Deutsche Bank
Research

Aktuelle Themen

Natürliche Ressourcen

Deutsche Energiewende: Zielverfehlungen in Sicht

12. Mai 2016

Autor
Eric Heymann
+49 69 910-31730
eric.heymann@db.com

Editor
Lars Slomka

Deutsche Bank AG
Deutsche Bank Research
Frankfurt am Main
Deutschland
E-Mail: marketing.dbr@db.com
Fax: +49 69 910-31877

www.dbresearch.de

Bei vielen ökologischen Teilzielen der deutschen Energiewende bleibt die tatsächliche Entwicklung hinter dem eigentlich notwendigen Zeitplan zurück – zum Teil deutlich. Fortschritte werden vor allem dort erzielt, wo über ein Förderinstrument hohe Subventionen gewährt werden. Wo ein solches Instrument fehlt oder Zuschüsse und Anreize (zu) gering ausfallen, zeichnen sich Zielverfehlungen ab. Zu bemängeln ist, dass für die Bereiche Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit keine quantifizierbaren Zielgrößen formuliert sind.

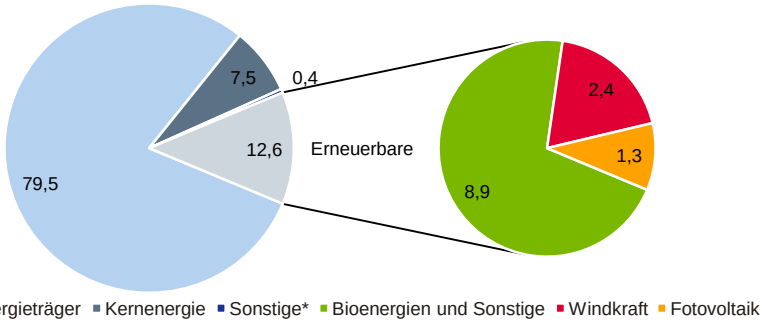
Wenn man den Zwischenstand der Energiewende mit einem Satz beurteilen müsste, könnte dieser lauten: Deutschland hat sich wohl zu viel in zu kurzer Zeit vorgenommen. Wir sehen vor allem vier limitierende Faktoren: Kosten, physikalische Grenzen, das verfügbare Zeitbudget sowie die politische Machbarkeit.

Die Energiewende in Deutschland ist bislang vor allem eine Stromwende. Der Ausbau der Erneuerbaren im Stromsektor kommt aufgrund des EEG schnell voran. Dies ist jedoch mit steigenden Systemkosten verbunden; auch die Anforderungen an die Versorgungssicherheit nehmen zu. Strom macht jedoch nur 21% des Endenergieverbrauchs in Deutschland aus. Außerhalb des Stromsektors (Wärmemarkt- und Verkehrssektor) spielen die „neuen“ Erneuerbaren (Windkraft und Fotovoltaik) nur eine kleine Rolle; ihr Anteil am Primärenergieverbrauch liegt zusammen bei 3,7% (2015). Das Ausbaupotenzial der bislang wichtigsten erneuerbaren Energieform, der Bioenergien, ist allerdings begrenzt.

Bislang setzt der Staat zur Realisierung der Energiewende auf eine Mischung aus staatlichen Fördermaßnahmen und Ordnungsrecht (Gebote und Verbote). Diese Instrumente sind häufig ökonomisch ineffizient und/oder führen zu Eingriffen in Eigentumsrechte und Wahlfreiheiten. Da die Kosten der Energiewende ein limitierender Faktor sind, sollten die vorhandenen Mittel so eingesetzt werden, dass sie den höchsten Nutzen stiften. Ein reformiertes (mindestens) europäisches Emissionshandelssystem wäre hierfür geeignet.

