA, 2015a.

sprünglichen Ansatzes werden im Monitoring-Bericht 2015 nicht erläutert bzw. sind nicht transparent. Angesichts der Verlangsamung der Zunahme des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch erscheint die im Monitoring-Bericht 2015 vorgenommene Bewertung der Entwicklung mit der Höchstpunktzahl nicht angemessen, trotz der Fortschritte im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung. Auch wenn die verbleibende Zeit bis 2020 inzwischen knapp wird, sollte die Bundesregierung Wege aufzeigen, um die Stagnation des EE-Anteils jenseits des Elektrizitätssektors zu überwinden.

5 Energieeffizienz und Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE)

Das Wichtigste in Kürze

Der empirische Befund zur Energieeffizienz zeigt, dass sich die Entwicklungen beim Stromverbrauch und beim Endenergieverbrauch zur Raumwärme mit Blick auf die Ziele für das Jahr 2020 annähernd zielkonform vollzogen haben. Bei den übrigen effizienzbezogenen Zielen zum Primärenergieverbrauch, zur Endenergieproduktivität und zum Endenergieverbrauch im Verkehr bestehen dagegen mehr oder weniger große negative Abweichungen. Angesichts dieser im Monitoring-Bericht bestätigten Entwicklungen hat die Bundesregierung im Zuge des NAPE ein Bündel von rund 40 neuen Instrumenten angestoßen. Deren Wirkungen bis zum Jahr 2020 sind aber vielfach noch unsicher. Die Expertenkommission hätte sich deshalb Strategien für den Fall gewünscht, dass die avisierten Einsparungen hinter den Erwartungen zurück bleiben.

Dem Wunsch der Bundesregierung, das NAPE-Monitoring zu begleiten, kommt die Expertenkommission gerne nach. Sie versteht darunter nicht nur die Bewertung makroökonomischer Indikatoren, sondern auch der einzelnen Instrumente hinsichtlich ihrer Wirkungen, ihrer Effektivität und Effizienz. Allerdings sind die Wirkungen vielfach noch nicht belastbar abzuschätzen. Deshalb hat die Expertenkommission vorerst nur einige grundsätzliche Überlegungen angestellt. Dazu gehören die Frage nach den Ursachen einer „Energieeffizienz-Lücke“ und insbesondere die Rolle von Markt- und Verhaltensversagen. Letzteres ist für den NAPE von besonderer Bedeutung, da er anstelle von Regulierung stark auf Verhaltensänderungen durch Information und Beratung setzt.

Des Weiteren haben wir einen Vorschlag für 10 Leitsätze für ein gutes Energieeffizienz-Monitoring formuliert. Diese adressieren die Eignung von Instrumenten für die relevanten Handlungsfelder, die Anforderungen an die Indikatorik und die Datenbasis sowie die Beurteilung der Effektivität insbesondere unter Berücksichtigung der Einflüsse endogener und exogener Faktoren und deren Wirkungszusammenhänge – auch mit Blick auf das Erreichen langfristiger Energie- und Klimaschutzziele. Dabei sollten die Instrumente und Maßnahmen effizient umsetzbar sein, ebenso wie der zugehörige Monitoring-Prozess selbst. Empfehlungen müssen stets den Anforderungen an Transparenz und Neutralität genügen.

Weil sich die NAPE-Instrumente noch im Prüf- und Planungsstadium oder am Beginn der Implementierungsphase befinden, ist ein ergebnisorientiertes Ex-post-Monitoring des NAPE gegenwärtig nicht möglich. Am Beispiel von ausgewählten Instrumenten wird stattdessen der Versuch einer schematischen Anwendung dieser Leitsätze unternommen.

5.1 Einleitung

70. Im Dezember 2014 hat das Kabinett den Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) verabschiedet, in dem sie die Effizienzstrategie der Bundesregierung für die 18. Legislaturperiode beschreibt und auf eine Vielzahl von geplanten Maßnahmen verweist. Zugleich hebt sie hervor, dass das Monitoring der Umsetzung des NAPE im Rahmen des jährlichen Monitorings der Bundesregierung zur Umsetzung der Energiewende erfolgen und von der unabhängigen Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ begleitet sowie evaluiert werden soll. Die Expertenkommission nimmt sich dieser Aufgabe gerne an und nimmt sie zum Anlass, in den folgenden Abschnitten einige generelle Anmerkungen zum Monitoring der Entwicklung der Energieeffizienz zu machen. Doch zunächst werden in der Tradition der bisherigen Stellungnahmen potenzielle Verfehlungen der Energieeffizienzziele und entsprechend zusätzliche Handlungsnotwendigkeiten adressiert.

5.2 Indikatorenbasierte Bewertung effizienzbezogener Ziele auf Makroebene

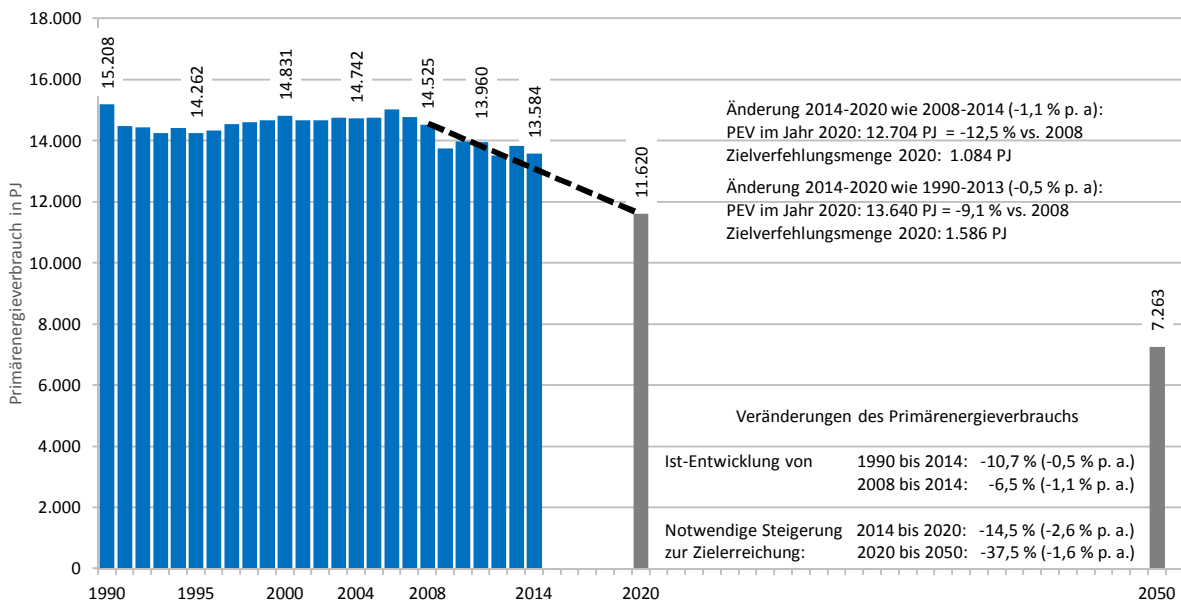
71. Wie in den vorangegangenen Stellungnahmen werden zunächst die empirischen Entwicklungen bei den zentralen Zielgrößen des Energiekonzepts und den daraus folgenden Handlungsnotwendigkeiten betrachtet. Dazu soll kurz auf die Veränderungen

- beim Primärenergieverbrauch,
- beim Bruttostromverbrauch,
- beim Endenergieverbrauch Verkehr,
- beim Energieeinsatz zur Raumwärme bei den Haushalten sowie
- bei der Endenergieproduktivität

eingegangen werden.

72. Der Primärenergieverbrauch soll bis zum Jahr 2020 im Vergleich zu 2008 um 20 % reduziert werden. Wie die Bundesregierung zutreffend festgestellt hat, konnte er in den vergangenen sechs Jahren von 2008 bis 2014 bereits um 8,7 % reduziert werden. Dabei handelt es sich allerdings um die Ursprungswerte, also nicht um temperaturbereinigte Werte, die ein realistischeres Bild der tatsächlichen Verbrauchsentwicklung liefern können. Berücksichtigt man nämlich mit Blick auf die Zielerreichung die um Witterungseinflüsse und andere Effekte (Lagerbestandsbereinigung) bereinigten Werte, so hat sich der Primärenergieverbrauch im gleichen Zeitraum nur um 6,5 % verringert. Dies bedeutet, dass zur Zielerreichung in den verbleibenden sechs Jahren bis 2020 mehr als eine Verdoppelung der durchschnittlichen Reduktionsrate notwendig ist und erhebliche zusätzliche Anstrengungen unternommen werden müssen, zumal gerade in den vergangenen vier Jahren der Zielpfad erkennbar verfehlt wurde (vgl. Abbildung 12).

Abbildung 12: Veränderungen des bereinigten Primärenergieverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2014 sowie Ziele für 2020 und 2050

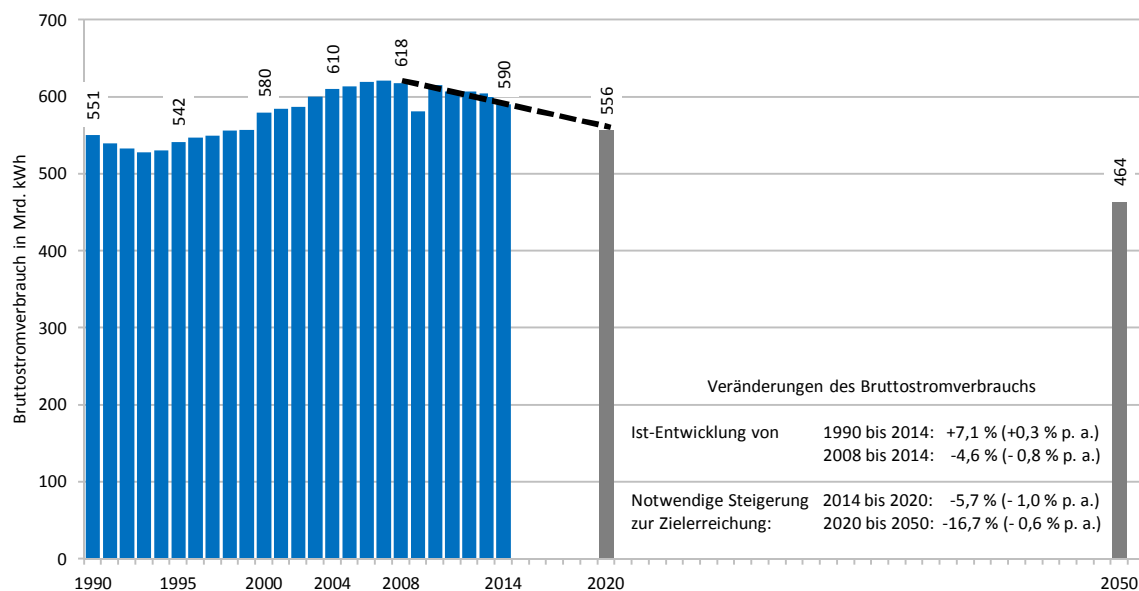


Quelle: Eigene Darstellung

73. Etwas anders stellt sich die Situation beim Bruttostromverbrauch dar, der bis 2020 gegenüber 2008 um 10 % gemindert werden soll. Tatsächlich war von 2008 bis 2014 mit einem Rückgang um 4,6 % schon nahezu die Hälfte erreicht (vgl. Abbildung 13). Maßgeblich hierfür waren die höhere Stromnutzungseffizienz sowie die Industriekonjunktur gerade auch in stromintensiven Branchen. Allerdings ist nicht zu übersehen, dass im Jahr 2015 wieder ein leichter Stromverbrauchsanstieg zu registrieren ist. So war der Stromverbrauch in den ersten drei Quartalen des Jahres 2015 um 0,8 % höher als im entsprechenden Vorjahreszeitraum. Daher kann die Fortsetzung des rückläufigen Trends keineswegs als gesichert gelten. Es wird somit darauf ankommen, ob die auf Stromeinsparung zielenden Instrumente im NAPE eine Zielerreichung erwarten lassen.

74. Wie an anderer Stelle nochmals hervorgehoben wird (vgl. Kapitel 6), stellt sich die Situation im Verkehrssektor mit Blick auf die Erreichung des Ziels einer Verbrauchssenkung um 10 % bis 2020 gegenüber 2005 als besonders problematisch dar.

Abbildung 13: Veränderungen des Bruttostromverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2014 sowie Ziele für 2020 und 2050

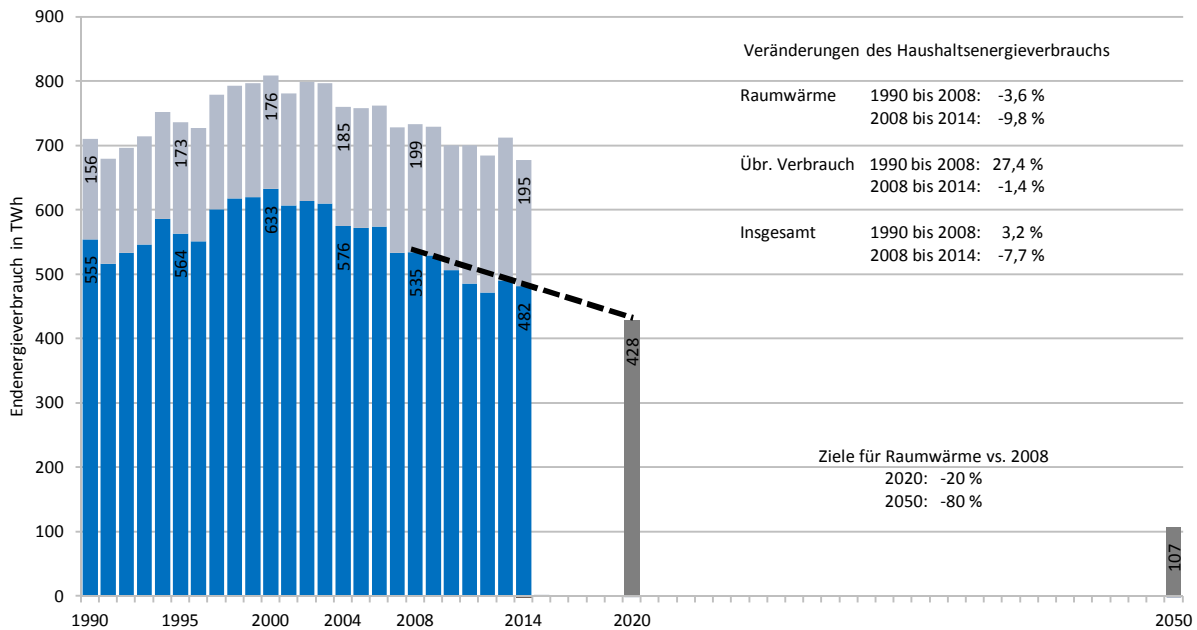


Quelle: Eigene Darstellung

75. Der Raumwärmebedarf (hier interpretiert als der Endenergieverbrauch zur Deckung des Raumwärmebedarfs) soll im Vergleich zu 2008 bis 2020 um 20 % und bis 2050 um 80 % reduziert werden. Tatsächlich geht der diesbezügliche Endenergieverbrauch seit Anfang dieses Jahrhunderts zurück. Während er von 1990 bis 2000 noch um rund 14 % gestiegen war, sank er von 2000 bis 2014 immerhin um fast 24 % (vgl. Abbildung 14). Bezogen auf das Zielbasisjahr 2008 ging er bis 2014 um nahezu 10 % zurück, obwohl im gleichen Zeitraum die gesamte Wohnfläche noch um reichlich 7 % zugenommen hat. Damit hat er bereits nahezu die Hälfte der bis 2020 angestrebten Reduktion um 20 % erreicht. Diesen Trend gilt es aufrecht zu erhalten und mit Blick auf die langfristigen Ziele noch zu verstärken.

Zu der skizzierten Entwicklung hat maßgeblich der Rückgang des spezifischen Endenergieverbrauchs zur Raumheizung v. a. in den Jahren von 2000 bis 2014 beigetragen, in denen er um rund ein Drittel gesenkt worden ist (von 1990 bis 2000 waren es demgegenüber lediglich 2,5 %). Allein von 2008 bis 2014 fiel der spezifische Verbrauch um rund 16 % (vgl. Abbildung 14).

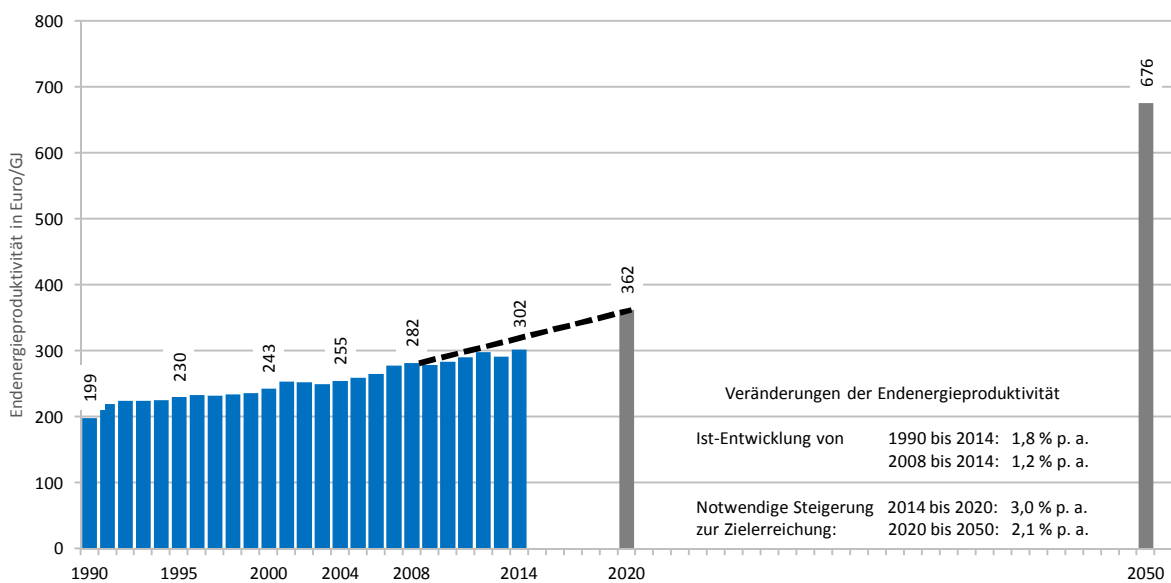
Abbildung 14: Veränderungen des bereinigten Endenergieverbrauchs zur Deckung des Raumwärmebedarfs in Deutschland von 1990 bis 2014 sowie Ziele für 2020 und 2050



Quelle: Eigene Darstellung

76. Die Bundesregierung will die Endenergieproduktivität in Deutschland beginnend mit 2008 pro Jahr um 2,1 % steigern. Der empirische Befund zeigt allerdings, dass im Durchschnitt der Periode von 1990 bis 2014 bisher nur eine jährliche Steigerung um 1,8 % eingetreten ist. Vom Zielbasisjahr 2008 bis 2014 betrug die Rate bezogen auf die temperaturbereinigte Entwicklung sogar lediglich 1,2 %. Deutschland liegt also in den vergangenen sechs Jahren durchweg unterhalb des Zielpfades. Um das Ziel für 2020 noch zu erreichen, müsste die Endenergieproduktivität von 2015 an jedes Jahr um rund 3 % zulegen (vgl. Abbildung 15).

Abbildung 15: Veränderungen der bereinigten Endenergieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2014



Quelle: Eigene Darstellung

Ein kursorisches Fazit über die bisherige Entwicklung und die zur Zielerreichung bis 2020 noch notwendigen Veränderungen ausgewählter Zielgrößen macht deutlich, dass sich die Entwicklungen beim Stromverbrauch und beim Endenergieverbrauch zur Raumwärme annähernd zielkonform vollziehen. Diesem positiven Trend stehen weniger günstige Entwicklungen bei dem Primärenergieverbrauch, der Endenergieproduktivität und v. a. dem Endenergieverbrauch im Verkehr entgegen. Unter langfristigen Aspekten gilt dies auch für den Energieverbrauch der Haushalte für die Raumheizung.

77. Bundesregierung und Expertenkommission stimmen in der Auffassung überein, wonach zur Verbesserung der Energieeffizienz weiterer Handlungsbedarf besteht. Die Bundesregierung weist darauf hin, dass sie „mit dem am 03. Dezember 2014 beschlossenen Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz die Anstrengungen zur Effizienzsteigerung gebündelt und verstärkt (hat)“. Dabei scheint es auf den ersten Blick verwunderlich, dass die Einspar-effekte der im NAPE enthaltenen Maßnahmen bis 2020 lediglich mit 390 bis 460 PJ beziffert werden, wobei die gesamte Deckungslücke beim Primärenergieverbrauch für 2020 im ersten Fortschrittsbericht noch mit mindestens 1.400 PJ veranschlagt wurde. Die Bundesregierung erklärt dies damit, dass der NAPE nicht am Primärenergieverbrauch, sondern am Endenergieverbrauch ansetzt und deshalb Effizienzfortschritte im Umwandlungssektor (einschließlich der energiestatistischen Effekte aus der zunehmenden regenerativen Stromerzeugung) zu addieren sind. Darüber hinaus geht sie davon aus, dass durch die vorgesehenen Maßnahmen zur Emissionsreduktion im Elektrizitätssektor sowie durch die bereits vor der Einführung des NAPE beschlossenen Effizienzmaßnahmen wie die Verschärfung der Energieeinsparverordnung zusätzliche Effizienzgewinne erzielt werden können. Allerdings erscheint es durchaus nicht als gesichert, dass diese den Primärenergieverbrauch mindernden Effekte tatsächlich in dem notwendigen Umfang greifen werden.

Obwohl sich – überwiegend witterungsbedingt – der Primärenergieverbrauch im Jahr 2014 deutlich verringert hat, ist die Deckungslücke im Jahr 2020 aber kaum nennenswert geringer geworden. Hinzu kommt, dass für das Jahr 2015 wieder mit einem Anstieg des Primärenergieverbrauchs gerechnet werden muss. Die Frage stellt sich deshalb weiterhin, wie die nach wie vor verbleibende Differenz in dem kurzen Zeitraum bis zum Jahr 2020 reduziert werden soll.

78. Einige Hinweise darauf enthält im vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung das Kapitel zum Gebäudebereich, wo insbesondere auf das Anreizprogramm Energieeffizienz und das Marktanreizprogramm zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt hingewiesen wird. Im Ergebnis sollen durch zusätzliche Effizienzmaßnahmen im Gebäudebereich, in den Kommunen, in der Industrie und im Schienenverkehr bis zum Jahr 2020 rund 5,5 Mio. t CO₂ eingespart werden. Zusammen mit den etwa 25 bis 30 Mio. t CO₂ durch den NAPE würden die Effizienzmaßnahmen insgesamt eine Emissionsminderung von vielleicht 30 bis 35 Mio. t CO₂ bewirken. Hinzuzurechnen sind Energieeinsparungen bzw. Emissionsminderungen im Verkehrssektor. Hierzu sagt der Bericht der Bundesregierung bisher noch nichts aus. Im vorliegenden Nationalen Aktionsprogramm Klimaschutz wurden dazu noch 7 bis 10 Mio. t CO₂ ausgewiesen, was dann im Ergebnis zu einer Reduktion bis zum Jahr 2020 von etwa 37 bis 45 Mio. t führt. Das vermutliche Emissionsdefizit im Jahr 2020 von rund 85 Mio. t CO₂-Äquivalente wird dadurch aber nach wie vor nicht ausgeglichen. Die Expertenkommission bedauert deshalb, dass die Bundesregierung in ihrem Bericht zu den erwartbaren Zielverfehlungen im Jahr 2020 (vgl. Kapitel 3) keine expliziten und schlussfolgernden Aussagen trifft.

5.3 Politische Instrumente zur Schließung der Energieeffizienz-Lücke

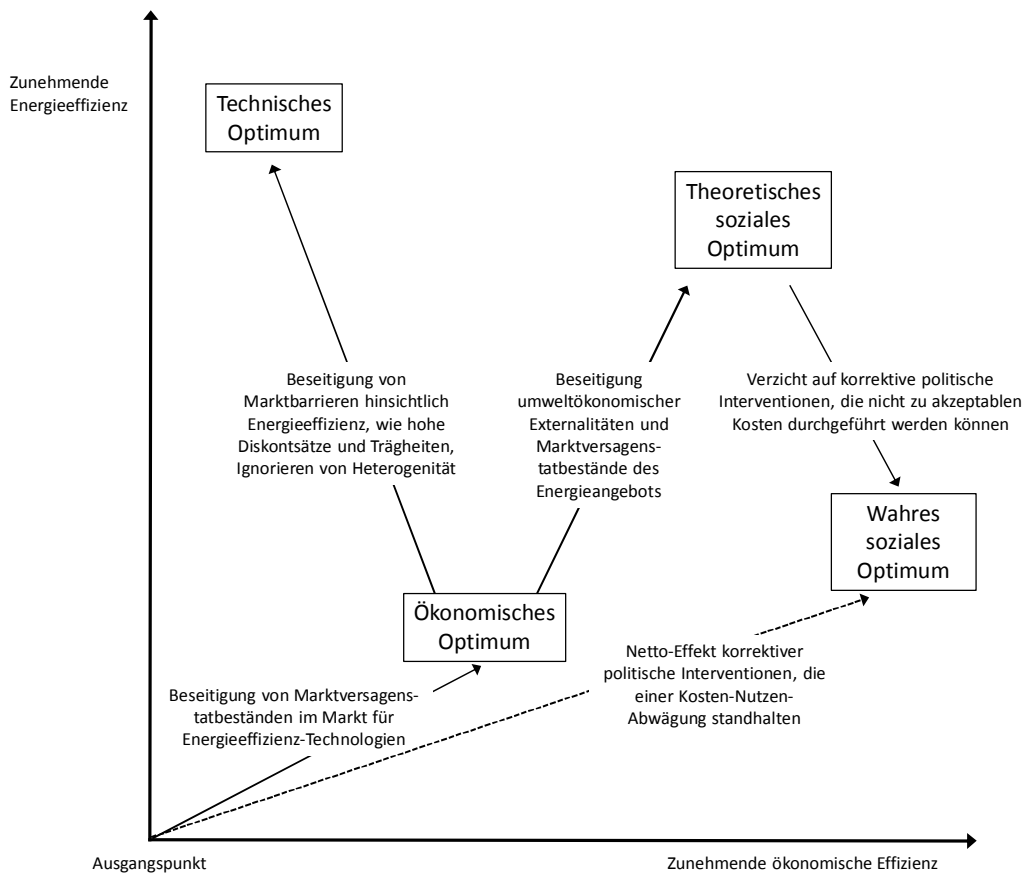
79. Ein umfangreiches Monitoring des NAPE muss die bisherige Analyse und Bewertung makroökonomischer Indikatoren erweitern im Hinblick auf die Bewertung einzelner Instrumente, die im NAPE benannt werden. Zunächst erscheint es der Expertenkommission wichtig, die grundsätzliche Eignung verschiedener Instrumente zur

Steigerung der Energieeffizienz zu analysieren. Hier geht es im Ergebnis auch um Überlegungen hinsichtlich der Hemmnisse für eine wirksame Effizienzpolitik. Die Anwendung von Instrumenten kann Einflüssen unterliegen, die in den Wirtschaftswissenschaften als Marktversagen bezeichnet werden. Marktversagenstatbestände sind seit vielen Jahrzehnten beschriebene unerwünschte Zustände des Marktes, die zu ineffizienten Lösungen führen. Diesbezüglich wurden verschiedene Theorien entwickelt, welche das Eingreifen in den Markt mit Hilfe von politischen Instrumenten rechtfertigen. Darüber hinaus können verhaltensbezogene Hemmnisse den Energieeffizienz-Erfolg von Instrumenten beeinträchtigen. Dies ist für die Begleitung des NAPE von besonderer Bedeutung, da im NAPE auf weitgehende Regulierung verzichtet und stattdessen mit Information und Beratung eine Verhaltensänderung angestoßen werden soll.

80. In diesem Kapitel beleuchten wir konzeptionell das Potenzial zur Steigerung der Energieeffizienz und klären dadurch, welche politischen Instrumente herangezogen werden können, um das Potenzial zu heben. Dazu ist es in einem ersten Schritt wichtig zu definieren, um welche Art von Energieeffizienz-Potenzial es sich eigentlich handelt, denn je nach Perspektive ist die „Energieeffizienz-Lücke“ unterschiedlich groß. Die „Energieeffizienz-Lücke“ kann zum einen aus politischer Perspektive definiert werden. Entsprechend hat das Energiekonzept aus dem Jahr 2010 das Ziel formuliert, bis 2020 den Primärenergieverbrauch gegenüber 2008 um 20 % und bis 2050 um 50 % zu senken. Aus dieser Perspektive ist die „Lücke“ relativ leicht zu quantifizieren, indem der Status quo beim Primärenergieverbrauch mit dem Zielwert abgeglichen und eine einfache Differenz errechnet wird. Um jedoch konzeptionell über die „Energieeffizienz-Lücke“ nachzudenken, bietet sich an, dies anhand der Dimensionen „(technische) Energieeffizienz“ (als Verhältnis von Energieeinsatz/-menge zu ökonomischer Aktivität) und „ökonomische Effizienz“ (Verhältnis von ökonomischen Kosten zu ökonomischer Aktivität) zu tun. Das Ausmaß der „Energieeffizienz-Lücke“ ist dann nicht mehr so leicht zu quantifizieren. Es können aber strukturierte Einsichten darüber gewonnen werden, mit welchen politischen Instrumenten die Nutzung der Energieeffizienz-Potenziale zu adressieren sind (vgl. Abbildung 16).

- Aus rein technischer Perspektive ergibt sich eine relativ große „Energieeffizienz-Lücke“, d. h. mit den zur Verfügung stehenden Energieeffizienztechnologien könnte bei entsprechenden Investitionen eine relativ große Menge an Energie eingespart werden (bei gleichbleibender ökonomischer Aktivität). Ein solches breit angelegtes Vorgehen, bei dem jedes (technische) Energieeffizienz-Potenzial gehoben wird, führt zum technischen Optimum.
- Offensichtlich ist aber nicht jede Maßnahme zur Steigerung der (technischen) Energieeffizienz auch aus ökonomischer Perspektive sinnvoll. Das ökonomische Optimum realisiert eine geringere Steigerung der Energieeffizienz als das technische Optimum (die ökonomische „Energieeffizienz-Lücke“ ist damit kleiner), ist aber ökonomisch effizienter. Grundsätzlich führt die Beseitigung von Marktversagenstatbeständen im Markt für Energieeffizienz-Technologien zum ökonomischen Optimum.
- Werden zusätzlich umweltbezogene Externalitäten (z. B. CO₂-Emissionen) berücksichtigt und nur jene Politikmaßnahmen ergriffen, die einer Kosten-Nutzen-Abwägung stand halten, resultiert ein soziales Optimum. Dies würde nochmal die Energieeffizienz sowie die ökonomische Effizienz steigern. Die aus sozialer Perspektive ermittelte „Energieeffizienz-Lücke“ ist demnach größer als aus enger ökonomischer Perspektive.

Abbildung 16: Alternative Vorstellungen zur Energieeffizienz-Lücke



Quelle: Entsprechend Jaffe et al. (1999)

Darüber hinaus ist noch an verhaltensbezogene Anomalien der Nutzer von Energieeffizienz-Technologien zu denken. Auf diese soll im Folgenden im Hinblick auf das sogenannte „Energieeffizienz-Paradox“, eingegangen werden. Verhaltensbezogene Anomalien sind noch nicht in Abbildung 16 berücksichtigt. Könnte Verhaltensversagen beseitigt werden, so wären noch einmal zusätzliche Energieeffizienz- und ökonomische Effizienz-Potenziale zu bergen.

81. Als Energieeffizienz-Paradox wird die Beobachtung bezeichnet, dass energieeffiziente Technologien, die sich für den einzelnen Nutzer wirtschaftlich auszahlen, nicht implementiert werden. Für das offensichtlich nicht optimale Ergebnis des Energie(effizienz-)paradoxes könnten drei Ursachen verantwortlich sein: (i) Marktversagen, (ii) verhaltensbezogene Anomalien und (iii) Modellfehler:

(i) Marktversagen führen zu einer nicht pareto-optimalen Allokation von Ressourcen (vgl. Kapitel 9). Hinsichtlich der Energieeffizienz führen sie häufig zu ineffizient hohem Energieverbrauch. Die wichtigsten im NAPE-Kontext relevanten Gründe für Marktversagen, die auch häufig in der Literatur angeführt werden, sind Externalitäten,

Liquiditätsprobleme, Spillover-Effekte, Informationsasymmetrien und Prinzipal-Agent-Probleme²³ (etwa im Bereich der Mieter-Vermieter-Problematik).

(ii) Verhaltensbezogene Anomalien können ebenfalls für das Energie-Paradox verantwortlich sein. Die Annahme von strikt nutzenmaximierenden Individuen hält nicht immer einer empirischen Überprüfung stand. Die Verhaltensökonomik untersucht diese Abweichungen und gibt Hinweise, wie das Verhalten beeinflusst werden kann.

82. Das nicht nutzenmaximierende Verhalten (Verhaltensversagen) liegt in (mindestens) drei Einschränkungen der menschlichen Natur begründet: eingeschränkte Rationalität, eingeschränkte Willenskraft und eingeschränktes Selbstinteresse. Eingeschränkte Rationalität ergibt sich dadurch, dass Menschen keine perfekten kognitiven Fähigkeiten besitzen, um jedes Problem vollständig zu durchdringen und um das optimale Handeln abzuleiten. Eingeschränkte Willenskraft zeigt sich darin, dass Menschen das Optimale – selbst wenn tatsächlich bekannt – nicht wählen, also Entscheidungen treffen, die gegen ihre eigenen langfristigen Interessen laufen (z. B. schlechte Ernährung). Altruismus und selbstlose Taten (z. B. Spenden) können Hinweise für ein eingeschränktes Selbstinteresse sein.

83. Neben Marktversagen kann auch Verhaltensversagen zu ineffizientem Energieverbrauch führen. Es gibt allerdings gleichzeitig Hinweise, warum das scheinbar irrationale Verhalten gar nicht so irrational sein könnte.

- **Kurzsichtigkeit:** Individuen vernachlässigen langfristigen Nutzen aufgrund kurzfristiger Kosten. Dies ist beispielsweise bei der Abwägung zwischen langfristigen Kraftstoffkostensparnissen und höherer Anfangsausgabe beim Kauf eines kraftstoffsparenden Autos der Fall; die Hinweise hierzu sind aber relativ gering. Zudem besitzen Käufer, solange sie nicht in eine neue energieeffiziente Technologie investieren, eine Art Option, deren Wert mit dem Grad der Unsicherheit über künftige Energiekosten und/oder günstigere Anschaffungspreise kraftstoffsparender Autos steigt. Was kurzfristig erscheint, kann also tatsächlich eine individuell rationale Investmentstrategie darstellen.
- **Unachtsamkeit und Salienz (Auffälligkeit):** Konsumenten lassen bei Kaufentscheidungen bestimmte Produktattribute (z. B. Energieeffizienz) außer Acht. Das kann individuell rational sein, wenn es mühsam ist, sich entsprechende Informationen einzuholen, zumal wenn Energieeffizienz nicht das allein ausschlaggebende Produktmerkmal ist. Gleichzeitig richten Menschen ihre Aufmerksamkeit auf saliente, „ins Auge springende“ Attribute und nicht auf vollständige Informationen.
- **Referenzpunkte und Verlustaversion:** Menschen bewerten Veränderungen gegenüber einem (neutralen) Referenzpunkt, häufig gegenüber dem Status quo. Außerdem gewichten sie bei Entscheidungen unter Unsicherheit potenzielle Verluste stärker als potenzielle Gewinne.
- **Heuristiken:** Menschen wenden zur Entscheidungsfindung bei komplexen Sachverhalten Heuristiken oder Daumenregeln an, welche ebenfalls zu einem erhöhten Energieverbrauch führen können.

Tabelle 2 fasst häufig angeführte Markt- und Verhaltensversagen hinsichtlich der Energieeffizienz-Lücke zusammen und nennt potenzielle Instrumente der Politik zur Adressierung der Versagenstatbestände.

²³ In einer solchen Situation gibt es einen Auftraggeber (Prinzipal), der einen Auftragnehmer (Agent) mit einer Aufgabe betraut. Jeder Vertragspartner handelt annahmegemäß im eigenen Interesse, wodurch Konflikte entstehen können. Häufig bestehen gleichzeitig Informationsasymmetrien.

Tabelle 2: Häufig angeführte Markt- und Verhaltensversagen hinsichtlich der Energieeffizienz-Lücke und potenzielle Instrumente der Politik

Versagen	Instrumente
Marktversagen	
Energiemarkt	
Umwelt-Externalitäten	Emissions-Bepreisung (Steuer, Cap-and-Trade)
Durchschnittskostenpreisbildung	Marktpreisbildung
Energiesicherheit	Steuern, Strategische Reserve
Kapitalmarkt	
Liquiditätsprobleme	Finanzierungsprogramme/Darlehen
Innovationen	
F&E Spillover-Effekt (Übertragungseffekt)	Steuererleichterung, Fördergelder
Learning-by-doing Spillover-Effekt	Anreize für eine schnelle Markteinführung
Informationsprobleme	
Informationsasymmetrie	Informationen
Prinzipal-Agent-Problem	
Learning-by-using Spillover-Effekt	
Verhaltensversagen	
Eingeschränkte Rationalität	Informationen
Eingeschränkte Willenskraft	
Eingeschränktes Selbstinteresse	

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Gillingham et al. (2009)

84. (iii) Modellfehler werden als weitere Erklärungsmöglichkeit für das Energieeffizienz-Paradox angeführt. Teilweise sind ex-ante Analysen in Bezug auf die Energieeffizienz-Potenziale zu optimistisch und vernachlässigen bisweilen den Einbezug versteckter Kosten (z. B. Suchkosten). So blieben Haushalte oft aus rein nicht-monetären Gründen einem kostenfreien Energieeffizienz-Programm fern, für das umfangreiche Dokumente hätten eingereicht werden müssen. Auch werden die erwarteten Energieeinsparungen oftmals unter zu positiven Annahmen oder Laborbedingungen kalkuliert, so dass das Potenzial einer Maßnahme überschätzt wird. Außer Acht gelassen wird des Öfteren auch die Heterogenität der Nutzer, so dass Annahmen zur Wirtschaftlichkeit einer Energieeffizienzinvestition fälschlicherweise nur für durchschnittliche Konsumenten getroffen werden. Dies berücksichtigt nicht, dass unterschiedliche Nutzer auch unterschiedliche Präferenzen besitzen. Es kann für einen Nutzer, der seine Klimaanlage im Fahrzeug nur wenige Tage im Jahr benutzen will, kosteneffizient sein, ein billiges Modell zu kaufen, das gleichzeitig aber vielleicht weniger energieeffizient ist.

Energiepolitische Empfehlungen zur Adressierung des Verhaltensversagens

85. Aus obigen Überlegungen ergeben sich verschiedene Ansatzpunkte für politische Maßnahmen. Diese betreffen sowohl die Adressierung von Marktversagen also auch von Verhaltensversagen. Eine wichtige Art von Marktversagen stellen Umwelt-Externalitäten dar. Für diese Art des Marktversagens kommen Preisinstrumente

in Betracht. Auch für die Energieeffizienz gilt, dass Preise sowohl Innovationen als auch die Diffusion von Energieeffizienz-Produkten sowie deren Nutzung stark beeinflussen. Daher muss abgewogen werden, ob nicht – auch aus Gründen der Kosteneffizienz – preisbezogene Instrumente ein geeignetes Mittel für die Erreichung der Energieeffizienz-Ziele darstellen und neben regulatorische und informatorische Maßnahmen treten sollen. Preisinstrumente hätten einen gleichzeitigen Einfluss darauf, welche (energiesparenden) Produkte gekauft werden und wie (energiesparend) damit umgegangen wird. Diese Instrumente setzen nicht direkt am Verhaltensversagen an, erhöhen aber die Kosten irrational hoher Energieverbräuche.

86. Die favorisierten Politikinstrumente zur Adressierung von Verhaltensversagen werden in der Wissenschaft als „Nudge“²⁴ (zu Deutsch etwa „Stups“) bezeichnet. Verschiedene Ökonomen und Rechtswissenschaftler sprechen sich gegen das Nudging aus oder empfehlen Zurückhaltung, z. B. wegen der Gefahr der Bevormundung oder gar einer befürchteten Manipulation statt Aufklärung. Da die Existenz von Verhaltensversagen wohl grundsätzlich bejaht werden kann, ist davon auszugehen, dass angepasste Politikinstrumente wohlfahrtssteigernd wirken können. Daher soll nachfolgend eine – ebenfalls den Erkenntnissen der Verhaltensökonomik folgend – überschaubare Anzahl von sieben Handlungsempfehlungen gegeben werden (angelehnt an die „*Principles for Intervening to Change Environmentally Destructive Behavior*“ von Stern, 2000). Dabei wird Bezug genommen auf empirische Ergebnisse insbesondere für die USA. Der Grund ist ein praktischer: Dort wurden – im Unterschied zu Deutschland – bereits etliche feldexperimentelle Untersuchungen zur Verhaltensökonomik durchgeführt. Diese Ergebnisse sind aber mit Vorsicht zu interpretieren und eine simple Übertragung auf den deutschen Kontext erscheint nicht angebracht. Vielmehr empfiehlt die Expertenkommission für den deutschen Kontext entsprechende Analysen mit belastbaren Methoden in der Zukunft durchzuführen.

87. (1) *Multiple Strategien anwenden, um Faktoren zu adressieren, die einer Verhaltensänderung entgegenstehen:*

Strategien, bei denen die verschiedenen zur Verfügung stehenden Werkzeuge kombiniert werden, erzielen bessere Wirkung als einzelne Werkzeuge. Allerdings sind sich widersprechende Aussagen zu vermeiden. Abrahamse et al. (2005) stellten in der Gesamtschau auf die 38 Studien fest, dass Maßnahmenbündel effektiver sind, z. B. die Kombination aus Zielbindung, Information und Belohnung. Die reine Wissensvermittlung ist wenig effektiv. Ein außerordentlich wichtiges Strategieelement für ein Bündel scheint die Kraft der Repetition zu sein: Allcott und Rogers (2012) analysierten den Home Energy Report, welcher zum Zeitpunkt der Studie an über 6 Mio. US-Haushalte ging. Die Haushalte erhielten den Report monatlich bzw. alle paar Monate (Feedback). Die tatsächlich realisierten Stromeinsparungen in der Kohorte über 4 bis 5 Jahre waren ca. doppelt so hoch wie erwartet. Diese langfristige Perspektive wird unter (5) aufgegriffen.

88. (2) *Die Situation aus der Perspektive des Handelnden verstehen:*

Wie beschrieben sind Konsumenten sehr heterogen und umweltrelevantes Verhalten zudem hochkomplex. Die oben angesprochenen persönlichen Diskontierungsraten bei der Bewertung zukünftiger Energieeinsparungen sind u. a. abhängig von Bildung, Haushaltsgröße, ethnischer Herkunft sowie (tendenziell) Einkommen und beeinflussen die Zahlungsbereitschaft für Energieeffizienz-Technologien. Sogar die politische Einstellung kann eine Rolle spielen: Feedback an Haushalte zum eigenen Stromverbrauch und dem der Nachbarn sind Untersuchungen zufolge vier Mal effektiver bei US-Liberalen als bei US-Konservativen. Daher müssen die politischen Instrumente zielgerichtet und individualisiert eingesetzt werden. Maßgeschneiderten Informationen wurden in der Literatur des Öfteren positive Effekte bescheinigt.

²⁴ “[...] any aspect of the choice architecture that alters people’s behavior in a predictable way without forbidding any options or significantly changing their economic incentives.” (Thaler und Sunstein, 2008; S. 6).

89. (3) Sind limitierende Faktoren psychologischer Natur, Kenntnisse bezüglich des menschlichen Entscheidungsprozesses anwenden:

Die Politikinstrumente sollten direkt an den menschlichen Schwächen ansetzen. Psychologische Effekte können sogar helfen, Energiesparen attraktiv zu machen:

- **Kurzsichtigkeit:** Unternehmen verlangen bei Energieeffizienz-Entscheidungen, dass diese sich bereits kurzfristig lohnen. Daher ziehen Anderson und Newell (2004) neben informatorischen Maßnahmen auch finanzielle Instrumente in Betracht, welche die Attraktivität der Projekte erhöhen. Hier könnte ein „Pay As You Save (PAYS)“-Ansatz erwägenswert sein, bei dem die Anfangsausgaben für den Verbraucher reduziert werden. Die damit erzielbare positive Wirkung kann mit dem „Pennies-a-Day“-Effekt erklärt werden, wonach es wichtiger sein kann, wann die Ausgaben anfallen als wie hoch die Ausgaben letztendlich sind.
- **Unachtsamkeit und Salienz (Auffälligkeit):** Für US-Haushalte konnte gezeigt werden, dass Unachtsamkeit für Energiefragen mitverantwortlich dafür ist, dass die Teilnahme an Home Audits sehr schwach ist. Ein gegenteiliger Effekt konnte aber beobachtet werden, als in 10 US-Städten (und einem County) Gesetze verabschiedet wurden, welche für einige Gebäudetypen verlangten, den jährlichen Energieverbrauch an eine Behörde zu übermitteln. Der beobachtbare Verbrauchsrückgang war darauf zurückzuführen, dass Melder dem Energieverbrauch nun entsprechende Aufmerksamkeit widmeten. Bei der Ausgestaltung von Labels sollte darauf geachtet werden, dass der (ökonomische) Wert der Energieeinsparung das wichtigste Element für eine kosteneffiziente Investitionsentscheidung ist. Allgemein gilt es, einen „Information Overload“ mit seinen potenziell negativen Auswirkungen auf den Entscheidungsprozess zu vermeiden.
- **Referenzpunkte, Verlustaversion und Heuristiken:** An dieser Stelle sollen zwei Strategien angesprochen werden: (a) Standardeinstellungen und (b) Framing. Zunächst zu (a) Standardeinstellungen, die großes Potenzial besitzen, wie diese Beispiele zeigen: In einem Fall diversifizierte die Energiedienst GmbH ihre Dienstleistungen und informierte die Kunden per Brief über den neuen grünen Standardtarif, welcher etwas billiger war als der Vorgängertarif. Für einen alternativen Tarif, entweder günstiger oder teurer, mussten die Kunden einen Antwortbrief schicken. Zwei Monate nach der Anfrage verblieben immer noch 94 % beim ersten Tarif. In einem anderen Beispiel wurden unterschiedliche Standardtemperaturen für eine Waschmaschine programmiert (Gruppe 1 mit 95°C vs. Gruppe 2 mit 0°C), was in einer Energieeinsparung von 24 % resultierte. Zusammenfassend ist zu konstatieren, dass Standardeinstellungen Referenzpunkte und Empfehlungen darstellen. Entscheider werden nur zögerlich wechseln, weil sie verlustavers sind und die Anstrengung scheuen (im obigen Beispiel u. a. Antwortbrief verfassen). Standardeinstellungen sind „klebrig“ (Thaler und Sunstein, 2003, S. 177). (b) Für ein gutes Framing sollten aus diesen Gründen energiebezogene Informationen so formuliert werden, dass energiesparende Maßnahmen Verluste vermeiden (statt zu Gewinnen in der gleichen Höhe zu führen). Wegen der Referenzabhängigkeit von Menschen sollten Informationen möglichst in Vergleichen präsentiert werden, insbesondere mit sozialem Kontext, da Individuen einem starken normativ sozialen Einfluss unterliegen. Information über das Verbrauchsverhalten der Nachbarn haben bisweilen größere Effekte als allgemeine Argumente zum Energiesparen. Der Hinweis „Schließe dich den anderen Hotelgästen an, die Umwelt zu schützen“ führt zu umweltfreundlicherem Verhalten als Hinweise, die nur auf den Umweltschutz abstellen. Sofern die Situation des Individuums noch unmittelbarer beschrieben wird („Schließe dich den anderen Hotelgästen in diesem Raum an...“), verbessern sich die Resultate sogar (Goldstein et al., 2008).

- 90.** *(4) Bedingungen adressieren, die jenseits des Handelnden liegen und dem umweltschützenden [energiesparenden] Verhalten entgegenstehen:*

Dazu gehören kontextuelle oder externe Faktoren wie Regulierungen (z. B. Bauvorschriften), die Verfügbarkeit von Infrastrukturen (z. B. für „Neue Mobilität“) oder Energiepreise.

- 91.** *(5) Kontinuierlich die Reaktionen überwachen und Programme entsprechend anpassen:*

Kontinuierlich bedeutet auch – entgegen der menschlichen Neigung der Kurzsichtigkeit – eine langfristige Perspektive einzunehmen. Für den oben genannten Home Energy Report wurde festgestellt, dass eine Intervention zunächst einen unmittelbaren Energieeinspareffekt zeigt, dieser Effekt aber sehr schnell abnimmt. Wird über zwei Jahre Feedback gegeben, dann sinkt der Effekt zwar mit einer deutlich geringeren Rate, aber selbst nach zwei Jahren haben die Verbraucher das energiesparende Verhalten offenbar noch nicht vollständig habitualisiert. Eine weitere Fortsetzung der Feedbacks verbesserte zusätzlich die Ergebnisse. Es kann daher angenommen werden, dass Verbraucher erst mit der Zeit einen (energiesparenden) „Kapitalstock“ aufbauen. Außerdem sollten für ein zukünftiges Monitoring des Verbraucherverhaltens verstärkt IKT-Lösungen Anwendung finden. Der Einsatz von Smart Metern eröffnet neue Möglichkeiten bei der Datenproduktion und -analyse, welche den Haushalten über Web-Anwendungen aufbereitet zurückgemeldet werden können.

- 92.** *(6) Bei Maßnahmen innerhalb der Grenzen bleiben, die der Handelnde toleriert:*

Diesbezüglich soll zum einen in Erinnerung gerufen werden, dass zu optimistische ex-ante Analysen bisweilen die Grenzen des Erwartbaren übersteigen, und zum anderen die Gefahr besteht, die Wechselbeziehung zwischen Energieeffizienz und ökonomischer Effizienz zu übersehen.

- 93.** *(7) Partizipative Methoden der Entscheidungsfindung anwenden:*

Dieses Vorgehen ist wichtig, um die Perspektive der Handelnden zu verstehen und ihre Aufmerksamkeit und ihr Engagement zu gewinnen. Ein häufiges Anwendungsbeispiel im Energieeffizienz-Kontext sind gemeinsam abgestimmte Zielvorgaben.

Die Expertenkommission empfiehlt, den genannten Kriterienkatalog bei der konkreten Ausgestaltung, beim Monitoring und der Fortschreibung der Maßnahmen im NAPE im Auge zu behalten, um die angestrebten Beiträge zur Steigerung der Energieeffizienz tatsächlich realisieren zu können.

5.4 Leitsätze für ein gutes Energieeffizienz-Monitoring

- 94.** Aus Sicht der Expertenkommission ist ein rein indikatorenbasiertes Monitoring auf Makroebene nicht ausreichend. Deswegen wird ein instrumenten- und maßnahmenbezogenes Monitoring ergänzend als notwendig erachtet. Die Aufgabe einer instrumenten- und maßnahmenbezogenen²⁵ Evaluierung ist ungleich zeit- und personalaufwändiger als ein rein indikatorengestütztes Monitoring auf der Makroebene. Vor diesem Hintergrund versteht die Expertenkommission ihre Aufgabe zum Monitoring des NAPE vorrangig in der Begleitung der von Dritten zu übernehmenden tiefergehenden Datenanalysen und -aufarbeitungen. Dafür werden im Folgenden 10 Leitsätze formuliert, unter denen sich auch das Monitoring des NAPE subsummieren lässt, das gleichwohl sehr stark instrumenten- bzw. maßnahmenorientiert ist und dementsprechend eines erweiterten Evaluationssets be-

²⁵ Unter Instrumenten werden im Weiteren Handlungen der Regierung verstanden; unter Maßnahmen werden verstanden die konkrete Umsetzung bzw. Anwendung durch die Marktteilnehmer. Ein konkretes Beispiel zur Unterscheidung: Ein Instrument ist das KfW-Gebäude-sanierungsprogramm, die Maßnahmen beziehen sich auf die Sanierungsinvestitionen der Gebäudeeigentümer.

darf. Mit der Formulierung von Leitsätzen möchte die Expertenkommission dem Monitoring des NAPE Leitplanken geben. Die nachfolgenden Erläuterungen sind somit auf das Themenfeld Energieeffizienz zugeschnitten, die Leitsätze sind jedoch so allgemein formuliert, dass sie auf zahlreiche andere Monitoring-Prozesse übertragen werden können. So wurden sie implizit auch für den bisherigen Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ angewendet.

95. (1) Ein gutes Energieeffizienz-Monitoring identifiziert die zielführenden Instrumente nach dem Kriterium der relevanten Handlungsfelder:

Primäre Aufgabe des Effizienz-Monitorings sollte eine Darstellung der Entwicklung des Effizienzfortschritts und der Senkung des Energieverbrauches sein. Hierzu zählt auch die bewertende Einordnung der Entwicklung in Bezug auf die im Energiekonzept definierten Zielpfade.

Dazu ist es zunächst erforderlich, die zielführenden Instrumente nach dem Kriterium der relevanten Handlungsfelder zu identifizieren. Kriterien für die Relevanz sind beispielsweise das vorhandene Einsparpotenzial und die Bedeutung im Rahmen notwendiger langfristiger Strukturänderungen. Wichtige Handlungsfelder sind demnach der Gebäudebereich, der Stromverbrauch in der Industrie, der Stromverbrauch elektrischer Geräte in privaten Haushalten ebenso wie der Verkehrssektor.

Analog gilt dies für den NAPE. Aufgabe des Monitorings ist es an dieser Stelle zu prüfen und zu bewerten, ob die eingesetzten Instrumente in den relevanten Handlungsfeldern anzusiedeln sind und ob sie geeignet erscheinen, den avisierten Effekt auszulösen. Bei Bedarf werden geeignetere zusätzliche Instrumente vorgeschlagen. Dabei ist die Kompatibilität mit rechtlichen Erfordernissen und politischen Programmen (Renn, 2008) sicherzustellen. Zu prüfen sind auch die zeitlichen Intervalle der Evaluierung einzelner Instrumente.

Ein Beispiel für eine solche Überprüfung wäre die Frage, ob eine Sanierungstiefe mit dem Standard KfW 100 ausreicht, um das Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestandes bis 2050 zu erreichen. Wegen der langen durchschnittlichen Sanierungszyklen von durchschnittlich 40 Jahren im Gebäudebereich werden in den nächsten Jahren sanierte Gebäude den Zustand des Gebäudesektors in 2050 maßgeblich beeinflussen. Nicht ausreichende Sanierungstiefen können zu Lock-in Effekten führen. Aus Sicht der Expertenkommission sollte daher bei mit öffentlichen Mitteln geförderten Sanierungsmaßnahmen sichergestellt sein, dass damit die langfristige Zielerreichung eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes bis 2050 gewährleistet ist.

96. (2) Ein gutes Energieeffizienz-Monitoring verfügt über eine geeignete Indikatorik:

Das von der Bundesregierung bislang im Rahmen des Monitoring-Prozesses verwendete Indikatoren-Set ist stark aggregiert und vorwiegend an den Zielen des Energiekonzepts orientiert. Hiermit kann die Frage „Wo stehen wir bei der Zielerreichung?“ gut beantwortet werden, während eine Antwort auf die Frage „Warum weichen wir vom Zielpfad ab?“ nicht oder nur in sehr eingeschränktem Maße gegeben werden kann. Die Expertenkommission hält es aber für wichtig, dass bei einer durch die Indikatoren angezeigten drohenden Zielverfehlung auch die Probleme klar benannt und die Ursachen vertieft analysiert werden. Dies ist nicht zuletzt eine Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Nachsteuerung.

Zur notwendigen Analyse der Wirkungen und Beiträge der Einzelinstrumente und -maßnahmen zur Umsetzung der Effizienzziele hält die Expertenkommission die Entwicklung eines erweiterten Indikatoren-Sets mit detaillierteren Inhalten für erforderlich. Als Beispiel sei der Stromverbrauch privater Haushalte genannt. Hier stellen Haushaltsgeräte und die Heizungspumpe relativ große Verbrauchsposten dar. Neue Modelle sind deutlich effizienter, so dass in dieser Verbrauchskomponente ein nicht unerhebliches Einsparpotenzial liegt, wenn sie in der Breite Anwendung findet. Im Rahmen des Monitorings ist deshalb die Kenntnis des Diffusionsgrades entscheidend. Nur

so kann eine korrekte Bewertung des noch verbleibenden Einsparpotenzials erfolgen und die Notwendigkeit bzw. Sinnhaftigkeit von Fördermaßnahmen abgeleitet werden.

97. (3) *Ein gutes Energieeffizienz-Monitoring stützt sich auf eine hinreichend belastbare und aktuelle Datenbasis:*

Die Qualität eines indikatorbasierten Monitorings steht in direktem Zusammenhang mit der Verfügbarkeit, der Qualität und Aktualität der Datengrundlage. Die Expertenkommission hat diesbezüglich bereits in ihren vorhergehenden Stellungnahmen u. a. auf die Notwendigkeit der Novellierung des Energiestatistikgesetzes hingewiesen.

Das bisher durchgeführte Monitoring zum Fortschritt im Energieeffizienzbereich ist ausschließlich auf die Zielsetzungen des Energiekonzepts fokussiert und nutzt wenige, sehr stark aggregierte Indikatoren. Diese basieren auf Angaben des Statistischen Bundesamtes und der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. Für den hier vorgeschlagenen, erweiterten Monitoring-Ansatz sind jedoch sektor- und anwendungszweckorientierte Detaildaten notwendig. Hier ist die Datensituation aber begrenzt.

Dies zeigt sich beispielsweise am möglichen Indikator Sanierungstiefe. Hier kämen einige potenzielle Datenquellen in Betracht, die jedoch keinen amtlichen Charakter haben und deren dauerhafte Verfügbarkeit z. T. nicht gesichert ist. Denkbar wäre die Erhebung möglicher Indikatoren für die Sanierung von Wohngebäuden (etwa zur Außenwanddämmung oder Heizungserneuerung) im Rahmen der alle 3-4 Jahre vorgesehenen IWU-Befragung der Gebäudeeigentümer zu verankern, die bislang jedoch nur einmal durchgeführt wurde (BEI/IWU, 2010). Für die Zwischenjahre ohne eigene Erhebung könnten Hilfsindikatoren auf der Basis jährlich verfügbarer Förderdaten ermittelt werden, z. B. durch Auswertung von KfW- und BAFA-Förderstatistiken zu Neubauten und zum Gebäudebestand und anhand verfügbarer Programm-Evaluationen (u. a. IWU/BEI, 2012). Im Bereich der Nichtwohngebäude im GHD-Sektor wurde im Rahmen der alle zwei Jahre durchgeführten Verbrauchserhebung eine Gebäudetypologie entwickelt und mit den jeweiligen Erhebungsdaten aktualisiert. Bisher liegen Daten für die Jahre 2008 und 2010 vor (Fraunhofer ISI et al., 2013), weitere Erhebungsjahre auch in anderen Quellen (z. B. BMVBS, 2011). Die unterschiedlichen Quellen sind hier zu einem aussagefähigen Gesamtbild zusammenzuführen.

Auf Instrumenten- oder Maßnahmenebene fehlen belastbare Daten meist vollständig. Für ein Monitoring der Energieeffizienz im Bereich der oben erwähnten Haushaltsgeräte wären beispielsweise neben detaillierten Absatzzahlen nach Effizienzklassen auch Daten zur Entsorgung von Altgeräten notwendig. Weil viele der für eine tiefergehende Analyse notwendigen Detaildaten bislang nicht oder nur verstreut verfügbar sind, empfiehlt die Expertenkommission den systematischen Aufbau geeigneter Statistiken und Erhebungen für die unterschiedlichen Aspekte der Energieeffizienz. Nur so können Instrumente zielgerichtet konzipiert und in ihrer Wirksamkeit bewertet werden.

98. (4) *Ein gutes Energieeffizienz-Monitoring verfügt über eine geeignete Methodik zur Beurteilung der Effektivität von Instrumenten und Maßnahmen insbesondere unter Berücksichtigung endogener und exogener Faktoren:*

Mit den bislang verwendeten Indikatoren kann festgestellt werden, ob sich beispielsweise der Stromverbrauch verändert hat und ob man sich auf dem Zielpfad befindet oder nicht. Sie erlauben jedoch bestenfalls sehr begrenzte Aussagen zu den Ursachen und den oft komplexen und vielschichtigen Einflussfaktoren. Hier bedarf es zunächst einer Detailanalyse mit Blick auf die Wirksamkeit bzw. Effektivität von Instrumenten und Maßnahmen. Dabei gilt es zu analysieren, ob Wirkungen tatsächlich auf das Instrument zurückführbar sind oder ob exogene Faktoren für die messbaren Fortschritte verantwortlich sind. Wesentliche exogene Faktoren sind die Energiepreise, in den emissionshandelspflichtigen Bereichen zusätzlich die CO₂-Zertifikatspreise sowie die allgemeine wirtschaftliche Entwicklung und der technische Fortschritt. Aus Sicht der Expertenkommission ist es sinnvoll, mit

geeigneten Mitteln retrospektiv den Einfluss der exogenen gegenüber den endogenen Effekten zu überprüfen bzw. zu quantifizieren – etwa mit Hilfe der seinerzeit zur Energiewende-Konzeption herangezogenen Modelle. So dürfte z. B. der Verfall der Weltmarktpreise für Öl und Gas in den Basisszenarien nicht abgebildet worden sein.

Je nach Betrachtungsraum können auch weitere im Kontext der Energiewende genutzte Instrumente als exogene Faktoren wirken, wenn Wechselwirkungen zwischen den Instrumenten bestehen. Im Rahmen von Szenarien bieten sich Sensitivitätsanalysen an, um den Einfluss exogener Faktoren zu isolieren.

Auch Rebound-Effekte können eine Rolle spielen (vgl. Leitsatz zu Rebound-Effekten). Beim NAPE stellt sich diesbezüglich u. a. die Frage, ob die Einführung des Top-Runner-Prinzips z. B. bei Kühlgeräten tatsächlich zu einer Verringerung des Stromverbrauchs führen wird oder ob die spezifischen Effizienzgewinne durch Rebound-Effekte, etwa durch den Kauf größerer oder zusätzlicher Geräte, teilweise wieder aufgezehrt werden. Diese dynamischen Effekte treten auch in den anderen Sektoren auf, insbesondere im Verkehr (vgl. Kapitel 6).

Zudem sollte eine Wirkungsanalyse prüfen, ob Ergebnisse tatsächlich durch das Instrument erzielt werden oder ob im Wesentlichen Mitnahmeeffekte die Entwicklung treiben. Ein Beispiel hierfür wäre die Frage, ob ein Gebäudesanierungsprogramm energetische Sanierungen tatsächlich auslöst oder ob die Sanierung nicht ohnehin durchgeführt worden wäre und die Förderung lediglich „mitgenommen“ wird. Hier bestehen natürlich Abstufungen, da es auch möglich ist, dass die Sanierung ohne Förderung zwar durchgeführt, aber nicht die gleiche Sanierungstiefe erreicht worden wäre wie mit der Inanspruchnahme des Förderprogramms. Diese Fragestellungen sollten bei der Evaluation von Förderprogrammen eine zentrale Rolle spielen (z. B. durch Befragung der Teilnehmer oder Vergleich mit Kontrollgruppe o. Ä.).

Eine systematische, evidenzbasierte Analyse ist wichtig, um auch diejenigen Wirkungen der Instrumente zu überprüfen, die sich in den Indikatoren nicht oder nur verspätet niederschlagen. Insbesondere für zentrale Instrumente ist eine ausführliche Wirkungsanalyse wichtig. Zur Evaluation von Maßnahmen hat die Expertenkommission in ihrer letzten Stellungnahme einen umfassenden Vorschlag unterbreitet.

99. (5) *Ein gutes Energieeffizienz-Monitoring unterscheidet direkte und indirekte Wirkungen:*

Der NAPE und das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 sind Beispiele dafür, dass staatliche Instrumente Wirkungen entfalten können, die weit über die im Kern zugrundeliegende Intention hinausgehen können und z. T. auch sollen. Ein Beispiel dafür sind Veränderungen von Wertschöpfungs- und Beschäftigungsstrukturen und damit neue Akteurskonstellationen. So sehen sich etablierte Unternehmen Neu- und Quereinsteigern mit neuen Technologien und Geschäftsmodellen gegenüber und reagieren darauf. Dies gilt sowohl innerhalb einzelner Branchen als auch branchenübergreifend und hat letztlich Auswirkungen darauf, in welche Bereiche künftig investives Kapital fließt. Es ist also der Systemzusammenhang bei der Analyse zu berücksichtigen.

100. (6) *Ein gutes Energieeffizienz-Monitoring berücksichtigt auch Verteilungswirkungen:*

Verteilungswirkungen sind für die politische und ethische Akzeptanz von Instrumenten von zentraler Bedeutung. Deshalb ist die Analyse der Verteilungswirkungen beim Energieeffizienz-Monitoring wichtig. Diesen Aspekt hat die Expertenkommission in den Stellungnahmen – nicht zuletzt in diesem Jahr (vgl. Kapitel 9) – thematisiert. Dabei können Verteilungsfragen durchaus auch eine regionale Komponente beinhalten, wie aktuell das Beispiel des Klimabeitrags der Kohle zeigt. Und schließlich sind sozio-ökonomische Implikationen zu berücksichtigen, die einen erheblichen Einfluss auf die Akzeptanz und damit den Erfolg von Maßnahmen haben können. Im Kern geht es somit um die gerechte Verteilung von Chancen und Lasten und damit die ethische Akzeptanz (Renn, 2008).

101. (7) *Ein gutes Energieeffizienz-Monitoring prüft, ob die Wirkung von Instrumenten nachhaltig ist:*

Die Expertenkommission hält eine Überprüfung der Nachhaltigkeit von Instrumenten für einen wesentlichen Bestandteil eines Effizienz-Monitorings. Dadurch soll sichergestellt werden, dass ein dauerhafter Beitrag zum Erreichen der Energie- und Klimaziele geleistet wird. Denn es ist durchaus möglich, dass Instrumente zwar kurz- und mittelfristig Erfolge bringen, die langfristige Zielerreichung aber z. B. durch Lock in-Effekte deutlich erschwert werden kann. Beispielsweise wäre „Autostehenlassen“ und ÖPNV nehmen eine kurzfristige Reaktion, während Auto verkaufen und ÖPNV nutzen eine langfristige Wirkung wäre, die neben dem kurzfristigen Energieeffekt auch die Änderung von Siedlungsstrukturen zur Folge haben könnte.

Ein Beispiel für eine erweiterte Nachhaltigkeitsprüfung besteht auch in der Einbeziehung einer gesamtökologischen Bilanzierung, die sowohl die sogenannten grauen Energien als auch die Verwendung von nicht-energetischen Rohstoffen einbezieht. Weil diese Aspekte gerade etwa im Gebäudebereich von erheblicher Bedeutung sind, sollten sie bei der Ausgestaltung von Instrumenten ebenfalls berücksichtigt werden. Dadurch wird es auch möglich, die Minimierung von negativen Nebeneffekten zu berücksichtigen und einen Beitrag zu den generellen Nachhaltigkeitszielen zu leisten.

102. (8) *Ein gutes Energieeffizienz-Monitoring überprüft die Effizienz von Instrumenten und Maßnahmen:*

Neben der Effektivität von Instrumenten und Maßnahmen ist es wichtig beurteilen zu können, ob der Aufwand in einem angemessenen Verhältnis zum Ergebnis steht. Dies betrifft u. a. den Einsatz öffentlicher Fördermittel oder den staatlich induzierten Einsatz von privatem Kapital. Beispiele hierfür sind die KfW-Programme zur energetischen Sanierung von Gebäuden auf der einen Seite und die Vorgaben der Energieeinsparverordnung auf der anderen. Häufig wird als Effizienzkriterium der Mitteleinsatz in Euro je eingesparter Kilowattstunde oder Tonne CO₂ verwendet.

Allerdings ist die Messung der Effizienz von Instrumenten und Maßnahmen schwierig, insbesondere dann, wenn – im Sinne des effizienten Einsatzes begrenzter Mittel – verschiedene Instrumente und Maßnahmen im selben Bereich oder in anderen Bereichen der Energiewende miteinander verglichen werden. Es besteht die Gefahr, dass wichtige indirekte und strukturelle Effekte (auch Lock in-Effekte) ausgeblendet werden. Die Herausforderung besteht also darin, relevante Kriterien für eine angemessene Beurteilung der Effizienz von Instrumenten und Maßnahmen zu entwickeln.

103. (9) *Ein gutes Energieeffizienz-Monitoring ist selbst effizient umsetzbar:*

Bei der effizienten Umsetzung des Energieeffizienz-Monitoring geht es um den Aufwand bei der Beurteilung einzelner Instrumente. Dieser Aufwand kann eventuell nicht mehr vertretbar sein, insbesondere wenn es sich um das Monitoring von Instrumenten handelt, die nur kleine Zielbeiträge leisten. Das Energieeffizienz-Monitoring sollte sich deshalb auf jene Instrumente und Maßnahmen beschränken, die für das Gelingen der Energiewende besonders relevant sind. Die Auswahl könnte z. B. anhand der den Instrumenten im NAPE zugesprochenen Treibhausgas-Einsparpotenziale erfolgen (vgl. Kapitel 5.5).

104. (10) *Ein gutes Energieeffizienz-Monitoring ist transparent und neutral:*

Monitoring-Prozesse sollen den Stand der Dinge aufarbeiten und analysieren. Sie weisen dabei positive Entwicklungen ebenso wie Fehlentwicklungen aus und wirken damit zwangsläufig bei ihren Adressaten handlungsleitend. Deshalb ist es wichtig, Aussagen nicht nur abzusichern, sondern auch transparent zu machen, was angesichts der Komplexität von Sachverhalten oftmals einen Abwägungsprozess zwischen Detaillierung und Übersichtlichkeit erfordert. In jedem Fall müssen Schlussfolgerungen aber vom Adressat gut nachvollziehbar sein.

Sofern Empfehlungen gegeben werden, müssen diese auf einer fachlich neutralen Ebene erfolgen. In diesem Sinne sollte das Selbstverständnis eines Monitorings auf dem Prinzip der Redlichkeit aufbauen, das z. B. im Wissenschaftsbetrieb einen zentralen Bestandteil der „guten wissenschaftlichen Praxis“ darstellt (DFG, 2013).

Darüber hinaus empfiehlt die Expertenkommission aufgrund der beschriebenen Datenlücken und der komplexen Zusammenhänge das Monitoring in geeigneter Form zu institutionalisieren, da nur eine kontinuierliche Arbeit mit dem Aufbau entsprechender Expertise konsistente Ergebnisse zu gewährleisten vermag. „Geeignet“ bedeutet hierbei auch, dass ein hinreichendes Maß an Flexibilität vorhanden sein muss, damit auf Veränderungen im Prozess angemessen reagiert werden kann.

5.5 Überlegungen zu den im NAPE vorgesehenen Instrumenten

105. Die im Anhang zum vierten Monitoring-Bericht für den Bereich „Energieeffizienz“ aufgeführte Liste von rund 40 Instrumenten ist auf den ersten Blick durchaus beeindruckend. Aber für diese Liste gilt wie für den eigentlichen NAPE, dass viele der genannten Instrumente teilweise schon länger implementiert sind oder sich noch im Prüf-, Forschungs- und Planungsstadium befinden oder angesichts ihrer Ausgestaltung eine eher geringe Wirkung erwarten lassen. Dies gilt sicher für manche der umgesetzten oder geplanten Beratungs- und Informationsaktivitäten sowie im Hinblick auf den Wirkungszeitraum bis 2020 für die im Anhang zum Bericht angeführten Forschungsvorhaben und Strategieentwicklungen.

106. Beispielsweise erscheint Skepsis angebracht, dass die mit einer jährlichen Emissionsminderung von über 5 Mio. t CO₂ als besonders wirksam dargestellte Top-Runner-Strategie diese Erwartung angesichts ihres Designs erfüllen wird. So setzt dieses Vorhaben ausschließlich auf einen freiwilligen Dialogprozess mit den relevanten Stakeholdern; von verbindlichen Verabredungen ist jedenfalls nicht die Rede. Und ob dann letztlich das Investitionsverhalten der Konsumenten in die gewünschte Top-Runner-Richtung bewegt werden kann, ist ebenfalls mit einigen Fragezeichen zu versehen. Außerdem ist zu bedenken, dass sich das Vorhaben momentan noch in der Ausschreibung befindet und wohl allenfalls im Laufe des Jahres 2016 praktisch gestartet werden kann. Mit ersten wahrnehmbaren Effekten wird vermutlich erst von 2017 an gerechnet werden können, so dass der Zielerfüllungsbeitrag in der verbleibenden kurzen Zeit bis 2020 wohl begrenzt bleiben dürfte.

107. Ähnliche Überlegungen gelten für die Energieeffizienznetzwerke. Die Expertenkommission zweifelt nicht daran, dass solche Netzwerke einen hohen Effizienzsteigerungseffekt aufweisen können, sie sieht aber das Risiko, ob schon bis 2020 die angestrebten 500 Netzwerke aufgebaut werden und wirksame Emissionsminderungen entfalten können. Die Idee lernender Energieeffizienz-Netzwerke (LEEN) funktioniert und wurde auch schon mehrere dutzend Male in Deutschland praktiziert. Gemäß der Initiative Energieeffizienz-Netzwerke aus dem Jahr 2014, eine Vereinbarung zwischen Bundesregierung und 18 Verbänden und Organisationen der Wirtschaft, sollen bis zum Jahr 2020 insgesamt 500 solcher Netzwerke initiiert und gefördert werden. Das Konzept ist allerdings – wie in Deutschland offenbar unvermeidlich – ziemlich formalistisch geraten. Ein Beispiel: Warum wird für LEEN-Netzwerke die Teilnahme von mindestens fünf Unternehmen gefordert? Könnte ein Netzwerk aus zwei oder drei Unternehmen nicht ebenfalls eine Verbesserung der Energieeffizienz erreichen?

108. Aus Sicht der Unternehmen besteht ein Anreiz zur Teilnahme an LEEN-Netzwerken darin, dass unter bestimmten Bedingungen die geforderte Pflicht zu Energieaudits entfällt. Wegen der damit möglichen wechselseitigen Kannibalisierung der Wirkungen der beiden Instrumente „Energienetzwerke“ und „Energieaudit“ müssen wir diesen Aspekt künftig in unserem NAPE-Instrumenten-Monitoring wohl im Auge behalten. Ab 2016 soll es ein jährliches Monitoring der LEEN-Netzwerke geben, das über folgende Punkte Auskunft gibt: Zahl der Netzwerke; Erfüllen sie die formalen Kriterien der Initiative Energieeffizienz-Netzwerke; Summe der umgesetzten Maßnahmen (gemeint wohl: Zahl der geplanten und umgesetzten Maßnahmen; wobei der relevante Zeitraum

nicht ganz klar ist); Schätzung der damit verbundenen Energieeinsparungen und CO₂-Reduktionen auf Basis von Stichproben. Das Instrumenten-Monitoring „Effizienznetzwerke“ ist damit also bereits angelaufen, auch wenn das Monitoring vielleicht nicht alle unsere „10 Kriterien für ein gutes Energieeffizienz-Monitoring“ erfüllen mag. Im Detail lässt sich das allerdings momentan noch nicht beurteilen. Auch kann festgehalten werden, dass die von uns geforderte Institutionalisierung bei diesem NAPE-Instrument bereits erfolgt ist, zumindest bis zum Jahr 2020.

109. Gerade angesichts der Tatsache, dass weiterhin ein erhebliches Risiko einer Verfehlung des Klimaschutzziels für 2020 besteht, hätte sich die Expertenkommission stärkere Impulse für die Verbesserung der Energieeffizienz gewünscht und insbesondere Backup-Strategien für den Fall, dass die mit dem NAPE avisierten Einsparungen hinter den Erwartungen zurückbleiben. Dies gilt vorrangig für Instrumente im Verkehrsbereich. Dabei könnten auch die in diesem Kapitel skizzierten Erkenntnisse berücksichtigt werden, die sich aus dem Forschungsbereich mit Blick auf jeweils geeignete politische Instrumente herausgebildet haben.

110. Nach Auffassung der Bundesregierung soll das Monitoring des NAPE im Rahmen des Monitoring-Prozesses der Energiewende geschehen. In Kapitel 5.4 hat die Expertenkommission allgemein gültige Leitsätze entwickelt, die bei einem Energieeffizienz-Monitoring berücksichtigt werden sollten. Nun wird der Versuch unternommen, für ausgewählte Instrumente aus dem NAPE ein Bewertungsschema mit Aussagen zu den Instrumenten selbst und mit Blick auf die von der Expertenkommission vorgeschlagenen Leitsätze für die Evaluierung einzelner Instrumente zu entwickeln.

Ein ergebnisorientiertes Ex-post-Monitoring der im NAPE genannten Instrumente ist angesichts des Umsetzungsstandes gegenwärtig nur cursorisch möglich. Oftmals wäre lediglich festzustellen, welchen Stand die Umsetzung inzwischen erreicht hat. Nur zu diesem Zweck wären die Auflistungen der einzelnen Instrumente mit den entsprechenden Hinweisen im Monitoring-Bericht der Bundesregierung zunächst ausreichend, wenngleich die Kurzbeschreibungen nicht immer den Charakter, die Ausgestaltung und die Wirkungsweise der Instrumente erkennen lassen. Eine etwas angereicherte Kurzdarstellung auf Grundlage der Leitsätze zum Monitoring ist der Tabelle 3 und Tabelle 4 zu entnehmen. Im Kontext des NAPE-Monitorings wäre dies der Ausgangspunkt für weiterführende Analysen.

111. Die Tabellen mögen als grundsätzliches Muster einer Bewertungsmatrix verstanden werden, hinter der für die einzelnen Instrumente noch mehr oder weniger detaillierte Modellrechnungen, (Daten-)Erhebungen u. Ä. durchgeführt werden müssen. Eine wesentliche Frage ist dabei auch, wie sich die Entwicklung ohne die Instrumente vollzogen hätte (Bestimmung der Baseline bzw. der Referenzentwicklung) und welche Überlagerungen mit anderen Instrumenten und externen Faktoren bestehen. Dies muss an dieser Stelle weiteren Untersuchungen vorbehalten bleiben.

Tabelle 3: Bewertungsschema für ein Monitoring der von der Bundesregierung eingesetzten Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz – Teil 1

		Nationale Top-Runner-Initiative	Energieauditpflicht für Nicht-KMU (Art. 8 EED)	Ausschreibungsmodell für Energie-, speziell Stromeffizienz	Weiterentwicklung der KfW-Energieeffizienzprogramme
Merkmale und von der Regierung erwartete Resultate der Maßnahmen/Instrumente	Kurzbeschreibung	Verbraucherkampagne, Schulung der Verkäufer im Handel; Dialogprozess mit Herstellern	Pflicht zur Einführung von regelmäßigen Energie-Audits; 1. Audit bis 05.12.2015, danach alle 4 Jahre	Ausschreibungsmodell "STEP up!" (Stromeffizienzpotenziale)	Zinsverbilligung; Einstiegsstandard (10 % Einsparung); Premiumstandard (30 % Einsparung)
	Charakter des Instruments	Beratung, Information, Motivation	Ordnungsrechtliche Verpflichtung	Wettbewerbliche Effizienzerschließung	Finanzielle Anreize für Investitionen im Bereich von Produktionsanlagen/-prozesse
	Zielgruppe	Hersteller, Handel und Verbraucher	Unternehmen mit mehr als 250 Beschäftigten oder Jahresumsatz von mehr als 50 Mio. Euro und Bilanzsumme mehr als 43 Mio. Euro; insgesamt rund 50.000 Unternehmen	Unternehmen, Energiedienstleister, Stadtwerke, Energiegenossenschaften und andere Akteure	Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft, Contractoren und Freiberufler
	Betroffene Energieträger	Strom	Alle Energieträger	Strom	Alle Energieträger, aber mit Schwerpunkt Strom
	Stand des Instruments	Ausschreibung BAFA im August 2015; Laufzeit des Projekts bis Ende 2018, ggf. bis Ende 2020	Energiedienstleistungsgesetz am 05.02.2015 vom Bundestag beschlossen	Pilotphase "STEP up!" ab 2015; Begleitung durch die AG "Wettbewerbliches Ausschreibungsmodell" der Plattform Energieeffizienz	Umsetzung durch die KfW 2015; gefördert werden Investitionsmaßnahmen zur Energieeinsparung von mindestens 10 % bzw. 30 %.
	Weitere Schritte	Weiterführung Stakeholderdialog; extern moderierter Dialogprozess mit Geräteherstellern, Handel und Verbrauchern; Fördervolumen: 6 Mio. Euro p. a. für das beauftragte Konsortium	Bei Nichterfüllung des Audits Bußgeld von 50.000 Euro; Freistellung von Auditpflicht bei Existenz eines Energie-/Umweltmanagement-systems (EMAS)	Planung: Bis 2018 Ausschreibungen mit einem Volumen von rund 300 Mio. Euro; bei Bewährung Fortführung, Weiterentwicklung und ggf. Ausweitung	Ausbau der Zusammenarbeit mit Landesförderinstituten
	Erwartete Energieeinsparung in PJ	85,0	50,5	26,0-51,5	29,5
	Erwartete THG-Minderung in Mio. t CO₂-Äquivalente	5,1	3,4	1,5-3,1	2,0
	Evaluierung/Monitoring geplant	Zielerreichungs-, Wirkungs- und Wirtschaftlichkeitskontrolle sind Auftragsgegenstand	Keine Berichterstattungspflicht der Unternehmen, nur Stichprobenkontrollen durch BAFA bei 20 % der Unternehmen	Geplant	Geplant

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 4: Bewertungsschema für ein Monitoring der von der Bundesregierung eingesetzten Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz – Teil 2

		Nationale Top-Runner-Initiative	Energieauditpflicht für Nicht-KMU (Art. 8 EED)	Ausschreibungsmodell für Energie-, speziell Stromeffizienz	Weiterentwicklung der KfW-Energieeffizienzprogramme
Leitsätze für ein Effizienz-Monitoring	Adressierung relevanter Handlungsfelder	Ja, Stromverbrauch wird unmittelbar adressiert	Ja, Energieeffizienz allgemein	Ja, Stromverbrauch wird unmittelbar adressiert	Ja, Energie- und speziell Stromeffizienz
	Verfügbarkeit geeigneter Indikatoren	Diffusionsgrad der „beworbenen“ Top-Runner-Geräte	Ja, auf Basis der Berichte zum Audit (aber nur Stichproben)	Anzahl der teilnehmenden Unternehmen zusammen mit Preis- und Einsparwerten der Maßnahmen	Nur über Auswertung der KfW-Angaben zu den begünstigten Unternehmen und Maßnahmen
	Belastbare und aktuelle Datenbasis	Absatzdaten der Top-Runner-Geräte verfügbar	Ja, auf Basis der Berichte zum Audit (aber nur Stichproben)	Daten liegen mit dem Ergebnis der Ausschreibungsverfahren vor	Ja, falls alle relevanten Förderdaten hinsichtlich der geförderten Maßnahmen und deren Ergebnisse verfügbar sind
	Methoden zur Bewertung der Effektivität der Maßnahmen-/Instrumente unter Einbezug endogener und exogener Faktoren	Referenzentwicklung definieren; Breitenwirkung des Instruments: Informationsverbreitung, erreichte Zielgruppen; Wechselwirkung mit anderen Instrumenten (z. B. Öko-Design-RL)	Befragung nach Umsetzung der Potenziale, soweit Berichte an BAFA dazu keine Aussagen treffen; potenziell hohe Wechselwirkungen mit EU-ETS	Referenzentwicklung bezüglich der bei der Ausschreibung zum Zuge gekommenen Maßnahmen; Umfang der Beteiligung an der Ausschreibung; Vorher-/Nachher-Analysen auf Basis der Unternehmensdaten	Referenzentwicklung für die geförderten Maßnahmen; Vorher-/Nachher-Analysen auf Basis der Unternehmensdaten; Wechselwirkungen mit EU-ETS
	Differenzierung zwischen direkten und indirekten Wirkungen	Direkt: Marktdurchdringung der Top-Runner-Geräte; indirekte Wirkungen eher schwach	Direkt: Einsparwirkungen; signifikante indirekte Wirkungen nicht erkennbar	Direkt: Einsparwirkungen; signifikante indirekte Wirkungen nicht erkennbar	Direkt: Einsparwirkungen; signifikante indirekte Wirkungen nicht erkennbar
	Berücksichtigung von Verteilungswirkungen	Vermutlich gering; ggf. abhängig von Kosten der Top-Runner-Geräte	Verteilungswirkungen innerhalb der Branchen (KMU vs. Nicht-KMU)	Bezüglich Akteursvielfalt abhängig vom Ausschreibungsmodus	Nur begrenzte Verteilungswirkungen
	Berücksichtigung langfristiger Wirkungen	Dauerhaftigkeit des Instruments; Vergleichsstudien	Durch regelmäßiges Audit langfristige Wirkungen wahrscheinlich	Abhängig von Dauerhaftigkeit des Ausschreibungsprogramms	Bei langfristigen Investitionsvorhaben implizit gegeben
	Effizienz der Maßnahmen und Instrumente	Kosten für das Projekt sind vergleichsweise gering; Effizienz hängt von der Effektivität ab	Kosten wohl eher gering; Effizienz abhängig von Energieeinsparung; potenziell hohe Effizienz	Im Grundsatz hoch; abhängig auch von Art und Umfang der Ausschreibung und der Teilnehmer	Mittelaufwand bei niedrigem Zins begrenzt; Effizienz abhängig von Mitnahmeeffekten
	Effizienz des Monitorings	Nur bei begrenztem Mitteleinsatz (ggf. Aufgabe des Projektnehmers)	Hoch, soweit belastbare Daten aus den Berichten vorliegen	Vergleichsweise günstig, weil hohe Datenverfügbarkeit	Je nach Datenlage günstig; aber: Abschätzung der Mitnahmeeffekte
	Transparenz und Neutralität des Monitorings	Bei weichen Instrumenten Transparenz eher schwierig	Abhängig von Sicherstellung und Realisierung der Stichproben	Hoch bei Öffentlichkeit der Ausschreibungsverfahren	Hoch bei Verfügbarkeit der Daten für die geförderten Maßnahmen

Quelle: Eigene Darstellung

6 Verkehr

Das Wichtigste in Kürze

Das Kapitel zum Verkehr lag der Expertenkommission im Entwurf des Monitoring-Berichts, der am 05.11.2015 vom BMWi versandt wurde, noch nicht vor. Daher kann sich die Expertenkommission nicht darauf beziehen. Dennoch können allgemeingültige Aussagen zum Verkehr auf Grundlage der bekannten Entwicklungen getroffen werden. Eine Kommentierung könnte zu einem späteren Zeitpunkt in einem gesonderten Bericht oder aber in der Stellungnahme zum Monitoring-Bericht 2016 nachgeholt werden.

Die Erhöhung des Endenergieverbrauchs im Verkehr im Jahr 2014 stellt einen weiteren Rückschritt in Bezug auf das Ziel des Energiekonzepts dar, welches bis zum Jahr 2020 eine zehnprozentige Minderung des Endenergieverbrauchs gegenüber 2005 vorsieht. Verantwortlich für diese Entwicklung sind sowohl der Individual- als auch der Güterverkehr auf der Straße. Beide Sektoren verzeichnen eine Zunahme der Gesamtfahrleistung auf die höchsten Werte in der Geschichte der Bundesrepublik, welche nicht durch Effizienzfortschritte kompensiert werden konnte. Hierbei spielen Rebound-Effekte zwischen verbesserter Fahrzeugeffizienz und Fahrleistung, aber auch zwischen Fahrzeugeffizienz und Fahrzeuggewicht und -leistung eine wesentliche Rolle.

Angesichts der derzeitigen Entwicklung ist die Erreichung des 2020-Ziels in weite Ferne gerückt. Verschiedene Szenarien prognostizieren eine Verfehlung selbst mit zusätzlichen Maßnahmen. Das Aktionsprogramm Klimaschutz fokussiert sich derzeit auf den Güterverkehr und wird die Ziellücke nicht schließen. Die Expertenkommission ist weiterhin der Ansicht, dass die Zielerreichung im Verkehrssektor nicht ausreichend ernstgenommen wird. Das schlägt sich auch darin nieder, dass keine Maßnahmen erkennbar vorbereitet werden, die dem Problem Abhilfe leisten. Ein weiteres Indiz dafür ist die Tatsache, dass seitens der Bundesregierung im Fortschrittsbericht 2014 allenfalls für das Jahr 2030 eine Minderung des Energieverbrauchs von 10 % erwartet wird. Gerade auch vor dem Hintergrund der jüngst bekannt gewordenen Unregelmäßigkeiten bei der Angabe der spezifischen CO₂-Emissionswerte von Kraftfahrzeugen besteht hier dringender Handlungsbedarf.

Die Überprüfung der existierenden Instrumente zur Emissions- und Energieverbrauchsreduktion im Verkehr und deren Weiterentwicklung ist nötig, um zusätzliche Reduktionen anzureizen. Darüber hinaus ist auch über die Einführung neuer Instrumente nachzudenken. Dabei greift der Fokus der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) auf Kraftstoffe und technische Optionen nach Ansicht der Expertenkommission zu kurz. Eine verkehrsträgerübergreifende, integrierte Strategie zum Mobilitätssystem mit quantitativen Zielen ist nötig, welche Infrastrukturplanung, Raumplanung, Politikinstrumente, Ausgestaltung des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) sowie intermodale Verkehrskonzepte aufeinander abstimmt.

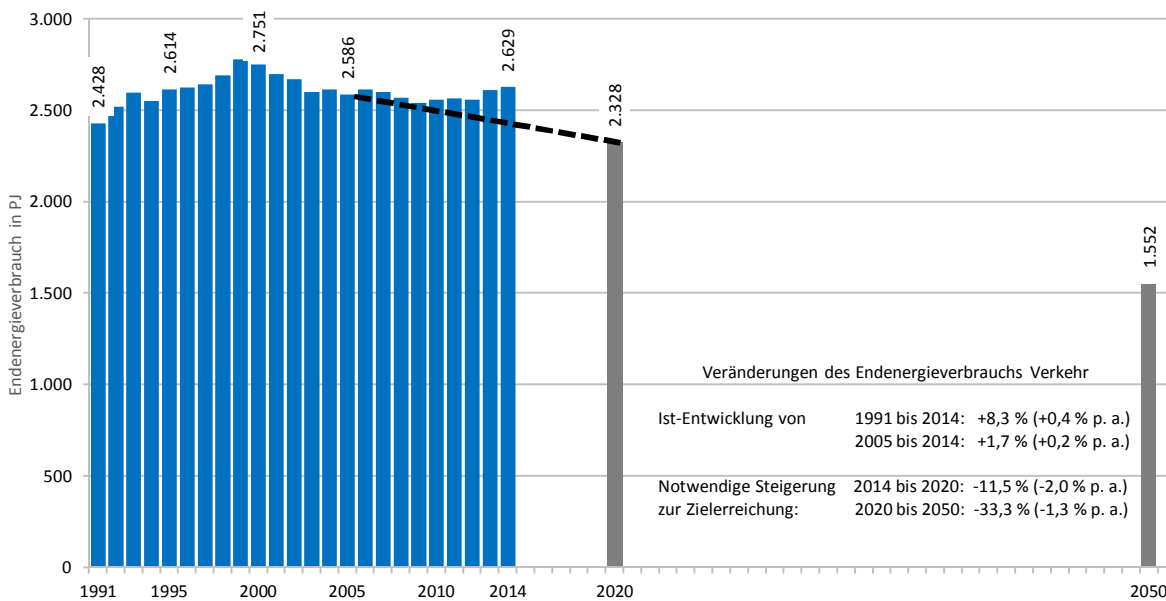
Darüber hinaus sind Technologietrends im Verkehrssektor zu berücksichtigen. So ist für den Erfolg oder Misserfolg der batteriebetriebenen Elektrofahrzeuge die Weiterentwicklung der Batterietechnologie entscheidend. Um dem Anspruch eines Leitmarktes für Elektromobilität gerecht zu werden, sind auch infrastrukturelle Veränderungen erforderlich. Für den Langstreckeneinsatz und insbesondere für den Straßengüterverkehr ist jedoch der Brennstoffzellenantrieb aus heutiger Sicht die vielversprechendste Technologie. Hierfür ist der Infrastrukturaufbau noch entscheidender, da diese Fahrzeuge zwingend auf eine Tankstelleninfrastruktur für Wasserstoff angewiesen sind.