Fossile dominieren – Bioenergien wichtigste Säule der Erneuerbaren 1

Anteile einzelner Energieträger am Primärenergieverbrauch in Deutschland, 2015, %



* Abzüglich Stromaustauschsaldo; Abweichungen von 100% rundungsbedingt

Quelle: AG Energiebilanzen

1. Einleitung

Energiewende gerät durch Flüchtlingskrise etwas aus dem Fokus der Öffentlichkeit

In den letzten Monaten ist die deutsche Energiewende spürbar aus dem Fokus der öffentlichen Berichterstattung gerückt. Vor allem die Flüchtlingskrise hat viele energiepolitische Entwicklungen (und andere Themen) aus dem medialen Rampenlicht verdrängt. Dabei sind die energie- und klimapolitischen Herausforderungen, vor denen Deutschland in den nächsten Jahren und Jahrzehnten steht, außerordentlich groß. Und einfache Lösungen zeichnen sich zumeist nicht ab. Bei vielen politischen Zielen der Energiewende stellt sich daher die Frage, ob Deutschland das Angestrebte tatsächlich schaffen kann. Damit ist explizit nicht der Ausstieg aus der Kernenergie gemeint, der mit politischem Konsens beschlossen wurde und hier nicht in Zweifel gezogen wird.

Im folgenden Bericht untersuchen wir den Fortschritt bei ausgewählten energie- und klimapolitischen Zielen der Bundesregierung und gehen der Frage nach, welche Ziele wohl erreicht werden können und wo eine Zielverfehlung eher wahrscheinlich ist.[1] In diesem Zusammenhang ist eine Analyse ausgewählter energie- und klimapolitischer Instrumente etwa hinsichtlich ihrer ökologischen Treffsicherheit oder der ökonomischen Effizienz angezeigt. Dies gilt sowohl für die aktuell eingesetzten als auch für alternativ mögliche Instrumente. Bei alternativen Instrumenten ist zudem interessant zu diskutieren, ob diese politisch leicht zu implementieren sein dürften oder ob Widerstände zu erwarten sind. Gerade ordnungspolitische Instrumente (Gebote, Verbote) sind in vielen Fällen zwar ökologisch effektiv. Sie können jedoch mit hohen Kosten verbunden sein und/oder bedeuten Eingriffe in Eigentums- und Freiheitsrechte, was ihre politische Umsetzbarkeit (durchaus zu Recht) erschwert. Zum Abschluss gehen wir auf einige grundsätzliche Argumentationen zur deutschen Energiewende ein.

Starke Förderinstrumente ermöglichen Fortschritte

Ohne den Ergebnissen des Berichts im Detail vorgreifen zu wollen, zeichnet sich in puncto Ziele und Instrumente der deutschen Energiewende eine grundsätzliche Tendenz ab: Überall dort, wo über ein Förderinstrument hohe direkte oder indirekte Subventionen bzw. Zuschüsse z.B. für bestimmte Technologien gewährt werden, ist das Erreichen des betreffenden Ziels (sehr viel) wahrscheinlicher als in jenen Fällen, wo ein solches Instrument fehlt oder Zuschüsse und Anreize (zu) gering ausfallen. Auch hierzu sei vorweg festgehalten: Aus der skizzierten Grundtendenz lässt sich sicherlich nicht die Schlussfolgerung ziehen, der Staat müsse pauschal noch höhere Subventionen oder andere Förderinstrumente für das Erreichen der energie- und klimapolitischen Ziele einführen. Die finanzielle Leistungsfähigkeit des Staates ist begrenzt, weshalb die verfügbaren Mittel grundsätzlich so eingesetzt werden sollten, dass sie einen möglichst hohen Nutzen stiften. Insgesamt ist der Einfluss staatlicher Regulierung auf die Energiebranche – von der Erzeugung bis zum Verbrauch – in den letzten Jahren deutlich gestiegen; dies gilt vor allem für den Stromsektor. Es ist offensichtlich nicht einfach, anspruchsvolle staatliche Energie- und Klimaschutzziele und marktwirtschaftliche Prinzipien unter einen Hut zu bringen.

2. Energiewende bei vielen Zielen nicht auf Kurs

Die Energiepolitik orientiert sich in der Regel am so genannten energiepolitischen Zieldreieck. Es setzt sich bekanntermaßen aus den Zielen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umwelt- bzw. Klimaverträglichkeit zusammen, auf die wir im Folgenden eingehen. Im Laufe der Zeit wurde den einzelnen Zielen zwar eine unterschiedlich hohe Bedeutung beigemessen. Langfristig ist jedoch eine Balance zwischen den Zielen angezeigt, da die einseitige Priorisierung eines Zieles zu Lasten der übrigen Ziele gehen kann.

[1] Eine wichtige Datengrundlage hierfür ist: BMWi (2015). Die Energie der Zukunft. Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende. Berlin.