6.1 Aktuelle Entwicklung des Energieverbrauchs und der Emissionen

112. Das Kapitel zum Verkehr lag der Expertenkommission im Entwurf des Monitoring-Berichts, der am 05.11.2015 vom BMWi versandt wurde, noch nicht vor. Daher kann sich die Expertenkommission nicht darauf

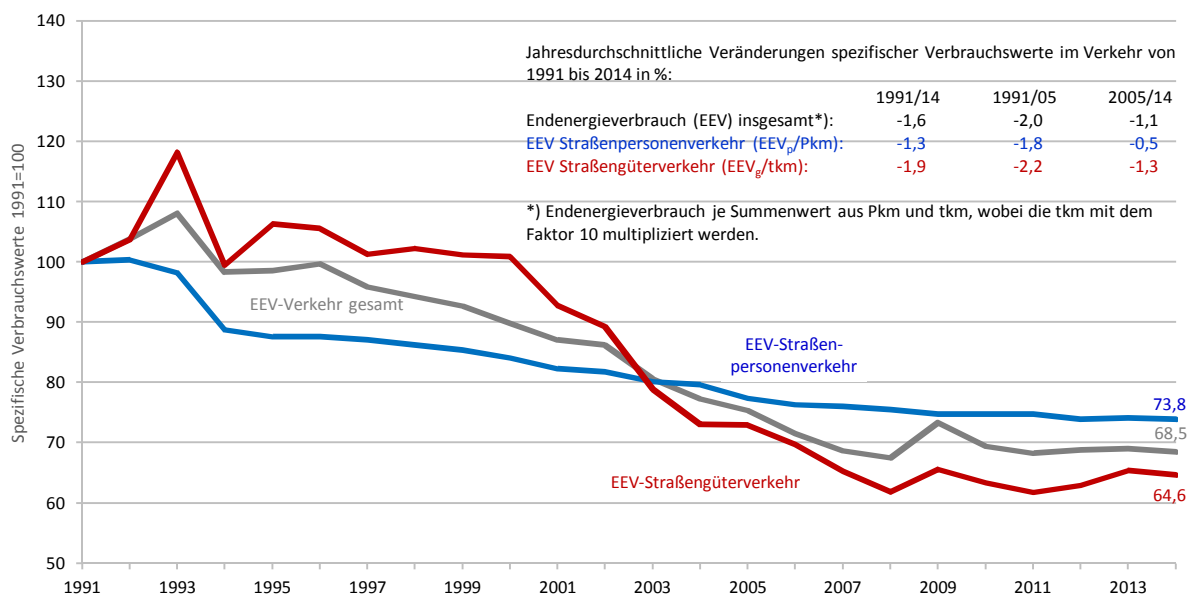
beziehen. Dennoch können allgemeingültige Aussagen zum Verkehr auf Grundlage der bekannten Entwicklungen getroffen werden. Aus Sicht der Energiewendeziele stellt die jüngste Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor einen klaren Rückschritt dar. Mit 2.629 PJ hat der Endenergieverbrauch im Jahr 2014 im Verkehr den höchsten Wert seit 2002 erreicht (AGEB, 2015a). Er hat sich damit erneut weiter vom 2020-Ziel einer zehnprozentigen Senkung des Endenergieverbrauchs gegenüber 2005 (2005: 2.586 PJ, 2020-Ziel: 2.328 PJ) entfernt. Um dieses Ziel noch zu erreichen, müsste der Verbrauch von 2014 bis 2020 im jährlichen Durchschnitt um 2,0 % gesenkt werden. Zum Vergleich: Von 2005 bis 2014 ist er pro Jahr im Mittel um 0,2 % gestiegen (vgl. Abbildung 17).

Abbildung 17: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr in Deutschland von 1991 bis 2014, sowie Ziele für 2020 und 2050



Quelle: Eigene Darstellung

113. Für die Fehlentwicklungen ist ausschließlich der Straßenverkehr verantwortlich, und zwar zum größten Teil der Individualverkehr (1.476 PJ, höchster Wert seit 2004), aber auch der Güterstraßenverkehr (690 PJ, höchster Wert seit 2006) (DIW, 2015a). Insgesamt wuchs der Energieverbrauch im Straßenverkehr um 1,4 % gegenüber 2013. Dagegen war der Energieverbrauch im Schienenverkehr (-2,2 %), im Luftverkehr (-3,4 %) und in der Binnenschifffahrt (-3,1 %) im Jahr 2014 niedriger als im Vorjahr. Ein Grund für diese Entwicklung ist die Zunahme der Gesamtfahrleistung. Der motorisierte Individualverkehr von Personen ist gegenüber 2013 um weitere 2,0 % gestiegen auf nunmehr 939,4 Mrd. Personenkilometer. Die Verkehrsleistung im Straßengüterverkehr erhöhte sich um 2,3 % gegenüber 2013 und betrug 463,9 Mrd. Tonnenkilometer (DIW, 2015a). Beide Werte sind die höchsten jemals verzeichneten in der Geschichte der Bundesrepublik. Der Zunahme der Gesamtfahrleistung steht ein stagnierender spezifischer Endenergieverbrauch im Straßenpersonen- und Straßengüterverkehr gegenüber (vgl. Abbildung 18). Obwohl die spezifischen Verbrauchswerte seit 1991 beträchtlich gefallen sind, ist diese Entwicklung in den letzten Jahren einer Stagnation gewichen. Im Ergebnis resultieren daraus steigende absolute Endenergieverbrauchswerte.

Abbildung 18: Veränderungen der spezifischen Verbrauchswerte im Straßenverkehr von 1991 bis 2014

Quelle: Eigene Darstellung

114. Der größte Anteil des Energieverbrauchs im motorisierten Individualverkehr entsteht durch die Nutzung von Personenkraftwagen. Der durchschnittliche Verbrauch des Bestandes der Personenkraftwagen ist in Deutschland von 2005 bis 2014 zwar von 7,8 l/100 km auf 7,3 l/100 km gefallen.²⁶ Im gleichen Zeitraum stieg jedoch die Gesamtfahrleistung der Pkw von 578 Mrd. km auf 613 Mrd. km. Dabei nahm die Fahrleistung zuletzt von 2013 bis 2014 von 601 auf 613 Mrd. km zu. Im Resultat ist der gesamte Kraftstoffverbrauch der Personenkraftwagen von 2005 bis 2014 nahezu konstant geblieben mit 45,3 Mrd. l im Jahr 2005 und 45,0 Mrd. l im Jahr 2014. Von 2013 auf 2014 war zuletzt ein Anstieg von 44,2 auf 45,0 Mrd. l zu verzeichnen (DIW, 2015a). Hierbei ist insgesamt ein Anstieg an Dieserverbrauch bemerkbar, der den Rückgang im Verbrauch von Benzin zuletzt überkompensierte. Auch die gesamten CO₂-Emissionen der Personenkraftwagen sind von 2005 bis 2014 nahezu konstant geblieben bei etwa 110-111 Mio. t (Destatis, 2015a und eigene Berechnung).

115. 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, 2015, 2014). 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). Die Bedeutung dieser Abweichung und der kürzlich bekanntgewordenen Manipulation von Testwerten wird ausführlicher im Kapitel 6.2 unter dem Abschnitt zu CO₂-Emissionsstandards diskutiert.

116. Verschiedene Studien haben einen direkten Rebound-Effekt zwischen einer Verbesserung der Fahrzeugeffizienz und der zurückgelegten Strecke in Deutschland aufgezeigt (u. a. UBA, 2015 und Frondel et al., 2010).

²⁶ 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.

Danach werden reduzierte Fahrtkosten durch sparsamere Autos zu einem großen Teil durch längere Fahrtstrecken oder häufigeres Fahren aufgewogen, so dass der aggregierte Verbrauch sogar steigen kann.

Neben erhöhter Fahrleistung ermöglicht eine Verbesserung der Fahrzeugeffizienz auch größere Wagen, stärkere Motorisierung und eine verbesserte Fahrzeugausstattung ohne den Fahrer mit zusätzlichem Kraftstoffverbrauch zu belasten. Bei dieser Art von Rebound ist nicht vollkommen klar, ob Fahrzeuggröße und -gewicht sich auch ohne Effizienzfortschritte so hätten entwickeln können ohne dem Fahrer zu hohe Kosten aufzubürden. Zumindest wird diese Entwicklung durch steigende Effizienz begünstigt.

Von 2005 bis 2014 nahm die durchschnittliche Leermasse neuer Pkw in Deutschland von 1.406 kg auf 1.474 kg zu. Im selben Zeitraum stieg die durchschnittliche Motorleistung neuer Pkw in Deutschland von 91 kW auf 103 kW (ICCT, 2015, 2014). Sowohl das Fahrzeuggewicht, als auch die Motorleistung neuer Pkw in Deutschland lagen in 2014 über den EU-28-Vergleichswerten von 1.391 kg und 90 kW (ICCT, 2015).

Es liegt daher nahe anzunehmen, dass die wirklichen Effizienzpotenziale der Personenkraftwagen wesentlich höher sind, als sie derzeit umgesetzt und mit den derzeitigen Standards vorgegeben werden. Eine Studie für die USA (Knittel, 2012) kommt zu dem Schluss, dass unter der Annahme, dass das durchschnittliche Fahrzeuggewicht, die durchschnittliche Motorleistung und das Drehmoment der Pkw von 1980 bis 2006 konstant geblieben wären, die Möglichkeit von Effizienzverbesserungen von knapp 60 % bestanden hätte. Dem steht eine tatsächliche Effizienzsteigerung von etwa 15 % im selben Zeitraum gegenüber. Daraus resultiert, dass der Großteil der Effizienzfortschritte für mehr Ausstattung und stärkere Motoren aufgewendet wurde.

Eine Untersuchung des Statistischen Bundesamtes zeigt, dass im Zeitraum 2005 bis 2013 die CO₂-Emissionen der deutschen Pkw um 12 % hätten sinken können, trotz steigenden Fahrzeugbestands. Voraussetzung hierfür wäre eine hinsichtlich der Motorleistung seit 2005 unveränderte Pkw-Flotte gewesen. Tatsächlich wurde aber nur eine Emissionsreduktion von 1,6 % erreicht. Die Differenz gehe v. a. auf den Bereich der Sport Utility Vehicles (SUV) und Geländewagen zurück, ein Segment mit hoher Motorleistung und hohem Verbrauch (Destatis, 2015b).

Höhere Einsparungen sind also potenziell umsetzbar. Die Expertenkommission empfiehlt, zu dieser Art des Rebounds im deutschen Personenverkehr weitere wissenschaftliche Analysen durchführen zu lassen.

117. Verschiedene Szenarien prognostizieren einen geringfügig sinkenden Energieverbrauch im Verkehrssektor im Jahr 2020 gegenüber 2014 (2.553 PJ – Politikszenerien VI: Aktuelle-Politik-Szenario; UBA, 2013), bzw. einen leicht steigenden Energieverbrauch (2.685 PJ – Projektionsbericht 2015: Mit-Maßnahmen-Szenario; BMUB, 2015). In beiden Fällen wird das Endenergieverbrauchsziel für 2020 weit verfehlt. Die Politikszenerien VI erwarten weiterhin eine Energieverbrauchsreduktion im Verkehr unter Berücksichtigung zusätzlicher Maßnahmen in einem Energiewende-Szenario. Die hier zusätzlich eingeführten Maßnahmen weisen jedoch nur geringe Schnittmengen mit den Maßnahmen im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 auf. Die Instrumente beinhalten ordnungsrechtliche Maßnahmen (z. B. Verschärfung der CO₂-Grenzwerte für alle Fahrzeugtypen und neue Flugzeuge), ökonomische Instrumente (z. B. rein Schadstoff bezogene Kfz-Steuer, Weiterentwicklung der Maut, Verbesserung des öffentlichen Verkehrs), freiwillige Maßnahmen (Biokraftstoffe im Luftverkehr) und flankierende Maßnahmen (z. B. Ausbau des Schienennetzes). Auch unter Berücksichtigung der prognostizierten Verbrauchsreduktion durch diese zusätzlichen Maßnahmen wird laut diesem Szenario das 2020-Ziel verfehlt, mit einem Endenergieverbrauch von 2.395 PJ. Aufgrund der aktuellen Situation ist die Erreichung des 2020-Ziels unwahrscheinlicher geworden.

6.2 Instrumentendiskussion

118. Um die Tendenzen eines steigenden Energieverbrauchs im Personenstraßenverkehr anzugehen, sollten die existierenden Instrumente hinsichtlich ihrer Anreizwirkung überprüft und ggf. angepasst werden. Des Weiteren sollte über die Einführung neuer, zusätzlicher Instrumente diskutiert werden, die weitere Reduktionspotenziale erschließen.

119. Eine überschlägige Übersetzung der im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 für den Verkehr geschätzten Emissionsminderungswirkungen einzelner Maßnahmen in Energieeinsparungen mittels durchschnittlicher Emissionsfaktoren ergibt im Ergebnis eine potenzielle Reduktion des Energieverbrauchs von 103 bis 154 PJ. Die derzeitige Lücke zum 2020-Ziel beträgt rund 300 PJ. Die im Aktionsprogramm vorgeschlagenen Instrumente können also bestenfalls die Hälfte der nötigen Energieverbrauchsreduktionen bewirken, die nötig sind um das Ziel zu erreichen. Der Großteil der Emissionseinsparungen im Aktionsprogramm von etwa 7,5 bis 11,25 Mio. t CO₂ wird durch Maßnahmen im Güterverkehr erzielt. Der Personenverkehr wird weniger adressiert, obwohl er doch für den Großteil der Verkehrsemissionen verantwortlich ist. Der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz beinhaltet keine über das Aktionsprogramm hinausgehenden Vorschläge im Verkehrsbereich.

120. Über die im Aktionsprogramm beschlossenen Maßnahmen hinaus sind Anpassungen existierender Instrumente denkbar. Die Höhe der verbrauchsunabhängigen Kfz-Steuer wird hauptsächlich von der Hubraumgröße des Fahrzeugs bestimmt. Der Emissionsaufschlag hat einen vergleichsweise geringeren Einfluss auf die Steuerschuld. Zu überlegen wäre die Umstellung auf eine rein emissionsbasierte Besteuerung auf ein wirksames Anreizniveau, um die Nutzung von Fahrzeugen mit geringen Emissionswerten stärker zu unterstützen.

121. Gegen die Reduktion der CO₂-Emissionsstandards auf einen Zielwert von 95 g/km ab 2021 ist prinzipiell nichts einzuwenden. Gerade vor dem Hintergrund der jüngst bekannt gewordenen Unregelmäßigkeiten bei der Angabe der spezifischen CO₂-Emissionswerte von Kraftfahrzeugen besteht jedoch dringender Handlungsbedarf. Es ist zu klären, inwieweit die Erreichung nationaler Emissions- und Energieverbrauchsziele mit dem Politikinstrument der spezifischen Emissionsstandards durch unrealistische Testzyklen und potenziell unlauteres Verhalten der Fahrzeughersteller gefährdet ist. Voraussetzung für den Erfolg von spezifischen Emissionsstandards sind zuverlässige Testverfahren, welche den realen Verbrauch möglichst realitätsnah abbilden. In diesem Zusammenhang rät die Expertenkommission zur zeitnahen Einführung repräsentativerer Testzyklen und zur Einführung von Abgastests auch unter echten Straßenbedingungen. Diese sollten kombiniert werden mit einer ausnahmslosen Einhaltungspflicht der Grenzwerte. Das 95 g/km-Ziel sollte allerdings nicht infolge strengerer Messvorschriften abgeschwächt werden.

122. Die nominale Höhe der Energiesteuer hat sich seit 2003 nicht mehr verändert. Unter Betrachtung allgemeiner Preissteigerungen ist der reale Betrag der Energiesteuer also stetig gesunken. Im europäischen Vergleich entspricht der Endverbraucherpreis für Benzin von 2015 in Deutschland mit 1,48 Euro/l dem gewichteten EU-28-Durchschnitt. Der Preis für Diesel ist mit 1,18 Euro/1.000 l jedoch weit unter dem gewichteten Durchschnitt der EU von 1,24 Euro/1.000 l) (Europäische Kommission, 2015). Gerade die Energiesteuer bietet die Möglichkeit Rebound-Effekte einzudämmen, da sie senkenden spezifischen Emissionswerten höhere Kraftstoffpreise entgegengesetzt und somit finanzielle Anreize für eine Reduzierung der Verkehrsleistung beitragen kann. Eine Ausgestaltungsmöglichkeit wäre z. B. eine CO₂-Abgabe auf fossile Brennstoffe, wie sie in der Schweiz erhoben wird. Sie setzt Anreize zum sparsamen Verbrauch und zum Einsatz CO₂-armer Energieträger. Die Einnahmen dieser Lenkungsabgabe werden z. T. für die Unterstützung der energetischen Gebäudesanierung verwendet und z. T. an die Haushalte und Unternehmen zurückverteilt. Dabei erhält jede in der Schweiz wohnhafte Person den gleichen Betrag zurück, wodurch sparsame Haushalte finanzielle Vorteile erzielen können. Die Einnahmen, die von der Wirtschaft entrichtet wurden, werden proportional zur abgerechneten Lohnsumme zurückverteilt. CO₂-intensive

Unternehmen sind von der Abgabe befreit, wenn sie sich zu Emissionsminderungsmaßnahmen verpflichten (BAFU, 2015).

123. In der Besteuerung von Dienst- und Firmenwagen ist der geldwerte Vorteil der privaten Nutzung vom Arbeitgeber zu versteuern. Mit einer gezielten Anreizsetzung in der Steuergestaltung (z. B. Steuerbefreiung) könnten verbrauchsarme Fahrzeuge gefördert werden und somit nach und nach den kommerziellen Fuhrpark durchdringen (Schade et al., 2014). Hinsichtlich neuer Instrumente nennt u. a. das Thesenpapier des Fraunhofer ISI zum Handlungsfeld Transport & Mobilität eine Vielzahl an Optionen, deren Einfluss auf den Endenergieverbrauch des Verkehrs teilweise auch quantifiziert wird (Schade et al., 2014).

124. In Anbetracht der Entwicklung der Emissionen und des Energieverbrauchs der Personenkraftwagen, u. a. bedingt durch eine steigende Gesamtfahrleistung, könnte die Erhebung nutzungsabhängiger Abgaben vom Pkw-Verkehr, z. B. in Form einer Straßennutzungsgebühr, einer Einbindung in den EU-Emissionshandel oder einer CO₂-Abgabe, Rebound-Effekte eindämmen und zur Reduktion des Energieverbrauchs und der Emissionen beitragen. Weiterhin würden volkswirtschaftliche Wohlfahrtseffekte erschlossen, die sich aus der potenziellen Reduktion des Stauaufkommens auf den deutschen Straßen ergeben (vgl. Kapitel 9 zu Verteilungswirkungen der Energiewende). Auf der anderen Seite gehen nutzungsabhängige Abgaben auch mit negativen Verteilungseffekten einher, u. a. aufgrund ihrer Unabhängigkeit vom Einkommen der Zahler. Diese resultierenden Verteilungseffekte sollten in der Ausgestaltung potenzieller Instrumente berücksichtigt und politisch abgewogen werden.

125. Angesichts der in den letzten Jahren tendenziell stagnierenden bzw. eher steigenden Treibhausgasemissionen im Verkehr und der empfundenen Probleme des europäischen Emissionshandels regt die Expertenkommission an zu prüfen, ob eine Integration des Verkehrssektors in den EU-Emissionshandel einen wichtigen Impuls für eine übergreifende Dekarbonisierungsstrategie liefern könnte. Der zentrale Vorteil dieses Vorschlags wäre, dass der Verkehrssektor gemeinsam mit den energieintensiven Sektoren des europäischen Emissionshandels langfristig unter einen übergreifenden Emissionsdeckel gebracht wird. Die ökologische Treffsicherheit des Systems ist dadurch sichergestellt. 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 (Chen et al., 2015). Mit der Auktionierung der Zertifikate werden Einnahmen generiert, welche etwa zur Unterstützung alternativer Antriebstechnologien eingesetzt werden können. Im Ergebnis könnten Zertifikateüberschüsse 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 Politiken, etwa der Weiterentwicklung der CO₂-Grenzwerte, die ein Mindestmaß an technischem Fortschritt sicherstellen könnten, 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 jüngsten Unregelmäßigkeiten bei den Kohlendioxid-Emissionen von Fahrzeugen wären unter einer CO₂-Steuer oder im Emissionshandel nicht aufgetreten, welche ja beim tatsächlichen Treibstoffverbrauch ansetzt.

126. Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) des Bundesverkehrsministeriums erarbeitet Antriebs- und Kraftstoffoptionen und Anforderungen an die Energieinfrastruktur zur Erreichung der Ziele des Energiekonzepts für 2050. Im Rahmen des Fachdialogs zur MKS wurde jedoch angemerkt, dass der Fokus auf Kraftstoffe und technische Optionen der MKS zu kurz greift und eine verkehrsträgerübergreifende, integrierte Strategie zum Mobilitätssystem mit quantitativen Zielen nötig ist, welche Infrastrukturplanung, Raumplanung, Politikinstrumente,

Ausgestaltung des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV), als auch intermodale Verkehrskonzepte aufeinander abstimmt. Das Ziel sollte es sein, den Verkehr auf effizientere Verkehrsträger umzuleiten, den Verkehrsaufwand zu reduzieren und effizienter zu organisieren, als auch neue Mobilitätskonzepte einzuführen. Der Bundesverkehrswegeplan (BVWP) sollte das Intermodalitätskonzept verankern. Ebenso sollte die Investitionsstrategie des BVWP auf das zu erstellende Mobilitätskonzept abgestimmt werden (BMVBS, 2012). Weiterhin ist die konsequente Förderung des ÖPNV und dessen Attraktivitätssteigerung (quantitativ und qualitativ) erforderlich, als auch der konsequente Ausbau der Radinfrastruktur.

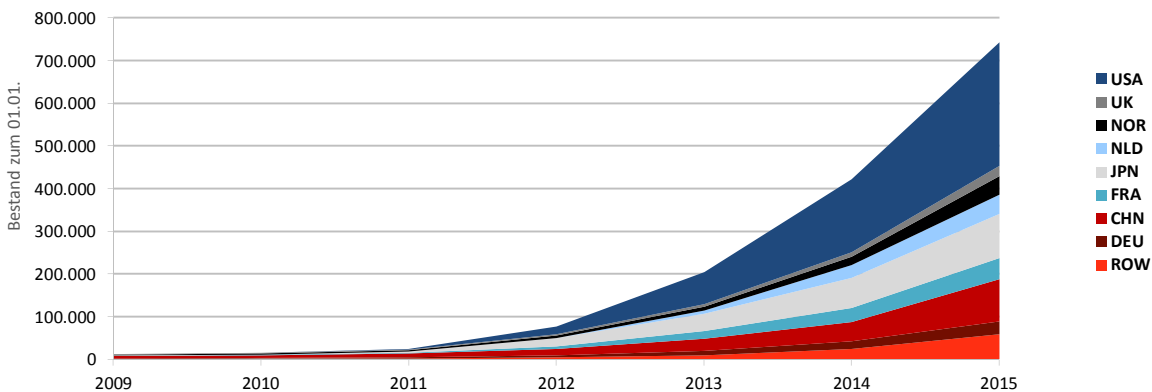
127. Integrierte, intermodale Mobilitätskonzepte können die Verkehrsteilnehmer zu einem Wechsel vom motorisierten Individualverkehr zu alternativen oder komplementären Verkehrsangeboten (ÖPNV, Bahn, Fahrrad, Carsharing, Mietfahrzeuge, Mitfahrbörsen) bewegen. Es gibt Hinweise darauf, dass im Mobilitätsverhalten jüngerer Menschen die monomodale Nutzung des Autos an Bedeutung verliert und eine steigende Nutzung komplementärer Verkehrsträger zu verzeichnen ist. So ist das Vorhandensein von Führerschein und Pkw in den Haushalten der 18- bis 35-jährigen von 84,2 % im Jahr 2000 auf 65,2 % im Jahr 2013 gesunken (Deutsches Mobilitätspanel, 2015, 2011). Gründe hierfür sind u. a. eine andere Einstellung zur Mobilität, geringere Budgets durch höhere Ausgaben für Kommunikations- und Informationstechnologie, eine zunehmende Verstädterung und eine Veränderung der Haushaltsstrukturen hin zu mehr Ein- und Zwei-Personenhaushalten. Demgegenüber steht ein wachsender Anteil älterer Verkehrsteilnehmer mit einer steigenden Pkw-Mobilitätsquote (Adolf et al., 2014). Vor diesem Hintergrund gilt es, die Nutzung intermodaler Mobilität zu Lasten des Individualverkehrs durch das Setzen geeigneter Rahmenbedingungen zu unterstützen.

128. Für die Steigerung der Attraktivität von öffentlichem Nahverkehr, Carsharing-Angeboten etc. sind Informations- und Kommunikationstechnologien ein wichtiger Baustein. Beispielhaft sei ein umfangreiches Projekt aus dem Schaufenster Elektromobilität in Baden-Württemberg vorgestellt. Für den Großraum Stuttgart wurde die sogenannte Mobilitätskarte „Polygo-Card“ entwickelt, die ab 2016 an 500.000 Zeitkarteninhaber im Verkehrsverbund ausgegeben wird. Sie soll nicht nur die Nutzung des ÖPNV vereinfachen, indem sie in Bussen, S- und U-Bahnen sowie Zügen des Regionalverkehrs als Ticket (inkl. Abrechnung) verwendet werden kann, sondern dem Nutzer ein deutlich breiteres Mobilitätsspektrum eröffnen. Der Ausweis im Scheckkartenformat ermöglicht auch die Nutzung der Fahrzeugflotte der Carsharing-Anbieter „Car-2-Go“, „Flinkster“ und „Stadtmobil“ sowie der Fahrrad- und Pedelec-Verleiher „Call a bike“ und „Nextbike“. Sowohl die Buchung als auch die Abrechnung erfolgen direkt über die Karte. Zusätzlich kann die Karte von Fahrern von Elektrofahrzeugen zur Betankung und Abrechnung an den öffentlichen Ladesäulen des ortsansässigen Energieversorgers genutzt werden. Angedacht ist eine zusätzliche Erweiterung der Einsatzmöglichkeiten, so dass zukünftig Park-and-Ride-Parkplätze über die Karte gebucht werden können. Auch die Nutzung außerhalb des Mobilitätsbereichs als Eintrittskarte für Schwimmbäder, Bibliotheken etc. ist vorgesehen. Ebenso soll sie wahlweise mit Geldkartenfunktion oder als Kreditkarte erhältlich sein. Ziel ist, durch ein umfangreiches vernetztes Mobilitätsangebot verbunden mit einer sehr einfachen Handhabung viele Kunden für Alternativen zum motorisierten Individualverkehr zu gewinnen (STN, 2015).

129. Es ist erklärtes Ziel der Bundesregierung, Deutschland zum Leitmarkt für Elektromobilität zu entwickeln. Dies umfasst auf der Anbieterseite, dass die deutsche Automobilindustrie internationaler Leitanbieter werden soll. Auf dem Elektromobilitätsgipfel im Juni 2015 wurde betont, dass dieses Ziel bereits erreicht wurde. Es bleibt jedoch abzuwarten, ob allein die Tatsache hierfür ausreichend ist, dass die deutschen Hersteller bis Ende 2014 schon 17 Serienmodelle eingeführt hatten, denen im Jahresverlauf 2015 bisher weitere zwölf Modelle folgten. Immerhin befand sich im internationalen Vergleich der meistverkauften Elektrofahrzeugmodelle im Jahr 2014 kein Fahrzeug eines deutschen Herstellers unter den Top 5.

130. Auf der Nachfrageseite besteht die Zielsetzung darin, dass bis zum Jahr 2020 eine Million Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen fahren sollen. Letzteres erscheint angesichts des bislang erreichten Fahrzeugbestands kaum erreichbar. Vorliegende Entwicklungsprognosen gehen von etwa einer halben Million Elektrofahrzeuge im Jahr 2020 aus. Ende 2014 waren ca. 26.000 Elektrofahrzeuge in Deutschland zugelassen, davon rund 7.000 Plug-In-Hybride. Im internationalen Vergleich der Entwicklung der Zulassungszahlen liegt Deutschland nur im Mittelfeld. Insbesondere in Märkten mit unterstützenden Rahmenbedingungen ist eine deutlich höhere Marktdynamik zu verzeichnen. Spitzenreiter sind die USA, dicht gefolgt von China (vgl. Abbildung 19).

Abbildung 19: Entwicklung des Bestands der Elektrofahrzeuge weltweit



Quelle: Eigene Darstellung

131. Um dem Anspruch eines Leitmarktes gerecht zu werden, sind darüber hinaus infrastrukturelle Veränderungen erforderlich. Hierzu zählt ein adäquater Aufbau der erforderlichen Ladeinfrastrukturen. Bis April 2015 wurden deutschlandweit 2.521 öffentliche Ladestationen mit insgesamt 5.553 Ladepunkten errichtet (BDEW, 2015b). Bis zum Jahr 2017 soll ein Netz mit Schnellladestationen an den Raststätten entlang der Bundesautobahnen aufgebaut werden, um den Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen auch auf längeren Strecken zu erleichtern.²⁷

132. Die Schlüsselkomponente für den Erfolg oder Misserfolg der batteriebetriebenen Elektrofahrzeuge ist die Weiterentwicklung der Batterietechnologie. Die Anforderungen sind dabei vielfältig. Zur Erhöhung der Reichweite der Fahrzeuge ist eine deutliche Erhöhung der massenbezogenen Energiedichte erforderlich. Gleichzeitig sind signifikante Kostensenkungen ebenso notwendig wie ein verbessertes Schnellladeverhalten. Die Forschungs- und Entwicklungsansätze sind vielfältig, zielen aber insbesondere auf veränderte Materialkompositionen ab. Besonders vielversprechend hinsichtlich der erzielbaren Energiedichte erscheint demnach die Entwicklung von Festkörperbatterien, die auf flüssige Elektrolyte verzichten.

133. Für den Langstreckeneinsatz und insbesondere für den Straßengüterverkehr ist jedoch der Brennstoffzellenantrieb aus heutiger Sicht die vielversprechendste Technologie. Hierfür ist der Infrastrukturaufbau noch entscheidender, da diese Fahrzeuge zwingend auf eine Tankstelleninfrastruktur für Wasserstoff angewiesen sind. Hier ist der Ausbau vorrangig entlang der Transitachsen vorgesehen. Gemäß EU-Richtlinie 2014/94/EU soll das Tankstellennetz im ersten Schritt so ausgebaut werden, dass im Umkreis von 300 km immer mindestens eine H₂-

²⁷ Die am 28.10.2015 im Kabinett diskutierte Ladesäulenverordnung soll für das seitens der EU gemäß der Richtlinie 2014/94/EU für Deutschland bis 2020 formulierte Ziel von mindestens 100.000 öffentlichen Ladesäulen insbesondere klare, verbindliche Regelungen zu Steckerstandards treffen und eine Kontrolle der Vorgaben sowie die technische Sicherheit der Anlagen sicherstellen (LSV, 2015).

Tankstelle erreichbar ist. Deutschland hat sich bereits 2012 zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2016 50 Wasserstoff-tankstellen zu errichten, womit Deutschland zum ersten Land mit einer flächendeckenden Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur avancieren würde (CEP, 2015).

134. Energieverbrauchsreduktionen im Bereich des Güterverkehrs können durch die Verlagerung des Güterverkehrs auf die Schiene realisiert werden. Grundlage hierfür ist die Identifizierung von Ausbaupotenzialen in der Schieneninfrastruktur und die langfristige Förderung des Ausbaus. Der Ausbau von konkurrenzfähigen, innerdeutschen Schienenverbindungen im Personenverkehr kann zu Reduktionen im innerdeutschen Flugverkehr und somit zu Energieverbrauchsreduktionen führen (BMVBS, 2012).

7 Elektrizitätswirtschaft

Das Wichtigste in Kürze

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit begrüßt die Expertenkommission die Entwicklung eines statistischen Leistungsbilanz-Indikators in Übereinstimmung mit den Entwicklungen im europäischen Ausland. Gleichzeitig zeigt sie Verständnis dafür, dass aktuell noch keine Zahlenangaben veröffentlicht werden, da die entsprechenden Untersuchungen und Berechnungen noch laufen.

Die Bundesregierung schlägt mit dem Entwurf des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes eine Umdefinition des geforderten KWK-Anteils vor. Bezog der entsprechende Indikator sich bisher auf die gesamte Nettostromerzeugung, soll er sich künftig auf die regelbare Stromerzeugung beziehen. Das Gesetz strebt damit offenkundig de facto keinen weiteren quantitativen Zuwachs an KWK-Strom an, sondern setzt primär auf den Brennstoffwechsel von Kohle zu Erdgas. Mit dem größer werdenden Anteil der erneuerbaren Energien und deren begrenzter KWK-Fähigkeit wird das KWK-Ausbauziel zusätzlich abgeschwächt. Nach Auffassung der Expertenkommission wird dadurch der Vorrang zwischen dem Ausbauziel für die erneuerbaren Energien und dem KWK-Ausbauziel zugunsten der erneuerbaren Energien geklärt. In der Folge bedeutet dies, dass der wärmegeführte Betrieb von KWK-Anlagen in Zukunft zugunsten einer Backup-Stromerzeugung für die Erneuerbaren deutlich zurückgehen wird.

Die Expertenkommission teilt die Ansicht des Monitoring-Berichts, dass der Netzausbau hinter den Anforderungen der Energiewende hinterherhinkt. Zusätzlich möchte die Expertenkommission darauf hinweisen, dass der Netzausbau an Land mit dem Netzausbau auf See besser koordiniert werden muss, da ansonsten der Offshore-Windstrom zwar bis zu den Umspannstationen an der Küste geleitet werden kann, von dort aber nur teilweise in die Verbrauchszentren weitergeleitet werden könnte.

Beim Strommarktdesign 2.0 teilt die Expertenkommission die vielfach geäußerte Skepsis gegenüber dem Versprechen der Politik, sich künftig aus der Preisbildung am Stromgroßhandelsmarkt herauszuhalten. Dieses Versprechen stellt keine belastbare Grundlage für die Marktteilnehmer dar, nicht zuletzt auch deshalb, weil mit der strategischen Reserve implizit eine neue Möglichkeit zur regulatorischen Preisbeeinflussung geschaffen werden soll.

Aus Anlass der geplanten Gesetzesinitiative zur Digitalisierung der Energiewende hat sich die Expertenkommission mit dem Thema „Smart Energy“ befasst. Empfehlungen lassen sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt jedoch noch nicht ableiten.

7.1 Hintergrund

135. Die Fortschritte im Rahmen der Energiewende konzentrieren sich überwiegend auf den Bereich der Elektrizität. Hier wird auch seit Jahren ein anspruchsvolles gesetzliches Instrumentarium eingesetzt und immer wieder nachgesteuert. Im Vergleich dazu sind die Fortschritte im Wärmemarkt bislang eher bescheiden (vgl. Kapitel 5) und im Verkehrsbereich praktisch inexistent (vgl. Kapitel 6). Demzufolge konzentriert sich auch die Diskussion der Folgewirkungen der Energiewende bezüglich Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit auf den Bereich der Elektrizitätswirtschaft. Auch weil offensichtliche Zielkonflikte zwischen Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit existieren, ist es sinnvoll, die Diskussion der elektrizitätswirtschaftlichen Implikationen der Energiewende in einem separaten Kapitel zu führen.

7.2 Gesicherte Leistung der Kraftwerke

136. Unter dem Titel „Kraftwerke“ (vgl. Kapitel 8) befasst sich der aktuelle Monitoring-Bericht der Bundesregierung mit den installierten Leistungen von Elektrizitätserzeugungsanlagen, und zwar getrennt nach regenerativen und konventionellen Erzeugungsanlagen. Ersten Berechnungen zufolge ist die verbleibende gesicherte Leistung geringer als von der Bundesregierung angegeben. Die Angaben des Monitoring-Berichts beziehen sich nämlich auf die Nennleistung – die höchste Erzeugungsleistung unter Normbedingungen zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage (so beispielsweise die Kraftwerksliste der BNetzA). Die Nennleistung ist jedoch kein sachgerechter Indikator, denn aufgrund von Alterungseinflüssen liegt die tatsächliche Höchstleistung von Erzeugungsanlagen zumeist unter der Nennleistung. Die adäquate Kennzahl für Erzeugungsanlagen ist die Dauerleistung, die auch als Engpassleistung bezeichnet wird, welche beispielsweise auch Leistungsabnahmen aufgrund von Alterungseinflüssen der Anlagen mitberücksichtigt. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung und der BNetzA, künftig diese Kennzahl zu verwenden.

137. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung wiederholt die Ankündigung, die sogenannte Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bzw. die „verbleibende gesicherte Leistung“ nach Abzug der Nachfrage last als einen Indikator für die Versorgungssicherheit heranzuziehen. Demnach kann die Elektrizitätsversorgung als gesichert gelten, wenn zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast die erwartete verfügbare Leistung nach Abzug der erwarteten Nachfragelast sowie der notwendigen Kapazitäten für Reserve- und Systemdienstleistung (Regelenergie) positiv ist. Dabei müssen auch die möglichen Versorgungsbeiträge von Erzeugungsanlagen des benachbarten Auslands berücksichtigt werden. Ist die Differenz positiv, spricht man von „Überdeckung“, andernfalls von „Unterdeckung“. Nur ein überdecktes Elektrizitätssystem ist sicher,²⁸ eine sich andeutende Unterdeckung weist auf eine nicht mehr gesicherte Elektrizitätsversorgung hin.

138. Auch begrüßt die Expertenkommission die Absicht der Bundesregierung, für die Berechnungen zur Versorgungssicherheit „wahrscheinlichkeitstheoretische Analysen“ einzusetzen.²⁹ Dabei kommt es nicht auf die Ex-post-Situation für ein zurückliegendes Berichtsjahr an, sondern auf die Ex-ante-Prognose für einen mehrjährigen Zeitraum, beispielsweise die kommenden vier Jahre. Eine solche Prognose beruht auf technologiespezifischen Einschätzungen der Nichtverfügbarkeit von Erzeugungskapazitäten, und zwar getrennt nach geplanten und ungeplanten Lastunterbrechungen. Tabelle 5 zeigt das Ergebnis einer aktuellen statistischen Erhebung zur Nichtverfügbarkeit von thermischen Kraftwerken der VGB PowerTech e. V. Darüber hinaus müssen auch die Kapazitäten und Verfügbarkeiten von Wasserkraftwerken und Stromspeichersystemen (Pumpspeicher, Batterien, ...) berücksichtigt werden.

²⁸ Die Expertenkommission möchte noch einmal darauf hinweisen, dass der Begriff der Überkapazitäten in diesem Zusammenhang irreführend ist.

²⁹ Vgl. den am 28. August 2015 vorgelegten Referentenentwurf für ein Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), insbesondere § 51 „Monitoring der Versorgungssicherheit“.

Tabelle 5: Verfügbarkeiten unterschiedlicher Erzeugungstechnologien

Kraftwerkstyp	Blockgröße [MW]	Nichtverfügbarkeit (NV)	Geplante NV	Ungeplante NV	davon disponibel	davon undisponibel
Braunkohle	100-199	15,2 %	4,4 %	10,8 %	0,5 %	10,3 %
	200-399	16,6 %	6,4 %	10,2 %	1,3 %	8,8 %
	400-599	12,2 %	7,5 %	4,7 %	1,8 %	2,9 %
	> 599	15,2 %	7,3 %	7,9 %	1,4 %	6,5 %
Steinkohle mit Trockenentaschung	100-199	13,0 %	8,4 %	4,6 %	0,8 %	3,7 %
	200-399	14,9 %	8,9 %	6,0 %	1,6 %	4,4 %
	400-599	14,6 %	9,1 %	5,5 %	1,0 %	4,5 %
	> 599	15,7 %	8,5 %	7,2 %	1,5 %	5,7 %
Steinkohle mit Schmelzfeuerung	100-199	16,2 %	8,7 %	7,5 %	0,7 %	6,8 %
	200-399	20,7 %	9,0 %	11,7 %	1,7 %	10,0 %
GuD-Anlagen	> 0	15,0 %	9,0 %	6,0 %	1,5 %	4,5 %
Gasturbine	> 0	11,6 %	7,5 %	4,1 %	0,5 %	3,6 %

Quelle: Durchschnittliche Nichtverfügbarkeiten nach Energieträger und Blockgröße für Deutschland nach VGB PowerTech e. V. (2015)

139. Um daraus die insgesamt zu erwartende Verfügbarkeit der Erzeugungsanlagen zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast zu ermitteln, wird auf die Methode der rekursiven Faltung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen zurückgegriffen (z. B. Krickeberg und Ziezold, 1995, S. 130 ff.). Mit der Methode der rekursiven Faltung wird berücksichtigt,

- dass die Wahrscheinlichkeit eines gleichzeitigen Ausfalls von zwei oder mehr Kraftwerksblöcken geringer ist als die Wahrscheinlichkeit des Ausfalls eines einzigen Blocks
- dass die Wahrscheinlichkeit der gleichzeitigen Verfügbarkeit aller Blöcke geringer ist als die Wahrscheinlichkeit der Verfügbarkeit eines einzigen Kraftwerksblocks

140. Das Ergebnis der Berechnungen ist eine Wahrscheinlichkeitsverteilung der gesicherten Leistung des gesamten Kraftwerksparks. Das Ergebnis lässt sich analytisch mit Hilfe der rekursiven Faltung herleiten, wenn man für alle Kraftwerke eine Binomial-Verteilung mit zwei Ausprägungen (verfügbar bzw. nicht-verfügbar) unterstellt. Andernfalls muss auf eine numerische Simulation zurückgegriffen werden. Die ist insbesondere dann erforderlich, wenn die zugrunde liegenden Verfügbarkeiten der einzelnen Kraftwerke nicht statistisch unabhängig sind. Der gleichzeitige Ausfall mehrerer Kraftwerksblöcke als Folge einer singulären Störung, beispielsweise der Erdgasversorgung oder des Höchstspannungsnetzes, wäre damit konzeptionell ausgeschlossen.

141. Die Annahme der statistischen Unabhängigkeit lässt sich für den Bereich thermischer Kraftwerke noch halbwegs vertreten, doch für den Versorgungsbeitrag der dargebotsabhängigen Windkapazitäten ist diese Annahme unzulässig. Für Onshore-Wind kann man ersatzweise die empirische Häufigkeitsverteilung der kumulierten Windeinspeisung heranziehen.³⁰ Dafür stehen veröffentlichte Daten der vier Übertragungsnetzbetreiber auf stündlicher (bzw. seit 2009 viertelstündlicher) Auflösung zur Verfügung. Es ist allerdings noch umstritten, welche

³⁰ Da der Zeitpunkt der Jahreshöchstlast regelmäßig in den Abendstunden des Winterhalbjahres liegt, kann der Beitrag der Photovoltaik vernachlässigt werden.

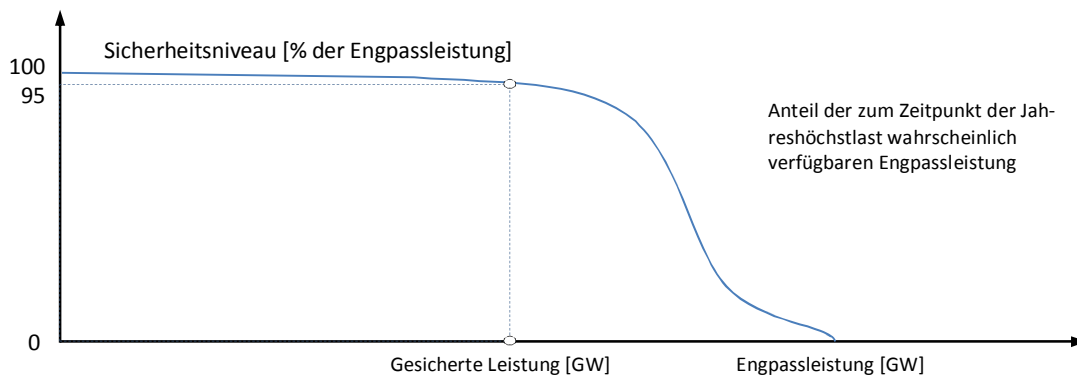
Schlussfolgerungen aus diesen Daten im Hinblick auf die gesicherte Leistung von Onshore-Windkraftanlagen gezogen werden müssen. Beträgt die gesicherte Leistung von Onshore-Windkraftanlagen

- 1 % der installierten Onshore-Windkapazität (Ansicht der Übertragungsnetzbetreiber)
- > 5 % der installierten Onshore-Windkapazität (Ansicht von wissenschaftlichen Instituten, darunter consentec/r2b (2010), dena (2010) oder DLR et al. (2012)) (EWK, 2014a; Kapitel 6.1)?

Angesichts einer in Deutschland installierten Windkapazität von mehr als 40.000 MW hat die Antwort erhebliche Konsequenzen auf das Ergebnis der Leistungsbilanzanalyse.

142. Um die statistische Verteilungsfunktion der insgesamt gesicherten Leistung zu ermitteln, müssen die jeweiligen Verteilungsfunktionen für nicht-erneuerbare und erneuerbare Leistungen „statistisch gefaltet“ werden, wobei sich wieder numerische Simulationsmethoden anbieten. Dabei wird erneut die statistische Unabhängigkeit der beiden Verteilungen unterstellt. Mit anderen Worten ist die wahrscheinliche Verfügbarkeit von thermischen Kraftwerken unabhängig von der Verfügbarkeit von Windkraftanlagen.³¹ Abbildung 20 skizziert, wie das Ergebnis aussehen könnte.

Abbildung 20: Probabilistische Bestimmung der gesicherten Leistung



Quelle: Eigene Darstellung

143. Maßgeblich für die Beurteilung der gesicherten Leistung ist das gewünschte bzw. verlangte Sicherheitsniveau. Es kann nur politisch bestimmt werden, allerdings lassen sich hierfür wohlfahrtstheoretische Überlegungen heranziehen, um Kosten und Nutzen unterschiedlicher Sicherheitsniveaus gegeneinander abzuwägen (Praktikno, 2013). Ein Sicherheitsniveau von beispielsweise 95 % impliziert, dass statistisch betrachtet in einem von 20 Jahren die inländischen Kraftwerkskapazitäten inkl. Erneuerbare nicht ausreichen, um die Jahreshöchstlast der Stromnachfrage zu decken.³² In diesem Fall muss der Leistungsbilanzausgleich durch Elektrizitätsimporte erfolgen oder – sofern dies nicht möglich ist – durch nachfragebezogene Maßnahmen, wie sie beispielsweise in Belgien im Winter 2014/2015 erfolgreich implementiert worden sind, um eine drohende Versorgungslücke zu vermeiden.

144. Weder der Monitoring-Bericht der Bundesregierung noch die Expertenkommission sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt in der Lage, ein belastbares Ergebnis für eine nach dieser neuen Methode erstellte Leistungsbilanz

³¹ Insbesondere Windkraftanlagen werden bei Netzengpässen und Stromüberschüssen vermehrt abgestellt. Demzufolge hat die Beurteilung der statistisch gesicherten Leistung von Windanlagen anhand der empirischen Einspeisungen einen Bias dergestalt, dass die verfügbaren Leistungen eventuell unterschätzt werden.

³² Die oben gestellte Frage nach dem gesicherten Leistungsbeitrag von Windanlagen ist natürlich ebenfalls vom verlangten Sicherheitsniveau abgänglich.

vorzustellen. Dies liegt an den aktuell noch laufenden Datenerhebungen und Berechnungen. Vorderhand stehen nur der Leistungsbilanzbericht der vier Übertragungsnetzbetreiber aus dem Vorjahr, der Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5 (Stand 30.09.2014) sowie der Versorgungssicherheitsbericht des Pentalateralen Energieforums (PLEF) für Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande, Österreich und der Schweiz (Pentalateral Energy Forum, 2015) zur Verfügung. Den Dokumenten zufolge ist in Deutschland insgesamt in der näheren Zukunft kein Versorgungsengpass zu erwarten, allerdings nur für den Fall, dass die wachsende regionale Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch durch den rechtzeitigen Ausbau der Übertragungsnetze gedeckt wird.

7.3 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung im Jahr 2014

145. Bei einer insgesamt um 2,1 % rückläufigen Nettostromerzeugung aller Stromerzeugungsanlagen verminderte sich die Nettostromerzeugung der KWK-Anlagen um 3,1 %. Diese Verminderung ist zum großen Teil auf den witterungsbedingt gesunkenen Wärmebedarf zurückzuführen. Dabei sank der KWK-Anteil an der gesamten Nettostromerzeugung leicht von 17,4 % auf 17,3 % (vgl. Tabelle 6). Erkennbar ist auch, dass die von 2003 bis 2010 noch expansive Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung seither eher stagniert (Zuwachs 2003 bis 2010: knapp 31 %; 2010 bis 2014: -0,9 %). Von dem im geltenden Gesetz noch vorgegebenen Ziel eines Erzeugungsanteils von 25 % ist die bisherige Entwicklung jedenfalls noch weit entfernt.

Tabelle 6: Erzeugung und Brennstoffeinsatz der KWK sowie KWK-Anteil an der Stromerzeugung¹⁾

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	Stromerzeugung in Mrd. kWh											
Bruttostromerzeugung, gesamt (Energiebilanz)	607,4	615,3	620,6	636,9	637,2	637,3	593,2	628,1	608,9	629,8	638,7	625,3
Kraftwerkseigenverbrauch, gesamt (Energiebilanz)	38,8	38,5	39,0	39,6	38,7	38,3	35,6	36,7	34,8	37,1	36,9	36,4
Nettostromerzeugung, gesamt (Energiebilanz)	568,6	576,7	581,6	597,4	598,5	598,9	557,6	591,4	574,0	592,8	601,8	589,0
darunter:												
KWK-Stromerzeugung (netto)	78,4	80,4	83,8	87,7	87,4	93,1	94,0	102,5	101,4	106,5	104,9	101,6
davon:												
KWK-Allgemeine Versorgung	50,3	52,3	52,3	54,0	51,9	53,8	50,5	53,4	51,1	51,1	49,7	45,0
KWK-Industriekraftwerke	23,5	22,9	25,6	25,8	25,6	25,7	26,6	29,8	28,4	28,3	28,9	28,3
Übrige KWK-Anlagen	4,6	5,1	5,9	7,9	9,9	13,6	16,9	19,3	21,8	27,1	26,2	28,2
nachrichtlich:												
KWK-Wärmeerzeugung (netto)	183,6	187,1	192,2	194,2	191,5	198,2	198,7	216,6	208,7	218,4	217,6	210,7
KWK-Strom- und Wärmeerzeugung (netto)	262,0	267,5	276,0	281,9	278,9	291,2	292,7	319,0	310,1	324,9	322,5	312,3
	Brennstoffeinsatz in PJ											
Brennstoffeinsatz Stromerzeugung (Energiebilanz)	5.459,1	5.488,3	5.536,8	5.744,4	5.674,6	5.634,9	5.253,5	5.510,6	5.185,8	5.061,2	5.119,5	4.973,5
darunter:												
KWK-Stromerzeugung (netto)	556,9	572,9	571,1	604,6	603,1	644,7	655,4	707,4	701,0	726,1	722,4	670,6
Brennstoffeinsatz KWK-Wärmeerzeugung (netto)	669,9	689,7	713,1	704,7	685,9	723,3	723,4	787,2	758,2	795,0	789,7	793,8
Brennstoffeinsatz KWK-Strom- und Wärmeerzeugung	1.226,8	1.262,7	1.284,2	1.309,2	1.289,0	1.368,0	1.378,8	1.494,7	1.459,3	1.521,0	1.512,1	1.464,4
	Nutzungsgrad in %											
Bruttostromerzeugung	40,1	40,4	40,3	39,9	40,4	40,7	40,6	41,0	42,3	44,8	44,9	45,3
Gesamtnutzungsgrad KWK	76,9	76,3	77,4	77,5	77,9	76,6	76,4	76,8	76,5	76,9	76,8	76,8
	KWK-Anteil in %											
Anteil der KWK an der Stromerzeugung (netto)	13,8	13,9	14,4	14,7	14,6	15,5	16,9	17,3	17,7	18,0	17,4	17,3
*) Vorläufige Angaben	1) Inkl. Kraft-Wärme-Kopplung in Mikro-KWK-Anlagen											

Quelle: AG Energiebilanzen (2015)

146. Mit 9,4 % verzeichneten im Jahr 2014 die KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung den größten Rückgang, während die industrielle KWK nur um 2,2 % sank. Einen Anstieg gab es lediglich bei den übrigen, meist kleinen und sehr kleinen KWK-Anlagen mit einem Plus von 7,8 %. Damit erreichte die Nettostromerzeugung dieser Gruppe mit 28,2 TWh das Erzeugungsniveau der industriellen KWK-Anlagen (28,3 TWh). Auffällig ist auch, dass die KWK-Stromerzeugung in der allgemeinen Versorgung im Jahr 2014 sogar noch deutlich (um reichlich 10 %) niedriger war als 2003. Die Expansion innerhalb der Periode von 2003 bis 2014 ist somit überwiegend von den übrigen KWK-Anlagen getragen worden.

147. Die Struktur des Brennstoffeinsatzes zur Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen hat sich deutlich zugunsten der erneuerbaren Energien verschoben, deren Anteile sich von 2003 bis 2014 auf 28 % etwa vervierfachte. Deutlich fiel dagegen der Steinkohleneinsatz, dessen Anteil sich in dieser Periode nahezu halbierte (vgl. Tabelle 7). Mit einem Anteil von rund zwei Fünfteln im Jahr 2014 blieb das Erdgas zwar noch immer der wichtigste Energieträger, doch sank er gegenüber dem bisherigen Spitzenwert von rund 50 % im Jahr 2006 um 10 Prozentpunkte. Die übrigen Energieträger spielten eher eine untergeordnete Rolle.

Tabelle 7: Brennstoffeinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen in Deutschland von 2003 bis 2014

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Brennstoffeinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen in TWh												
Steinkohle	321	305	263	238	211	225	222	241	218	216	231	198
Braunkohle	95	99	101	100	97	100	97	106	107	112	116	103
Mineralöle	81	76	74	75	69	66	64	62	56	63	57	58
Gase	581	612	638	655	642	659	641	674	653	642	624	595
Erneuerbare Energien	89	113	140	174	197	244	274	319	340	396	392	412
Sonstige Energieträger	60	57	68	66	73	74	80	92	86	93	92	98
Insgesamt	1.227	1.263	1.284	1.309	1.289	1.368	1.379	1.495	1.459	1.521	1.512	1.464
Struktur des Brennstoffeinsatzes zur Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen in %												
Steinkohle	26,2	24,2	20,5	18,2	16,4	16,4	16,1	16,2	14,9	14,2	15,3	13,5
Braunkohle	7,8	7,8	7,9	7,6	7,5	7,3	7,1	7,1	7,3	7,3	7,7	7,0
Mineralöle	6,6	6,0	5,8	5,8	5,4	4,8	4,7	4,1	3,8	4,1	3,8	3,9
Gase	47,4	48,5	49,7	50,1	49,8	48,2	46,5	45,1	44,7	42,2	41,3	40,7
Erneuerbare Energien	7,2	9,0	10,9	13,3	15,3	17,8	19,8	21,3	23,3	26,1	25,9	28,1
Sonstige Energieträger	4,9	4,5	5,3	5,1	5,6	5,4	5,8	6,1	5,9	6,1	6,1	6,7
Insgesamt	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Quelle: AG Energiebilanzen (2015)

148. Während der Gesamtnutzungsgrad der KWK in der Periode von 2003 bis 2014 im Wesentlichen unverändert bei etwa 77 % stagnierte, haben sich aufgrund der strukturellen Verschiebungen des Brennstoffeinsatzes die spezifischen CO₂-Emissionen schätzungsweise um rund ein Viertel gemindert. Unabhängig davon sind KWK-Anlagen in der Lage, einen wichtigen Beitrag zur Emissionsreduktion zu leisten. Schätzungen vom Öko-Institut (2014) und von Prognos et al. (2014) laufen für 2011/2012 auf CO₂-Emissionsminderungen von 40 bis 56 Mio. t hinaus. Dies und die Tatsache, dass KWK-Anlagen, speziell in der allgemeinen Versorgung angesichts niedriger Strom(-börsen)preise, kaum noch wirtschaftlich zu betreiben sind, hat die Bundesregierung dazu veranlasst, das KWKG zu novellieren. Mit dem am 23. September 2015 vom Bundeskabinett verabschiedeten Gesetzentwurf erwartet die Bundesregierung eine zusätzliche Emissionsminderung durch KWK-Anlagen um 4 Mio. t CO₂ bis

2020. Dies ist Teil des ursprünglich für den Stromsektor insgesamt vorgesehenen zusätzlichen Minderungsbeitrags von 22 Mio. t CO₂. Nach einer überschlägigen Schätzung müssen bei einer zusätzlichen Emissionsminderung um 4 Mio. t CO₂ bis 2020 neben der Bestandssicherung stilllegungsbedrohter KWK-Anlagen auf Erdgasbasis zusätzlich Erdgas-KWK-Anlagen mit einer jährlichen Stromerzeugung von rund 10 TWh errichtet werden. Die KWK-Stromerzeugung insgesamt würde sich dann in Größenordnungen von 110 bis 115 TWh bewegen.

149. Wesentliche Elemente des vorgesehenen Förderprogramms sind:

- Gezielte Förderung der Umstellung von Kohle auf Gas. Dazu sollen erstmalig neue oder modernisierte KWK-Anlagen, die Kohle als Brennstoff verwenden, nicht mehr gefördert werden. Umgekehrt sollen Gas-KWK-Anlagen eine verbesserte Förderung erhalten.
- Stufenweise Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung für Anlagen mit einer installierten Leistung ab 100 kW.
- Leistungsabhängiger Zuschlag für KWK-Strom, der aus neuen, modernisierten oder nachgerüsteten KWK-Anlagen in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird.
- Kein Zuschlag für selbstverbrauchten KWK-Strom für Anlagen von 100 kW und mehr. Kein Anspruch auf Förderung für Contractoren und Anlagen der Wohnungswirtschaft.
- Zuschläge werden für den Zeitraum nicht gewährt, in dem der Spotmarktpreis an der Strombörse Null oder negativ ist.
- Differenzierte Dauer der Zuschlagszahlung (gemessen in Vollbenutzungsstunden): Neue KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 50 kW erhalten Zuschläge für 45.000 Vollbenutzungsstunden, solche mit einer höheren Leistung als 50 kW lediglich für 30.000 Stunden. Für modernisierte oder nachgerüstete KWK-Anlagen gelten die Zuschläge je nach definierten Voraussetzungen für 10.000 bis 30.000 Vollbenutzungsstunden.
- Anders als bei neuen, modernisierten oder nachgerüsteten KWK-Anlagen werden die Ansprüche auf Zahlung eines Zuschlags für gasbefeuerte Bestandsanlagen auf die Zeit vom 01. Januar 2016 bis zum 31. Dezember 2019 begrenzt.
- Verdoppelung des bisher geltenden Deckels für die Umlage von 750 Mio. Euro/a auf 1,5 Mrd. Euro/a.

150. Insgesamt sind die Regelungen für Betreiber neuer, modernisierter oder nachgerüsteter KWK-Anlagen im Vergleich zu den derzeit noch geltenden Bedingungen deutlich günstiger. Allerdings ist vor dem Hintergrund der derzeitigen und absehbaren Entwicklung der Börsenpreise für Strom und der Brennstoffpreise insbesondere für Erdgas nicht zu übersehen, dass die jetzt vorgesehenen Zuschläge nicht genügen könnten, um Anreize für Neuinvestitionen im Bereich der allgemeinen Versorgung und in der Industrie in einem Umfang zu schaffen, dass die angestrebte Emissionsminderung erreicht wird.

151. Die Zuschlagsregelung für gasbefeuerte Bestandsanlagen kann zwar als ausreichend angesehen werden, doch hat die Regelung in Bezug auf die Vollbenutzungsstunden einige strukturelle Implikationen insoweit, als Anlagen mit höherer Auslastung gegenüber denjenigen mit geringeren Benutzungsstunden begünstigt sind, obwohl deren Wirtschaftlichkeit eher günstiger ist als die der geringer ausgelasteten Anlagen. Dies ist auch vor dem Hintergrund zu bewerten, dass die durchschnittliche Auslastung insbesondere der erdgasbasierten Bestands-KWK-Anlagen zuletzt deutlich gesunken ist. Ggf. sollte eine andere Staffelung der Vollbenutzungsdauer erwogen werden. Im Übrigen könnte sich die kurze Planungsperspektive für die KWK betreibenden Unternehmen von nur drei Jahren als anreizhemmend erweisen. Positiv ist, dass die Förderung 2017 evaluiert werden soll, um eine Reaktion auf starke Änderungen im energiewirtschaftlichen Umfeld zu ermöglichen. Dies gilt auch für die Regelung, wonach der Bundesminister für Wirtschaft und Energie regelmäßig, mindestens aber alle 2 Jahre, eine Evaluierung der Angemessenheit der Höhe der Zuschlagzahlungen für KWK-Anlagen durchführt. Wichtiger noch

dürfte aber die vorgesehene Evaluierung im Jahr 2018 sein, bei der die KWK insbesondere mit Blick auf die Erreichung der energie- und klimaschutzpolitischen Ziele der Bundesregierung bewertet werden soll.

152. Bei diesem Monitoring sollte nach Auffassung der Expertenkommission auch die Fördereffizienz geprüft werden. Immerhin soll für die erwartete jährliche Emissionsminderung um 4 Mio. t CO₂ der Kostendeckel für die Zulagen auf insgesamt 1,5 Mrd. Euro pro Jahr verdoppelt werden, was im Ergebnis einer vergleichsweise hohen spezifischen Förderung von 375 Euro je Tonne CO₂ entspricht. In diesem Kontext möchte die Expertenkommission an ihre Aussagen in der Stellungnahme zum Fortschrittsbericht der Bundesregierung aus dem Jahr 2014 erinnern, wonach langfristig mit Blick auf die Treibhausgasminderungsziele bis 2050 einer fossil-basierten KWK, aber auch der KWK generell durch die stark rückläufigen Wärmesenken Grenzen gesetzt werden. Zusätzliche Begrenzungen werden sich daraus ergeben, dass mit der zunehmend auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromversorgung immer größere Teile (soweit es Wind und PV betrifft) nicht mehr für den Einsatz der KWK geeignet sein werden (abnehmende Stromsenke). Ob und in welchem Ausmaß die Power-to-xxx-Technologie diese Einschätzung ändern könnte, muss vorerst offen bleiben. Als gesichert erscheint, dass auf fossiler Basis die KWK nur eine Übergangsstrategie für die mittlere Frist darstellen kann. Mit dem Übergang von einer vornehmlich wärmegeführten zu einer zunehmend stromgeführten Fahrweise sollten dabei auch die Flexibilitätspotenziale der KWK ausgeschöpft werden. Dies könnte auch dafür sprechen, das Förderregime für die KWK künftig stärker auf eine stromgeführte Fahrweise auszurichten und die KWK-Investitionen im Verbund mit Power-to-Heat zu fördern.

153. Eine weitere Neuregelung im vorliegenden Entwurf des KWK-Gesetzes betrifft die dort vorgenommene Umdefinition der von der KWK bis 2020 zu erreichenden Ziele. Während sich das bisher gesetzlich fixierte Ziel eines Anteils des KWK-Stroms von 25 % an der gesamten Nettostromerzeugung orientierte, soll nun Basis dieses Ziels die regelbare Stromerzeugung sein. In der längerfristigen Perspektive eines zunehmenden Anteils nicht-KWK-fähiger regenerativ basierter Stromerzeugung mag diese Überlegung begründbar sein. Allerdings sind die quantitativen Effekte erheblich. Auf Basis der Nettostromerzeugung im Jahr 2014 in Höhe von rund 589 TWh (vgl. Tabelle 6) beträgt der Anteil des KWK-Stroms 17,3 %. Definiert man als regelbar die Stromerzeugung aus Kernenergie, Stein- und Braunkohle, Erdgas, sonstigen Gasen, Ölprodukten sowie aus Biomasse und Müll, dann wäre der KWK-Strom auf 478 TWh zu beziehen. Der KWK-Anteil würde sich somit auf 21,3 % erhöhen, also dem (neuen) Zielwert schon sehr nahe sein.

154. Eine Beispielsrechnung für 2020 macht deutlich, welche Implikationen die Umdefinition für die Höhe der KWK-Stromerzeugung hätte. Für diese Rechnung wird angenommen, dass

- der Bruttostromverbrauch im Jahr 2020 im Vergleich zu 2008 dem Energiekonzept der Bundesregierung folgend um 10 % niedriger ist (entsprechend: 556 TWh),
- der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch zielkonform auf 35 %, also absolut auf 195 TWh steigt,
- der Stromexportsaldo etwa auf dem Niveau des Jahres 2014 bleibt, so dass sich eine Bruttostromerzeugung in Höhe von 592 TWh ergibt.
- der Eigenverbrauchsanteil der Kraftwerke anteilmäßig etwas geringer ist als 2014, so dass sich die Nettostromerzeugung auf rund 561 TWh beläuft.
- charakterisiert man die regenerativ erzeugte Stromerzeugung mit Ausnahme von Biomasse und Müll als nicht-regelbar, so ergibt sich dafür eine Erzeugung von 145 TWh, entsprechend würde die regelbare Nettostromerzeugung 416 TWh ausmachen.

155. Bezieht man unter diesen Annahmen das 25 %-KWK-Ziel wie bisher auf die gesamte Nettostromerzeugung, so müsste der KWK-Strom rund 140 TWh ausmachen, mithin gegenüber 2014 um knapp 39 TWh steigen. Ist der Zielbezugswert dagegen die regelbare Stromerzeugung, so würde das 25 %-Ziel bereits bei etwa 104 TWh

erreicht werden, was gegenüber 2014 praktisch eine Konstanz bedeutet. Aus diesem Zahlenbeispiel folgt zweierlei:

- Bei einem Bezug auf die gesamte Nettostromerzeugung müsste eine erhebliche zusätzliche KWK-Stromerzeugung erreicht werden, die zwar einen größeren Emissionsminderungseffekt mit sich brächte als dies mit dem gegenwärtig geplanten KWKG überhaupt beabsichtigt ist. Zugleich gibt es für eine derartige Ausweitung ohnehin keine ausreichenden Anreize.
- Andererseits wäre die Zielerreichung bei einem Bezug auf die regelbare Stromerzeugung schon bei annähernder Konstanz der heutigen KWK-Stromerzeugung gegeben. Allerdings wäre damit die erhoffte Emissionsminderung von 4 Mio. t CO₂ nicht möglich.
- Würde es zu den erwarteten Resultaten als Folge des KWKG kommen, also eine Erhöhung der KWK-Stromerzeugung um rund 10 TWh bewirkt, dann würde das auf die regelbare Erzeugung bezogene Ziel mit fast 28 % deutlich übertroffen werden (bezogen auf die gesamte Nettostromerzeugung würde der KWK-Anteil rund 20 % ausmachen).

156. Die Überlegungen für 2020 sind kurzfristiger Natur. Wendet man den Blick auf die langfristigen Perspektiven bis 2050, bei dem die erneuerbaren Energiequellen an der Stromerzeugung mit mindestens 80 % beteiligt sein sollen, wird der weit überwiegende Teil nicht KWK-fähig sein. Vor diesem Hintergrund ist das Festhalten an dem auf die gesamte Stromerzeugung bezogenen KWK-Ziel längerfristig fragwürdig. Aus Sicht der Expertenkommission wäre dieses Ziel wohl schon Mitte der 2030er Jahre bei einem Regenerativanteil von 60 % nur bedingt realisierbar; im Jahr 2050 wäre dies völlig ausgeschlossen.

7.4 Stromübertragungs- und Verteilnetze

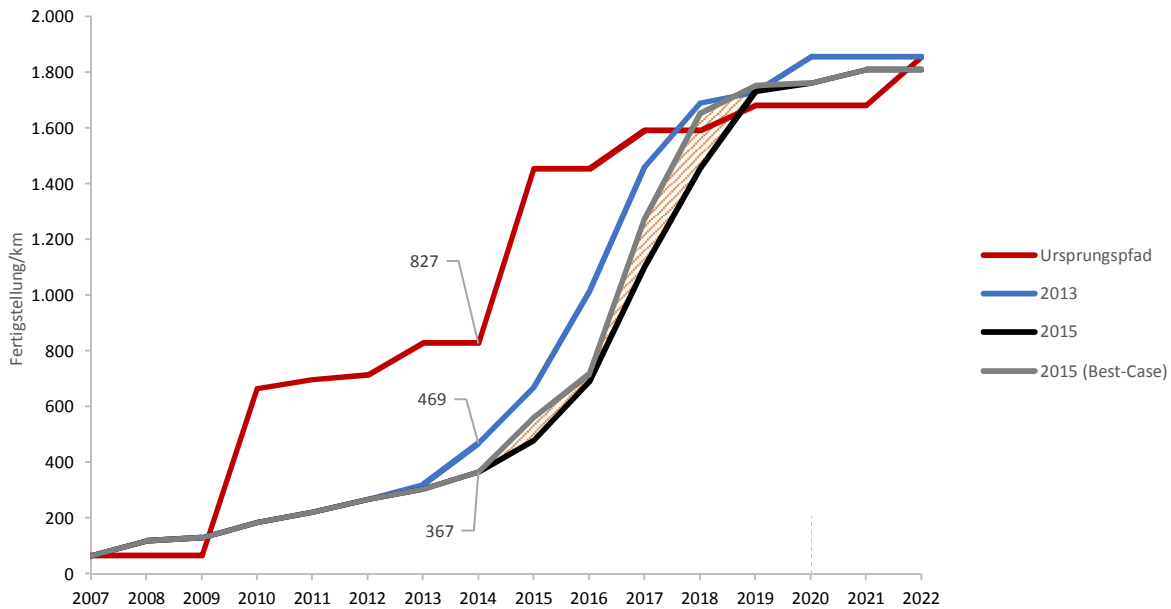
157. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung weist zu Recht darauf hin, dass der Netzausbau zwar vorankommt, aber deutlich zu langsam. Ein erstes Feld sind die im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) aus dem Jahr 2009 benannten ursprünglich 24 Netzausbauprojekte (bislang wurde nur das Ausbauprojekt mit der Nr. 22 widerrufen). Das Ausmaß der Verzögerung der EnLAG-Projekte wird in Abbildung 21 deutlich. Es sind vier Kurven zu erkennen. Der „Ursprungspfad“ verdeutlicht den im Jahr 2009 vorgesehenen Zeitrahmen. Des Weiteren sind aktualisierte Zeitpfade eingezeichnet, wobei für das Jahr 2015 ein „Best-Case“-Szenario hinzugefügt worden ist. Ende 2014 wurden tatsächlich 367 km fertiggestellt, über 100 km weniger als 2013 noch prognostiziert und über 450 km weniger als ursprünglich vorgesehen. Die Südwestkuppelleitung (EnLAG-Vorhaben Nr. 4 und Nr. 10) von Thüringen nach Bayern wird als besonders wichtig eingestuft, um auch nach der Abschaltung bayerischer Kernkraftwerke die hohe Versorgungssicherheit aufrechterhalten zu können. 3 von insgesamt 7 ausstehenden Abschnitten werden voraussichtlich 2016 fertiggestellt.

158. Parallel zu den EnLAG-Vorhaben arbeiten die Netzbetreiber in Abstimmung mit der BNetzA an der Umsetzung des im Jahr 2011 initiierten Netzausbaus. Die Umsetzung soll jetzt überwiegend in Form von Hochspannungs-Gleichstrom-Erdkabeln erfolgen. Grundlage ist der Netzentwicklungsplan 2014. Kürzlich hat die BNetzA insgesamt 63 der dort vorgesehenen 92 Maßnahmen bestätigt. Der Netzentwicklungsplan geht allerdings davon aus, dass die EnLAG-Projekte verwirklicht sind (so genanntes Starternetz). Doch es bleibt unklar, wie damit umgegangen werden soll, dass voraussichtlich nicht alle EnLAG-Vorhaben bis zum Zieljahr 2024 verwirklicht sein werden.

Auch beim Offshore-Netzentwicklungsplan wurde nur ein Teil der vorgeschlagenen Maßnahmen durch die BNetzA bestätigt, nämlich insgesamt drei von ursprünglich sieben Projekten. Die BNetzA begründet dies mit der „gesetzlich vorgeschriebenen Reduzierung der Ausbaugeschwindigkeit bei Offshore-Windkraftanlagen“ (BNetzA,

2015d). Aus Sicht der Expertenkommission sollte der Netzausbau an Land mit dem Netzausbau auf See besser koordiniert werden, da ansonsten der Offshore-Windstrom zwar bis zu den Umspannstationen an der Küste geleitet werden kann, von dort aber nur teilweise in die Verbrauchszentren weitergeleitet werden könnte. Der Bundesregierung wird empfohlen, diesen Sachverhalt im Energiewende-Monitoring im Auge zu behalten.

Abbildung 21: Ursprünglich geplanter und tatsächlicher Zielpfad des Netzausbaus nach EnLAG



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

7.5 Elektrizitätsmarktreform

159. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat am 27. August 2015 seinem Referentenentwurf für ein Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) vorgelegt. Hierzu möchte die Expertenkommission an ihre Einschätzung aus dem letzten Jahr erinnern, wonach die Bilanzkreise stärker als bisher in die Verantwortung für die Versorgungssicherheit genommen werden sollen. Auch dieser Aspekt wird im Referentenentwurf zum Strommarktgesetz konkretisiert. Der Gesetzgeber fordert von den Bilanzkreisverantwortlichen Bilanzkreistreue und erlaubt bei eventuellem Fehlverhalten eine fein abgestufte Pönalisierung. Allerdings wird sich in Zukunft noch weisen müssen, wie die Aufgabenzuordnung zwischen Übertragungsnetzen, Verteilnetzen, Bilanzkreisen und Aggregatoren konkret funktionieren wird. Besonders herausfordernd sind die notwendige Weiterentwicklung des wechselseitigen „Just-in-Time“-Informationsaustausches in Verbindung mit der Kommunikationsinfrastruktur sowie die Frage der technischen und personellen Befähigung der entsprechenden Marktteilnehmer. Die Expertenkommission weist in diesem Zusammenhang auf die jährlich erscheinenden Monitoring-Berichte des BKartA und der BNetzA zum Strom- und Gasmarkt hin, die sehr informativ über die entsprechenden Fortschritte berichten.

160. Dem Referentenentwurf zufolge soll sich der Preis für Elektrizität nach wettbewerblichen Grundsätzen frei am Markt bilden. „Die Höhe der Strompreise am Großhandelsmarkt wird regulatorisch nicht beschränkt.“ Es gibt nur wenige Beobachter, die davon ausgehen, dass diese Selbstbeschränkung der Energiepolitik genügend dauerhaft ist, dass private Investitionsentscheidungen belastbar darauf aufbauen können. Der Kern des Problems besteht darin, dass der Wandel im Bereich der Elektrizitätserzeugung aktuell in einem sehr hohen Tempo erfolgt.

Aus Klimaschutzgründen ist dies zweifellos willkommen, doch ist nicht mehr auszuschließen, dass die Entwicklung am Ende chaotisch wird und die Behörden zum Eingreifen zwingen wird.

161. Als Notbehelf sieht der aktuelle Gesetzentwurf den Aufbau einer strategischen Reserve im Umfang von zunächst etwa 2,5 GW vor. Diese Kapazitäten werden dem regulären Strommarkt entzogen und in den Verantwortungsbereich der Bundesnetzagentur übertragen. Die Kraftwerksbetreiber erhalten eine Entschädigung, die von den Netzkunden refinanziert werden muss. Es kann aber kaum überraschen, dass fast niemand mit diesem Kompromiss zufrieden ist. Der Kern des Dilemmas ist die Inkompatibilität des EE-Ausbauziels mit dem natürlichen Abschmelzen konventioneller Erzeugung inkl. Kernenergie-Ausstieg. Diese Inkompatibilität führt aktuell zu massiven Überkapazitäten im Bereich der Erzeugung und zu entsprechend sehr geringen Großhandelspreisen. Aus klimaschutzpolitischer Sicht wäre es in einem solchen Fall angeraten, die fossil-, insbesondere aber die kohlebasierten Kraftwerke zwangsweise vom Netz zu nehmen, wie es die Bundesregierung für den Fall von Braunkohlekraftwerken bereits eingeleitet hat. Eine Beschränkung des Zubaus von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energie wäre nur dann vertretbar, wenn der Zielpfad weit überschritten werden sollte.

162. Es gibt grundsätzlich zwei Wege, um die Symbiose zwischen den beiden Systemen wiederherzustellen. Der eine besteht darin, die Förderung der Erneuerbaren nicht mehr als Differenz der kalkulatorischen Erzeugungskosten zu den Großhandelspreisen zu messen, sondern als Differenz zu den kalkulatorischen Kosten eines konventionellen Erzeugungssystems (z. B. Gaskraftwerke). Damit würde der Aufbau von erneuerbaren Kapazitäten marktgerecht von den Knappheitsverhältnissen am Elektrizitätsmarkt gesteuert: Ist der Stromgroßhandelspreis hoch, steigt die Investitionsneigung, ist er tief, sinkt sie. Der zweite Weg besteht darin, künftig auch die Differenz zwischen den kalkulatorischen Kosten von Elektrizität aus Gaskraftwerken und den Großhandelspreisen auf die eine oder andere Art zu subventionieren.

163. Mit der Einführung von Ausschreibungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen wird allerdings der erste Weg verbaut. Es droht damit ein Zustand, in dem praktisch alle für die Versorgung als gewünscht und notwendig erachteten Erzeugungskapazitäten nicht mehr allein über marktwirtschaftliche Preissignale (= Großhandelspreise für Elektrizität) finanziert werden, sondern von einem wie auch immer gestalteten staatlich organisierten Fördersystem zusätzliche Finanzmittel erhalten. Damit verbunden entscheidet die Energiepolitik über Ausschreibungsvolumina und betreibt damit so etwas wie Investitionslenkung. Vom Standpunkt der Versorgungssicherheit ist dagegen im Prinzip nichts einzuwenden, und die begünstigten Betreiber dürften sich – wie früher zu Monopolzeiten – mit dem System arrangieren. Jedoch hat das am Ende nur noch wenig mit einer wettbewerblichen Strommarktordnung zu tun.

7.6 Smart Energy

164. Aus Anlass der geplanten Gesetzesinitiative zur Digitalisierung der Energiewende hat sich die Expertenkommission mit dem Thema „Smart Energy“ befasst. Unter dem Begriff „Smart Energy“ werden dabei intelligente Technologien der Energieerzeugung, Energiespeicherung, Stromübertragung und der Verbrauchssteuerung subsumiert. Der Begriff „Smart Grid“ steht dabei vorrangig für die intelligente Energieübertragung und -verteilung und somit die Weiterentwicklung der Elektrizitätsnetze durch den Einsatz von Kommunikations-, Mess-, Regel-, Steuer- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten, während die Begriffe „Smart Metering“ und „Smart Home“ für die Steuerung von Verbrauchsverhalten durch den Einsatz von intelligenten technischen Komponenten verwendet werden.

165. Gemäß der Definition der Bundesnetzagentur für „Smart Grid“ steht das „smart“ für die Erfassung der Netzzustände in „Echtzeit“ sowie eine deutlich erhöhte Ausnutzung der vorhandenen Netzkapazität durch die Steuerungs- und Regelungsmöglichkeiten oder – bei gleicher Auslastung – eine Verbesserung der Netzstabilität.

In Bezug auf Verteilernetze wird darunter auch die zunehmend bessere Möglichkeit verstanden, Systemzustände im Netz nachzuvollziehen und lokal einzugreifen. Dies bedeutet auch, dass verschiedene Parameter, die in einem konventionellen Netz bislang fixierte Größen waren, variabel werden. In smarten Netzen lassen sich z. B. Kapazitäten lokal und temporär erhöhen oder Stromflussrichtungen über einzelne Leitungsabschnitte verändern, wenn es die Einspeisesituation erfordert. Smart Grid-Strukturen sollen zudem die Grundlage dafür schaffen, dass auch kleine Netznutzer verstärkt Möglichkeiten marktlichen Handelns („Smart Market“) wahrnehmen können – ohne Einbußen bei der Netzsicherheit zu riskieren.

166. Aktuelle Forschungsansätze beschäftigen sich u. a. mit einem zellulären Netzinfrastrukturaufbau, wie auch im Monitoring-Bericht 2015 seitens der Bundesregierung adressiert wird. Als Zellen können dabei sowohl einzelne Liegenschaften („Smart Homes“), Quartiere, Arealnetze oder auch ganze Regionen definiert werden. Diese Zellen handeln jeweils autonom, sind aber im überregionalen Verbund vernetzt und interagieren miteinander. So sorgt jede Zelle im subsidiären Sinne primär für sich, indem Energieerzeugung und Last nach Möglichkeit ausgeglichen werden. Infrastrukturdienstleistungen werden bedarfsbedingt zusätzlich bezogen, um die Zelle individuell zu stabilisieren. Durch den Zellverbund und im gemeinschaftlichen Handeln innerhalb und zwischen den Zellen sowie über deren Grenzen hinweg könnte eine sehr robuste Energieinfrastruktur entstehen. Die wesentlichen Komponenten für den Aufbau und die Funktionsfähigkeit dieses Ansatzes sind automatisierte, standardisierte und industrialisierte Abläufe zur effizienten Integration dezentraler Zellen unter Beachtung von Sicherheit und Datenschutz und ein Infrastruktur-Informationssystem (IIS), das als virtuelle Plattform Handlungs- und Partizipationsräume für vielfältige Akteure bietet (c/sells, 2015).

167. Während Stromnetze die Hauptoption für den räumlichen Ausgleich von Unterschieden in Erzeugung und Verbrauch darstellen, ist der zeitliche Ausgleich v. a. über sektorale und sektorenübergreifende Energiespeicher oder durch lastbezogene Maßnahmen wie Lastmanagement, Demand Response etc. möglich. Aktuell erscheint der Markt für Batteriespeicher als dynamisches Speichermarktsegment, weshalb auf die Entwicklungstrends und -treiber in diesem Bereich im Folgenden näher eingegangen werden soll. Werden Batteriespeicher einzeln oder als aus mehreren dezentralen Teilnehmern zusammengefasstes Speichersystem (Speicherschwarm, Cluster, Pool) im Sinne des Stromsystems systemdienlich eingesetzt, d. h. sie sind nicht nur netzverträglich und erfüllen die hohen Anforderungen der Netzbetreiber an Qualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit, sondern tragen durch ihr Verhalten im Stromnetz aktiv zur Stabilisierung und zum reibungslosen Betrieb bei, können sie die Systemtransformation positiv unterstützen.

168. In diesem Zusammenhang existiert seit Mai 2013 ein Förderprogramm „Erneuerbare Energien – Speicher“ von der KfW, das kleine Batteriespeichersysteme in Verbindung mit Photovoltaikanlagen fördert, wenn sie bestimmte Anforderungen an die Netzdienlichkeit erfüllen (z. B. Kappung der Einspeiseleistung auf 60 % der Nennleistung der Photovoltaikanlage). Da für neue Photovoltaik-Kleinanlagen der Selbstverbrauch des erzeugten Stroms und die resultierende Vermeidung des Strombezugs aus dem Netz eine immer wichtigere Komponente der individuellen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung darstellt, ist das Interesse an Batteriespeichersystemen groß. Im Rahmen der KfW-Förderung wurden bereits weit über 12.000 Batteriespeicher gefördert und installiert (BSW, 2015). Unter der Annahme einer durchschnittlich nutzbaren Speicherkapazität von 6,45 kWh entspricht das einer kumulierten geförderten nutzbaren Speicherkapazität von über 77 MWh, zusammen mit dem Anteil der nicht geförderten PV-Speicher (ca. 40-50 % aller in Deutschland verkauften Speicher) ergibt sich bis Ende Juli 2015 ein kumuliertes Volumen von etwa 112 MWh nutzbarer PV-Speicherkapazität (Kaires et al., 2015).

169. Auch wenn diese Speicherkapazität systemisch momentan keine Rolle spielt, sollte dieses Technologiefeld beobachtet werden. Die Dynamik der Entwicklung könnte durch mehrere Faktoren zeitnah stark beschleunigt werden. An erster Stelle ist die zukünftige Preisentwicklung der Batteriesysteme zu nennen. Zurzeit sinken die Systempreise für Solarstromspeicher um durchschnittlich 18 % (Lithium-Ionen) bzw. 11 % (Blei-Säure) pro Jahr

(Kaires et al., 2015). Insbesondere die Ankündigung der Kooperation des Grünstromanbieters Lichtblick mit dem Elektrofahrzeughersteller Tesla, deren Ziel die Markteinführung des Batteriesystems Tesla Powerwall zu deutlich geringeren Preisen als herkömmliche Speichersysteme ist, wird zu deutlichen Preisreduktionen für Solarstromspeicher führen. Wenige Wochen später folgte die Bekanntgabe einer weiteren Kooperation eines Automobilherstellers mit einem Energieversorger mit der gleichen Zielstellung: Daimler und die EnBW kündigten an, mit einem ähnlichen Konzept in den Markt für stationäre Solarspeichersysteme einzusteigen. Im Zusammenhang mit der für 2017 geplanten Inbetriebnahme der Gigafactory durch Tesla/Panasonic und ggf. den Aufbau weiterer Batteriefertigungsstätten werden sowohl Skaleneffekte als auch erhebliche Fortschritte in der Zellchemie realisiert. Dies wird einen weiteren deutlichen Rückgang der Batteriepreise auslösen. Experten erwarten, dass spätestens ab 2018 Batterien für den mobilen Einsatz in Elektrofahrzeugen weniger als 200 Dollar/kWh kosten werden. Dies wird auch die Endkundenpreise im stationären Energiespeichermarkt entsprechend weiter sinken lassen. Auch sog. Second-Life-Konzepte könnten hier eine Rolle spielen. Diese sehen vor, die Batterie aus dem Elektrofahrzeug zu entnehmen, sobald ihre Kapazität auf 80 % gesunken ist. Darauf folgt das zweite Leben in stationärer Anwendung. Dies könnte die Batteriekosten für die Erstanwendung im Elektrofahrzeug senken, weil sie noch einen Restwert erzielen, wenn sie in die Phase des zweiten Lebens übergehen. Noch stehen nicht ausreichend gebrauchte Fahrzeugbatterien zur Verfügung, um dieses Konzept flächendeckend zu testen. Es bedarf auch der Definition von Standards für die Second-Life-Batterien um das Risiko für die Zweitanwender gering zu halten.

170. Unabhängig von der energiewirtschaftlichen Relevanz entwickeln sich bereits Nischenanwendungen, in denen Speicher zum Einsatz kommen, auch ohne, dass dies für den individuellen Nutzer aktuell einen ökonomischen Vorteil aus einzelwirtschaftlicher Sicht bedeutet. In der im Rahmen des Speicher-Monitorings erfassten Motivation der Nutzer für den Erwerb eines Speichersystems wird an erster Stelle der Wunsch der Absicherung gegen weitere zukünftige Strompreissteigerungen genannt. Hier zeigen sich deutlich die in Kapitel 5.3 analysierten Verhaltensmuster, wenngleich sie in diesem Fall nicht zu verzögerter, sondern zu vorzeitiger Nutzung neuer Technologien führt. Die Speicherkäufer verhalten sich verlustavers, da sie die potenziellen Verluste durch Strompreissteigerungen höher bewerten als die für die Installation des Speichersystems erforderliche Investition. Weitere Gründe die von den Akteuren für die Installation von Speichern genannt wurden sind der Wunsch zur Partizipation und Mitgestaltung der Energiewende sowie das Interesse an der Technologie. Dies betrifft die Kombination von Photovoltaikanlagen mit stationären Batteriespeichern, aber auch die Kombination mit Elektrofahrzeugen (mobile Batteriespeicher) oder der Einsatz von großen Batteriespeichern im Regelenergiemarkt aktiviert erste Akteure. So wurde letzteres mit dem europaweit ersten kommerziellen Batteriepark auf Basis von Lithium-Ionen-Batterien mit einer Leistung von 5 MW und einer Kapazität von 5 MWh von der WEMAG in Schwerin erfolgreich demonstriert. Der Batteriepark erfüllt die Präqualifikationsanforderungen für Primärregelleistung und wird entsprechend vermarktet.

171. Die bereits angesprochenen, im Jahresverlauf 2015 begonnenen Kooperationen von Unternehmen aus der Automobilbranche mit Unternehmen aus der Energiewirtschaft gehen über den reinen Verkauf dezentral verteilter Speichersysteme in Kombination mit Photovoltaikanlagen oder Brennstoffzellenheizungen hinaus. Sie zielen auf den Aufbau eines dezentralen Speicherpools, der über eine zentrale Stelle ansteuerbar ist – auch bekannt als „Schwarmstromkonzept“ (Sieg, 2014). Dabei werden die Anlagen in einem virtuellen Anlagenpool zusammengefasst, der als solcher im Regelenergiemarkt vermarktet werden kann. Zurzeit wird vorrangig negative Sekundärregelleistung angeboten, d. h. wenn zu viel Strom im Netz ist, werden auf zentrale Anweisung hin die Batterien gezielt beladen und nehmen so den Überschuss aus dem Netz auf. Eine Erweiterung des Portfolios um das Angebot positiver Regelleistung ist in der Entwicklung. Ziel der Konzepte ist es, über die Erlöse aus dem Regelenergiemarkt neben dem optimierten Eigenverbrauch und dem so vermiedenen Strombezug eine zusätzliche Einnahmequelle für die Speicherbetreiber zu generieren und somit die Investition in Speicher auch beim

aktuellen Preisniveau attraktiv zu machen. Dies unterstützt die Entwicklung eines Marktes, der unabhängig von öffentlichen Fördergeldern funktioniert. Der Speichereigentümer muss bei Teilnahme am Schwarmstromkonzept zumindest zeitweise einem Vermarkter den Zugriff und die Entscheidungshoheit über den Einsatz des Speichers überlassen. Der Erfolg oder Misserfolg dieses Konzepts kann möglicherweise sehr interessante Hinweise für die Optionen der dezentralen Ausgestaltung der Energiewende liefern und ist daher intensiv zu beobachten.

172. Ein weiterer Treiber für die Verbreitung dezentraler Speichersysteme ist in absehbarer Zeit aus dem Bereich der Photovoltaik-Stromerzeugung zu erwarten. Mit dem Ablauf des EEG-Vergütungszeitraums von 20 Jahren wird ab dem Jahr 2021 eine jährlich zunehmende Anzahl von Anlagenbetreibern nach neuen Vermarktungswegen für den Photovoltaikstrom aus den Altanlagen suchen.³³ Aufgrund der auch absehbar niedrigen Großhandelsstrompreise, die keine attraktiven Erträge für ins Netz eingespeisten Strom versprechen, werden Betreiber von Kleinanlagen versuchen, den Photovoltaikstrom weitgehend selbst zu verbrauchen oder in lokalen Vermarktungskonzepten zu verkaufen. In Deutschland wurden von 2000 bis 2013 ca. 800.000 PV-Anlagen kleiner 10 kW installiert. Bei einer durchschnittlich angenommenen nutzbaren Speicherkapazität von 6 kWh in dieser Anlagenklasse (meist Anlagen auf Dächern von Ein- und Zweifamilienhäuser) ergibt sich damit ein theoretisch nutzbarer maximaler Speicher von 4,8 GWh bis zum Jahr 2034, falls alle PV-Altanlagen der Anlagenklasse bis 10 kW mit Batteriespeichern ausgerüstet werden. Dies sind Größenordnungen, die als systemtechnisch relevant eingestuft werden könnten.

173. Im Fokus der Gesetzesinitiative zur Digitalisierung der Energiewende steht insbesondere die flächendeckende Verbreitung von Smart Metern, denen eine Schlüsselfunktion einerseits für den Aufbau intelligenter Netze und andererseits für das Erschließen von Effizienzpotenzialen zugeschrieben wird. Ob jedoch allein die Installation eines Smart Meters und die dadurch verfügbare transparente Information zum Stromverbrauch genügt, um Effizienzpotenziale in einem Ausmaß zu heben, dass zumindest die Mehrkosten für den Smart Meter kompensiert werden, ist fraglich. Der Entwurf der entsprechenden Gesetzesinitiative fokussiert folglich auf Verbrauchergruppen mit einem jährlichen Stromverbrauch oberhalb von 6.000 kWh bis zum Jahr 2020, da hier das Kosten-Nutzen-Verhältnis in Modellrechnungen zu Gunsten des Nutzens auszufallen scheint. Um jedoch die vom Smart Meter bereitgestellten Informationen tatsächlich zur Nutzenoptimierung einsetzen zu können, müssten beispielsweise variable Tarife eingeführt werden. Diese ließen sich dann auch im Smart Home, das eine intelligente, steuerbare Gesamtenergieversorgung eines Gebäudes inkl. Wärme-, Kälte-, Lüftungs- und Stromversorgung umfasst, sinnvoll einsetzen. Hierfür fehlen jedoch bislang die notwendigen Weichenstellungen und es wären – neben Modellrechnungen – vermehrt auch feldexperimentelle Befunde wünschenswert, die die Wirkungen etwa von informatorischen Maßnahmen und ökonomischen Anreizen auf das Energieverbrauchsverhalten aufzeigen.