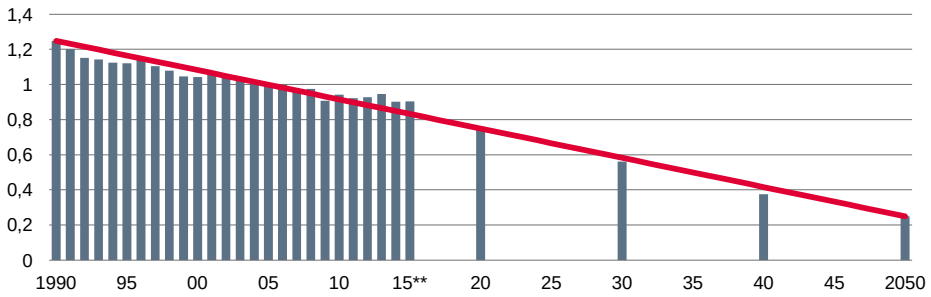
2.1 Bundesregierung verfolgt viele konkrete ökologische Ziele

Reduktion der THG-Emissionen um bis zu 95% bis 2050 angestrebt

Die Bundesregierung hat im Rahmen der Energiewende eine Reihe von ökologischen Zielen konkret quantifiziert. Eines der wichtigsten Ziele ist es, den Ausstoß von Treibhausgasen (THG) – allen voran CO_2 – zu reduzieren. Bis 2020 will die Bundesregierung den Treibhausgasausstoß um 40% gegenüber dem Basisjahr 1990 verringern. Bis 2050 sollen die Emissionen sogar um 80% bis 95% sinken. Ist Deutschland hier auf einem guten Weg? Nicht wirklich! Zwischen 1990 und 2015[2] ist der Ausstoß von Treibhausgasen in Deutschland um knapp 28% gesunken. Da die Emissionen in den ersten Jahren nach der Wiedervereinigung recht stark rückläufig waren, ist es sinnvoll, zusätzlich das Jahr 1995 als Vergleichsbasis heranzuziehen: 2015 lagen die THG-Emissionen um gut 19% unter dem Niveau von 1995. Um das erwähnte 40%-Ziel bis 2020 zu erreichen, müssen die Emissionen in den nächsten fünf Jahren also um 17% (!) sinken. Innerhalb von fünf Jahren soll die Emissionsminderung also fast genauso hoch ausfallen wie in den 20 Jahren zuvor.

Mittelfristige Klimaziele könnten verfehlt werden 2

Treibhausgasemissionen in Deutschland*, CO_2-Äquivalente, Mrd. Tonnen



* Der dargestellte Reduktionspfad entspricht einer Verringerung der Treibhausgasemissionen in Deutschland bis zum Jahr 2050 um 80% (gg. 1990). Das offizielle Ziel der Bundesregierung lautet, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80% bis 95% zu reduzieren. Es ist also der am wenigsten anspruchsvolle Reduktionspfad dargestellt.

** Der Wert für 2015 basiert auf Schätzungen der AG Energiebilanzen.

Quellen: Umweltbundesamt, AG Energiebilanzen, BMWi, Deutsche Bank Research

Ältere Braunkohlekraftwerke sollen vom Netz gehen

Um zu vermeiden, das nationale Klimaziel bis 2020 zu verfehlen, hat die Bundesregierung in den letzten Monaten eine Reihe von Maßnahmen angekündigt. So ist unter anderem vorgesehen, ältere Braunkohlekraftwerke ab 2016 in eine so genannte Sicherheitsbereitschaft zu transferieren und nach vier Jahren stillzulegen.[3] Die Betreiber der betreffenden Kraftwerke erhalten hierfür eine Entschädigung in Höhe von EUR 230 Mio. pro Jahr für sieben Jahre. Eine Reihe weiterer Maßnahmen soll sicherstellen, dass die angestrebte THG-Einsparung bis 2020 gelingt. Dazu zählen eine höhere Förderung von Anlagen im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie die zusätzliche Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudebereich, bei Kommunen oder in der Industrie. Auch im Verkehrssektor sind verschiedene Maßnahmen geplant bzw. auf

[2] Für 2015 liegen erst Schätzungen zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen vor.

[3] Seit Beginn der dritten Handelsperiode des EU-Emissionshandels (EU ETS) Anfang 2013 sind die Emissionen jener Sektoren, die dem EU ETS unterliegen (eigentlich) nicht mehr Teil der nationalen Emissionsbudgets. Vielmehr gibt es hier eine Obergrenze auf EU-Ebene. Dies betrifft vor allem die Stromerzeugung und einige energieintensive Sektoren. Werden z.B. aufgrund von nationalen Maßnahmen die CO_2-Emissionen im Stromsektor eines Landes vermindert, führt dies zunächst dazu, dass die Nachfrage nach CO_2-Zertifikaten sinkt – und damit deren Preis. An der vorab festgelegten Obergrenze der CO_2-Emissionen innerhalb des EU ETS ändert sich jedoch nichts, d.h. Kraftwerke in anderen EU-Ländern können ihre Emissionen erhöhen. Die Bundesregierung bezieht bei der Berechnung der deutschen THG-Emissionen sowie beim nationalen Klimaziel die Emissionen der Kraftwerke in Deutschland jedoch mit ein.

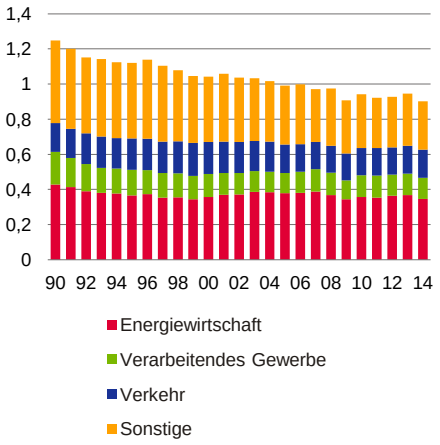
den Weg gebracht, etwa die Erweiterung der Lkw-Maut, der Ausbau der Schieneninfrastruktur sowie des ÖPNV oder die Förderung der Elektromobilität.[4]

Wir werden im Verlauf dieses Kapitels auf einzelne Maßnahmen z.B. im Gebäudebereich oder Verkehrssektor eingehen. Es ist aber bereits zu erkennen, dass es sich bei den eingesetzten Instrumenten um eine Mischung aus (kostenintensiven) staatlichen Fördermaßnahmen und Ordnungsrecht handelt; überspitzt formuliert setzt der Staat also auf „Zuckerbrot und Peitsche". Offensichtlich besteht wenig Vertrauen, dass sich Unternehmen und private Haushalte allein aufgrund von wirtschaftlichen Abwägungen und ganz ohne Zuschüsse in einem für das Erreichen der Klimaziele ausreichendem Maße für CO_2-ärmere oder energieeffiziente Technologien entscheiden.

Es bleibt abzuwarten, ob die beschlossenen Maßnahmen ausreichen werden, das nationale Klimaziel bis 2020 einzuhalten. Zum heutigen Zeitpunkt überwiegt bei uns die Skepsis, dass dies tatsächlich gelingen wird. So ist fraglich, ob die geplanten Maßnahmen in der kurzen verbleibenden Zeit noch ausreichend Wirkung entfalten können oder ob die Förderung für einzelne Maßnahmen hoch genug ausfällt. Zu berücksichtigen ist ferner, dass die Witterung und die konjunkturelle Entwicklung in Deutschland einen erheblichen Einfluss auf die THG- und CO_2-Emissionen haben. Diese Faktoren können aber von der Energie- und Klimapolitik nicht (bzw. im Falle der Konjunktur nur wenig) beeinflusst werden. So war der Rückgang des Energieverbrauchs in Deutschland 2014 zu einem großen Teil auf die milden Temperaturen zurückzuführen, während die etwas kühlere Witterung 2015 für den Anstieg des Energieverbrauchs maßgeblich war. Die erwartete Zuwanderung nach Deutschland spricht in den nächsten Jahren tendenziell für einen höheren Energieverbrauch und damit für steigende THG-Emissionen in Deutschland; auch dieser Faktor ist schwer zu beeinflussen.