³³ Inzwischen kann davon ausgegangen werden, dass die technische Lebensdauer von PV-Anlagen die unter dem EEG erwartete Nutzungsdauer von 20 Jahren weit überschreiten wird

8 Energiepreise und Energiekosten

Das Wichtigste in Kürze

Im Hinblick auf die Bezahlbarkeit der Elektrizitätsversorgung begrüßt die Expertenkommission die Bemühungen der Bundesregierung, den weiteren Anstieg der Letztverbraucherausgaben zu bremsen. Für die Berichtsperiode sind Erfolge erkennbar, doch gibt es andererseits auch Anzeichen dafür, dass sich der Ausgabenanstieg wieder beschleunigen könnte. Ein Indiz dafür ist der aktuelle Entwurf des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes mit impliziten CO₂-Vermeidungskosten von mehr als 300 Euro/t. Ein weiteres Indiz ist der Beschluss zum Verkabelungsvorrang beim Ausbau des Höchstspannungsnetzes. Die Expertenkommission empfiehlt den politischen Entscheidungsträgern, den Aspekt der Bezahlbarkeit nicht aus den Augen zu verlieren, gerade angesichts der zahllosen Wünsche und Forderungen, deren Umsetzung mit zusätzlichen Ausgaben verbunden ist.

Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am nominalen Bruttoinlandsprodukt ist im Berichtszeitraum 2014 leicht auf 2,4 % gesunken (70 Mrd. Euro). Die Letztverbraucherausgaben für Wärme und Verkehr sind v. a. aufgrund der internationalen Öl- und Gaspreisentwicklung zurückgegangen. Diese betragen für Wärme im Jahr 2013 insgesamt 3,6 % (101 Mrd. Euro), für Verkehr im Jahr 2014 etwa 2,8 % (83 Mrd. Euro). Für das Jahr 2013 summierte sich der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Energie auf etwa insgesamt 9,0 % (256 Mrd. Euro).

Der Bundesregierung wird empfohlen, das in der letzten Stellungnahme eingeführte Konzept der Energiestückkosten zum Monitoring der Belastung der Unternehmen stärker zu nutzen. Dazu werden in dieser Stellungnahme Weiterentwicklungen vorgestellt: Anhand einer Dekomposition wird die Frage geklärt, welche „Treiber“ für die Entwicklung der Energiestückkosten im deutschen und europäischen Produzierenden Gewerbe verantwortlich waren. Es zeigt sich, dass gestiegene Energiestückkosten insbesondere durch sekundäre Energieträger zu erklären sind. Eine gestiegene Wertschöpfung wirkt diesem Effekt entgegen. Ferner zeigt sich, dass die deutsche Energiewende für die Energiestückkosten der heimischen Industrie teilweise eine geringe Bedeutung besitzt. Bemerkenswert ist zudem, dass die im Energiewendekontext wichtige Produktgruppe „Elektrizität, Gas, Fernwärme“ in Deutschland (zumindest bis 2011) einen geringeren Kostenanstieg als in Europa erzeugt. Detailliert beleuchtet wird auch der tertiäre Sektor. Die Energiestückkosten im Dienstleistungssektor sind weniger stark gestiegen als im primären und sekundären Sektor.

Der Indikator der Energiestückkosten wird dahingehend weiterentwickelt, dass nun auch „indirekte“, d. h. in den Vorleistungen enthaltene Energiekosten Berücksichtigung finden. Diese nehmen seit Jahren auf sehr breiter Basis zu und sind (mittlerweile) für die meisten Sektoren weit bedeutsamer als die „direkten“ Energiekosten. Dies gilt beispielsweise für die Sektoren des Produzierenden Gewerbes. Die indirekten Energiekosten in den von uns näher betrachteten sechs wichtigen Sektoren des Produzierenden Gewerbes betragen zwischen 5 und 11 Mrd. Euro je Sektor und liegen damit z. T. über den direkten Energiekosten, die nur 2 bis 8 Mrd. Euro je Sektor ausmachen. Die „totalen Energiekosten“ bzw. die von uns vorgeschlagene Maßzahl der „totalen Energiestückkosten“ zeigen für das deutsche Produzierende Gewerbe ein günstigeres Bild als für den europäischen Durchschnitt. Wie der Monitoring-Bericht zur Energiewende festhält, fehlen Daten für einen aktuelleren internationalen Energiestückkostenvergleich. Daher macht die Expertenkommission einen Vorschlag zur Aktualisierung der Datenbasis.

8.1 Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung

174. Immer wieder hört man öffentliche Klagen über die nicht mehr tragbaren Kosten der Energiewende. Kernpunkt der Klagen sind die im europäischen Vergleich hohen Haushalts- und Industriestrompreise. Demnach sei

die Bezahlbarkeit der Energiewende akut gefährdet. Doch aus Sicht der Expertenkommission liefert das breite Spektrum von Elektrizitätspreisen keinen vernünftigen Rückschluss auf die Bezahlbarkeit der Elektrizitätsversorgung – dazu sind die Elektrizitätspreise zwischen einzelnen Kundengruppen und Elektrizitätsanwendungen viel zu heterogen und außerdem durch diverse Sonderregelungen zugunsten bestimmter Kundengruppen verzerrt (z. B. BesAR, AbLaV, Rabatte bei Stromsteuern, Netzentgelten und Konzessionsabgaben). Auch der diesjährige Monitoring-Bericht der Bundesregierung enthält in Kapitel 9 wieder eine Reihe von Darstellungen zur Preisentwicklung in den verschiedenen Kundensegmenten, doch die Fülle der behandelten Preisindizes erscheint verwirrend und lässt darüber hinaus die Ursachen der Entwicklungen offen. Die Expertenkommission plädiert daher erneut dafür, die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität als Indikator für die Bezahlbarkeit der Elektrizität aus gesamtwirtschaftlicher Sicht heranzuziehen, und legt auch in ihrem diesjährigen Bericht wieder eine detaillierte Übersicht vor, wobei es sich um teilweise vorläufige Werte handelt (vgl. Tabelle 8).

175. Ausgangspunkt für den aktuellen Bericht 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.), aber nicht die Umsatzsteuer.³⁴ Ebenfalls nicht enthalten sind die Ausgaben für die Eigenerzeugung von Elektrizität in Industrie- und Blockheizkraftwerken. Auch im Berichtsjahr folgen aus den aggregierten Daten des Statistischen Bundesamtes geringere Letztverbraucherausgaben als das Ergebnis des Elektrizitätsverbrauchs (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) multipliziert mit den Großhandelspreisen (EEX), den Netzentgelten (Bundesnetzagentur) sowie den Abgaben, Umlagen und Stromsteuern. Entsprechend werden die gesamten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität an dieser Stelle unterschätzt, und zwar selbst unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Kosten der selbst erzeugten Elektrizität hier nicht erfasst sind. Der Bundesregierung wird erneut empfohlen, diesem Problem weiter nachzugehen.

176. Der von der Expertenkommission vorgeschlagene Indikator zur Bezahlbarkeit von Elektrizität – der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am nominalen Bruttoinlandsprodukt – liegt im Berichtszeitraum bei 2,4 % gegenüber dem Vorjahreswert von 2,5 % (vgl. Abbildung 22).³⁵ Als einen weiteren Indikator für die Bezahlbarkeit zeigt Tabelle 9 die aggregierten durchschnittlichen Letztverbraucherausgaben für Elektrizität.

³⁴ 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.

³⁵ In unserem letzten Bericht wurden die BIP-Werte nach der alten Erhebungsmethodik des Statistischen Bundesamtes für die Berechnung des Indikators herangezogen. Mit diesen BIP-Werten ergibt sich ein Wert von 2,6 %. Im Jahr 2014 erfolgte eine Generalrevision der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung, die zu leicht höheren BIP-Werten und damit in der Folge zu einem geringeren Wert des Indikators, d. h. 2,5 %, führt.

Tabelle 8: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Elektrizität

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

[1] Erlöse aus Stromabsatz gemäß Destatis (2015c) abzüglich Steuervergünstigungen aus nachträglichen Entlastungsverfahren gemäß BMF (2015)

[2] Destatis (2015d)

[3] Schätzung auf Basis Destatis (2012)

[4] ÜNB Jahresabrechnungen EEG, ÜNB (2015a)

[5] ÜNB Jahresabrechnungen KWKG, ÜNB (2015a)

[6] ÜNB Jahresabrechnungen Offshore Umlage (§ 17F ENWG), ÜNB (2015b)

[7] Persönliche Mitteilung BNetzA (2012, 2013, 2014 und 2015) und eigene Berechnung

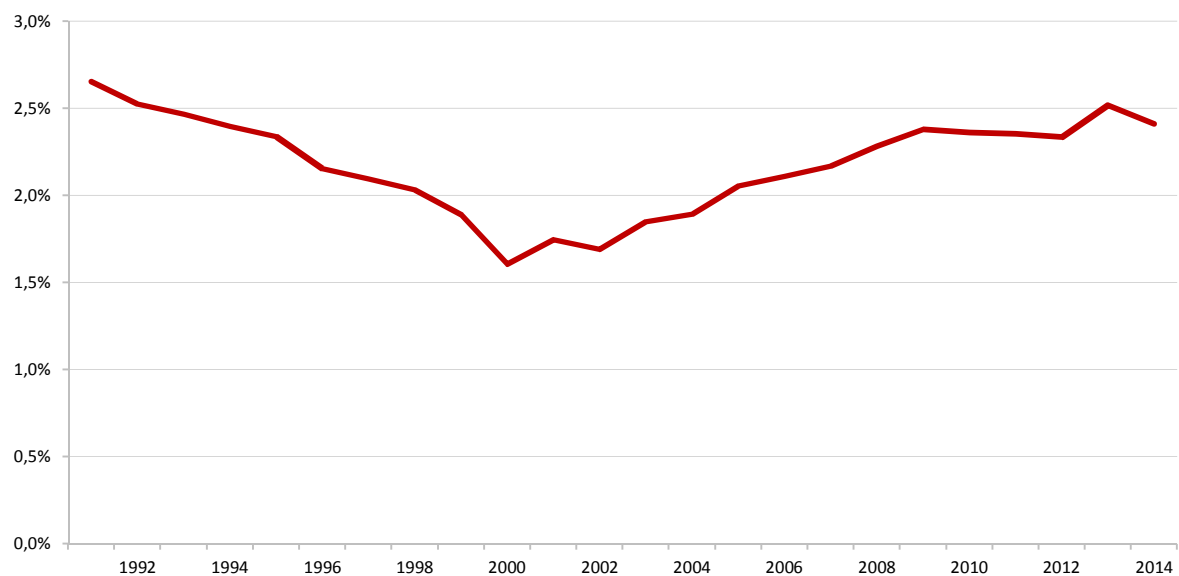
[8] Persönliche Mitteilung BNetzA (2012, 2013, 2014 und 2015) und eigene Berechnung

[9] BMWi (2015d)

[10] Residuum

* Angaben z. T. vorläufig und geschätzt

Abbildung 22: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt



Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 9: Indikatoren zum aggregierten Elektrizitätsverbrauch

	2010	2011	2012	2013	2014*
Nominales BIP [Mrd. Euro] [1]	2.580	2.703	2.755	2.821	2.916
Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP [%]	2,4	2,4	2,3	2,5	2,4
Letztverbraucherabsatz [TWh] [2]	479	467	462	465	447
Durchschnittliche Letztverbraucherausgaben [Euro/kWh]	12,7	13,6	13,9	15,3	15,7

[1] Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2015)

[2] Stromabsatz gemäß Destatis (2015c)

* Angaben z. T. vorläufig und geschätzt

177. Den vorgenannten Daten zufolge sind die absoluten Letztverbraucherausgaben im Berichtszeitraum leicht gesunken. Die durchschnittlichen Letztverbraucherpreise sind im Vergleich zu den Jahren davor nur geringfügig um ca. 3 % gestiegen. Momentan entwickelt sich also die Energiewende im Bereich der Elektrizität leicht vorteilhaft aus Sicht der privaten, gewerblichen und industriellen Verbraucher. Doch bei näherer Betrachtung zeigt sich, dass dies v. a. den drastisch gesunkenen Ausgaben für „Erzeugung und Vertrieb“ zu verdanken ist. Gegenüber dem Jahr 2010 hat sich diese Position nahezu halbiert (vgl. Tabelle 8). Zu den Ursachen dafür gehören der gut um ein Fünftel gesunkene Absatz von nicht-erneuerbarer Elektrizität und die stetig sinkenden Großhandelspreise. Der Einbruch der Großhandelspreise ist dabei nur zu einem Teil durch den sogenannten Merit-Order-Effekt bestimmt und damit energiewendegetrieben. Die Großhandelspreise werden maßgeblich durch die Entwicklung der internationalen Preise für Primärenergieträger (Steinkohle und Erdgas) und die Preisentwicklung für CO₂ bestimmt.

178. Dies erklärt jedoch nur einen Teil der Entwicklung. Als Folge sinkender Erlöse aus Erzeugung und Vertrieb sinken die Deckungsbeiträge des Betriebs konventioneller Stromerzeugungsanlagen, was die Anlagenbetreiber zu umfangreichen Wertberichtigungen ihres Anlagevermögens im Umfang mehrerer Mrd. Euro gezwungen hat. Erste Stadtwerke mussten sogar schon Insolvenz anmelden. Man kann diese Probleme als Folge der Transformation einer traditionsreichen Branche sehen, die den mit der Energiewende verbundenen Aufbruch bisher verschlafen hat. Doch die aktuelle wirtschaftliche Situation kann nicht von Dauer sein: Die im nicht-erneuerbaren Erzeugungssegment tätigen Elektrizitätserzeuger (perspektivisch Anbieter von flexiblen Backup-Kapazitäten) müssen kostendeckend produzieren, um überleben zu können. Das wird nicht ohne höhere Letztverbraucher ausgaben möglich sein.

179. Zu den Krisensymptomen der Elektrizitätswirtschaft gehört auch der wachsende Druck der Branche auf den Gesetzgeber zugunsten neuer Fördergelder (z. B. als Forderung nach einem Kapazitätsmarkt oder nach Aufstockung von KWK-Vergütungen). Obwohl die Bundesregierung sich den neuen Subventionswünschen der Branche gegenüber hart zeigt und nicht bereit scheint, die bisherigen obsolet gewordenen Geschäftsmodelle durch neue Fördertatbestände zu retten, werden einige Ankündigungen der Bundesregierung nicht ohne weiter steigende Letztverbraucherausgaben umsetzbar sein. Stichworte lauten:

- Finanzierung der ab 2017 zu schaffenden Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft, zusätzlich zu den Kosten der ursprünglich bis 2017 befristeten, jetzt aber verlängerten Netzreserve
- Steigende Entschädigungszahlungen der Netzbetreiber für die Spitzenkappung von fluktuierenden erneuerbaren Erzeugungsanlagen (Härtefallregelung)
- Steigende Netzentgelte zur Finanzierung des notwendigen Ausbaus der Übertragungs- und Verteilnetze, einschließlich des beschlossenen Vorrangs der Verkabelung des geplanten Gleichstrom-Höchstspannungsnetzes

Für die Kosten einer neuen Speicher-Infrastruktur (Batterien, Power-to-Heat, Wasserstoff-Elektrolyse, Power-to-Gas, ...) sowie einen Teil der Kernenergie-Altlasten stehen Finanzierungsentscheidungen noch aus, und es ist nicht auszuschließen, dass dafür weitere Umlagen zu Lasten der Elektrizitätsverbraucher geschaffen werden.

180. Auf mittelfristige Perspektive gibt es aber auch einen Lichtblick für die Letztverbraucher: Zwar dürfte die EEG-Umlage in den kommenden Jahren noch weiter ansteigen, doch ab Mitte des kommenden Jahrzehnts wird sie sinken, weil dann für die ersten Photovoltaik-Anlagen die 20-jährige Förderperiode enden wird und damit sehr hohe Einspeisevergütungen in Milliardenhöhe entfallen.

181. Die Bundesregierung hat in den letzten Jahren mutige Entscheidungen getroffen, denen zufolge sich die EEG-Vergütungszahlungen stabilisiert haben. Doch wird die Bezahlbarkeit der Elektrizitätsversorgung weiterhin nur gewährleistet sein, wenn die Energiepolitik bei der Schaffung und Ausweitung von Fördertatbeständen die Relation der Letztverbraucher Ausgaben zum nominalen Bruttoinlandsprodukt im Auge behält. Darüber hinaus wäre überlegenswert, die EEG-Förderung nicht mehr ausschließlich über die EEG-Umlage, sondern auch durch den allgemeinen Staatshaushalt zu finanzieren, weil eine solche Finanzierung sozialverträglicher wäre. Außerdem würden die Diskussionen um die Begünstigungen der energieintensiven Industrie im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung an Relevanz verlieren.

8.2 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung für Wärmedienstleistungen

182. 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 Letztverbraucher Ausgaben 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.

183. Elektrische Wärmepumpen, Solarthermie-Anlagen und Holzpellet-Heizungen haben höhere Anschaffungsausgaben als konventionelle Heizanlagen, etwa die Gasbrennwerttherme, die nachfolgend als Referenzanlage angenommen wird.³⁶ Andererseits sinken die Ausgaben für Energieträger. Dies würde fälschlicherweise den Eindruck erwecken, dass die Wärmeversorgung kostengünstiger geworden ist. In Wirklichkeit wurden die Letztverbraucher Ausgaben für Energie nur durch zusätzliche Letztverbraucher Ausgaben 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

Die damit verbundenen Investitionsausgaben werden wie die Zusatzkosten innovativer Heizsysteme als Letztverbraucher Ausgaben für die Wärmeversorgung behandelt. Im Neubaubereich ist dies womöglich nicht vollumfänglich gerechtfertigt, doch bei entsprechenden Investitionen im Altbaubestand ist diese Klassifikation zulässig.

184. Bezüglich der Daten zu den Wärmeenergiemengen geben die Anwendungsbilanzen der AGE (2014a) Aufschluss darüber, zu welchem Zweck ein bestimmter Endenergieträger innerhalb eines bestimmten Sektors

³⁶ Es wird angenommen, dass die Wartungs- und Unterhaltskosten denjenigen der Referenzsysteme (Gas- bzw. Heizöl-Brennwerttherme) entsprechen, so dass die entsprechenden Ausgaben nachfolgend nicht berücksichtigt werden müssen.

verwendet worden ist. Die Anwendungsbilanz unterscheidet zwischen Wärme-, Kälteanwendungen, mechanische Energie, Informations- und Kommunikationstechnik und Beleuchtung. Die für die energiewirtschaftliche Gesamtrechnung relevante Anwendung „Wärme“ ist die Summe aus Prozesswärme, Raumwärme und Warmwasser. Ergänzend gibt die Energiebilanz (AGEB, 2014b) Auskunft über die in der Anwendungsbilanz fehlende Energieträgerzuordnung. Während in der Anwendungsbilanz beispielsweise Mineralöle zusammengefasst sind, unterscheidet die Energiebilanz zwischen schwerem und leichtem Heizöl. Bei den erneuerbaren Energien wird die Statistik über den Endenergieverbrauch Wärme des BMWi (2015e) verwendet. Tabelle 10 gibt einen Überblick über die zu Wärmezwecken verwendeten Endenergieträger. Der Energieträger Elektrizität ist nicht aufgeführt, um es nicht zu einer Doppelzählung mit der elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung kommen zu lassen (vgl. Kapitel 8.1).

Tabelle 10: Endenergieverbrauch für Wärmeanwendungen in 2013

Energieverbrauch in PJ	Haushalte	GHD	Industrie	Gesamt
Mineralöl	555	221	119	895
Schweres Heizöl	0	0	15	16
Leichtes Heizöl	553	207	45	806
Sonstige	2	13	58	74
Gase	1021	457	863	2.341
Erdgas	966	411	800	2.177
LPG ³⁷	25	20	16	61
Sonstige	29	26	47	103
Fernwärme	176	49	206	431
Kohle	31	5	389	425
Braunkohle	20	0	72	93
Steinkohle	8	1	329	338
Sonstige	3	4	-12	-5
Erneuerbare Energien	283	96	84	463
Biogene Festbrennstoffe	251	-	74	325
Biogene flüssige Brennstoffe	-	-	7	7
Biogas	47	-	-	47
Biogene Abfälle	-	-	42	42
Oberflächengeothermie	-	-	-	31
Geothermie	-	-	-	3
Solarthermie	-	-	-	24
Sonstige	-	-	-	-16
Sonstige	-	-	79	79
Nicht erneuerbarer Abfall	-	-	63	63
Sonstige	-	-	16	16
Gesamt	-	-	-	4.634

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis AGEB (2014a, 2014b), BMWi (2015c)

185. Erwähnenswert ist das Zustandekommen der Aufteilung der Brennstoffströme bei der Kraft-Wärme-Kopplung. Der eingesetzte Brennstoff dient sowohl der Strom- als auch der Wärmeerzeugung und wird bei der

³⁷ Liquid Petrol Gas.

AGEB gemäß der finnischen Methode getrennt. Der Teil des Brennstoffeinsatzes, der der Stromerzeugung dient, wird in der Energiebilanz im Umwandlungsbereich ausgewiesen. Der restliche Teil wird dem Endenergieverbrauch des jeweiligen Endenergieträgers zugewiesen. Dieses Verfahren ist bei Industriekraftwerken nötig, nicht aber bei Kraftwerken der allgemeinen Versorgung, da die entstehende Wärme dem Endenergieträger Fernwärme zugewiesen werden kann (AGEB, 2015b).

186. Für die energiewirtschaftliche Gesamtrechnung Wärme werden die mit diesen Energiemengen verbundenen Letztverbraucher Ausgaben benötigt. Zu diesem Zweck wird der Letztverbraucherabsatz des jeweiligen Sektors mit dem zugehörigen Preis multipliziert. Die meisten Preise werden den Preiszeitreihen der Energiestatistik des BMWi (2015f) entnommen. Fehlende Angaben werden durch Informationen der jeweiligen Verbände ergänzt. Bei Preisen für Gewerbe, Handel und Dienstleistungen wurde jeweils ein gewichteter Mittelwert aus Haushalts- (60 %) und Industriepreisen (40 %) verwendet. Bei Heizkraftwerken, die biogene und nicht-biogene Abfälle zur Befeuerung verwenden, wird ein Brennstoffpreis von Null angenommen. Fernwärmepreise im Industriebereich sind schwer zu ermitteln. Daher wurde angenommen, dass Fernwärme maximal so viel wie Erdgas kosten darf. Die Zahlen sind in Tabelle 11 zusammengefasst.

187. Mit dem folgenden Vorgehen gelangt man zu den Investitionsausgaben für die energetische Sanierung von Gebäuden. In ihrer Statistik über Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe schätzt das DIW (2015b) die energetisch bedingten Sanierungsmaßnahmen für das Jahr 2013 auf 35,4 Mrd. Euro. Diese Zahlen beziehen sich auf den Wohnungsbau und beinhalten auch die Anschaffung von innovativen und konventionellen Heizungssystemen sowie Photovoltaikanlagen, die nachträglich subtrahiert werden müssen. Beim Nicht-Wohnungsbau belaufen sich die Kosten gemäß derselben DIW-Quelle auf 17,0 Mrd. Euro. Es handelt sich in beiden Fällen um Vollkosten, die auch Kleinstmaßnahmen berücksichtigen. Nach Angaben des Bundesverbands der deutschen Heizungsindustrie (BDH) hatte der Markt für Heizanlagen 2013 ein Volumen von 686.500 Einheiten (68 % davon waren Öl- oder Gasbrennwertthermen). Dies würde einem Investitionsvolumen von 5,5 Mrd. Euro entsprechen, wenn all diese Heizsysteme jeweils mit Investitionsausgaben in Höhe der Referenzanlagen (abgenommene Investitionen von durchschnittlich 8.000 Euro pro Stück³⁸) verbunden wären. Diese „So-wieso“-Investitionen stellen keine Zusatzausgaben für Energieeffizienz dar und vermindern daher die vorgenannten Investitionsausgaben für energetische Sanierungsmaßnahmen.

188. Ergänzend muss berücksichtigt werden, dass rund 20 % aller energetischen Sanierungsmaßnahmen eine staatliche Förderung erhalten (BEI/IWU, 2010). Einer Studie über Maßnahmen zur Energiewende zufolge (IER/IZT, 2014) wurde mit dem KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren“ im Jahr 2012 ein energetisch relevantes Investitionsvolumen von 5,4 Mrd. Euro ausgelöst, wobei die Investitionen mit 0,8 Mrd. Euro gefördert wurden („Programmkosten“ in Form von Zinsvergünstigungen und Tilgungszuschüssen). Für die Förderung innovativer Heizungssysteme im Rahmen des Marktanreizprogramms wurden Fördergelder in Höhe von 296 Mio. Euro gewährt (BMW/Fichtner, 2014).

³⁸ Dieser Wert bewegt sich am oberen Rand der Kosten zur Beschaffung einer Gasbrennwerttherme.

Tabelle 11: Erlöse des Wärmeabsatzes in 2013

Erlöse in Mio. Euro	Haushalte	GHD	Industrie	Gesamt
Mineralöl	10.704	4.007	1.044	16.676
Schweres Heizöl	-	-	194	194
Leichtes Heizöl	10.704	4.007	850	15.561
Sonstige	-	-	-	921
Gase	16.491	7.164	7.709	32.333
Erdgas	16.070	6.838	7.554	30.462
LPG ³⁹	421	325	154	901
Sonstige	-	-	-	970
Fernwärme	3.791	1.057	1.945	6.793
Kohle	388	-	4.448	4.787
Braunkohle	276	-	1.253	1.529
Steinkohle	113	-	3.195	3.308
Sonstige	-	-	-	-
Erneuerbare Energien	4.579	-	854	5.432
Biogene Festbrennstoffe	3.264	-	716	3.980
Biogene flüssige Brennstoffe	-	-	138	138
Biogas	1.314	-	-	1.314
Biogene Abfälle	-	-	-	-
Oberflächengeothermie	-	-	-	-
Geothermie	-	-	-	-
Solarthermie	-	-	-	-
Sonstige	-	-	-	-
Sonstige	-	-	-	-
Nicht erneuerbarer Abfall	-	-	-	-
Sonstige	-	-	-	-
Gesamt	-	-	-	66.021

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BMWi (2015f), BNetzA (2014), DEPI (2014), Kluitmann (2015), Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. (2015)

189. Tabelle 12 zeigt zusammenfassend die Letztverbraucher Ausgaben für den Wärmebereich (jeweils ohne Mehrwertsteuer) als Summe aus Energieträgerausgaben und Effizienzinvestitionen, wobei die Subventionen abgezogen sind.

³⁹ Liquid Petrol Gas.

Tabelle 12: Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen im Jahr 2013 (ohne Umsatzsteuern)

	Mrd. Euro
Letztverbraucherausgaben für die zur Wärme verwendeten Energieträger	66,0
Investitionsausgaben für energetische Sanierungsmaßnahmen von Wohngebäuden	29,7
Investitionsausgaben für energetische Sanierungsmaßnahmen von Nicht-Wohngebäuden	14,3
Abzüglich kalkulatorische Investitionen in konventionelle Heizungssysteme	./ 4,6
Abzüglich Investitionsausgaben für Photovoltaiksysteme	./ 3,0
Summe brutto	102,4
Abzüglich	
Programmkosten (KfW – Energieeffizientes Sanieren)	./ 1,4
Programmkosten (KfW – Energieeffizientes Bauen)	./ 0,3
Programmkosten (Marktanreizprogramm)	./ 0,3
Summe netto	100,7

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BDH (2015), BMWi/Fichtner (2014), DIW (2015b), IER/IZT (2014), AGEE-Stat (2015)

190. Der aufmerksame Leser könnte sich die Frage stellen, warum die Kosten der energetischen Sanierungsmaßnahmen nicht annualisiert werden. Dies wäre ein prinzipiell gangbarer Weg, doch müssten dann auch die Annuitäten der sanierungsbedingten Investitionen hinzugerechnet werden. Das aber setzt voraus, dass die entsprechenden Investitionsausgaben zumindest für die letzten 30 Jahre (Abschreibungszeitraum einer energetischen Sanierung) verfügbar sind. Solange dies nicht der Fall ist, verfolgt die Expertenkommission den hier dargestellten vereinfachenden Ansatz.

191. Im Jahr 2013 betragen die energiebedingten Letztverbraucherausgaben für Wärme 66,0 Mrd. Euro (ohne Elektrizität und ohne Mehrwertsteuer). Für das gleiche Jahr werden die Kosten der energetischen Sanierungen (inkl. der Mehrkosten innovativer Heizungssysteme gegenüber Referenzanlagen, aber abzüglich staatlich gewährter Fördermittel) auf 34,7 Mrd. Euro beziffert. Setzt man die Summe dieser Zahlen ins Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt des Jahres 2013, so bedeutet der Bezug von Wärmedienstleistungen aus Sicht der Letztverbraucher eine relative Belastung der Volkswirtschaft von 3,5 %. Aus diesen Berechnungen ergeben sich eine Reihe von Schlussfolgerungen:

- Die Gesamtbelastungen der Letztverbraucher für Niedertemperatur-Wärmedienstleistungen übersteigt die Letztverbraucherausgaben für Elektrizität, die in den letzten Jahren im Fokus der Kostendebatte standen
- Auch unter Berücksichtigung einiger Unschärfen in der vorstehenden Berechnung stellen die Investitionsausgaben für Energieeffizienz einen beträchtlichen Anteil der Kosten für Wärmedienstleistungen dar
- Diese Situation besteht, bevor die Energiewende im Wärmebereich überhaupt erst angefangen hat
- Das liefert Hinweise darauf, warum der Energiewende-Fortschritt im Wärmebereich vielleicht erheblich schwieriger und kostspieliger wird als vielfach angenommen

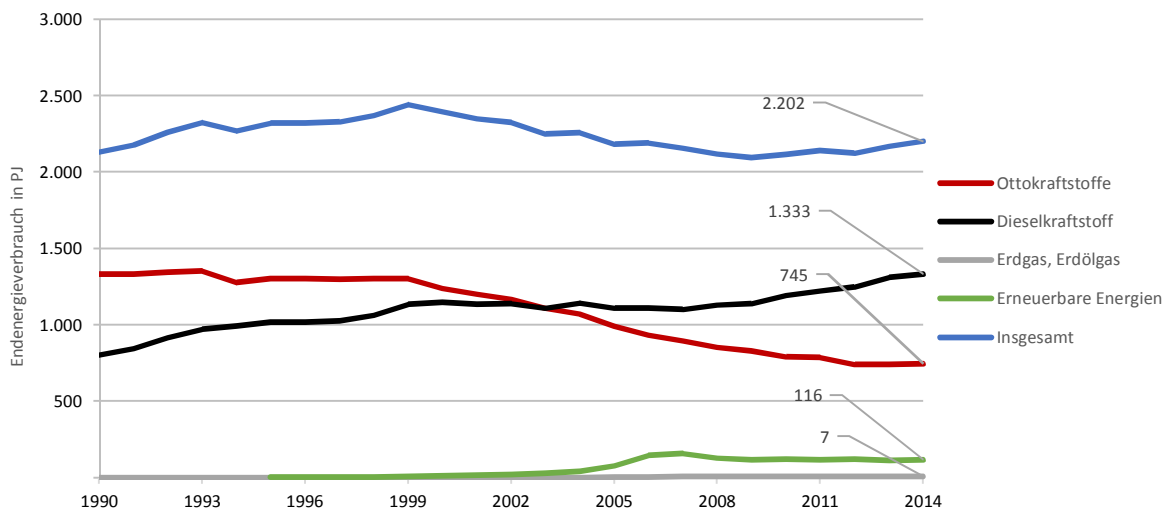
8.3 Aggregierte Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr

192. Vorliegende Untersuchung berücksichtigt ausschließlich den Straßenverkehr. Die Schifffahrt und der Flugverkehr werden ausgeklammert, da sie in der Energiewende kurz- bis mittelfristig keine tragende Rolle spielen werden. 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 Letztverbraucherausgaben 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. Dabei ist zu berücksichtigen, dass konventionellen Kraftstoffen teilweise Biokraftstoffe beigemischt werden. Bspw. wird in Deutschland seit dem Jahr 2011 der Ottokraftstoff Super E10 vertrieben: konventionellem Eurosuper wird im Volumenverhältnis von 1 zu 9 Bioethanol beigemischt.

193. Die Energiebilanzen der AG Energiebilanzen (AGEB, 2015a) geben Aufschluss über die sektorale Verwendung eines bestimmten Endenergeträgers, insbesondere im Verkehr. Dabei ist zu beachten, dass die fossilen und die erneuerbaren Anteile eines Kraftstoffs getrennt ausgewiesen werden. Abbildung 23 zeigt die Entwicklung der unterschiedlichen Endenergeträger. Ottokraftstoffe dominieren zunächst den Markt, werden aber kurz nach der Jahrtausendwende vom Dieselmotortreibstoff überholt. Zur gleichen Zeit zeichnet sich ein Anstieg der Benutzung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor ab, gefolgt von einem Höhepunkt in 2007 mit einem leichten Fall und anschließender Stagnation. Im Jahr 2014 lag der energetische Anteil der Biokraftstoffe am Gesamtumsatz bei 5,3 %. Erdgas spielt im Straßenverkehr eine bis dato vernachlässigbare Rolle. Bemerkenswert ist der Fall des reinen Biodiesels. Wurden 2010 noch 293.000 Tonnen abgesetzt, so sind es im Jahr 2014 nur noch 5.000 Tonnen (BAFA, 2015b). Dies liegt an der Tatsache, dass ab 2013 auch für Biodiesel Steuern von 45 Cent pro Liter gemäß EnergieStG erhoben werden und so die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Diesel nicht mehr gegeben ist.

Abbildung 23: Treibstoffabsatz in Energieeinheiten



Quelle: Eigene Darstellung entsprechend AGEB (2015a)

194. Multipliziert man den Absatz mit den Letztverbraucherpreisen so erhält man die mit den Kraftstoffen verbundenen Letztverbraucherausgaben (vgl. Tabelle 13). Es zeigt sich ein über die letzten Jahre stabiles Gesamtbild. 2014 haben die Letztverbraucher 83 Mrd. Euro (ohne MwSt.) für Kraftstoffe aufgewendet, 2,9 Mrd. Euro weniger als im Spitzenjahr 2012. Mehrkosten zur Anschaffung von Elektrofahrzeugen fallen bisher nicht ins Gewicht. Es ist weiterhin auffällig, dass auch drei Jahre nach Markteinführung, die Ausgaben für Super E10 nur bei ungefähr 20 % der Ausgaben für Eurosuper liegen. Ausgaben für reine Biokraftstoffe können in dieser Rechnung vernachlässigt werden, wie am Beispiel von E85 zu erkennen ist.

Tabelle 13: Letztverbraucherausgaben in Mio. Euro (ohne MwSt.)

		2011	2012	2013	2014
Kraftstoffe	Normal	230	68	8	3
	Super Plus	4.346	2.094	1.950	1.866
	Eurosuper	26.705	27.316	26.205	25.284
	Super E10	3.222	4.889	4.990	4.893
	Diesel	47.333	50.564	50.177	50.144
	Flüssiggas	744	770	718	595
	E85	22	25	16	11
Mehrkosten	E-Fahrzeug	21	24	47	63
	Hybrid	52	87	104	112
	GESAMT	82.675	85.839	84.214	82.972

Quelle: Eigene Berechnungen entsprechend AGEB (2014b), BAFA (2015b, 2015c), BMWi (2015e, 2015f), CARMEN e. V. (2015), DVFG (2015), KBA (2015b)

195. 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 Benzinern machen sich dagegen v. a. durch erhöhte Anschaffungskosten bemerkbar. Dabei wird zwischen reinen Elektroautos mit durchschnittlichen Mehrkosten von 9.200 Euro⁴⁰ und Hybriden mit durchschnittlichen Mehrkosten von 5.000 Euro unterschieden. Die steigenden gesamten Mehrkosten haben ihre Ursache im leicht steigenden jährlichen Absatz der Fahrzeuge. Wurden im Jahr 2011 bspw. noch 2.000 neue Elektrofahrzeuge zugelassen, so waren es 2014 schon 7.000.

196. Gemessen am Bruttoinlandsprodukt hatten die Letztverbraucherausgaben im Verkehr einen Anteil von 2,8 % in 2014. Die träge Strategie der Bundesregierung im Verkehr trägt dazu bei, dass sich in diesem Bereich noch keine nennenswerten Veränderungen bemerkbar machen. Die Ausgaben haben sich in den letzten Jahren unabhängig von der Energiewende entwickelt.

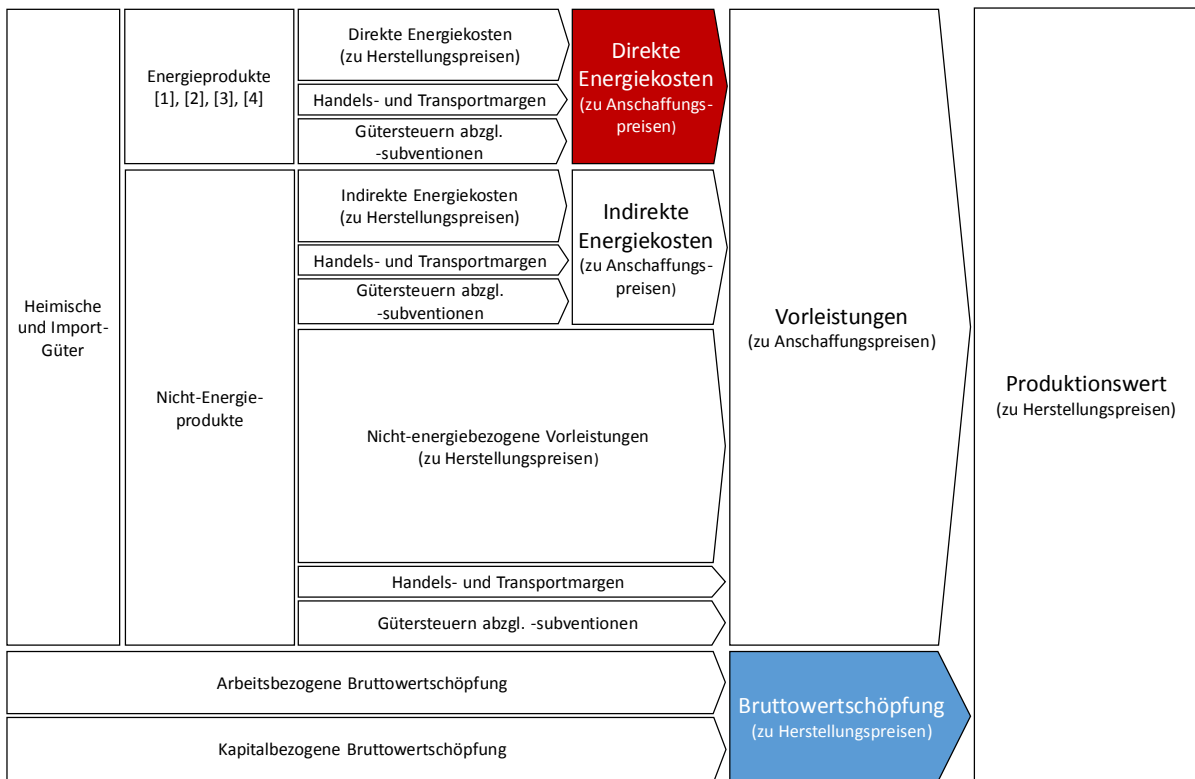
8.4 Energiestückkosten

Komponenten und Einflussfaktoren der Energiestückkosten

197. In der letzten Stellungnahme wurde das Konzept der Energiestückkosten zum Monitoring der Belastung der Unternehmen durch Energiekosten eingeführt. Die Expertenkommission begrüßt daher, dass der vierte Monitoring-Bericht zur Energiewende dieses Konzept aufgreift. In der aktuellen Stellungnahme möchte die Expertenkommission den Indikator weiterentwickeln. Dafür ist es instruktiv, zunächst mit Hilfe von Abbildung 24 einen Überblick über die einzelnen Aggregate zu geben, welche die Energiestückkosten beeinflussen.

⁴⁰ Entspricht durchschnittlichen Mehrkosten von Elektrofahrzeugen von 11.000 Euro (inkl. MwSt.) basierend auf einem Kostenvergleich unterschiedlicher Hersteller des ADAC.

Abbildung 24: Komponenten und Einflussfaktoren der Energiestückkosten je Wirtschaftszweig (Sektor) und Wertschöpfungsstufe



[1] Steinkohle und Braunkohle; Torf

[2] Rohöl und Erdgas; Dienstleistungen i. Z. m. der Öl- und Gasgewinnung, ohne Vermessungsarbeiten

[3] Koks, raffinierte Mineralölerzeugnisse und Kernbrennstoffe

[4] Elektrizität, Gas und Fernwärme

$$\text{Energiestückkosten} = \frac{\text{Direkte Energiekosten}}{\text{Bruttowertschöpfung}}$$

Quelle: Eigene Darstellung

Dekomposition der Treiber der Energiestückkosten im Produzierenden Gewerbe

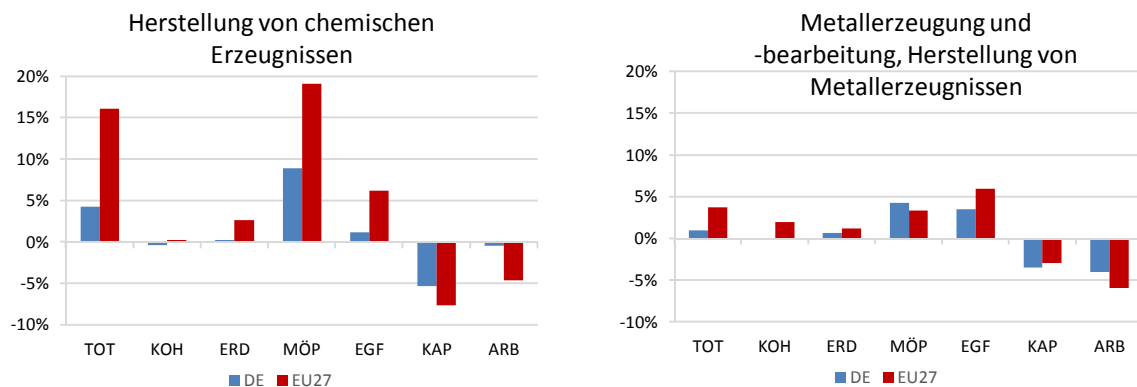
198. Mit Hilfe der vorgenannten Aggregate und einer Dekompositionsanalyse können diejenigen Treiber identifiziert werden, welche für die Veränderung der Energiestückkosten im Zeitablauf verantwortlich sind. Dies geschieht mit Hilfe einer gewichteten Indexzahlzerlegung.⁴¹ Der Formulierung des Indikators entsprechend können Veränderungen über die Zeit einerseits durch die Entwicklung der Energiekosten der vier verschiedenen Energieprodukte im Zähler, sowie andererseits durch die arbeits- bzw. kapitalbezogene Komponente der Wertschöpfung im Nenner getrieben sein. Wir wollen diese „Effekte“ im Folgenden anhand zweier hinsichtlich ihres Produktionswertes bedeutsamen Wirtschaftszweige des deutschen Produzierenden Gewerbes 2011 näher betrachten: der chemischen Industrie und der Metallindustrie.

199. Wie bereits in der letztjährigen Stellungnahme dargestellt, besitzt die chemische Industrie weit überdurchschnittliche Energiestückkosten. Im Jahr 2011 betrug der Wert 20,9 % gegenüber einem Wert von 12,6 % im Produzierenden Gewerbe insgesamt (ohne den Wirtschaftszweig der Raffinerien). Dabei liegt der Indikatorwert für die chemische Industrie 2011 um 4,3 Prozentpunkte höher als 1995. Diese absolute Differenz zwischen

⁴¹ Für die hier durchgeführte Dekomposition wurde die sogenannte „Logarithmic Mean Divisia Index“-Methode angewendet, vgl. dazu Ang (2005).

den zwei Zeitpunkten bei den Energiestückkosten wird in Abbildung 25 als „Totaleffekt“ bezeichnet. In der EU-27 beträgt der Totaleffekt der chemischen Industrie sogar bemerkenswerte 16,1 Prozentpunkte, d. h. die Energiestückkosten der Branche sind über den Zeitraum im EU-Durchschnitt um 11,9 Prozentpunkte stärker gestiegen als in Deutschland. Der Totaleffekt kann in die oben genannten sechs Teileffekte (additiv) zerlegt werden (vier Energieprodukte des Zählers, zwei Wertschöpfungskomponenten des Nenners). Dabei zeigt sich, dass sowohl in Deutschland als auch in der EU-27 die Veränderung maßgeblich von dem Kostenanstieg der für die chemische Industrie als Rohstoff wichtigen raffinierten Mineralölprodukte getrieben wurde. Wären alle anderen Komponenten der Energiestückkosten unverändert geblieben, hätten die raffinierten Mineralölprodukte die Energiestückkosten in der deutschen chemischen Industrie um 8,9 Prozentpunkte erhöht, in Europa sogar um 19,1 Prozentpunkte. Andererseits wirkte sowohl in Deutschland als auch in Europa der Produktionsfaktor „Kapital“ bzw. der diesem Faktor zurechenbare Anteil der Bruttowertschöpfung bremsend auf die Steigerung der Energiestückkosten. Da die kapitalbezogene Komponente der Wertschöpfung (im Nenner des Indikators) in der deutschen chemischen Industrie über den betrachteten Zeitraum stark gestiegen ist, ergibt sich diesbezüglich ein negativer Effekt von 5,3 Prozentpunkten auf die Energiestückkosten (in Europa ein negativer Effekt von 7,6 Prozentpunkten). Die Kostensteigerung bei Strom, Gas und Fernwärme sowie die Steigerung der Bruttowertschöpfung durch den Faktor „Arbeit“ fallen in Europa deutlich prononcierter aus. Mit 14,0 % weist auch die Metallindustrie 2011 überdurchschnittliche Energiestückkosten auf. Im Gegensatz zur chemischen Industrie verteilen sich die Effekte hier aber gleichmäßiger auf die verschiedenen Komponenten. Für Deutschland konnten die Steigerungen bei den Wertschöpfungskomponenten die Kostensteigerungen auf Energieseite über den Zeitraum quasi vollständig ausgleichen, so dass sich der Totaleffekt nur zu einem Prozentpunkt addiert.