Treibhausgasemissionen sinken 3

Treibhausgasemissionen in Deutschland, CO_2-Äquivalente, Mrd. Tonnen



Quelle: Umweltbundesamt

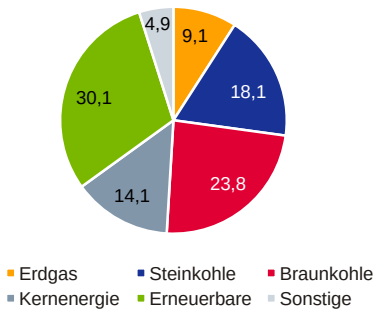
Langfristiges Klimaziel äußerst ambitioniert

Das langfristig angestrebte Reduktionsziel für den deutschen THG-Ausstoß bleibt ebenso ambitioniert. Unterstellt man einen linear verlaufenden Reduktionspfad, müssten die Emissionen innerhalb der 2020er Jahre um 25% und in den beiden Jahrzehnten danach jeweils um 33% sinken. Dann lägen die THG-Emissionen 2050 um 80% unter dem Niveau von 1990; es wäre also „nur" das Minimalziel erreicht, denn offiziell wird sogar eine Reduktion um bis zu 95% angestrebt. Letztlich müssten die notwendigen prozentualen Rückgänge von Dekade zu Dekade jeweils stärker ausfallen als in allen Jahrzehnten zuvor. Zwar sind langfristige Prognosen mit besonderen Unsicherheiten verbunden, aber eine solche Entwicklung, bei der Rückgänge im Zeitablauf immer schneller erfolgen, widerspricht der Intuition und der Erfahrung aus anderen Bereichen, wo die leichtesten Erfolge (ohne revolutionäre Technologiebrüche) am Anfang erzielt werden. Die Ausführungen verdeutlichen, dass es eines erheblichen technischen Fortschritts in allen Bereichen der Wirtschaft und Gesellschaft bedarf, um das langfristige Klimaziel zu erreichen.

Ist dieser technische Fortschritt in „nur" 35 Jahren in Sicht? Die Bundesregierung setzt derzeit vor allem auf eine Steigerung der Energieeffizienz sowie einen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien; hier liegt der politische Fokus besonders auf der Windkraft und der Fotovoltaik. Die im Folgenden dargestellten Fakten dürften zumindest die Zweifel mehren, ob das deutsche Klimaziel 2050 mit den bislang bekannten Technologien und zu wirtschaftlich vertretbaren Kosten erreicht werden kann.

Erneuerbare liegen im Stromsektor an der Spitze 4

Anteil* einzelner Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland, 2015, %



* Abweichungen von 100% rundungsbedingt

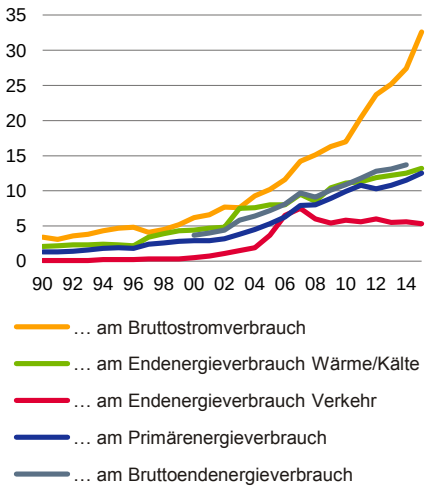
Quelle: AG Energiebilanzen

[4] Für einen Überblick über die Maßnahmen siehe: BMU (2014). Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Berlin. Darüber hinaus: BMWi (2015). Energiejahr 2016: Neuerungen Anfang Januar. Pressemitteilung vom 23.12.2015. Berlin. Auch der in Fußnote 1 zitierte Vierte Monitoring-Bericht zur Energiewende des BMWi führt Maßnahmen zur Reduktion der THG-Emissionen auf.

Deutsche Energiewende: Zielverfehlungen in Sicht

Erneuerbare v.a. bei Strom wichtig, im Verkehrssektor kaum Fortschritte 5

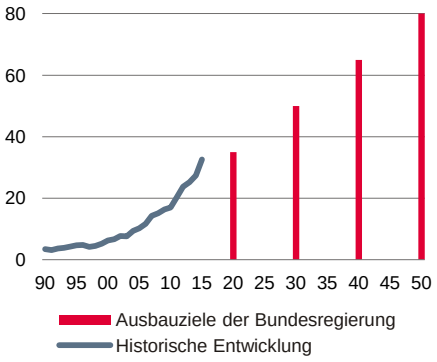
Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland, %



Quelle: BMWi

EEG sorgt für schnellen Ausbau der Erneuerbaren bei Strom 6

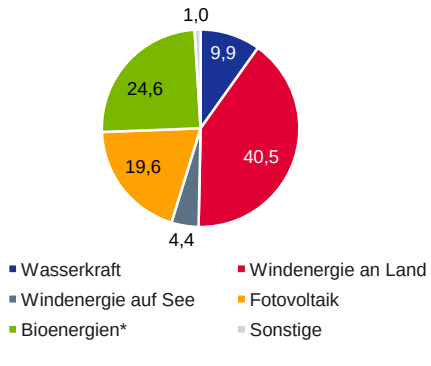
Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland, %



Quellen: AG Energiebilanzen, BMWi

Wind wichtigste erneuerbare Energiequelle im Stromsektor 7

Anteil erneuerbarer Energiequellen an gesamter erneuerb. Bruttostromerzeugung in DE, 2015, %



* Feste, flüssige und gasförmige biogene Brennstoffe sowie biogener Anteil des Abfalls

Quelle: AG Energiebilnazen

Ausbau der Erneuerbaren kommt im Stromsektor gut voran

Ein wesentliches Ziel der Bundesregierung ist der Ausbau der erneubaren Energien – insbesondere wegen ihrer geringen CO_2-Intensität und zur Kompensation des Ausstiegs aus der Kernenergie. Hier gibt es verschiedene Unterziele. So soll der Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch bis 2020 auf mindestens 35% steigen. In weiteren Schritten wird ein weiterer Zuwachs des Anteils auf mindestens 80% bis 2050 angestrebt. Das Ziel für das Jahr 2020 dürfte mit großer Sicherheit erreicht werden. Schon 2015 kamen erneuerbare Energien auf einen Anteil von 32,6% des Bruttostromverbrauchs in Deutschland. Sie waren damit der wichtigste Energieträger im Strombereich. Derzeit sieht es eher danach aus, als würde das 35%-Ziel bis 2020 übertroffen. Im Jahr 2000 machten die Erneuerbaren Energien erst 6,2% des Bruttostromverbrauchs aus.

Auch bei der Bruttostromerzeugung lagen die Erneuerbaren 2015 mit einem Anteil von 30,1% vor allen anderen Energieträgern. Innerhalb der Erneuerbaren dominiert die Windenergie an Land mit einem Anteil von 40,5% an der erneuerbaren Bruttostromerzeugung. Auf Platz 2 folgen die Bioenergien (24,6%). Die Fotovoltaik rangiert auf dem dritten Platz mit einem Anteil von 19,6% vor der schon seit vielen Jahren im Markt befindlichen Wasserkraft sowie der noch jungen Windkraft auf See.

EEG ist Paradebeispiel für effektives (i.S.v. wirksames) Förderinstrument

Der Marktanteilsgewinn der erneuerbaren Energien im Stromsektor basiert im Wesentlichen auf dem Erneuerbaren-Energie-Gesetz (EEG) aus dem Jahr 2000. Das EEG ist letztlich das Paradebeispiel, wie durch ein starkes Förderinstrument ein gewünschtes (ökologisches) Ziel erreicht werden kann. Das Wirkungsprinzip des EEG ist bekannt: Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien erhalten für einen Zeitraum von (üblicherweise) 20 Jahren eine feste Vergütung für jede eingespeiste Kilowattstunde Strom. Zudem gibt es eine vorrangige Einspeisung sowie eine Abnahmegarantie für den erzeugten Strom. Dadurch sinken sowohl das Preis- also auch das Mengenrisiko, was für Investoren und Kapitalgeber (z.B. Banken) lukrativ ist. In der Summe expandierten die Investitionen in Erneuerbare und deren Anteil im Strommarkt stark. Die Kosten für diese Förderung werden über die EEG-Umlage auf den Strompreis aufgeschlagen. Die Förderhöhe ist damit nicht Gegenstand von jährlichen Haushaltsberatungen (siehe Kapitel 2.2).