Abbildung 25: Dekomposition der Treiber der Energiestückkosten in der deutschen Chemie- und Metallindustrie (Zeitraum 1995-2011)



TOT	Totaleffekt
KOH	Effekt „Steinkohle und Braunkohle; Torf“
ERD	Effekt „Rohöl und Erdgas; Dienstleistungen i. Z. m. der Öl- und Gasgewinnung“
MÖP	Effekt „Koks, raffinierte Mineralölerzeugnisse und Kernbrennstoffe“
EGF	Effekt „Elektrizität, Gas und Fernwärme“
KAP	Effekt „Kapitalbezogene Bruttowertschöpfung“
ARB	Effekt „Arbeitsbezogene Bruttowertschöpfung“

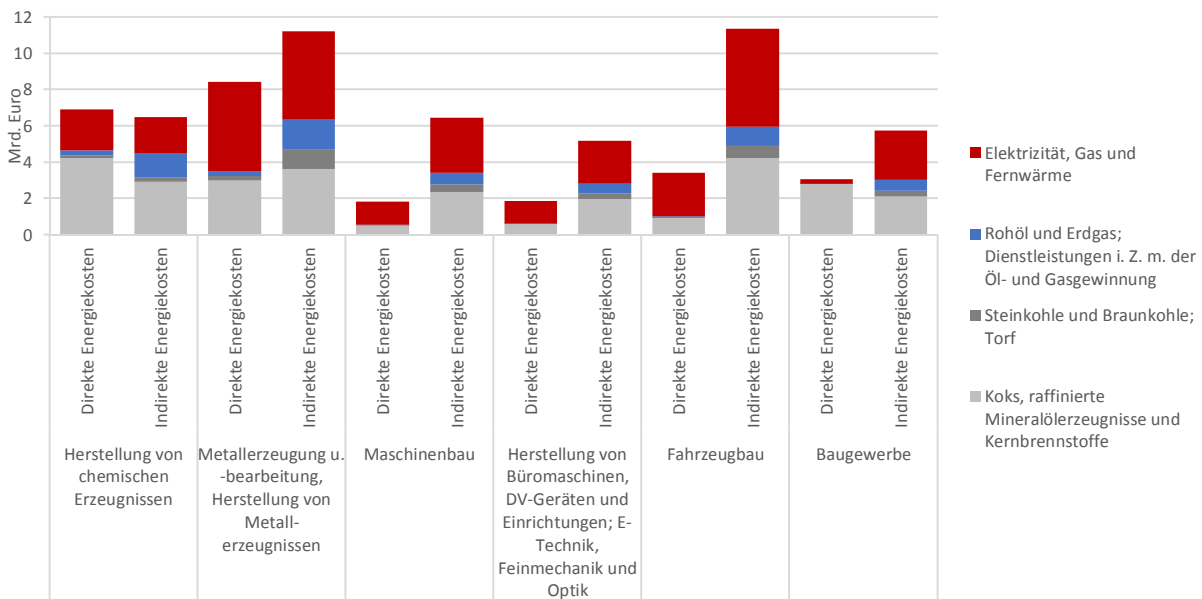
Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von WIOD Daten

Direkte und indirekte Energiekosten

200. Aus der Abbildung 24 wird ebenfalls deutlich, dass es noch eine zweite Kategorie von Energiekosten gibt, nämlich die „indirekten“ Energiekosten. Darunter sind Energiekosten zu verstehen, die in Vorleistungen enthalten sind, die selbst keine Energieprodukte darstellen (im Falle des Automobilherstellers also z. B. in Stahl, Aluminium oder Autoreifen). Denn auch für die Herstellung der Vorleistungen wurde – auf einer vorgelagerten Stufe der Wertschöpfungskette⁴² – Energie eingesetzt. Diese „indirekten“ Energiekosten haben bislang in der Debatte wenig Berücksichtigung gefunden. Daher greift die Stellungnahme dieses Thema auf. Wie die direkten Energiekosten können auch die indirekten Energiekosten mit Hilfe der World Input-Output Database (WIOD) berechnet werden. Die Erstellung dieser umfangreichen Datenbank wurde durch das 7. Rahmenprogramm der EU finanziert und enthält für den Zeitraum von 1995 bis 2011 u. a. Zeitreihen zu Input-Output-Tabellen, Aufkommens- und Verwendungs-Tabellen sowie zu energie- und umweltrelevanten Daten für die EU-27, für 13 weitere wichtige Länder sowie teilweise für die Kategorie „Rest der Welt“ in einer Gliederungstiefe von 35 Sektoren.

201. Wie in Abbildung 26 gezeigt wird, sind die indirekten Energiekosten in ihrer Größenordnung keinesfalls zu vernachlässigen und stellen für die meisten Wirtschaftszweige sogar eine größere Kostenbelastung dar als die direkten Energiekosten. Gleichzeitig sind diese Kostenkomponenten schwieriger durch die nationale Energiepolitik zu beeinflussen als die direkten Energiekosten, v. a. wenn die indirekten Energiekosten durch Vorleistungen aus dem Ausland importiert werden.

Abbildung 26: Absolute direkte und indirekte Energiekosten in ausgewählten Sektoren des deutschen Produzierenden Gewerbes 2011 nach Energieträgern



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von WIOD Daten

202. Für die sechs hinsichtlich ihres Produktionswertes wichtigsten Wirtschaftszweige des deutschen Produzierenden Gewerbes 2011 zeigt sich folgendes Bild (vgl. Abbildung 26): Die direkten Energiekosten bewegen sich in einer Spannweite von ca. 2 bis 8 Mrd. Euro je Sektor. Die Spannweite der indirekten Energiekosten ist ähnlich,

⁴² Abbildung 24 gilt analog auch für die vorgelagerten Wertschöpfungsstufen.

bewegt sich aber auf einem höherem Niveau (ca. 5 bis 11 Mrd. Euro je Sektor).⁴³ Nur bei einem Sektor mit relativ hoher Energieintensität, die Herstellung von chemischen Erzeugnissen, fallen die direkten Energiekosten überhaupt höher aus als die indirekten Energiekosten. Bei den anderen Sektoren dominieren die indirekten Kosten sehr deutlich. In einigen Sektoren, wie z. B. im Maschinenbau oder im Fahrzeugbau, fallen die indirekten Energiekosten sogar mehr als dreimal so hoch aus wie die direkten Energiekosten. Bei der Betrachtung der Auswirkungen steigender Energiepreise sind also sowohl direkte als auch indirekte Energiekosten zu berücksichtigen.

203. In allen betrachteten Sektoren sind es die sekundären Energieträger „Elektrizität, Gas und Fernwärme“ bzw. „raffinierte Mineralölerzeugnisse“ welche das Gros sowohl der direkten als auch der indirekten Energiekosten ausmachen. Die Zusammensetzung der Energieträger reflektiert im Wesentlichen die Charakteristika des Produktionsprozesses. Im Baugewerbe ist beispielsweise der Anteil der Elektrizität, Gas und Fernwärme an den direkten Energiekosten relativ gering. Dies ist darauf zurückzuführen, dass diese Branche einen hohen „mobilen“ Energieverbrauch aufweist, z. B. für Bau- und Transportmaschinen, und damit die Kraftstoffe dominieren. Bei den bezogenen Vorleistungen des Baugewerbes (dabei ist an physische Inputs wie Eisenstangen, Rohre, Ziegel, Beton, aber auch an vorbereitende Dienstleistungen zu denken) besitzen die genannten Energieträger – als indirekte Kosten – wieder einen eher durchschnittlichen Anteil. Über den Zeitraum von 1995 bis 2009 sind für die meisten Sektoren die indirekten Energiekosten stärker gestiegen als die direkten Energiekosten.

204. Um die Schwierigkeiten bei der Interpretation zu umgehen und v. a. um den internationalen Vergleich zwischen den Sektoren zu ermöglichen sollten die Energiekosten sowohl auf den Produktionswert als auch auf die Bruttowertschöpfung bezogen werden:

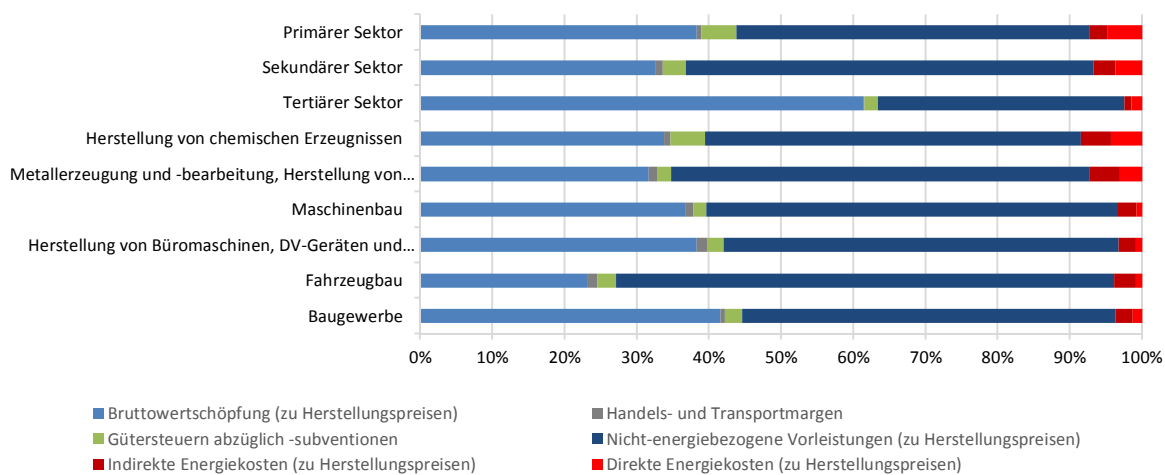
- Bezogen auf den Produktionswert (vgl. Abbildung 27) machen direkte und indirekte Energiekosten im primären Sektor Deutschlands ca. 7,4 %, im sekundären Sektor ca. 6,7 % und im tertiären Sektor etwa 2,5 % des jeweiligen Produktionswertes aus. Die indirekten Energiekosten sind dabei im sekundären Sektor am bedeutsamsten. Hier kommen sie auf ca. 3,0 % des durchschnittlichen Produktionswertes. Die Energiekosten, bezogen auf den Produktionswert, sind ein gutes Maß zur Beurteilung der „Energiekostenintensität“ des Sektors. Die oben erwähnten Sektoren mit relativ hoher Energieintensität zeigen – wie zu vermuten war – auch eine hohe „Energiekostenintensität“. Sowohl die „Herstellung von chemischen Erzeugnissen“ als auch die „Metallerzeugung und -bearbeitung“ weisen überdurchschnittliche totale Energiekosten (Summe aus direkten und indirekten Energiekosten) bezogen auf den jeweiligen Produktionswert auf.
- Aus der Abbildung 27 geht ferner hervor, wie erheblich die Vorleistungsquoten und damit die Wertschöpfungsanteile zwischen den Sektoren schwanken. Als Differenz zwischen Produktionswert und Vorleistungen hängt die Wertschöpfung implizit von den direkten und indirekten Energiekosten ab. Dies ist auch ein wesentlicher Grund dafür, warum die Sektoren hinsichtlich des traditionellen Konzepts der „direkten“ Energiestückkosten z. T. stark heterogen sind. Um nun die energiebedingte Kostenbelastung für Unternehmen bzw. Sektoren vollständig und international vergleichbar darzustellen, empfiehlt die Expertenkommission neben den „direkten“ Energiestückkosten (direct real unit energy costs) auch die „indirekten“ Energiestückkosten (indirect real unit energy costs) ins Kalkül zu ziehen, um ein in diesem Sinne vollständiges Bild zu erhalten. Die „totalen Energiestückkosten“ (total real unit energy costs) ergeben sich demgemäß aus der Summe der beiden Energiekostenarten (direkte und indirekte Energiekosten), im Idealfall jeweils bewertet einschließlich

⁴³ Die indirekten Kosten können über einen iterativen Prozess ermittelt werden, bei dem die Inkremente je Iterationsschritt abnehmen. Hier werden nur die Ergebnisse aus zwei Iterationsschritten dargestellt.

der anteiligen Gütersteuern abzüglich Subventionen sowie Handels- und Transportmargen, dividiert durch die Bruttowertschöpfung zu Herstellungspreisen.

- Der Großteil der von allen deutschen Unternehmenssektoren empfangenen⁴⁴ indirekten Energiekosten stammt aus Deutschland selbst (im Jahr 2011 51 Mrd. Euro). Energiekostensteigerungen in Deutschland wirken also nicht nur als direkte Energiekosten in den energieintensiven Sektoren, sondern spielen auch eine große Rolle als indirekte Energiekosten in anderen Sektoren. Danach folgen die Regionen „Rest der Welt“ (7,5 Mrd. Euro), China (4,6 Mrd. Euro), Niederlande (4,2 Mrd. Euro) sowie Belgien, USA und Frankreich (jeweils mit Werten über 2 Mrd. Euro). Allein aus diesen genannten Regionen nehmen die Chemie- und die Metall-Industrie jeweils mehr als drei Mrd. Euro an indirekten Energiekosten auf.

Abbildung 27: Anteil der direkten und indirekten Energiekosten am Produktionswert in ausgewählten Sektoren 2011



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von WIOD Daten

205. Durch Berücksichtigung der indirekten Energiekosten steigen die totalen Energiestückkosten gegenüber einer rein auf den direkten Energiestückkosten basierenden Betrachtung. Diese Niveaushiftung ist größer als dies in Abbildung 27 erscheinen mag, da für den Indikator die Energiekosten durch die Bruttowertschöpfung und nicht durch den Produktionswert geteilt werden. Über den Zeitraum von 1995 bis 2011 weisen die totalen Energiestückkosten für die von uns betrachteten sechs wichtigen Sektoren des Produzierenden Gewerbes einen relativ gleichmäßigen Verlauf auf. Weiterhin ist festzustellen, dass die energieintensiven Wirtschaftszweige neben einem höheren Anteil der Energiekosten am Produktionswert auch höhere totale Energiestückkosten aufweisen als weniger energieintensive Industrien.

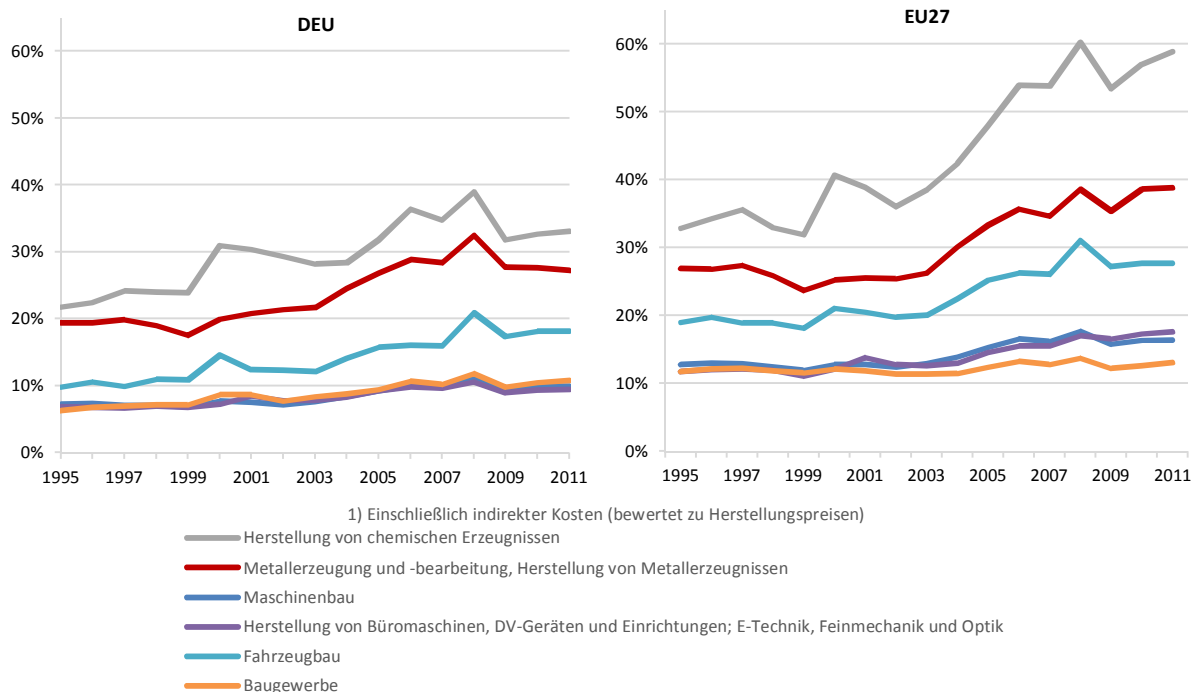
206. Der Indikator der Energiestückkosten erhält seine Aussagekraft v. a. bei transnationalen Betrachtungen. Der Vergleich der deutschen totalen Energiestückkosten mit dem europäischen Durchschnitt (vgl. Abbildung 28) verdeutlicht an dieser Stelle dreierlei: Die heimischen totalen Energiestückkosten der betrachteten Sektoren liegen erstens strukturell auf einem niedrigeren Niveau als in Europa. Zweitens haben sich die totalen Energiestückkosten in Europa über den Zeitraum dynamischer nach oben entwickelt als hierzulande. Und drittens gelang es Deutschland nach der letzten Wirtschaftskrise deutlich besser, die totalen Energiestückkosten nach unten zu führen als dem europäischen Durchschnitt. Der Grund für Letzteres liegt darin, dass die betrachteten Sektoren

⁴⁴ Ausschlaggebend ist an dieser Stelle lediglich das letzte Land über das Vorleistungen in einen heimischen Produktionsbereich geliefert werden.

des deutschen Produzierenden Gewerbes ihre Wertschöpfung zwischen 2008 und 2011 in der Regel ausweiten konnten und gleichzeitig die totalen Energiekosten zurückgingen. Im europäischen Durchschnitt hingegen gingen die totalen Energiekosten teilweise weniger stark zurück und insbesondere die Wertschöpfung der Industrien entwickelte sich schlechter als in Deutschland.

207. Weitere interessante Einsichten für wichtige Wirtschaftszweige des deutschen Produzierenden Gewerbes ergeben sich, wenn die direkten, indirekten und totalen Energiestückkosten über den zeitlichen Verlauf betrachtet werden. Es ist festzustellen, dass die indirekten Energiestückkosten auf breiter Basis gegenüber den direkten Energiestückkosten an Bedeutung gewinnen, also die totalen Energiestückkosten zunehmend von den indirekten Energiestückkosten geprägt sind. In manchen Sektoren wie dem „Maschinenbau“ oder bei der „Herstellung von Büromaschinen, DV-Geräten und Einrichtungen; E-Technik, Feinmechanik und Optik“ zeigen die direkten Energiestückkosten über den Zeitraum von 1995 bis 2011 sogar eine fallende Tendenz, während die indirekten Energiestückkosten sich durchaus dynamisch nach oben entwickelten: In beiden Sektoren kam es über den Zeitraum zu einer Steigerung um über 75 % bei den indirekten Energiestückkosten. Es ist also im Ergebnis zu konstatieren, dass die indirekten Energie(stück-)kosten 2011 nicht nur absolut in der Regel eine größere Bedeutung besitzen als die direkten Energie(stück-)kosten, ihre Bedeutung wird auch im Zeitablauf mit bemerkenswert stabilem Trend und auf breiter Basis größer. Hinsichtlich dieser Trends kann eine gewisse Parallele gezogen werden zu Entwicklungen, die sich auch beim Energieverbrauch (bewertet in Energieeinheiten, nicht in monetären Größen) bzw. bei den Treibhausgasemissionen ergeben. So konnte beispielsweise für die Annex-II-Länder des Kyoto-Protokolls festgestellt werden, dass diese Netto-Importeure von CO₂-Emissionen sind (z. B. Peters und Hertwich, 2008).

Abbildung 28: Totale Energiestückkosten in ausgewählten Sektoren des deutschen und europäischen Produzierenden Gewerbes zwischen 1995 und 2011¹⁾

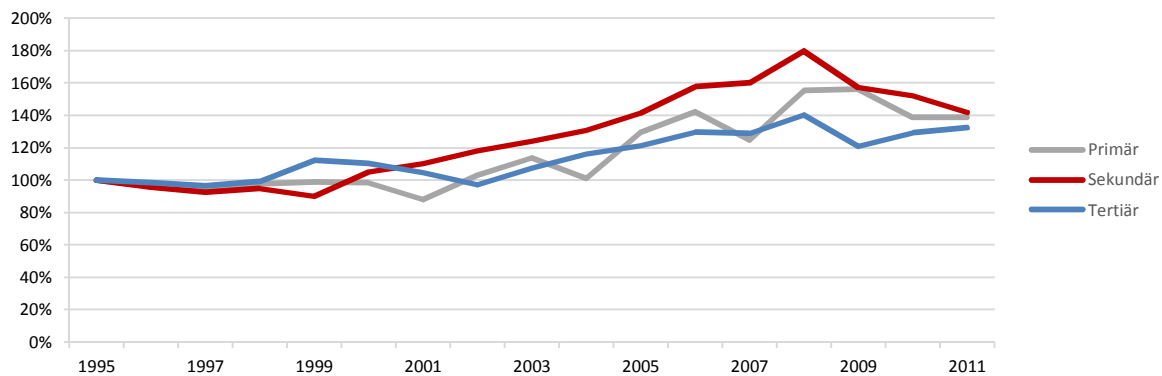


Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von WIOD Daten

Direkte Energiestückkosten im deutschen Dienstleistungssektor

208. Während die letztjährige Stellungnahme und bislang auch dieser Abschnitt das Verarbeitende Gewerbe bzw. das Produzierende Gewerbe aus Sicht der Energiekosten thematisierte, soll jetzt der deutsche Dienstleistungssektor im Mittelpunkt der Betrachtungen stehen. Zwischen 1995 und 2011 sind die durchschnittlichen direkten Energiestückkosten im Dienstleistungssektor weniger stark gestiegen als im primären oder im sekundären Sektor (vgl. Abbildung 29). Die Dienstleister sind somit weniger stark von den allgemein zunehmenden Energiekostenbelastungen in der deutschen Wirtschaft betroffen. Der Zeitraum zwischen 1995 und 2011 kann grob in drei Abschnitte gegliedert werden: In den Jahren zwischen 1995 und 2000 haben sich die durchschnittlichen direkten Energiestückkosten für alle Bereiche wenig verändert, dann sind sie bis zum Jahr 2008 stark gestiegen, um sich in den Jahren nach der Wirtschaftskrise auf diesem Niveau zu stabilisieren bzw. für den industriellen Sektor – mit einem zwischenzeitlichen Anstieg von 80 % gegenüber 1995 – auf Werte Mitte der 2000er Jahre zurückzukehren. Der Grund für den Rückgang wurde bereits oben beschrieben.

Abbildung 29: Direkte Energiestückkosten in den Sektoren der deutschen Volkswirtschaft zwischen 1995 und 2011 (Index 1995=100 %)



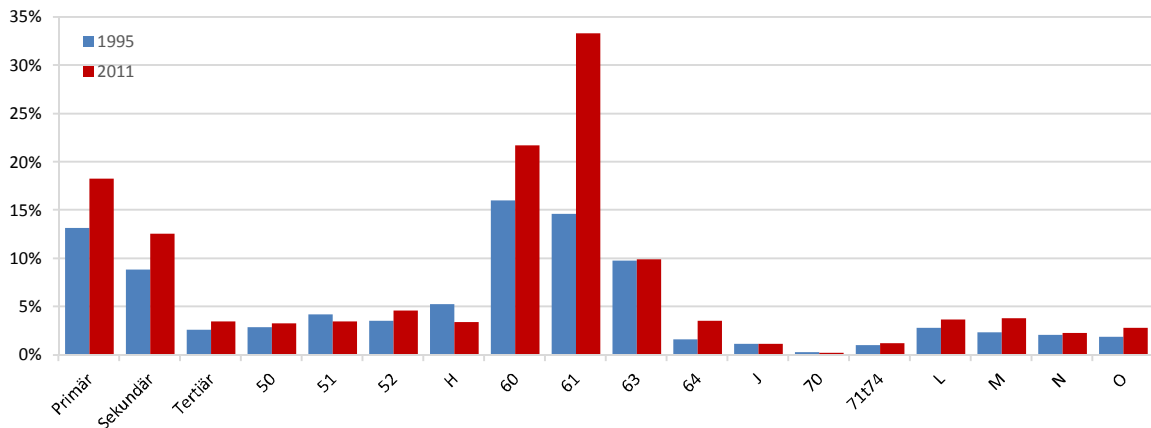
Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von WIOD Daten

209. In der Abbildung 30 werden die direkten Energiestückkosten der verschiedenen tertiären Sektoren für die Jahre 1995 und 2011 nebeneinandergestellt. In dieser Betrachtung wird deutlich, dass sich für die deutschen Dienstleister erwartungsgemäß im Schnitt niedrigere Energiestückkosten ergeben als für die Industrie. Dies ist Ausdruck einer im Vergleich zu den anderen beiden Sektoren deutlich niedrigeren Energieintensität der Dienstleister, deren Wertschöpfung weniger stark vom Energieverbrauch (und damit von den Energiekosten) abhängt. Grundsätzlich liegen die Stückkosten im Dienstleistungssektor unter 5 %. Die niedrigsten Energiestückkosten im tertiären Sektor weisen die Kreditinstitute und Versicherungen sowie das Grundstücks- und Wohnungswesen mit jeweils Werten unter 2 % auf.

210. Erwartungsgemäß anders sieht die Situation in den transport- und damit energieverbrauchsnahen Sektoren aus. Darunter ist insbesondere der Landverkehr, die Schifffahrt und die Luftfahrt zu subsumieren, in geringerem Maße auch Hilfs- und Nebentätigkeiten für den Verkehr. Die Energiestückkosten bewegen sich hier weit über dem Schnitt der Dienstleistungsbranche. Die Luftfahrt nimmt darunter sicherlich eine Sonderstellung ein, deren Wert bei den direkten Energiestückkosten 137 % im Jahr 2011 beträgt. Für die Verkehrssektoren ergaben sich zudem bemerkenswerte Steigerungsraten über den Zeitraum. Der Verkehrssektor ist stark abhängig von Mineralölprodukten. Auf diese Kategorie sind knapp 85 % der Energiestückkosten im Landverkehr zurückzuführen.

ren. Bei der Schifffahrt sind es sogar 97 % und für den Luftverkehr nahe 100 %. Abseits davon sind die Energiekosten der Dienstleister aber von dem Bedarf nach Elektrizität, Gas und Fernwärme und nicht nach Mineralölprodukten geprägt.

Abbildung 30: Direkte Energiestückkosten in den deutschen Dienstleistungssektoren 2011 gegenüber 1995 (ohne Luftfahrt)



50	Kraftfahrzeughandel; Instandhaltung und Reparatur von Kraftfahrzeugen; Tankstellen
51	Handelsvermittlung und Großhandel (ohne Handel mit Kraftfahrzeugen)
52	Einzelhandel (ohne Handel m. Kraftfahrzeugen u. ohne Tankstellen); Reparatur von Gebrauchsgütern
H	Beherbergungs- und Gaststätten
60	Verkehr und Nachrichtenübermittlung
61	Schifffahrt
63	Hilfs- und Nebentätigkeiten für den Verkehr; Verkehrsvermittlung
64	Nachrichtenübermittlung
J	Kreditinstitute und Versicherungen (ohne Sozialversicherung)
70	Grundstücks- und Wohnungswesen
71t74	Vermietung beweglicher Sachen, Erbringung von unternehmensbezogenen Dienstleistungen
L	Öffentliche Verwaltung, Verteidigung, Sozialversicherung
M	Erziehung und Unterricht
N	Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen
O	Erbringung von sonstigen öffentlichen und persönlichen Dienstleistungen

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von WIOD Daten

211. Beim Vergleich mit den europäischen Dienstleistungssektoren zeigt sich, dass die deutschen direkten Energiestückkosten niedriger ausfallen als die europäischen (eine ähnliche Feststellung wie sie für die totalen Energiestückkosten in wichtigen Sektoren des Produzierenden Gewerbes gemacht wurde). Dies gilt sowohl für den Durchschnitt der EU-Mitgliedstaaten als auch über die Breite der Sektoren. Von dieser Regel gibt es nur wenige Ausnahmen: Diese betreffen einerseits die Transportsektoren, andererseits den Bereich Erziehung und Unterricht.

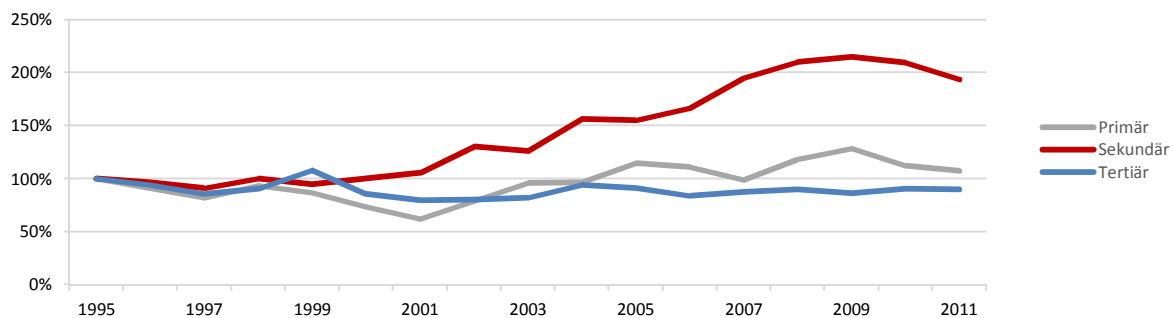
Die Rolle der Energiewende für die Energiestückkosten

212. Inwiefern sind jedoch die festgestellten Veränderungen bei den deutschen Sektoren „hausgemacht“, bzw. inwiefern können die Veränderungen der deutschen Energiewende zugeschrieben werden? Dazu sollte die Kategorie „Elektrizität, Gas, Fernwärme“ näher betrachtet werden, da diese im besonderen Maße mit der Energiewende bzw. mit dem EEG seit dem Jahr 2000 in Verbindung gebracht werden kann. Die anderen energiebezogenen Kategorien der Statistischen Güterklassifikation in WIOD sind hingegen weniger von der nationalen Politik beeinflussbar und ihre Preise werden im größeren Maße vom Weltmarkt bestimmt (z. B. Rohöl).

213. Die Abbildung 31 gibt einen analogen Überblick zur Abbildung 29, welche die direkten Energiestückkosten in den Sektoren der deutschen Volkswirtschaft zwischen 1995 und 2011 (Index 1995=100 %) zeigt, allerdings reduziert auf die Kategorie „Elektrizität, Gas und Fernwärme“. Beim Vergleich der beiden Graphiken fällt ins Auge, dass sich insbesondere für den sekundären und tertiären Sektor jeweils ein ganz unterschiedliches Bild abzeichnet:

- Unter Berücksichtigung aller Energieträger entwickelten sich die direkten Energiestückkosten für alle drei Sektoren relativ gleichmäßig nach oben. Bis 2011 haben sich die Stückkosten des tertiären Sektors um 32 % gegenüber 1995 nach oben entwickelt und die des sekundären Sektors in einer ähnlichen Größenordnung um 42 % (vgl. Abbildung 29).
- Anders stellt sich die Situation dar, wenn nur die energiewendenahe Energiekategorie betrachtet wird. Die direkten Energiestückkosten „Elektrizität, Gas und Fernwärme“ gingen im tertiären Sektor um 11 % zurück, während für den sekundären Sektor eine bemerkenswerte Steigerung von 94 % aufgedeckt werden kann (vgl. Abbildung 31). Der Anstieg vollzog sich im Wesentlichen in dem kurzen Zeitraum von 9 Jahren ab 2000 und erreichte im Jahr 2009 den Höchstwert mit einer Steigerung von über 110 % gegenüber 1995 (und auch gegenüber dem Jahr 2000). Vor diesem Hintergrund erscheint es lohnenswert die Ursache für den starken Anstieg näher zu untersuchen, die im Produzierenden Gewerbe zu finden ist.

Abbildung 31: Direkte Energiestückkosten „Elektrizität, Gas und Fernwärme“ in den Sektoren der deutschen Volkswirtschaft zwischen 1995 und 2011 (Index 1995=100 %)

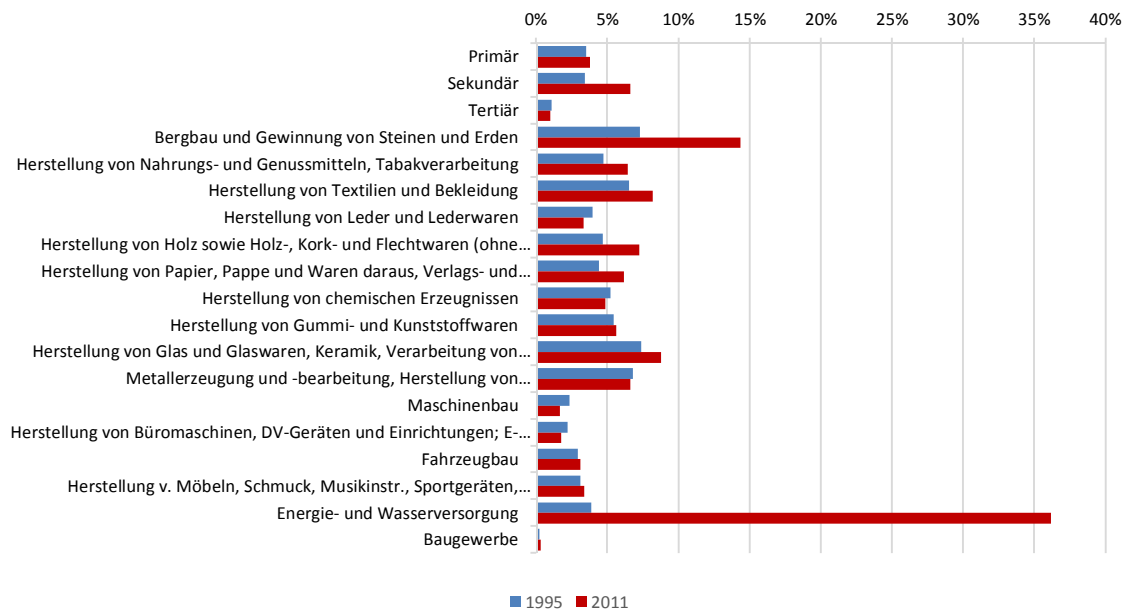


Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von WIOD Daten

214. Bei der Betrachtung der einzelnen Sektoren des Produzierenden Gewerbes wird schnell klar, dass der starke Anstieg auf einen Sektor im Speziellen zurückzuführen ist: Die direkten Energiestückkosten „Elektrizität, Gas und Fernwärme“ für die Energie- und Wasserversorgung sind von 1995 bis 2011 drastisch gestiegen (vgl. Abbildung 32). Auch wenn für andere Energieprodukte die energieträgerspezifischen direkten Energiestückkosten über den Zeitraum gleich blieben (raffinierte Mineralölerzeugnisse) oder sogar zurückgingen (Kohle, Rohöl und Erdgas), dominiert der Anstieg bei Strom, Gas und Fernwärme die direkten Energiestückkosten (über alle Energieträger) der Energieversorger; über alle Energieträger stiegen die Stückkosten von 34 % im Jahr 1995 auf 51 % im Jahr 2011.

215. Nichtsdestotrotz soll an dieser Stelle ebenfalls festgehalten werden, dass in der Tendenz auch die anderen Sektoren des Produzierenden Gewerbes eine Steigerung der direkten Energiestückkosten aus „Elektrizität, Gas und Fernwärme“ verzeichnen. Diese ist jedoch weit weniger stark ausgeprägt. In einigen Sektoren, wie der chemischen Industrie, der Metallherzeugung oder dem Maschinenbau sind die Stromstückkosten sogar gefallen. In den Sektoren des Dienstleistungsgewerbes sind in der Breite die direkten Energiestückkosten bei „Elektrizität, Gas und Fernwärme“ gesunken.

Abbildung 32: Direkte Energiestückkosten „Elektrizität, Gas und Fernwärme“ im deutschen Produzierenden Gewerbe in den Jahren 1995 und 2011



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von WIOD Daten

Umstellung der Datenbasis für einen aktuelleren direkten Energiestückkosten-Indikator

216. Wie der vierte Monitoring-Bericht zur Energiewende festhält, liegen Daten für einen internationalen Energiestückkostenvergleich nur bis einschließlich 2011 vor – eine erweiterte Datenbasis würde helfen, die bisherigen Analysen weiterzuführen. In der Tat wurde der Indikator bislang auf Basis der World Input-Output Database (WIOD) ermittelt, deren nächste Aktualisierung nicht feststeht. Daher werden wir an dieser Stelle skizzieren, auf welcher alternativen Datengrundlage die Zeitreihen der direkten Energiestückkosten fortgeschrieben bzw. umgestellt werden können, um auch zukünftig einen aktuellen internationalen Vergleich der sektoralen Energiestückkosten zu ermöglichen. Als Datengrundlage sollte möglichst auf amtliche, methodisch harmonisierte, regelmäßig aktualisierte und frei verfügbare Quellen zurückgegriffen werden.

217. Für die direkten Energiestückkosten sind die beiden Größen „Energiekosten zu Anschaffungspreisen“ und „Bruttowertschöpfung zu Herstellungspreisen“ relevant. Wir schlagen vor, sich hinsichtlich der sektoralen Gliederung (zunächst) auf das Produzierende Gewerbe ohne Baugewerbe (WZ-Abschnitte B bis E) zu konzentrieren, hier entsteht ca. 25 % der deutschen Wertschöpfung. Für die internationale Dimension ist es aus unserer Sicht zielführend (zunächst) Indikatoren für alle EU-Mitgliedsstaaten zu berechnen und zusätzlich die außereuropäischen Länder der Gruppe der Sieben (G7) in Kombination mit den BRIC-Staaten zu betrachten (Brasilien, China, Indien, Japan, Kanada, Russland sowie die Vereinigten Staaten von Amerika).

218. Der Nenner des Indikators, die Bruttowertschöpfung: Die Wertschöpfung ist eines der wichtigsten Aggregate der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen (VGR) und in einer Vielzahl von WIOD-Tabellen mit Bezug zu Sektoren (z. B. Nationale Input-Output-Tabellen oder Aufkommens- und Verwendungstabellen) verankert. Die Summe der Bruttowertschöpfung je Sektor ergibt sich (nach Korrekturpositionen) zum Bruttoinlandsprodukt, dem wahrscheinlich bedeutsamsten Maß zur Beurteilung der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit einer Ökonomie. Dementsprechend ist das Aggregat auch international gut verfügbar:

- Für die europäischen Länder kann die sektorale Bruttowertschöpfung aus den Eurostat-Tabellen zu den VGR (Tabellen-Kode: nama_10_a64) in einer Gliederungstiefe von A*64 entnommen werden. Die Daten werden regelmäßig aktualisiert und liegen aktuell teilweise bis für das Berichtsjahr 2014 vor, für Deutschland momentan bis zum Jahr 2013.
- Für außereuropäische Länder liegen Daten in der Regel in geringerer Gliederungstiefe vor. Daten können entnommen werden bei OECD Statistics (Japan, Vereinigte Staaten von Amerika), UN Data bzw. UN National Accounts Main Aggregates Database (Brasilien, China, Kanada, Indien, Russland) und auf den Homepages der entsprechenden Statistischen Ämter.

219. Der Zähler des Energiestückkostenindikators sind die Energiekosten. Grundsätzlich sind diese in WIOD in Form von (Aufkommens- und) Verwendungstabellen herauszulesen, welche sowohl einen Bezug zu Sektoren als auch zu Produktgruppen besitzen. Weil die Produktgruppen im Rahmen der statistischen Klassifikationen bestimmten Sektoren zugeordnet werden (z. B. das Produkt Elektrizität dem Sektor Energie- und Wasserversorgung) bringt dies den Nachteil mit sich, dass eine zu scharfe Grenze gezogen wird (gerade das Produkt Elektrizität wird zunehmend dezentral, außerhalb der Energie- und Wasserversorgung erzeugt). Die entscheidenden Vorteile sind jedoch, dass die Aufkommens- und Verwendungstabellen von amtlicher Seite auf der ganzen Welt nach (weitgehend harmonisierten) Methoden und Definitionen der VGR erstellt werden. Die Tabellen zeigen bestmöglich die detaillierten Verflechtungen zwischen Produktgruppen und Sektoren, bewertet in monetären Einheiten. Leider werden die Tabellen nur mit größerer zeitlicher Verzögerung und in vielen Ländern nur für einzelne Jahre mit mehrjährigem Abstand erstellt. Dann können Strukturen „im Korsett“ der jährlich verfügbaren Ergebnisse der VGR (darunter auch die oben genannte Bruttowertschöpfung) und mit Hilfe anderer externer Daten fortgeschrieben werden. Dieses Vorgehen ist selbst in der amtlichen Statistik nicht unüblich und war ein wesentlicher Bestandteil der Konstruktion der WIOD an sich. Aufgrund der insgesamt großen Vorteile empfehlen wir auch weiterhin auf Grundlage des Konzepts der Verwendungstabellen die sektoralen Energiekosten zu ermitteln. Ausgangspunkte zur Konstruktion sind die Folgenden:

- Für die europäischen Länder können die Verwendungstabellen zu Anschaffungspreisen von Eurostat (Tabellen-Kode naio_10_cp16) mit einer Gliederungstiefe von 64 Sektoren und Produktgruppen einen Startpunkt liefern. Die Daten liegen aktuell teilweise bis in das Berichtsjahr 2014 vor, für Deutschland (und für viele andere Länder) aber nur bis zum Jahr 2011. Ein Beispiel für den Einbezug weiterer Daten zur Fortschreibung sind die Angaben aus der Strukturellen Unternehmensstatistik (SUS bzw. SBS für Structural Business Statistics). Die „Detaillierte jährliche Unternehmensstatistiken für die Industrie“ (Tabellen-Kode: SBS_NA_IND_R2) liefern für „Käufe von Energieprodukten (Wert)“ (Kode: V20110) entsprechende Angaben für das produzierende Gewerbe ohne Baugewerbe in sehr tiefer Gliederung (WZ-4-Steller) und sind zeitlich etwas aktueller.
- Für außereuropäische Länder bieten sich möglichst detaillierte Input-Output-Tabellen (Sektoren/Sektoren oder Produktgruppen/Produktgruppen) als Ausgangspunkt an, die meist unregelmäßig auf den Homepages der entsprechenden Statistischen Ämter (Brasilien, China, Kanada, Vereinigte Staaten von Amerika) bzw. teilweise in externen Datenbanken (Japan) zu finden sind.

9 Gesamtwirtschaftliche und gesellschaftliche Wirkungen der Energiewende

Das Wichtigste in Kürze

Viele Maßnahmen der Energiewende sind mit Zusatzkosten verbunden. Eine faire Aufteilung dieser Kosten auf verschiedene Bevölkerungsgruppen und Wirtschaftsunternehmen ist für die Politik von großer Bedeutung. Die Expertenkommission hat sich dazu bereits in den vorangegangenen Stellungnahmen ausführlich geäußert und greift das Thema erneut auf. Entsprechende Erwägungen sollten auf politischer Ebene bei der weiteren Ausgestaltung der Energiewende verstärkt eine Rolle spielen.

Bei den Ausführungen handelt es sich nicht um die Entwicklung einer umfassenden Lösung dieser Problematik, sondern um exemplarische Hinweise dazu, wie auf wissenschaftlichem Fundament eine Behandlung der Verteilungseffekte aussehen könnte. In Verteilungsdebatten sollte zunächst untersucht werden, ob man den Status quo im Hinblick auf Pareto-Effizienz verbessern kann. In diesem Fall ist es möglich, eine Gruppe bzw. einzelne Individuen besser zu stellen, ohne dass dabei irgendjemand anderes schlechter gestellt werden muss. Der Bericht präsentiert einige Beispiele mit teilweise beträchtlichem Optimierungspotenzial. Wenn es etwa möglich ist, die Warmmiete durch Gebäudesanierungsmaßnahmen zu senken, dann erleidet der Vermieter keinen Nachteil, da er die Sanierungskosten über die Kaltmiete refinanzieren kann und der Mieter profitiert von einer geringeren Warmmiete. Allerdings sind viele Maßnahmen im Bereich der Energiewende nicht in dieser Form finanzierbar. Am Beispiel der Gebäudesanierung können „unrentierliche Mehrkosten“ entstehen, die durch Vermieter (zu geringe Kaltmiete), Mieter (höhere Warmmiete) oder Steuerzahler (staatliche Fördermittel) gedeckt werden müssten. Darin liegt ein zentraler Verteilungskonflikt. Die Bundesregierung sollte deshalb die Pareto-Ineffizienzen analysieren und Lösungsansätze entwickeln.

Auch auf Unternehmensebene kommt es zu Verteilungseffekten: Während insbesondere der Bausektor von Sanierungen profitiert, kommt es zu Einbußen bei den Energielieferanten. Durch quantitative Analysen können die Verteileffekte zwischen Sektoren aufgezeigt werden. Wir geben ein Beispiel dazu. Die Expertenkommission ist der Ansicht, dass ein derart strukturiertes Verständnis über die Verteilungseffekte ein wesentlicher Faktor für den Erfolg der Energiewende ist.

Die Expertenkommission hatte sich in ihrer letztjährigen Stellungnahme kritisch mit den Aussagen der Bundesregierung über die Wirkungen der Energiewende auf Wachstum und Beschäftigung auseinander gesetzt und bemängelte dabei insbesondere den verwendeten methodischen Ansatz. Da der Monitoring-Bericht 2015 die Aussagen aus dem vergangenen Jahr unverändert wiederholt, sieht sich die Expertenkommission dazu veranlasst, diese Thematik noch einmal aufzugreifen und legt die Ergebnisse einer Untersuchung über die volkswirtschaftlichen Wirkungen des EEG vor. Demnach haben die mit dem EEG ausgelösten Nachfragewirkungen das BIP im Zeitraum 2000 bis 2014 um bis zu 0,9 Prozentpunkte vergrößert. Dieser Wachstumseffekt beruht im Kern darauf, dass die mit dem EEG ausgelösten Investitionen zum großen Teil über Differenzkosten finanziert werden, die in Form der EEG-Umlage durch die Letztverbraucher überwiegend erst in den kommenden Jahren refinanziert werden.