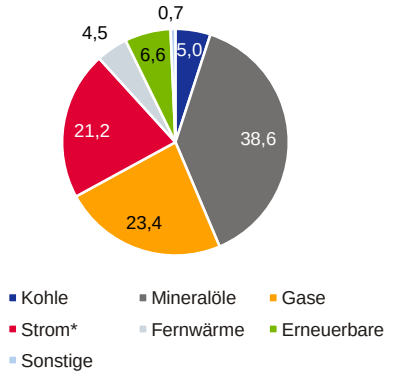
Mit der EEG-Reform des Jahres 2014 wurde das Fördersystem für ausgewählte Neuanlagen auf eine Marktprämie umgestellt. Die betreffenden Anlagenbetreiber sind seither verpflichtet, ihren Strom selbst zu vermarkten (Direktvermarktung) und erhalten eine Marktprämie. Diese errechnet sich aus der Differenz zwischen der fixen Einspeisevergütung und dem durchschnittlichen Börsenstrompreis. Aktuell wird die nächste Novellierung des EEG diskutiert. Darin ist vorgesehen, den Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor ab 2017 durch Ausschreibungen zu steuern. Dies soll grundsätzlich die Windenergie an Land und auf See sowie große Fotovoltaikanlagen betreffen. Mit der Ausschreibung von vorab definierten Erzeugungskapazitäten soll unter anderem gewährleistet werden, dass der Ausbau der Erneuerbaren im Stromsektor entlang eines politisch festgelegten Korridors erfolgt. So soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 2025 zwischen 40% und 45% liegen und 2035 zwischen 55% und 60% (siehe auch hierzu Kapitel 2.2).

Ob das Langfristziel der Energiewende – 80% Anteil der Erneuerbaren am Stromverbrauch im Jahr 2050 – erreicht werden kann, ist trotz des bisherigen Fortschritts nicht garantiert. Es hängt von vielen unsicheren Faktoren ab, etwa vom Tempo des technischen Fortschritts bei Erneuerbaren, bei Energiespeichern oder Effizienztechnologien. Der technische Fortschritt ist maßgeblich für

Deutsche Energiewende: Zielverfehlungen in Sicht

Öl dominiert Endenergieverbrauch 8

Anteil einzelner Energieträger/-formen am Endenergieverbrauch in Deutschland, 2014, %

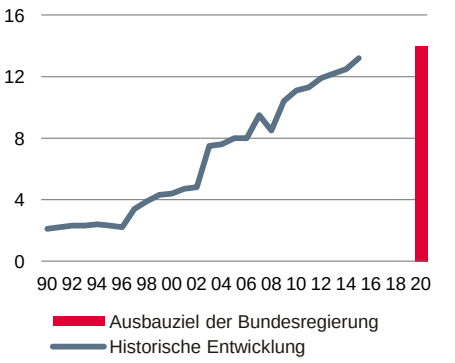


* Inklusive Strom aus Erneuerbaren

Quelle: AG Energiebilanzen

Erneuerbare im Wärmemarkt bislang auf Kurs 9

Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme* in Deutschland, %

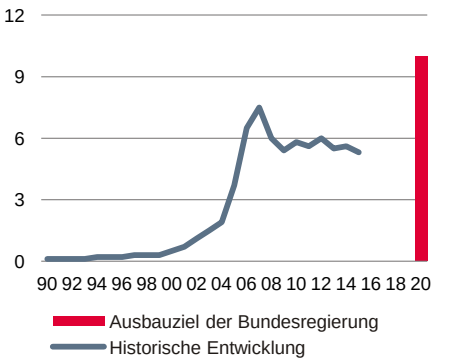


* und Kälte

Quellen: AG Energiebilanzen, BMWi

Erneuerbare kommen im Verkehrssektor nicht mehr voran 10

Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch des Verkehrs in Deutschland, %



Quellen: AG Energiebilanzen, BMWi

rückläufige Kosten der betreffenden Technologien. Auch die Entwicklung der Stromnachfrage ist von entscheidender Bedeutung. Die Energieversorgung in Deutschland soll künftig auch in den Bereichen Wärme und Mobilität mehr und mehr auf Strom basieren. Daher wird der Stromverbrauch 2050 wohl selbst dann höher ausfallen als heute, wenn es gelingt, umfangreiche Effizienzpotenziale zu heben. 2014 machte Strom erst 21% des Endenergieverbrauchs in Deutschland aus.