9.1 Verteilungswirkungen und Pareto-Optimum

220. In der öffentlichen Diskussion werden Verteilungsfragen meistens als so genanntes Nullsummenspiel aufgefasst. Einige müssen auf etwas verzichten, damit andere entsprechend bessergestellt werden können. Ein Beispiel ist die Lohnfindung in Unternehmen. Sofern man davon ausgehen kann, dass die Zahl der Mitarbeitenden sowie ihre Produktivität unbeeinflusst von der Höhe der Löhne ist und auch der Umsatz sich nicht ändert, führen

steigende Löhne zu einer äquivalenten Schmälerung des Gewinns. Doch entspricht dieses Modell eines gewissenmaßen natürlichen Verteilungskonflikts zwischen Eigentümern und Mitarbeitern nicht in allen Fällen der Realität. Es gibt Situationen, in denen eine Partei – oder einige Individuen – besser gestellt werden können, ohne dass dabei jemand anderes schlechter gestellt werden muss. Einen solchen Zustand nennt man pareto-ineffizient. Sollte ein solcher Zustand vorliegen, wäre der erste Schritt bei der Bewältigung von Verteilungskonflikten, einen pareto-effizienten Zustand herzustellen. Wie das in der Praxis erfolgen könnte, sei am folgenden Beispiel dargestellt.

9.2 Staukosten als Zeichen der Pareto-Ineffizienz

221. Mit dem wachsenden Straßenverkehrsvolumen steigen auch die Staukosten – insbesondere in Form von Zeitverlusten durch die betroffenen Straßenbenutzer, aber auch in Form eines höheren Energieverbrauchs der Fahrzeuge. Viele Verkehrsteilnehmer wären wohl bereit, einen mehr oder weniger hohen Preis dafür zu bezahlen, wenn sie den Zeitverlust vermeiden könnten. Handelt es sich um Geschäftsreisen, könnte man als Maximum für diese Zahlungsbereitschaft den kalkulatorischen Bruttoarbeitslohn annehmen, für den Freizeitverkehr wäre das Maximum durch den monetär bewerteten Zugewinn an verfügbarer Freizeit definiert (Praktiknjo, 2013).

222. Eine streckenbezogene und zeitlich gestaffelte Straßenbenutzungsgebühr hätte zur Folge, dass all diejenigen Verkehrsteilnehmer auf ihre Fahrt verzichten oder diese zeitlich verschieben, deren in Kilometer umgerechnete Zahlungsbereitschaft unter der geforderten Straßenbenutzungsgebühr liegt. Durch ein solches Instrument kann die Häufigkeit und Länge von Verkehrsstaus vermindert werden. Es würden zunächst diejenigen profitieren, die damit ohne Stau zu ihrem Ziel gelangen können. Diese Verkehrsteilnehmer erzielen einen monetären Vorteil in Höhe der Differenz aus dem kalkulatorischen Bruttolohn und der zu entrichtenden Straßengebühr. Die Anderen werden auf die Fahrt verzichten oder diese verschieben. Der damit verbundene Nachteil (individuelle Anpassungskosten) lässt sich kompensieren durch die mit den Straßenbenutzungsgebühren erzielbaren Verbesserungen bei der öffentlichen Infrastruktur oder anderen öffentlichen Dienstleistungen. Ein Pareto-Optimum wäre erreicht, wenn diese Verbesserungen die individuellen Anpassungen (über-)kompensieren.

223. Soweit die abstrakte Theorie. Anhand des aktuellen Geschehens auf den deutschen Straßen haben wir versucht, das Potenzial eines pareto-optimalen Zustands gegenüber dem heutigen Status quo zu bewerten. Bereits vor einigen Jahren schätzte der Verkehrsforscher Schreckenber von der Universität Duisburg/Essen, dass in Deutschland pro Jahr 535.000 Personenjahre in Verkehrsstaus verbracht werden. Selbst wenn man die Freizeitkosten mit Null ansetzt und außerdem annimmt, dass nur die Hälfte der Staugeschädigten die Zeitverluste mit dem gesamtwirtschaftlichen Durchschnittslohn von 17,50 Euro/Stunde bewertet, summieren sich die kumulierten Staukosten in Deutschland auf über 40 Mrd. Euro pro Jahr, mit steigender Tendenz. Würde eine Straßenbenutzungsabgabe die Verkehrsstaus in Deutschland deutlich reduzieren, hätte dies einen beträchtlichen gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrtsgewinn zur Folge. Bevor die Verkehrspolitik diesen Wohlfahrtsgewinn nicht erschlossen hat, macht es wenig Sinn, in diesem Bereich über Verteilungskonflikte und Verteilungsgerechtigkeit zu debattieren. Die Bundesregierung sollte – nicht nur im Verkehrssektor – Pareto-Ineffizienzen analysieren und Lösungsansätze entwickeln.

9.3 Verteilungswirkungen im Gebäudebereich

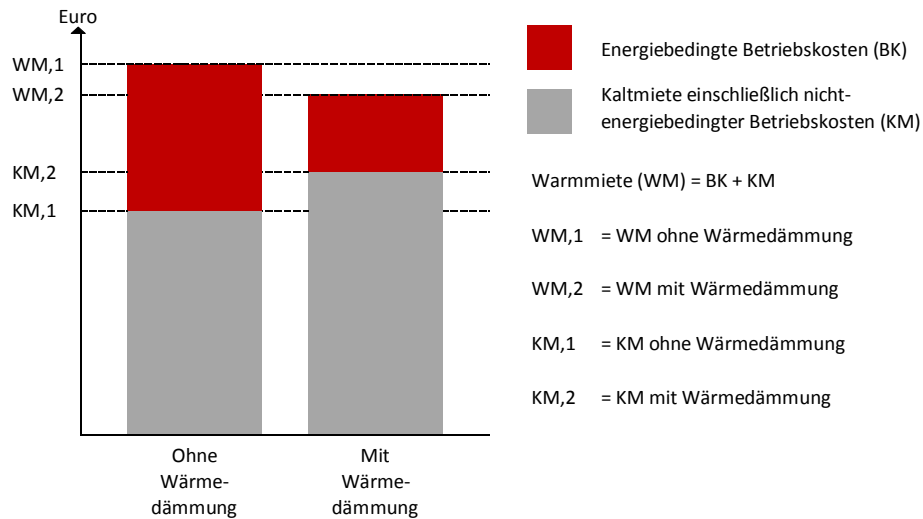
224. Häufig liegen jedoch Situationen vor, bei denen nicht alle beteiligten Parteien durch Maßnahmen gleich oder besser gestellt werden können. Die Folge sind Verteilungskonflikte zwischen den Gruppen. Ein solches Konfliktpotenzial liegt auch in einer der Prioritäten der deutschen Energieeffizienzpolitik und des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz: Bis 2050 soll der Gebäudebestand nahezu klimaneutral sein. Neben der Beratung und der Informationsweitergabe sollen ökonomisch-monetäre Anreize die Bereitschaft erhöhen, die erforderlichen Investitionen im Gebäudebestand durchzuführen. Gerade die monetären Anreize wie zinsverbilligte Kredite, Investitionszuschüsse und steuerliche Förderungen führen letztlich zu Umverteilungseffekten.

225. In diesem Kapitel stehen zwei Arten der Umverteilung im Fokus. Zum einen die Umverteilung von Einkommen (= ökonomische Renten) zwischen Mietern und Vermietern. Diese Akteure stehen auf der Seite der finalen Nachfrager nach Sanierungsmaßnahmen im Gebäudesektor. Zum anderen soll die Umverteilung von Ressourcen zwischen den verschiedenen Unternehmenssektoren untersucht werden, welche die Waren, Bau- und Dienstleistungen auf den verschiedenen Wertschöpfungsstufen direkt oder indirekt bereitstellen. Dieser Abschnitt der Stellungnahme erörtert demnach die Frage: Welche Partei (Mieter oder Vermieter) und welcher Unternehmenssektor profitiert am Ende von einer staatlich induzierten Nachfrage nach Gebäudesanierungen im Rahmen der Energiewende?

Verteilungswirkungen zwischen Mietern und Vermietern

226. Im Verhältnis zwischen Mietern und Vermietern ergibt sich das Problem, dass diejenige Partei, die die Investition in Energieeffizienz tätigt, also der Vermieter, nicht die Partei (der Mieter) ist, die von den Energieeinsparungen profitiert. Im Grunde hat der Vermieter erst dann ein Interesse an einer energetischen Gebäudesanierung, wenn er selbst davon profitiert, insbesondere durch entsprechend höhere Kaltmieten. Aus Sicht des Mieters ist eine energetische Sanierung erst dann vorteilhaft, wenn dadurch die Warmmiete (als Summe von Kaltmiete einschließlich nicht-energiebedingter Betriebskosten + annualisierte Sanierungskosten abzüglich möglicher staatlicher Förderung + energiebedingten Betriebskosten) sinkt. Das ist dann der Fall, wenn die energiebedingten Betriebskosten durch die Effizienzmaßnahme stärker zurückgehen als die anderen Komponenten der Warmmiete zusammen steigen (vgl. Abbildung 33). Die Möglichkeit der Pareto-Verbesserung, bei der sowohl Mieter als auch Vermieter von einer Sanierungsmaßnahme profitieren (oder zumindest eine der beiden Seiten besser gestellt wird, ohne dass die andere Seite schlechter gestellt wird), ist in der Praxis nicht selbstverständlich, da der Rahmen dafür begrenzt ist. Die Abbildung 34 zeigt grafisch diesen Rahmen, der (theoretisch) für die beiden infrage stehenden Parteien gemeinsam lohnend sein kann. Die Fallstudie 1 vermittelt mit konkreten numerischen Beispielen ein Gefühl dafür, wie „eng“ die Grenzen ausfallen.

Abbildung 33: Wirkung einer Gebäudesanierungsmaßnahme auf die Komponenten der Warmmiete (im Fall einer Pareto-Verbesserung)



Quelle: Eigene Darstellung

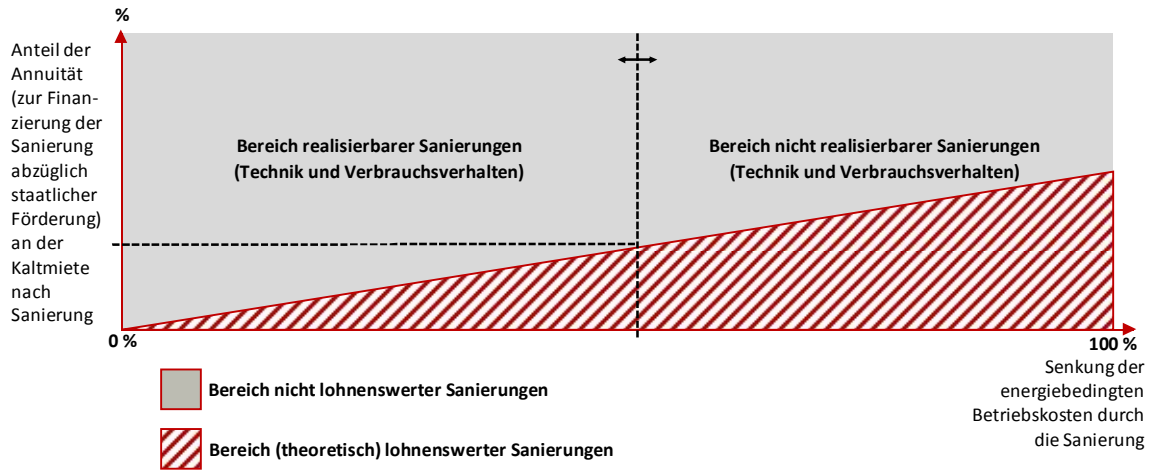
Fallstudie 1: Der seltene Fall einer Pareto-Verbesserung durch energetische Sanierung

Eine Gebäudesanierung verändert typischerweise die Warmmiete einer Wohnfläche, bestehend aus den energiebedingten Betriebskosten (BK) und der Kaltmiete einschließlich nicht-energiebedingter Betriebskosten (KM). Damit ändern sich auch die Einnahmen und Ausgaben für Vermieter und Mieter. Für die Fallstudie untersuchen wir eine Wohnung mit folgenden Eckdaten vor der Sanierung: $BK_1 = 95$ Euro, $KM_1 = 495$ Euro. Dies könnte eine typische Wohnung in Bremen sein.

Die durchzuführende Sanierung wird finanziert durch eine Annuität (Investitionskosten abzüglich staatlicher Förderung), die einen Anteil der neuen Kaltmiete ausmachen wird ($c \times KM_2$) und die nicht größer sein darf als der Rückgang der energiebedingten Betriebskosten ($BK_1 - BK_2$), wenn die Sanierungsmaßnahme ökonomisch vorteilhaft sein soll. Mit der gleichen Begründung darf die Kaltmiete nach der Sanierung (KM_2) nicht größer sein als die Kaltmiete vor der Sanierung plus Rückgang der energiebedingten Betriebskosten ($KM_1 + BK_1 - BK_2$). Unter diesen Voraussetzungen kann für unsere typische Wohnung in Bremen errechnet werden, dass eine Sanierung, die (sogar) zu einem 40 prozentigen energierelevanten Betriebskostenrückgang führt, aber deren Annuität mehr als (nur) 7,1 % der neuen Kaltmiete beträgt, ökonomisch nicht mehr sinnvoll ist. Eine sich ergebende monatliche Annuität von 38 Euro besitzt bei einem Zinssatz von 2 % über 30 Jahre lediglich einen Barwert von ca. 10 000 Euro. Damit lässt sich in der Regel kein dauerhafter Rückgang von 40 % der energierelevanten Betriebskosten finanzieren.

Erwartungsgemäß vergrößert sich aber der Rahmen, je höher der Anteil der energiebedingten Betriebskosten an der Warmmiete ist, also bei weniger energieeffizientem Wohnraum. Schauen wir uns daher ein zweites Beispiel an ($BK_1 = 200$ Euro, $KM_1 = 800$ Euro, z. B. in München). Hier verläuft die Grenze – trotz dauerhaften Rückgangs der energiebedingten Betriebskosten um 40 % – für die Annuität bei (nur) 9,1 % der neuen Kaltmiete. Der entsprechende Barwert liegt bei ca. 22 000 Euro.

Abbildung 34: Rahmen für (nicht) lohnenswerte bzw. (nicht) realisierbare Sanierungen



Quelle: Eigene Darstellung

227. Der Spielraum für eine Pareto-Verbesserung hängt davon ab, wie stark die energiebedingten Betriebskosten durch die Sanierung sinken. Je stärker diese sinken, desto mehr Spiel besteht auch nach oben hinsichtlich der annualisierten Sanierungskosten (abzüglich einer möglichen staatlichen Förderung). Dabei darf nicht übersehen werden, dass die energiebedingten Betriebskosten nicht beliebig weit gesenkt werden können. Es gibt technische und verhaltensbezogene Grenzen hinsichtlich des durch eine Sanierung tatsächlich realisierbaren Verbrauchsrückgangs. Eine Reduktion der energiebedingten Betriebskosten um 100 % gegenüber dem Ausgangszustand ist auch mit der besten Sanierung in der Praxis nicht realisierbar. Der Bereich der tatsächlich realisierbaren Effizienzgewinne schränkt den Bereich der ökonomisch lohnenswerten Sanierungen bzw. die Höhe der maximal annualisierten Sanierungskosten ein. Die Annuität zur Finanzierung der Sanierung wird Bestandteil der neuen Kaltmiete nach der Sanierung sein. Diese Beispiele zeigen, dass der Rahmen für ökonomisch sinnvolle Gebäudesanierungsmaßnahmen knapp ist und objektspezifisch die Rentabilität der Gebäudesanierung zu überprüfen ist. Welche der Parteien, Mieter oder Vermieter, in so einer Situation mehr profitiert, ist abhängig von der jeweiligen Verhandlungsposition, die auch durch den Gesetzgeber beeinflusst werden kann. Um tatsächlich die Umverteilungseffekte (ökonomische Renten) durch Gebäudesanierungen zu kalkulieren, müssten die Angebots- und Nachfragefunktionen auf zwei Teilmärkten geschätzt werden, die wir nachfolgend beschreiben.

228. Eine konzeptionelle Analyse der Verteilungswirkungen muss in zwei Schritten erfolgen, die jeweils die „Teilmärkte“ der Warmmiete berücksichtigen: den Markt für Energie zur Deckung des Wärmebedarfs (betrifft energiebedingte Betriebskosten) und den Markt für Wohnraum (betrifft die Kaltmiete). Beide Teilmärkte sind miteinander verbunden. Der Gleichgewichtspreis auf dem Markt für Energie zur Deckung des Wärmebedarfs beeinflusst zudem den Gleichgewichtspreis auf dem Markt für Wohnraum. Betrachten wir zunächst den Markt für Energie zur Deckung des Wärmebedarfs. Nachgefragt vom Mieter wird Energie für Raumwärme und Warmwasser. Durch die Sanierungsmaßnahme nehmen die Grenzkosten für die Erwärmung des gemieteten Wohnraumes ab. Die vom Mieter zu zahlenden energiebedingten Betriebskosten sinken. Wie in Kapitel 5 ausführlich beschrieben ist jedoch ein Rebound-Effekt wahrscheinlich, nachdem die nachgefragte Menge an Energie (Energieverbrauch je Wohnfläche) ausgeweitet wird. Der Rebound-Effekt ist umso größer, je elastischer die Nachfrage ist, d. h. je stärker die nachgefragte Menge an Energie bei einer Preissenkung ausgeweitet wird. Die Wirkung der

Sanierungsmaßnahme auf dem ersten Teilmarkt hat Auswirkungen auf den Markt für Wohnraum. Denn für den Mieter kommt es auf seine Warmmiete insgesamt an und er wird daher die energiebedingten Betriebskosten und die Kaltmiete gemeinsam ins Entscheidungskalkül nehmen. Anbieter der Wohnfläche ist der Vermieter. Das Angebot an Wohnfläche ist (zumindest kurzfristig) starr, weil durch die Sanierung kein zusätzlicher Wohnraum geschaffen wird. Da die energiebedingten Betriebskosten für den Mieter im Normalfall zurückgehen, steigt seine Zahlungsbereitschaft für den Wohnraum. Dies ist positiv für den Vermieter, der die Kosten seiner Investition in die Energieeffizienz durch die Kaltmiete gedeckt sehen will. Dazu muss die vergrößerte Zahlungsbereitschaft natürlich ausreichend und die Mieterhöhung in ihrer Höhe rechtlich zulässig sein.

229. Eine Einschränkung der oben beschriebenen grundsätzlichen Überlegungen betrifft die Tatsache, dass das Angebot an Wohnraum zwar kurzfristig starr ist, aber langfristig die Gebäudesanierungen auch die Angebotsseite beeinflussen kann. Unseres Wissens existieren zudem in der wissenschaftlichen Literatur keine Nachfragefunktionen für den deutschen Markt hinsichtlich der (physikalischen) Energiemengen zur Deckung des Wärmebedarfs, da diese Daten schwer zu erheben sind bzw. diese Daten nicht vorliegen.

230. Energetische Gebäudesanierungen lohnen sich nur im Rahmen des normalen Sanierungszyklus, wenn ohnehin notwendige Instandhaltungsmaßnahmen anfallen. Insbesondere wenn die energetische Gebäudesanierung hohe Energieeffizienzstandards („nahezu klimaneutrales Gebäude“) erfüllen soll, verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit tendenziell (Institut der deutschen Wirtschaft Köln, 2012). Dann ist die energetische Gebäudesanierung mit echten Verteilungskonflikten verbunden. In der Praxis wirkt sich das dahingehend aus, dass sich die Betroffenen in der politischen Entscheidungsfindung gegenseitig blockieren und es demzufolge mit der Energieeffizienz im Gebäudebereich nur sehr langsam vorangeht. Dabei spielt auch eine Rolle, dass der Anteil der in Deutschland von Eigentümern bewohnten Gebäude im Vergleich zu anderen europäischen Ländern relativ gering ist (53 % gegenüber 70 % in der Europäischen Union im Jahr 2013; Eurostat, 2014).⁴⁵

231. Das Verteilungsproblem im Bereich der energetischen Gebäudesanierung beruht darauf, dass die Warmmiete nach Abschluss des Sanierungsprojekts also nicht sinkt, sondern sogar steigt. Wir wollen diese Kostendifferenz als „unrentierliche Mehrkosten“ bezeichnen. Im Extremfall könnten die unrentierlichen Mehrkosten durch die Vermieter, durch die Mieter oder den Steuerzahler finanziert werden, wobei natürlich auch jede Kombination daraus denkbar ist. Nachfolgend werden die drei Extremfälle diskutiert:

- Eine alleinige Finanzierung durch die Vermieter bzw. Eigentümer wird im Normalfall nur dann zu energetischen Sanierungsmaßnahmen führen, wenn die Eigentümer durch das Ordnungsrecht und eine wirksame Vollzugskontrolle dazu gezwungen werden. Dieser Normalfall liegt beispielsweise vor, wenn sich das Vermietungsobjekt in einem Stadtviertel mit Wohnungsmangel befindet und/oder wenn sich das Objekt noch in einem einigermaßen bewohnbaren Zustand befindet. Ein ordnungsrechtlicher Zwang ist rechtlich im Prinzip zulässig, wenn von der nicht-sanierten Liegenschaft eine unmittelbare Gefährdung für Mensch und Umwelt ausgeht. Dies gilt beispielsweise für das Risiko herunterfallender Dachpfannen ebenso wie bei einem undichten Erdöltank. Es ist aber fraglich, ob ein ordnungsrechtlicher Sanierungszwang auch unter einem rein klimapolitischen Motiv rechtlich zulässig ist oder ob spätestens die höchsten Gerichte dies als einen unbegründeten Eingriff in die verfassungsrechtliche Eigentumsgarantie sehen. Sollte ein Sanierungszwang gleichwohl rechtlich durchsetzbar sein, wäre dies aus Sicht der Eigentümer als ein entschädigungsloser enteignungsgleicher Eingriff zu werten. Das wird die Immobilienwirtschaft grundlegend verändern und beispielsweise ihre Funktion als Anlagevehikel für die kapitalgedeckte Altersvorsorge in Mitleidenschaft ziehen. Dies

⁴⁵ Auch wenn wir uns in der folgenden Diskussion auf Wohnflächen beziehen, besitzen die angestellten Überlegungen auch für Gewerbeflächen ihre Gültigkeit.

trifft zunächst die bessergestellten Haushalte. Mit der Zeit dürfte aber auch der Mangel an bezahlbaren Wohnraum zunehmen, worunter dann auch die wirtschaftlich schwächeren Mieter leiden würden.

- Manche Mieter werden bereit und in der Lage sein, für ein energetisch saniertes Gebäude höhere Warmmieten zu zahlen. Hintergrund dafür ist die heterogene Zahlungsbereitschaft für das Gut „Wohnen“. Sie hängt u. a. von der Einkommenssituation, der Familiensituation, dem Alter des Haushaltsvorstands und vielen weiteren sozio-ökonomischen Faktoren ab. Dabei spielt auch das Image eine Rolle, das mit dem Wohnen in einem schick modernisierten Altbau verbunden ist, insbesondere wenn sich das Gebäude in einem attraktiven Stadtviertel befindet. Analoges gilt auch für Gewerbeimmobilien. Nachteile erleiden diejenigen Mieter, die sich eine höhere Warmmiete nicht leisten können oder wollen. Entweder müssten sie überproportional auf den Konsum anderer Güter verzichten oder aber sie müssten in kleinere und weniger attraktive Wohnungen umziehen (sofern damit eine Mietminderung verbunden ist). Offensichtlich liegt hier beträchtlicher sozialpolitischer Sprengstoff.
- Der Staat könnte die unrentierlichen Mehrkosten übernehmen und auf die Gemeinschaft der Steuerzahler abwälzen. Dies ist ein attraktives Szenarium für die Bauwirtschaft, denn der Auftraggeber einer energetischen Sanierung, zumeist der Eigentümer der Liegenschaft, hat in diesem Fall keinen Anreiz zugunsten einer kosteneffizienten Sanierung. Staatliche Behörden müssen ersatzweise für den Wettbewerbsdruck sorgen, etwa durch kritische Prüfung der Handwerkerrechnungen, und zwar unter Ausscheidung der energetisch bedingten von den anderen Sanierungsaufwendungen. Beides kann bestenfalls approximativ funktionieren und hat das Potenzial für zahllose Fehlallokationen von öffentlichen Fördermitteln. Darüber hinaus ist es ordnungsrechtlich problematisch, dass der – im sozialen Gefüge meist bessergestellte – Gebäudeeigentümer unter Umständen einen beträchtlichen Teil seines Gebäudewerts von der Allgemeinheit gewissermaßen geschenkt erhält. Dies betrifft insbesondere Sanierungsprojekte mit hohen energetischen Standards. Als Reaktion darauf würde die Politik wohl eine vermehrte Mitsprache bei der Nutzung des Gebäudes verlangen, wie das ja schon seit Jahrzehnten im sozialen Wohnungsbau praktiziert wird, was bei geeigneter Ausgestaltung der Regeln allerdings auch zur sozialpolitischen Neutralität der Förderung führen kann. Doch über die Zeit hinweg könnte die Finanzierung der unrentierlichen Sanierungsaufwendungen über den Steuerzahler die Eigentumsquote vergrößern, denn nur als Eigentümer bekommt man „etwas geschenkt“. Dies wäre dann wiederum sozialpolitisch regressiv.

232. Man kann wohl annehmen, dass jedes einzelne Konzept mit überproportional wachsenden Verteilungsproblemen verbunden ist, je größer der jeweilige Finanzierungsanteil der unrentierlichen Sanierungskosten ist. Das führt zu der Idee, die drei Finanzierungsarten miteinander zu verbinden. Die Berechnung einer gesellschaftspolitisch optimalen Lösung hängt von den drei Funktionsverläufen ab, die den Zusammenhang mit den Finanzierungsanteilen und den Verteilungskosten beschreiben. Eine belastbare Quantifizierung dürfte schwierig, wenn nicht unmöglich sein. Doch noch größer sind die Schwierigkeiten, einen solchen Finanzierungsmix durchzusetzen.

Verteilungswirkungen innerhalb des Unternehmenssektors

233. Die staatlich geförderte Gebäudesanierung verursacht nicht nur Verteilungswirkungen zwischen Vermietern und Mietern wie im vorigen Abschnitt dargestellt. Die geänderte Nachfrage nach Waren, Bau- und Dienstleistungen im Zusammenhang mit energetischer Sanierung verursacht auch Verteilungswirkungen zwischen allen Unternehmenssektoren, welche bei der Erstellung der Produkte direkt oder indirekt auf allen Wertschöpfungsstufen involviert sind. Von einem staatlich geförderten Gebäudesanierungsprogramm profitieren wird zunächst einmal der Bausektor, da dieser zum großen Teil mit den Sanierungen beauftragt sein wird. In der gleichen Weise profitieren wird das Kredit- und Versicherungsgewerbe, da Unternehmen und Private teilweise die Sanierungen über Kredite finanzieren werden. Schlechter gestellt wird auf der anderen Seite die Energie- und Wasserversor-

gung, denn durch die Sanierung geht der Endenergieverbrauch zurück und somit die Nachfrage nach Energieprodukten der Versorgungsunternehmen. Neben diesen Initialeffekten gibt es in der Folge noch Effekte auf die Vorleistungserbringer der jeweiligen Sektoren (Erstrundeneffekt) und wiederum deren Vorleistungslieferanten etc. Die Änderung der Nachfrage nach Produkten aus einem bestimmten Sektor führt also zu einem (kumulativen) Totaleffekt, der größer ist als der Initialeffekt.

234. Als eine einfache Möglichkeit die Verteilungseffekte zwischen den verschiedenen Produktionsbereichen des Unternehmenssektors zu analysieren, bieten sich Input-Output-Analysen (IOA) an. Diese Analyseform erlaubt es Entscheidungsträgern, quantitative Effekte von Politikmaßnahmen für die gesamte Volkswirtschaft zu simulieren, abzuschätzen und zu bewerten, um letztendlich die geeignetste Maßnahme zu implementieren. Es kann ebenfalls überprüft werden, ob verschiedene Maßnahmen in Konflikt zueinander stehen und sich ggf. sogar neutralisieren. Die Ergebnisse einer einfach gehaltenen Input-Output-Analyse werden in der Fallstudie 2 gezeigt. Die Expertenkommission ist der Ansicht, dass quantitative Analysen – ob in Form von Input-Output-Analysen oder anderer Verfahren – dazu beitragen, ein strukturiertes Verständnis hinsichtlich der Verteilungseffekte zwischen den Sektoren zu erlangen. Dies stellt einen wesentlichen Faktor für den Erfolg der Energiewende dar.

Fallstudie 2: Verteilungswirkungen innerhalb des Unternehmenssektors

Es soll mit Hilfe einer IOA untersucht werden, welche Unternehmenssektoren der deutschen Volkswirtschaft insbesondere von einer steuerlichen Förderung der energetischen Sanierung profitieren würden. Zu welcher Reallokation führt jeder Euro zusätzliche Nachfrage nach energetischer Sanierung?

Dazu nehmen wir vereinfachend an, dass die Sanierungen lediglich über die steuerliche Förderung SF und über eigene finanzielle Mittel EK finanziert werden, also keine Kredite im Sektor „Kredit- und Versicherungsgewerbe“ aufgenommen werden müssen. Jeder Euro zusätzliche Nachfrage im „Baugewerbe“ wird demnach ohne FK finanziert, d. h. die Veränderung der Nachfrage im Baugewerbe ergibt sich zu:

$$\Delta y_{\text{Baugewerbe}} = SF + EK = 1$$

Die Sanierungen werden aufgrund der Energieeinsparungen zu einem Nachfragerückgang bei den Energieversorgern in der Höhe von $-b \times (SF + EK + FK)$ führen. Da wir wie beschrieben annehmen, dass $FK = 0$ und $SF + EK = 1$ ist, gilt in unserer Fallstudie für die Veränderung der Nachfrage im Sektor „Energie- und Wasserversorgung“:

$$\Delta y_{\text{Energie- und Wasserversorgung}} = -b$$

b bezeichnet das Verhältnis zwischen Nachfragerückgang in der „Energie- und Wasserversorgung“ und Nachfrageanstieg im „Baugewerbe“. IWU/Fraunhofer IFAM (2014) errechnen im Rahmen des Monitorings der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ für die im Jahr 2013 geförderten Gebäude eine Heizkostensparnis von 200 Mio. Euro pro Jahr aufgrund der durchgeführten Modernisierungsmaßnahmen. Demgegenüber standen Investitionen in Höhe von 6,5 Mrd. Euro. Aus diesem Grund unterstellen wir einen Wert von $b = 0,03 = 200/6500$.

Unter diesen Annahmen können die Effekte energetischer Sanierungen mit Hilfe einer IOA abgeschätzt werden.

Die Tabelle 14 gibt einen Überblick über die Effekte, welche der Nachfrageimpuls über das „Baugewerbe“ und die „Energie- und Wasserversorgung“ auf die restlichen Wirtschaftszweige besitzt.

Der Nachfrageimpuls führt zunächst zu einem positiven *induzierten* Effekt im Bausektor (1,00 Euro) und zu einem negativen induzierten Effekt bei den Energieversorgern (minus 0,03 Euro). Über die Vorleistungsverflechtungen bzw. über direkte und indirekte Effekte wirkt der Impuls dann in sämtliche Produktionsbereiche der Volkswirtschaft hinein. Die Summe aus induzierten, direkten und indirekten Effekten ergibt sich zu den Totaleffekten je Wirtschaftszweig.

In der Tabelle 14 zeigt der Rang an, welche Position der jeweilige Wirtschaftszweig hinsichtlich des *Totaleffektes* einnimmt. Wichtig zu verstehen ist, dass von dem positiven induzierten Effekt im Bausektor auch positive direkte und indirekte Effekte auf sämtliche Wirtschaftszweige ausgehen. Dies gilt gleichzeitig auch bezüglich des Nachfragerückgangs bei den Energieversorgern, allerdings mit negativer Wirkung. D. h. die Totaleffekte, und daraus resultierend die Rangfolge der Wirtschaftszweige, ergeben sich aus der Kombination der gegenläufigen Effekte.

Tabelle 14: Ergebnisse der Input-Output-Analyse

Effekt eines Euro Nachfragerhöhung nach energetischer Sanierung in den verschiedenen Wirtschaftszweigen			
Wirtschaftszweige (WZ 2003)	Rang	Effekt	
		Art	in Euro
(F) Baugewerbe.....		Induziert	1,00
(E) Energie- und Wasserversorgung.....			-0,03
(F) Baugewerbe.....	1		1,05
(71-74) Vermietung beweglicher Sachen ohne Bedienungspersonal, Datenverarbeitung.....	2		0,12
(70) Grundstücks- und Wohnungswesen.....	3		0,07
(27-28) Metallherzeugung und -bearbeitung, Herstellung von Metallherzeugnissen.....	4	Total	0,07
(26) Glasgewerbe, Herstellung von Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden.....	5		0,04
(J) Kredit- und Versicherungsgewerbe.....	6		0,04
⋮	⋮		⋮
(E) Energie- und Wasserversorgung.....	35		-0,02
Insgesamt (alle 35 Wirtschaftszweige).....		Total	1,62

Quelle: Eigene Darstellung, Daten aus WIOD

Mit Hilfe des Ranges können wir auch beurteilen, welche Sektoren die größten Profiteure und welche die größten Verlierer eines solchen Szenarios sind. Weil der modellierte Nachfrageanstieg nach Sanierungsleistungen verhältnismäßig groß gegenüber dem Nachfragerückgang nach Energie ausfällt, gibt es am Ende unter den 35 Wirtschaftssektoren nur Profiteure – abseits von den energieliefernden Unternehmen selbst mit einem negativen Totaleffekt von minus 0,02 Euro. Der größte Profiteur in der Übersicht ist klar das „Baugewerbe“. Dies war zu erwarten, da an dieser Stelle der Nachfrageanstieg modelliert wurde. Für diesen Sektor ergibt sich ein Totaleffekt von 1,05 Euro. Für jeden Euro induzierte Nachfrage nach Produkten des Sektors kommen nochmal 0,05 Euro hinzu, da der Bausektor Inputs bei Vorleistungserbringern nachfragt, welche ihrerseits ebenfalls Vorleistungen beziehen etc. Von diesen direkten und indirekten Effekten profitiert das „Baugewerbe“ also auch selbst erneut. Relativ große Totaleffekte ergeben sich für die Wirtschaftszweige 71-74⁴⁶ (0,12 Euro) sowie für das „Grundstücks- und Wohnungswesen“ und für die „Metallherzeugung und -bearbeitung, Herstellung von Metallherzeugnissen“ (jeweils 0,07 Euro). Das sind auch die drei Bereiche, für welche die größten Vorleistungsverflechtungen mit dem Bausektor bestehen, d. h. welche die meisten Inputs an das „Baugewerbe“ liefern. Diese Beziehungen gehen aus den Input-Koeffizienten hervor, die in der Herleitung des Input-Output-Modells thematisiert wurden.

Auch ohne einen direkt modellierten Nachfrageanstieg beim „Kredit- und Versicherungsgewerbe“, kann dieser Bereich mit überdurchschnittlich positiven Wirkungen aus dem Erstrundeneffekt und den Effekten weiteren Runden rechnen (0,04 Euro). Für den deutschen Unternehmenssektor insgesamt kann ein positiver Totaleffekt von 1,62 Euro konstatiert werden, welcher auch den Euro induzierten Effekt im Bausektor und den induzierten Effekt von minus 0,03 Euro hinsichtlich der Energieunternehmen umfasst.

⁴⁶ Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2003 (WZ 2003), WZ 71 „Vermietung beweglicher Sachen ohne Bedienungspersonal“, WZ 72 „Datenverarbeitung und Datenbanken“, WZ 73 „Forschung und Entwicklung“ und WZ 74 „Erbringung von wirtschaftlichen Dienstleistungen, anderweitig nicht genannt“.

Der einzige „Verlierer“ im betrachteten Szenario ist der Energiesektor mit einem Totaleffekt von minus 0,02 Euro. Der Totaleffekt zeigt sich gegenüber dem ursprünglich induzierten Effekt von minus 0,03 Euro abgeschwächt, da die erhöhte Nachfrage ausgehend vom „Baugewerbe“ auch die Energielieferanten erreicht. Dabei sollte jedoch nicht vergessen werden, dass es sich bei der erhöhten Nachfrage nach Bauleistungen um einen kurzzeitigen Effekt handelt, während die Energieeinsparungen durch die Gebäudesanierungen dauerhaft bestehen bleiben.⁴⁷

9.4 Das EEG als gesamtwirtschaftlicher Nachfrageimpuls

235. Der Monitoring-Bericht 2015 präsentiert in Kapitel 12.2 Berechnungen über die Wachstums- und Beschäftigungswirkungen der Energiewende. Es handelt sich um die Wiederholung der Aussagen im Fortschrittsbericht 2014, die bereits in unserer Stellungnahme 2014 kritisch kommentiert wurden (vgl. Kapitel 12 in EWK, 2014b). Angesichts dieser Ausgangslage wird die Expertenkommission dazu motiviert, das Thema auch in diesem Jahr wieder aufzugreifen. Dazu knüpft die Expertenkommission an ihre Überlegungen zu den gesamtwirtschaftlichen Effekten aus der Stellungnahme zum Fortschrittsbericht an (vgl. Kapitel 12 in EWK, 2014b). Die damaligen quantitativen Abschätzungen der mit dem EEG verbundenen Effekte ab dem Jahr 2000 werden nachfolgend weiter präzisiert, und durch den Vergleich von zwei Szenarien verdeutlicht. Das Energiewende-Szenario betrachtet den mit der Förderung durch das EEG verbundenen Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen ab dem Jahr 2000. Ein hypothetischer Zubau-Stopp ab dem Jahr 2015 wird zusätzlich angenommen, um die mit dem bisherigen erneuerbaren Ausbau verbundenen Effekte zu isolieren. Das kontrafaktische Szenario dagegen nimmt an, dass das EEG nicht in Kraft getreten wäre und es folglich seit dem Jahr 2000 keinen Ausbau Erneuerbarer-Energien-Anlagen gegeben hätte.

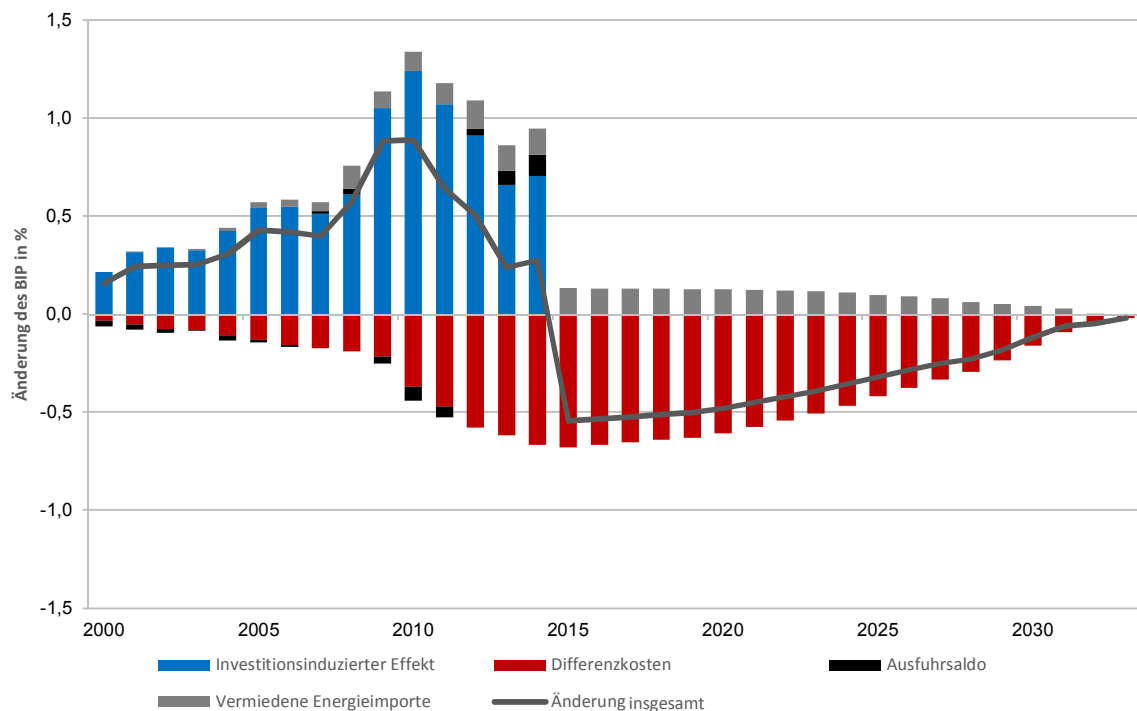
236. Alle zwischen 2000 und 2014 errichteten EEG-Anlagen genießen Bestandsschutz und haben für insgesamt 20 Jahre Anspruch auf die gesetzliche Mindestvergütung. Zur Bewertung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen des Zubaus werden folgende Einflusspositionen berücksichtigt:

- Direkter Effekt der Investitionen: Der direkte Effekt umfasst Investitionsausgaben für Anlagen in stromproduzierende Technologien, die im Sinne des EEG förderfähig sind.
- Indirekter Effekt der Investitionen: Diese Investitionen lösen Wertschöpfungseffekte in den entsprechenden Zuliefererbranchen aus. Die gestiegene Nachfrage verursacht aufgrund der Vorleistungsverflechtung weitere Ausgaben für Waren und Dienstleistungen in anderen Wirtschaftsbereichen.
- Konsuminduzierter Effekt der Investitionen: Durch den Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen werden sowohl in der Erneuerbare-Energien-Branche als auch in den mit ihr verflochtenen Industriezweigen Arbeitsplätze geschaffen. Gleichzeitig verursacht der Ausbau aufgrund von Substitutionseffekten einen Arbeitsplatzabbau bei den konventionellen Energien sowie deren Zulieferbereichen, weshalb der Zuwachs an Beschäftigung netto geringer ausfällt als der im Monitoring-Bericht genannte Bruttozuwachs an Beschäftigung. Die netto zusätzlichen Erwerbstätigen geben einen Teil ihres Einkommens für Konsumzwecke aus, was sich wiederum in einer zusätzlichen Nachfrage im Konsumgüterbereich äußert. Dieser Effekt führt zu einer weiteren Steigerung von Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung.

⁴⁷ Im Übrigen kann die IOA über Einkommens- oder Beschäftigungsmultiplikatoren etc. um weitere interessante Effekte erweitert werden.

- **Ausfuhrsaldo:** Entscheidend für die Wirkungen auf das Bruttoinlandsprodukt sind Umsatzsteigerungen der in Deutschland ansässigen Hersteller von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Um diesen Effekt zu erfassen, müssen die entsprechenden inländischen Investitionen um den jeweiligen Importwert vermindert und um den Exportwert vergrößert werden.
- **Vermiedene Energieimporte:** Der Einsatz erneuerbarer Energien verdrängt fossile Energieimporte. Der damit verbundene positive Effekt auf die Binnennachfrage muss ebenfalls in die Berechnung miteinbezogen werden.
- **Differenzkosten:** Aus volkswirtschaftlicher Sicht spielen auch die kumulierten jährlichen Förderkosten der Erneuerbare-Energien-Anlagen (Differenzkosten) eine Rolle, die über die EEG-Umlage finanziert werden. Wegen ihres Einkommen mindernden Effekts haben die damit verbundenen Zahlungen einen negativen volkswirtschaftlichen Effekt.

Abbildung 35: Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen der im Zeitraum 2000 bis 2014 errichteten EEG-Anlagen als Änderung am Bruttoinlandsprodukt



Quelle: Eigene Berechnungen entsprechend Ensys (2015)

237. Abbildung 35 zeigt die Wirkungen des EEG als prozentuale Änderung des BIP im Energiewende-Szenario gegenüber dem kontrafaktischen Szenario. Im Ergebnis lassen sich grob eine Zubauphase und eine Finanzierungsphase erkennen. Die Zubauphase zwischen 2000 und 2014 ist gekennzeichnet durch den kontinuierlichen Leistungszubau und die hohen Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie die damit verbundenen Sekundäreffekte. Die Differenzkosten steigen zunächst nur langsam, jedoch erhöht sich ihr Volumen ab 2010. Der Ausfuhrsaldo und die vermiedenen Energieimporte nehmen zunächst eine untergeordnete Rolle ein. Der Verlauf des resultierenden Gesamteffekts (durchgezogene Linie) liegt bis 2014 über der Nulllinie und erreicht im Jahr 2010 einen Spitzenwert von 0,9 % des BIP. Ohne das EEG wäre der Wachstumseffekt entsprechend geringer ausgefallen. Dieser Wachstumseffekt beruht im Kern darauf, dass die Differenzkosten über die EEG-Umlage nicht bereits

im Jahr der erneuerbaren Investitionen getätigt werden, sondern überwiegend erst in den kommenden Jahren. Der negative Effekt höherer Elektrizitätspreise auf das Wirtschaftswachstum wird also erst mit Verzögerung eintreten, zunächst dominiert der positive Effekt als Folge der mit den erneuerbaren Investitionen angestoßenen zusätzlichen Nachfrage.

238. Da die von den Letztverbrauchern zu zahlende EEG-Umlage ab dem Jahr 2010 deutlich steigt und die EEG-bedingten Investitionen deutlich sinken (v. a. dank gesunkenen Kosten der Photovoltaik), bildet sich der Wachstumseffekt seit 2011 zurück und würde ab 2015 sogar negativ, sofern der erneuerbare Zubau völlig zum Erliegen käme und auch keine Ersatzimpulse initiiert würden, etwa im Bereich von Energieeffizienz-Investitionen, die ähnlich dem EEG über künftige Verpflichtungen der Letztverbraucher oder der Steuerzahler finanziert werden.

239. Zusammenfassend hatte der Ausbau von erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten bisher einen signifikant positiven Einfluss auf die deutsche Volkswirtschaft. Den Berechnungen zufolge lag das BIP im Zeitraum 2000 bis 2014 um durchschnittlich 0,44 Prozentpunkte über einem BIP ohne die EEG-geförderten Investitionen. Allerdings handelt es sich um „Wachstum auf Pump“, denn sobald die EEG-Differenzkosten eines Tages die mit dem EEG initiierten Investitions- und Nachfragewirkungen übersteigen, wird sich der positive Wachstumseffekt in sein Gegenteil umkehren.

10 Ausblick 2030

Das Wichtigste in Kürze

In ihren Monitoring-Berichten und im ersten Fortschrittsbericht vom Dezember 2014 konzentriert sich die Bundesregierung auf den Zeithorizont bis zum Jahr 2020. Angesichts der bis dahin verbleibenden fünf Jahre empfiehlt die Expertenkommission, die Analyse in künftigen Monitoring-Berichten bis zum Jahr 2030 auszudehnen. Dies wäre auch deshalb sinnvoll, weil seit Erstellung des Energiekonzepts im Jahr 2010 eine Reihe von Veränderungen eingetreten ist und aktuelle Referenzszenarien darauf hindeuten, dass das Klimaschutzziel 2030 ohne zusätzliche Maßnahmen deutlich verfehlt werden könnte.

In diesem Zusammenhang sollte auch geprüft werden, den wenig ausdifferenzierten Zielkatalog des Energiekonzepts für 2030 zu vervollständigen. In der Zielhierarchie der Bundesregierung betrifft dies die Ergänzung eines Kernziels für Energieeffizienz sowie die Komplettierung der Steuerungsziele für erneuerbare Energien und Energieeffizienz in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr. Auf dieser Ebene können Ziele allerdings auch indikativ angelegt werden.

Die Zielfestlegung kann auf der Grundlage bestehender oder noch anzustoßender Szenario-Betrachtungen erfolgen. Dabei sollten einerseits gezielt robuste Entwicklungsstrategien in den Fokus genommen und andererseits geprüft werden, welche alternativen Wege gangbar sind, falls unerwartete Entwicklungen eintreten, die eine Pfadkorrektur erforderlich machen, damit die Kernziele und insbesondere das Oberziel für 2030 erreicht werden.

10.1 Einleitung

240. In ihren Monitoring-Berichten und im ersten Fortschrittsbericht vom Dezember 2014 konzentriert sich die Bundesregierung bisher sehr stark auf die Erreichbarkeit der Ziele des Energiekonzepts bis zum Jahr 2020. Auch das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 und der NAPE sind dafür konzipiert. Aufgrund der verbleibenden fünf Jahre ist deshalb zu empfehlen, sich rechtzeitig mit den Entwicklungen in der nächsten Dekade auseinanderzusetzen. Dies ergibt sich auch daraus, dass die Zielerreichung für 2020 derzeit nicht sichergestellt ist und sich dementsprechend ein möglicher Anpassungsbedarf des Entwicklungspfades der Energiewende bis zum Jahr 2030 oder eine Korrektur der bestehenden Ziele für 2030 ergeben kann. Ein weiterer Grund besteht darin, dass das Energiekonzept vor fünf Jahren erstellt wurde und die Informationsgrundlage dafür noch weiter zurückliegt. Inzwischen hat sich aber eine Reihe von Veränderungen eingestellt, die seinerzeit nicht absehbar waren. Insofern liegt es nahe, die Gültigkeit der seinerzeit getroffenen Annahmen zu überprüfen.

Im Weiteren werden dazu aktuelle Referenzszenarien diskutiert, bevor auf die Kompatibilität des deutschen Klimaschutzziels für 2030 mit dem europäischen eingegangen wird. Darauf aufbauend folgen Überlegungen zur weiteren Ausdifferenzierung der Zielstruktur.

10.2 Referenzszenarien für das Jahr 2030

241. Die Festlegung von Zielen ist in der Regel das Ergebnis der Iteration von Top-down-Betrachtungen, die sich aus den Oberzielen der Energiewende ableiten lassen, und instrumenten- bzw. maßnahmenbezogenen Bottom-up-Betrachtungen, die in der Zielhierarchie des Energiekonzepts der Bundesregierung die untere, operationelle Ebene beschreiben. Die Festlegung der Ziele für das Energiekonzept der Bundesregierung beruhte im Wesentlichen auf den im August 2010 vorgelegten Energieszenarien, in deren Rahmen auch emissionsbezogene Zielszenarien entwickelt wurden. Schon damals waren deutliche Diskrepanzen zwischen diesen Zielszenarien und

den gleichzeitig vorgelegten Referenzszenarien erkennbar. Ein solcher Vergleich ist wichtig, weil er dazu beitragen kann, den zusätzlichen Handlungsbedarf zu identifizieren, sofern die Ziele mit dem bestehenden Instrumentarium voraussichtlich verfehlt werden. Für den Zeithorizont des Jahres 2030 liegen eine Reihe von Szenarien vor, die – von einer Ausnahme (Nitsch, 2015) abgesehen – das Ende 2014 beschlossene Aktionsprogramm Klimaschutz und den Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz noch nicht berücksichtigen. Allen Referenzszenarien ist jedoch gemeinsam, dass sie bis zum Jahr 2030 von einer deutlichen Unterschreitung des 55 %-Treibhausgasmin-derungsziels ausgehen (vgl. Tabelle 15). Ursächlich dafür sind im Wesentlichen unzureichende Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz. Auch aus den Szenarien lässt sich somit ableiten, dass eine über das Jahr 2020 hinaus gehende nationale Energieeffizienzstrategie wichtig ist.

Tabelle 15: Emissionsminderungen 2020 und 2030 gegenüber 1990 in verschiedenen Referenzszenarien

	Emissionen	2020	2030
Szenario 15 Korridor (Nitsch, 2015)	Energiebedingte CO ₂	35 %	44 %
	THG	36 %	46 %
Referenzprognose (Prognos/EWI/GWS, 2014)	Energiebedingte CO ₂	36 %	43 %
Projektionsbericht 2015 (BMUB, 2015)	THG	33 %	43 %
AMS (Öko-Institut/ISI, 2014)	THG	33 %	42 %
	Energiebedingte CO ₂	35 %	46 %

Quelle: Eigene Darstellung

242. Ohne zusätzliche Maßnahmen ist somit die Zielverfehlung absehbar. Für das Jahr 2020 kann die Deckungslücke auf bis zu 90 Mio. t CO₂-Äquivalente und für 2030 auf rund 150 Mio. t CO₂-Äquivalente veranschlagt werden. Ein Blick auf die Referenzentwicklung der unterschiedlichen sektoralen Veränderungen der Treibhausgasemissionen gemäß Projektionsbericht 2015 zeigt die Bereiche, in denen ein besonders großer Handlungsbedarf zu vermuten ist (vgl. Tabelle 16). Lässt man die 1990er-Jahre wegen der Besonderheiten im Nachgang der Vereinigung Deutschlands außer Acht, so zeigt sich, dass in der Periode von 2005 bis 2030 bei den folgenden Emittentengruppen überdurchschnittlich starke Emissionsminderungen zu verzeichnen sind: bei den Haushalten -45,8 %, in der Energiewirtschaft -35,3 %, bei den Industrieprozessen -35,1 % und im GHD-Sektor -31 %. Die energiebezogenen Emissionen der Industrie sinken jedoch kaum und im Verkehr ist die Abnahme mit -18 % weit unterdurchschnittlich. Bedenkt man zudem, dass die Industrie weitgehend dem Regime des europaweiten Emissionshandels unterliegt, so ist der Handlungsbedarf beim Verkehr auch aus diesem Blickwinkel evident (vgl. Kapitel 6).

243. Das aktuell ablaufende Jahr 2015 war stark geprägt von der Flüchtlingskrise in Europa, insbesondere in Deutschland. Im August rechnete das Bundesministerium des Innern und das Bundesamt für Migration und Flüchtlinge damit, dass bis zum Ende des Jahres bis zu 800.000 Asylbewerber nach Deutschland kommen werden – das wären etwa viermal so viele wie im Vorjahr. Angesichts der Tatsache, dass die Ursachen für die Flüchtlingsmigration nicht beseitigt sind, muss davon ausgegangen werden, dass auch in den kommenden Monaten und Jahren eine große Anzahl von Menschen aus instabilen Ländern nach Europa bzw. Deutschland drängen werden. Da der Anteil der Kriegsflüchtlinge (im Vergleich zu Wirtschaftsflüchtlingen) in der aktuellen Situation relativ groß ist, werden sich grundsätzlich auch die Anerkennungsquoten im Asylverfahren auf hohem Niveau bewegen. Vor diesem Hintergrund ist es schwierig, genaue Aussagen abzuleiten hinsichtlich zukünftiger Bevölkerungszahl sowie hinsichtlich der Effekte auf den Energieverbrauch in Deutschland und auf die Ziele der Energiewende. Mit Hilfe von Wenn-Dann-Szenarien können dennoch Abschätzungen vorgenommen werden.

Tabelle 16: Veränderungen der sektoralen Treibhausgasemissionen gemäß Projektionsbericht 2015

	1990	2005	2020	2030	1990-2030	2005-2030
	Mio. t CO ₂ -Äquivalente				%	
Energiebedingt						
Energiewirtschaft	426,9	380,8	304,3	246,4	-42,3	-35,3
Industrie	177,2	104,7	114,8	104,1	-41,3	-0,6
GHD	89,0	47,8	42,1	33,0	-62,9	-31,0
Haushalte	131,7	112,0	77,2	60,7	-53,9	-45,8
Nationaler Verkehr	164,9	161,8	148,1	132,7	-19,5	-18,0
Flüchtige Emissionen	35,3	16,5	8,8	8,1	-77,1	-50,9
Nicht-energiebedingt						
Industrieprozesse	94,2	79,4	65,8	51,5	-45,3	-35,1
Produktverwendung	4,5	2,1	1,7	1,8	-60,0	-14,3
Landwirtschaft	77,6	61,8	61,3	62,1	-20,0	0,5
Abfallwirtschaft	44,6	22,2	9,1	6,9	-84,5	-68,9
Gesamt	1.245,7	989,0	833,2	707,3	-43,2	-28,5

Quelle: BMUB (2015)

10.3 EU-Klimaziel bis 2030 und deutsches Klimaziel bis 2030

244. Der EU-2030-Klima- und Energierahmen baut auf den so genannten „20-20-20-Zielen“ auf: Danach haben sich die EU-Mitgliedstaaten verpflichtet, bis 2020 ihre Treibhausgasemissionen um mindestens 20 % gegenüber 1990 zu reduzieren, die Energieeffizienz um 20 % zu erhöhen und einen Anteil von 20 % erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch zu erreichen. Diese Ziele dürften mit großer Sicherheit erreicht werden. Das gilt insbesondere für das Minderungsziel für die Treibhausgasemissionen, das sogar schon 2014 übererfüllt sein dürfte.

245. Beim Europäischen Rat in Brüssel am 23./24. Oktober 2014 haben sich die Mitgliedstaaten auf einen neuen Rahmen bis 2030 verständigt. Danach gilt ein verbindliches Ziel für EU-interne Minderungen von Treibhausgasemissionen von mindestens 40 % gegenüber 1990, ein verbindliches EU-Ziel für einen Anteil erneuerbarer Energien am Energieverbrauch von mindestens 27 % sowie ein indikatives Energieeffizienzziel in Höhe von mindestens 27 % Energieeinsparungen bis 2030. Das Energieeffizienzziel soll bis 2020 überprüft werden mit der Option, es auf 30 % anzuheben. Wie das EU-Ziel auf die Mitgliedstaaten heruntergebrochen werden sollte, ließ die Kommission dabei noch offen.

246. Ein wesentlicher Bestandteil der Kommissionsvorschläge ist die Reform des Emissionshandelssystems. Im Juli 2015 präsentierte die EU-Kommission einen Vorschlag für die vierte Handelsperiode 2021 bis 2030. Um einen Beitrag zum Erreichen des gesamten EU-Ziels zu leisten, sollen danach die Sektoren, die dem Emissionshandel unterliegen, ihre Emissionen bis 2030 im Vergleich zu 2005 um 43 % reduzieren. Dazu soll die Gesamtzahl der Zertifikate von 2021 an jährlich um 2,2 % sinken (statt wie bisher lediglich um 1,74 %). Dies soll in der Dekade 2021 bis 2030 einen zusätzlichen Emissionsminderungsbeitrag der Emissionshandelssektoren um rund 556 Mio.

t bewirken. Angesichts der Erwartung, dass aus der dritten Handelsperiode (2013-2020) vermutlich 550 bis 700 Mio. Zertifikate in die vierte Periode übertragen werden, wurde zugleich beschlossen, diese nicht allokierten Zertifikate in eine sogenannten Marktstabilisierungsreserve (MSR) zu überführen. Dabei können 250 Mio. Zertifikate für die freie Allokation für neue und expandierende Unternehmen („New Entrants Reserve“) sowie weitere 50 Mio. Zertifikate für die Förderung von Innovationen in der Industrie genutzt werden.

247. Wie schon für das Zieljahr 2020 sind für 2030 die Emissionsminderungsziele in Deutschland mit einem Minus von 55 % im Vergleich zu 1990 ebenfalls wesentlich ambitionierter. Dabei gilt für die emissionshandelspflichtigen Unternehmen nur das europaweite Ziel einer Emissionsminderung gegenüber 2005 um lediglich 43 %. Gemessen an den Jahresemissionen der Emissionshandelssektoren in Deutschland in Höhe von rund 475 Mio. t CO₂-Äquivalente im Jahr 2005 würde es für diese Sektoren einen rechnerischen Rückgang bis 2030 auf etwa 270 Mio. t CO₂-Äquivalente bedeuten. Für die nicht dem Emissionshandel unterliegenden Bereiche wäre im Vergleich zum Basisjahr 2005 der mit dem Gesamtziel Deutschlands kompatible Emissionsrückgang mit 44 % allerdings kaum stärker. Dies auf den ersten Blick verwunderliche Ergebnis resultiert daraus, dass in Deutschland ein besonders starker Rückgang der gesamten Treibhausgasemissionen bereits in den frühen 1990er-Jahren realisiert wurde. Bezieht man den Zielwert für 2030 statt auf das Basisjahr 1990 auf 2005, errechnet sich eine Reduktion um knapp 44 %. Insoweit sind die europäischen und deutschen Ziele durchaus kompatibel.

10.4 Entwicklung eines Zielkatalogs für das Jahr 2030

248. Für das Jahr 2030 wird im Energiekonzept der Bundesregierung das Klimaschutzziel zum alleinigen quantitativen Oberziel, da die Stromerzeugung aus Kernenergie bis dahin vollständig eingestellt sein soll. Daneben stehen die qualitativen Ziele Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit. Aus Sicht der Expertenkommission zählt hierzu auch die Umweltverträglichkeit. Diese politischen Ziele werden 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 besteht nicht, sondern wird über die Strategie abgebildet, den Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2008 zu halbieren. Auf der nachgeordneten Ebene, die jeweils Steuerungsziele für die Bereiche Strom, Wärme und Kraftstoffe umfasst, ist mit der Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 50 % ebenfalls nur ein Ziel quantifiziert.

249. Der gegenüber dem Jahr 2020 wenig ausdifferenzierte Zielkatalog für 2030 wirft die Frage auf, ob dies zu empfehlen ist oder nicht. Dies hängt davon ab, wie robust quantitative Ziele formuliert werden können. Einerseits ist es sinnvoll, den adressierten Akteuren eine möglichst klare Orientierung und Planungsverlässlichkeit zu geben, damit eine Lenkungswirkung entfaltet wird, die unerwünschte Trends und Lock-in-Effekte vermeidet und stattdessen erwünschte technische Entwicklungen, Investitionen usw. anstößt. Andererseits kann dies auch problematisch sein, wenn nicht belastbar absehbare gesellschaftliche Entwicklungen (z. B. die aktuelle Zuwanderungsthematik), wirtschaftliche Veränderungen oder technische Neuerungen zu einem späteren Zeitpunkt Zielanpassungen erforderlich machen, die dann möglicherweise nur schwer durchsetzbar sind. Generell gilt dabei, dass die Wahrscheinlichkeit von Anpassungen umso höher ist, je spezifischer Ziele formuliert werden.⁴⁸

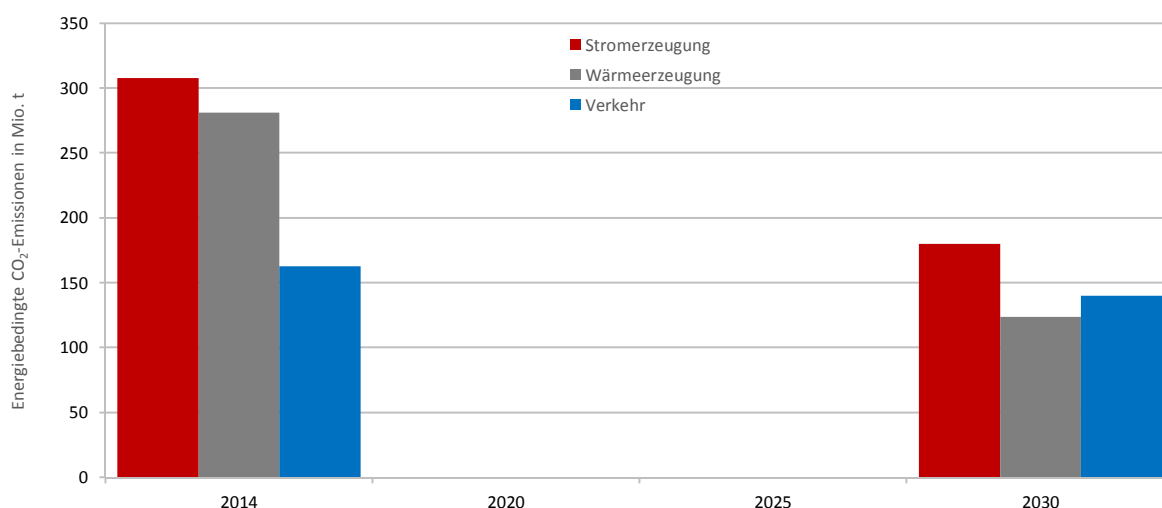
250. Die Expertenkommission empfiehlt, ausgehend vom Oberziel beide Kernziele für 2030 zu quantifizieren. Dies kann ebenso wie auf der EU-Ebene in Form von Mindestzielen erfolgen oder mit Korridoren, die jedoch nicht zu breit angelegt sein sollten. Darüber hinaus sollten die jeweils drei Steuerungsziele vervollständigt werden. Sie

⁴⁸ In diesem Sinne ist es sinnvoll, längerfristige Zielsetzungen von Zeit zu Zeit unter Berücksichtigung sich abzeichnender Entwicklungen zu überprüfen und ggf. rechtzeitig anzupassen.

können als indikative Ziele formuliert werden, um ausreichend Flexibilität zu erhalten. Alternativ kommt auch hier in Frage (analog zum Erneuerbare-Energien-Gesetz) mit Korridoren zu arbeiten. Eine Orientierung für die Korridore ergibt sich beispielsweise anhand der im Zeithorizont erschließbaren Potenziale (Obergrenzen) in den einzelnen Bereichen sowie der intrasektoralen Substitutionsmöglichkeiten (z. B. Effizienz Strom versus Effizienz Wärme versus Effizienz Verkehr), um das Erreichen der Kernziele sicherstellen zu können.

251. Für eine Strukturierung des Zieltableaus können verschiedene Untersuchungen herangezogen werden (z. B. BMUB, 2015, Nitsch, 2015, Öko-Institut/ISI, 2014, Prognos/EWI/GWS, 2014), die relativ ähnliche Wege aufzeigen. Nach der aktuellsten vorliegenden Untersuchung (Nitsch, 2015) sind für das Erreichen des Klimaschutzziels 2030 nicht nur in der laufenden Dekade, sondern auch zwischen 2020 und 2030 die größten Beiträge zur CO₂-Minderung in den Bereichen Strom und Wärme erforderlich (vgl. Abbildung 36). Allerdings nimmt die Bedeutung des Verkehrs zu.

Abbildung 36: Denkbare Veränderung der energiebedingten CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2030 nach Sektoren

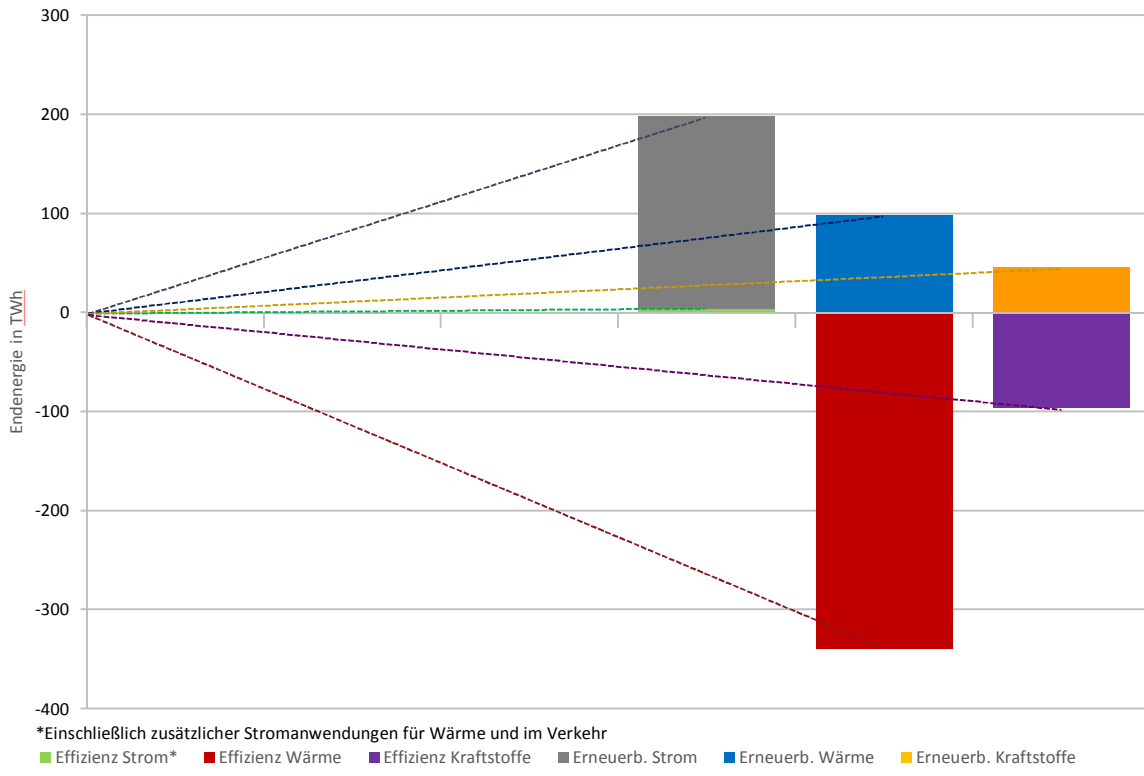


Quelle: Nitsch (2015) und eigene Abschätzung

252. Analog zur Darstellung in der Stellungnahme der Expertenkommission zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung (EWK, 2012) ergibt sich für die Beiträge des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Steigerung der Energieeffizienz das in Abbildung 37 quantifizierte, denkbare Bild. Nach wie vor bleiben der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung und die Reduktion des Endenergiebedarfs für Wärme die wichtigsten Elemente. Während für den ersten Bereich mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz bereits ein Rahmen geschaffen wurde, besteht im Bereich der Wärme noch Handlungsbedarf. Die „Energieeffizienzstrategie Gebäude“ der Bundesregierung ist hierfür ein erster wichtiger Schritt. Erforderlich ist allerdings eine umfassende Effizienzstrategie, die darüber hinaus geht und u. a. die Effizienzeffekte zunehmender Stromanwendungen v. a. im Verkehr bis zum Jahr 2030 berücksichtigt.

253. Obwohl dies ein durchaus vorstellbares Szenario sein dürfte, ist es sinnvoll, andere Szenarien durchzuspielen, um robuste Entwicklungsstrategien abzuleiten. Die Expertenkommission empfiehlt deshalb der Bundesregierung, bestehende Untersuchungen in diesem Sinne auszuwerten und darüber hinaus ggf. weitere anzustoßen, mit dem Ziel zu prüfen, welche alternativen Wege gangbar sind, falls unerwartete Entwicklungen eintreten, die eine Pfadkorrektur erforderlich machen, damit die Kernziele und insbesondere das Oberziel für 2030 erreicht werden.

Abbildung 37: Denkbare Veränderung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2030 gegenüber 2014



Quelle: Eigene Berechnungen auf der Basis von Nitsch (2015)

Fazit

254. Die Energiewende kommt voran, wenn auch insgesamt nicht so schnell wie ursprünglich geplant und erforderlich. Während in einzelnen Bereichen wie der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung die Ziele für das Jahr 2020 erreicht oder übererfüllt werden dürften, reichen die bisherigen Fortschritte in anderen Bereichen noch nicht aus. Letzteres gilt namentlich für das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % zu reduzieren. Im Verkehr läuft die Entwicklung sogar in die falsche Richtung.

255. Im vergangenen Jahr hat die Bundesregierung einen umfangreichen Katalog von Gesetzesinitiativen und Maßnahmen auf den Weg gebracht, um die drohende Verfehlung des Treibhausgasminderungsziels zu vermeiden. Allerdings ist es bisher nicht gelungen, parlamentarische Mehrheiten gerade für vermutlich besonders wirksame Instrumente zu erzielen wie etwa die steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung. Die Defizite liegen jetzt vor allem in der zeitnahen und wirkungsstarken Umsetzung der Beschlüsse. Dies gilt beispielsweise für den Stromnetzausbau und die Energieeffizienz.

256. Aus Sicht der unabhängigen Expertenkommission sollten mögliche Verfehlungen einzelner Ziele des Energiekonzepts nicht allein der Politik zugeschrieben werden. Neben wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Konflikten erschweren auch exogene Ursachen wie beispielsweise die niedrigen Weltmarktpreise für fossile Energien und CO₂-Emissionsrechte das Erreichen der Energiewendeziele. Dies bietet jedoch keinen Grund dafür, die Ziele pauschal als zu ehrgeizig einzustufen. Stattdessen sollte das Energiewende-Monitoring sowohl die Ursachen für mögliche Zielverfehlungen als auch die Maßnahmen und deren Beiträge zur Zielerreichung realistisch analysieren, um bei Bedarf und mit Blick auf eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung „nachsteuern“ zu können.

257. In ihren Kommentaren zu den jährlichen Monitoring-Berichten der Bundesregierung präsentiert die Expertenkommission dafür Anregungen. Die Expertenkommission wird den konstruktiven und teilweise auch kritischen Dialog mit der Bundesregierung fortsetzen, und zwar gerade auf den Feldern, wo der Energiewende-Fortschritt schwieriger zu erzielen ist als gedacht. Dass diese Zusammenarbeit fruchtbar ist, schlägt sich auch darin nieder, dass die Bundesregierung bereits zahlreiche Anregungen aufgegriffen und umgesetzt hat.

11 Literatur

- Abrahamse, W., Steg, L., Vlek, C., Rothengatter, T., 2005. A review of intervention studies aimed at household energy conservation. *Journal of Environmental Psychology*, 25, 273-291.
- Adolf, J., Krämer, L., Rommerskirchen, S., 2014. PKW-Mobilität am Wendepunkt? Bedeutung des demographischen und des Verhaltenswandels für den PKW-Verkehr in Deutschland bis 2040. *Internationales Verkehrswesen*, 66, 64-67.
- AGEB, 2015a. Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2014. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin.
- AGEB, 2015b. Energie in Zahlen. Arbeit und Leistungen der AG Energiebilanzen. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin. Aufrufbar unter http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&file-Name=ageb_broschuere_2012_web.pdf (07.11.15).
- AGEB, 2014a. Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2011 und 2012 mit Zeitreihen von 2008 bis 2012. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin. Aufrufbar unter http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=8&archiv=5&year=2014 (07.11.15).
- AGEB, 2014b. Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2013. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin. Aufrufbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2013.html> (07.11.15).
- AGEE-Stat, 2015. Investitionsausgaben für Erneuerbare-Energien-Anlagen.
- Allcott, H., Rogers, T., 2012. The short-run and long-run effects of behavioral interventions: Experimental evidence from energy conservation. NBER Working Paper No. 18492. National Bureau of Economic Research.
- Anderson, S.T., Newell, R.G., 2004. Information programs for technology adoption: the case of energy-efficiency audits. *Resource and Energy Economics*, 26, 27-50.
- Ang, B.W., 2005. The LMDI approach to decomposition analysis: a practical guide, *Energy Policy*, 33, 867-871.
- BAFA, 2015a. Antragszahlen Januar bis Juli des Marktanreizprogramms. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Eschborn. Aufrufbar unter http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare_energien/twitter_blog/2015/august/statistik_juli.html (07.11.15).
- BAFA, 2015b. Amtliche Mineralöl-daten für die Bundesrepublik Deutschland, Aufkommen zum Inlandsverbrauch an Otto-, Diesel- und Biokraftstoffen. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Eschborn.
- BAFA, 2015c. Mineralöl-daten für die Bundesrepublik Deutschland. Entwicklung der Inlandsablieferungen für Mineralölprodukte. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Eschborn.
- BAFU, 2015. CO₂-Abgabe. Bundesamt für Umwelt. Aufrufbar unter <http://www.bafu.admin.ch/klima/13877/14510/14511/index.html?lang=de> (07.11.15).
- BDEW, 2015a. BDEW-Strompreisanalyse August 2015, Haushalte und Industrie. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Aufrufbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/8CFC3276B7FF3A9CC1257DDA0049A5D0/\\$file/150831_BDEW_Strompreisanalyse_August2015.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/8CFC3276B7FF3A9CC1257DDA0049A5D0/$file/150831_BDEW_Strompreisanalyse_August2015.pdf) (07.11.15).
- BDEW, 2015b. BDEW-Erhebung Elektromobilität: Zuwachs bei öffentlichen Lademöglichkeiten. Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft. Aufrufbar unter <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/bdew-erhebung-elektromobilitaet-zuwachs-bei-oeffentlichen-lademoeglichkeiten-de> (07.11.15).
- BDH, 2015. Marktentwicklung Wärmerezeuger 2004-2014. Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie. Aufrufbar unter <http://www.baulinks.de/heizung/heizungsmarkt.php> (07.11.15).

- BEI/IWU, 2010. Datenbasis Gebäudebestand, Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand. Bremer Energie Institut, Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt.
- 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.
- BMU, 2012. Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG-Erfahrungsbericht). Drucksache 17/11957. Deutscher Bundestag. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin. Abrufbar unter <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/119/1711957.pdf> (07.11.15).
- BMU, 2008. Konsolidierte Fassung der Begründung zu dem Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – EEWärmeG) vom 7. August 2008. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin. Abrufbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/konsolidierte_begrueendung_eewaermeg.pdf;jsessionid=BFD09F4020E80E64E9B6B7437265D85B?__blob=publicationFile&v=5 (07.11.15).
- BMUB, 2015. Projektionsbericht 2015 der Bundesregierung gemäß Verordnung 525/2013/EU. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin. Aufrufbar unter <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/klima-klimaschutz-download/artikel/projektionsbericht-der-bundesregierung-2015/> (07.11.15).
- BMVBS, 2012. Fachdialog zur Erarbeitung einer Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie für Deutschland. Workshop zur Erarbeitung von Handlungsempfehlungen in Berlin am 20. November 2012. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Berlin.
- BMVBS, 2011. Online-Publikation Nr. 16/2011, Typologie und Bestand beheizter Nichtwohngebäude in Deutschland. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (vormals Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung), Berlin.
- BMWi, 2015a. Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende 2015, ENTWURF vom 05.11.2015. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.
- BMWi, 2015b. Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen. Eckpunktepapier. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.
- BMWi, 2015c. Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationalen und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin. Aufrufbar unter <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/erneuerbare-energien-in-zahlen.html> (07.11.15).
- BMWi, 2015d. EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2016. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin. Aufrufbar unter <http://www.erneuerbareenergien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlenxls.xlsx> (07.11.15).
- BMWi, 2015e. Zahlen und Fakten Energiedaten - Nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin. Aufrufbar unter <http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/energie-daten-gesamt,property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls> (07.11.15).
- BMWi, 2015f. 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. Aufrufbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2014-excel.xlsx?__blob=publicationFile&v=2 (07.11.15).
- BMWi/Fichtner, 2014. Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Fichtner. Stuttgart, Berlin.

- BNetzA, 2015a. EnLAG-Monitoring - Stand des Ausbaus nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum zweiten Quartal 2015. Bundesnetzagentur, Bonn.
- BNetzA, 2015b. Ergebnisse der zweiten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV) - Freiflächenanlagen vom 1. August 2015. Bundesnetzagentur, Bonn. Aufrufbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Gebotstermin_01_08_2015/Hintergrundpapier_PV-FFA_Runde2.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (07.11.15).
- BNetzA, 2015c. Vorläufige Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV) - Freiflächenanlagen vom 15. April 2015. Hintergrundpapier, Bonn.
- BNetzA, 2015d. Netzentwicklungspläne 2024 und Umweltbericht. Aufrufbar unter www.netzausbau.de/DE/Bedarfsermittlung/Charlie/NEP-UB_Charlie/NEP-UB_Charlie-node.html (07.11.15).
- BNetzA, 2014. Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Bundesnetzagentur, Bonn.
- BReg, 2010. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Bundesregierung, Berlin. Aufrufbar unter http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (07.11.15).
- BReg, 2009. Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Bundesregierung, Berlin. Aufrufbar unter https://www.clearingstelle-eeg.de/files/Nationaler_Aktionsplan_100804.pdf (07.11.15).
- BSW, 2015. Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW). 35 Prozent mehr Solarstromspeicher. Pressemitteilung vom 26.8.2015, Berlin. Abrufbar unter <http://www.solarwirtschaft.de/presse/pressemeldungen/pressemeldungen-im-detail/news/35-prozent-mehr-solarstromspeicher.html> (07.11.15).
- c/sells, 2015. Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V. Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschlands. Projektskizze im Rahmen der Förderinitiative „Schaufenster Intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG), Stand Oktober 2015, unveröffentlicht.
- CARMEN e. V., 2015. Preise für E85 Kraftstoff auf Anfrage. Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie Netzwerk e.V., Straubing.
- CEP, 2015. Clean Energy Partnership. Clean Energy Partnership. Aufrufbar unter <http://cleanenergypartnership.de/h2-infrastruktur/tankstellennetz/> (07.11.15).
- Chen, H.Y.-H., von Graevenitz, K., Karplus, V., Kishimoto, P., Koesler, S., Löschel, A., Paltsev, S., Reilly, J., 2015. Reducing CO₂ from Cars in the European Union: Emission Standards or Emission Trading? CAWM Discussion Paper 84.
- consentec/r2b, 2010. Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Consentec und r2b energy consulting.
- DBFZ, 2015. Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Mai 2015. Deutsches Biomasseforschungszentrum, Leipzig. Aufrufbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/eeg/berichte/3310025_03MAP250_Bericht_Mai_2015.pdf (07.11.15).
- DEHSt, 2015. Pressehintergrundpapier zum VET-Bericht 2014. Stand: 22.05.2015. Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt, Dessau.
- dena, 2010. dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025. Deutsche Energie-Agentur, Berlin.
- DEPI, 2015. Infografiken zur Pelletproduktion und zu Pelletheizungen. Deutsches Pelletinstitut. Aufrufbar unter <http://www.depi.de/de/infothek/grafiken/> (07.11.15).

- DEPI, 2014. Jahresdurchschnittspreise von Holzpellets, 2014. Deutsches Pelletinstitut GmbH. Aufrufbar unter http://www.depi.de/media/filebase/files/infothek/images/DEPI_Jahresdurchschnittspreise_Pellet.jpg (07.11.15).
- Destatis, 2015a. Umweltökonomische Gesamtrechnung 2015. Statistisches Bundesamt.
- Destatis, 2015b. Gestiegene Motorleistung verhindert stärkeren Rückgang der CO₂-Emissionen, Pressemitteilung vom 11. Juni 2015 – 213/15. Statistisches Bundesamt, Bonn.
- Destatis, 2015c. Erhebung über Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie der Stromhändler. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Destatis, 2015d. Finanzen und Steuern, Stromsteuern. Fachserie 14 Reihe 9.7. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Destatis, 2012. Staatliche Haushalte: Einnahmen der Stadtstaaten aus Konzessionsabgaben 2000 bis 2009. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Deutsches Mobilitätspanel, 2015. Zeitreihe MOP 2013/2014. Deutsches Mobilitätspanel.
- Deutsches Mobilitätspanel, 2011. Zeitreihe MOP 2009/2010. Deutsches Mobilitätspanel.
- DFG, 2013. Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis 2013, ergänzte Auflage. Deutsche Forschungsgemeinschaft, Weinheim.
- DIW, 2015a. Persönliche Mitteilung. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.
- DIW, 2015b. Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe. Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.
- DLR, 2008. Leitstudie 2008, Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart. Aufrufbar unter http://www.dlr.de/Portaldata/1/Resources/portal_news/newsarchiv2008_5/Leitstudie2008_unters.pdf (07.11.15).
- DLR, IWES, IfnE, 2012. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik und Ingenieurbüro für neue Energien, Berlin.
- DVFG, 2015. Preiszeitreihen. Deutscher Verband Flüssiggas, Berlin.
- EEG, 2014. Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Juli 2014 (BGBl. I S. 1218) geändert worden ist.
- Ensys, 2015. Masterarbeit - Statische Betrachtung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Energiewende in Deutschland – durch den Zubau von Erneuerbaren-Energien-Anlagen im Stromsektor verursachte Änderung des BIP zwischen 2000 und 2033 vorgelegt von Andreas Cenciala. Betreuer: F. Oster, G. Erdmann. Fachgebiet für Energiesysteme der TU Berlin, Berlin. Aufrufbar unter <https://www.ensys.tu-berlin.de/fileadmin/fg8/documents/Cenciala.pdf> (07.11.15).
- Erdmann, G., Zweifel, P., 2008. Energieökonomik – Theorie und Anwendungen, 2. Auflage. Springer Verlag, Berlin.
- Europäische Kommission, 2015. Verbraucherpreise für Mineralölerzeugnisse einschließlich Abgaben und Steuern, Preise geltend am 03.08.2015. Europäische Kommission, Brüssel.
- Eurostat, 2014. Distribution of population by tenure status, type of household and income group (source: SILC). Statistisches Amt der Europäischen Union. Aufrufbar unter <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database> (07.11.15).

- Eurostat, 2013. Short Assessment of Renewable Energy Sources 2013. Eurostat. Aufrufbar unter <http://ec.europa.eu/eurostat/de/web/energy/data/shares> (07.11.15).
- EWK, 2014a. Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Berlin, Mannheim, Stuttgart.
- EWK, 2014b. Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2013. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Berlin, Münster, Stuttgart.
- EWK, 2012. Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Berlin, Mannheim, Stuttgart.
- FFAV, 2015. Verordnung zur Ausschreibung der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen (Freiflächenausschreibungsverordnung, FFAV), BGBl. I S. 108, 06. Februar 2015. Berlin. Aufrufbar unter <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/ffav/gesamt.pdf> (07.11.15).
- Fraunhofer ISI, IfE/TUM, GfK, IREES, Base-Ing, 2013. Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) für die Jahre 2007 bis 2010, Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Karlsruhe, München, Nürnberg.
- Fraunhofer IWES, 2014. Windenergie Report Deutschland 2013.
- Frondel, M., Ritter, N., Vance, C., 2010. Heterogeneity in the Rebound Effect - Further Evidence for Germany, Ruhr Economic Papers #227.
- Gillingham, K., Newell, R.G., Palmer, K., 2009. Energy Efficiency Economics and Policy, Discussion Paper, Resources for the Future. National Bureau of Economic Research.
- Goldstein, N.J., Cialdini, R.B., Griskevicius, V., 2008. A Room with a Viewpoint: Using Social Norms to Motivate Environmental Conservation in Hotels, Journal of Consumer Research, 35, 472-482.
- ICCT, 2015. European Vehicle Market Statistics - Pocketbook 2015/16.
- ICCT, 2014. European Vehicle Market Statistics - Pocketbook 2014. International Council on Clean Transportation.
- IER/IZT, 2014. Evaluation ausgewählter Maßnahmen zur Energiewende. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung, Stuttgart, Berlin.
- Institut der deutschen Wirtschaft Köln, 2012. Energetische Modernisierung des Gebäudebestandes: Herausforderungen für private Eigentümer. Aufrufbar unter http://www.hausundgrundneuss.de/fileadmin/root/media/bilder/neuigkeiten/2012/03/Gutachten-Energetische_Modernisierung.pdf (07.11.15).
- IRENA, CEM, 2015. Renewable Energy Auctions - A Guide to Design. International Renewable Energy Agency and Clean Energy Ministerial. Aufrufbar unter http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Renewable_Energy_Auctions_A_Guide_to_Design.pdf (07.11.15).
- IWU/BEI, 2012. Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2011. Institut für Wohnen und Umwelt, Bremer Energie Institut.
- IWU/Fraunhofer IFAM, 2014. Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2013. Insitut für Wohnen und Umwelt, Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung.
- Jaffe, A.B., Newell, R.G., Stavins, R.N., 1999. Energy-Efficient Technologies and Climate Change Policies: Issues and Evidence, Climate Issue Brief No. 19, Resources for the Future.
- Kaires, Haberschusz, Magnor, Leuthold, Badeda, Sauer, 2015. Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher. Jahresbericht 2015. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, Aachen. Aufrufbar unter http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2015_web.pdf (07.11.2015).

- KBA, 2015a. Fahrzeugzulassungen (FZ), Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen. Kraftfahrtbundesamt. Aufrufbar unter http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/umwelt_node.html (07.11.15).
- KBA, 2015b. Bestand an Pkw am 1. Januar 2015 nach ausgewählten Kraftstoffarten. Kraftfahrtbundesamt. Aufrufbar unter http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2014_b_umwelt_dusl_absolut.html?nn=663524 (07.11.15).
- Kluitmann, K., 2015. Tabelle mit historischen Brennholzpreisen. Aufrufbar unter <http://brennholzpreise.de/kaminholz-preise-im-chart-und-tabelle> (07.11.15).
- Knittel, C.R., 2012. Automobiles on Steroids: Product Attribute Trade-Offs and Technological Progress in the Automobile Sector, *American Economic Review* 2012, 101: 3368–3399.
- Krickeberg, K., Ziezold, H., 1995. Stochastische Methoden. 4. Auflage. Springer-Lehrbuch.
- LVO, 2015. Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile (Ladesäulenverordnung).
- Mock, P., Tietge, U., Franco, V., German, J., 2014. From Laboratory to Road: A 2014 Update of Official and “Real-World” Fuel Consumption and CO₂ Values for Passenger cars. Berlin.
- Nitsch, J., 2015. SZEN-15 - Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung unter Berücksichtigung der Eckdaten des Jahres 2014. Kurzexpertise für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. Stuttgart.
- Öko-Institut, 2014. Aktueller Stand der KWK-Erzeugung (September 2014). Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Öko-Institut e.V., Berlin.
- Öko-Institut/ISI, 2014. Klimaschutzszenario 2050. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Öko-Institut e.V., Fraunhofer ISI, Berlin. Aufrufbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/2019/2014-604-de.pdf> (07.11.15).
- Pentalateral Energy Forum, 2015. Generation Adequacy Assessment. Abrufbar unter http://www.tennet.eu/nl/fileadmin/downloads/News/2015-03-05_PLEF_GAA_Report_for_SG2_Final.pdf (07.11.15).
- Peters, G.P., Hertwich, E.G., 2008. CO₂ Embodied in International Trade with Implications for Global Climate Policy, *Environmental Science & Technology*, 42, 5, 1401-1407.
- Praktiknjo, A., 2013. Sicherheit der Elektrizitätsversorgung. Das Spannungsfeld von Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit. Springer Verlag, Wiesbaden.
- 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, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH. Aufrufbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=644920.html> (07.11.15).
- Prognos, Fraunhofer IFAM, IREES, BHKW-Infozentrum, 2014. Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht zum Projekt I C 4 - 42/13. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.
- Renn, O., 2008. Risk Governance. Coping with Uncertainty in a Complex World. Earthscan, London.
- Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, 2015. Preisindizes für ausgewählte Energieprodukte in Deutschland. Abrufbar unter <http://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/download/zeitreihen/ZR082.xlsx> (07.11.15).
- Schade, W., Lambrecht, U., Knörr, W., Kritzinger, S., 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) - Thesenpapier zum Handlungsfeld Transport & Mobilität.

- Sieg, M., 2014. Speicher regeln Netze, PV Magazin, 03/2014, Berlin. Aufrufbar unter [http://www.pv-magazine.de/archiv/artikel-pvd/beitrag/speicher-regeln-netze_100016614/720/?tx_ttnews\[backat\]=319&cHash=e1e61cc27845070387dc9229ca369492](http://www.pv-magazine.de/archiv/artikel-pvd/beitrag/speicher-regeln-netze_100016614/720/?tx_ttnews[backat]=319&cHash=e1e61cc27845070387dc9229ca369492) (07.11.15).
- Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., 2015. Entwicklung ausgewählter Energiepreise. Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. Aufrufbar unter <http://www.kohlenstatistik.de/17-0-Deutschland.html> (07.11.15).
- Stern, P.C., 2000. Toward a Coherent Theory of Environmentally Significant Behavior, *Journal of Social Issues*, 56, 407-424.
- STN, 2015. VVS-Verbundpass wird zur Mobilitätskarte in Stuttgarter Nachrichten, Ausgabe vom 24.09.2015. Ikrat, A., Stuttgart. Aufrufbar unter <http://www.stuttgarter-nachrichten.de/inhalt.vvs-macht-polygo-vvs-verbundpass-wird-zur-mobilitaetskarte.8e2b2e82-269a-452b-a9bb-faf5ba5cf3f0.html> (07.11.15).
- Thaler, R.H., Sunstein, C.R., 2008. *Nudge: Improving Decisions About Health, Wealth, and Happiness*. New Haven, CT: Yale University Press.
- Thaler, R.H., Sunstein, C.R., 2003. Libertarian Paternalism, *The American Economic Review*, 93, Papers and Proceedings, 175-179.
- UBA, 2015. Rebound-Effekte: Ihre Bedeutung für die Umweltpolitik TEXTE 31/2015. Umweltbundesamt.
- UBA, 2013. Politikszenerarien für den Klimaschutz VI - Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030, CLIMATE CHANGE 04/2013. Umweltbundesamt.
- ÜNB, 2015a. EEG-Jahresabrechnungen. Übertragungsnetzbetreiber. Aufrufbar unter https://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm (07.11.15).
- ÜNB, 2015b. Jahresabrechnung Offshore Umlage (§ 17F ENWG). Übertragungsnetzbetreiber. Aufrufbar unter https://www.netztransparenz.de/de/Umlage_17f.htm (07.11.15).
- VGB PowerTech e. V., 2015. Analyse der Nichtverfügbarkeit von Wärmekraftwerken 2004-2013. Abrufbar unter https://www.vgb.org/shop/newde/tw103aebook.html?__store=en&__from_store=default (07.11.15).
- Ziesing, H.-J., 2015. Dank warmer Witterung starker Rückgang der CO₂-Emissionen in Deutschland im Jahr 2014: Ist das schon die Wende? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 65, 5, 44-52.
- ZSW, 2015. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), gemeinsame Presseinformation vom 03.11.2015, „Erneuerbaren-Anteil steigt 2015 voraussichtlich auf 33 Prozent“, Stuttgart/Berlin. <http://www.zsw-bw.de/infoportal/presseinformationen/presse-detail/zsw-und-bdew-zum-anteil-der-erneuerbaren-energien-am-stromverbrauch-2015-erneuerbaren-anteil-steigt-2015-voraussichtlich-auf-33-prozent.html> (07.11.15).