Erneuerbare im Wärmemarkt auf Kurs, im Verkehrssektor aber unbedeutend

Wie anspruchsvoll das Ziel ist, den Anteil der erneuerbaren Energien (langfristig) stark auszubauen, verdeutlicht ein Blick auf andere Indikatoren. So sollen die Erneuerbaren bis 2020 auf einen Anteil von 14% am Endenergieverbrauch im Bereich Wärme und Kälte kommen. Da 2015 bereits 13,2% erreicht waren, dürfte das Ziel sehr wahrscheinlich erreicht werden. Ordnungsrecht sowie Fördermaßnahmen werden für die fehlenden Prozentpunkte sorgen. Zu den ordnungspolitischen Instrumenten zählt das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG), das Vorgaben über den Anteil der Erneuerbaren im Wärmesektor enthält. Das so genannte Marktanreizprogramm ist wiederum ein Förderinstrument, welches den Ausbau der Erneuerbaren im Wärmemarkt finanziell unterstützt. Längerfristige Ziele gibt es beim genannten Indikator derzeit nicht.

Gänzlich anders sieht die Situation im Verkehrssektor aus. Hier gibt eine EU-Richtlinie das Ziel vor, den Anteil der Erneuerbaren am Endenergieverbrauch des Sektors bis 2020 auf 10% zu steigern. Dieses Ziel dürfte verfehlt werden. Denn 2015 lag der Anteil erst bei 5,3%. Zudem waren in den letzten Jahren keine Zuwächse mehr zu verzeichnen. Auch für den Verkehrssektor gibt es aktuell kein langfristiges Ausbauziel für den Anteil der Erneuerbaren.

Primärenergieverbrauch: „neue Erneuerbare“ kommen erst auf Anteil von 3,7%

Für eine möglichst CO_2-arme Energieversorgung muss letztlich der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Primär- bzw. am Endenergieverbrauch möglichst hoch sein. Für den Bruttoendenergieverbrauch gibt es ein konkretes Ziel der Bundesregierung: Bis 2020 soll der Anteil der Erneuerbaren auf 18% steigen. Im Jahr 2014 (neuere Zahlen liegen noch nicht vor) waren es 13,7%. Wenn sich der Trend der letzten Jahre fortsetzt, dürfte dieses Ziel erreicht werden. Bis 2050 wird angestrebt, den Anteil der Erneuerbaren auf 60% zu erhöhen.

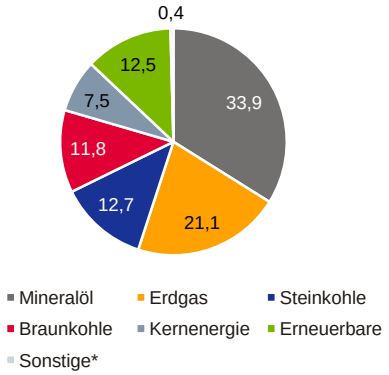
Dies ist auf den ersten Blick ein weniger ambitioniertes Ziel als der geplante Ausbau der Erneuerbaren im Stromsektor bis 2050 auf 80%. Jedoch ist die von Sektor zu Sektor unterschiedliche Bedeutung der einzelnen erneuerbaren Energieträger zu berücksichtigen. So kommen die Windenergie (an Land und auf See) und die Fotovoltaik im Stromsektor zusammen auf einen Anteil an der erneuerbaren Stromerzeugung von knapp 65% (2015). Im Wärmemarkt- sowie im Verkehrssektor spielen sie dagegen heute kaum eine Rolle. Hier ist nämlich der hohe Anteil der Bioenergien am erneuerbaren Endenergieverbrauch charakteristisch. In beiden Bereichen kommen die Bioenergien auf einen Anteil zwischen 85% und 90% (zur Erinnerung: bei Strom waren es knapp 25%). Im Wärmebereich dominiert Holz (inklusive Pellets) als Brennstoff. Im Verkehr sind es die Biokraftstoffe.

Die große Bedeutung der Bioenergien im Wärme- und Verkehrssektor sowie deren absolut gesehen hoher Energieverbrauch spiegelt sich auch im Energiemix des gesamten Energieverbrauchs wider. Für den Endenergieverbrauch gibt es zwar keine Statistik, die alle erneuerbaren Energieträger im Detail aufführt. Für den Primärenergieverbrauch liegen diese Zahlen jedoch vor. 2015 machten

Deutsche Energiewende: Zielverfehlungen in Sicht

Öl bleibt wichtigster Energieträger 11

Anteil einzelner Energieträger am Primärenergieverbrauch in Deutschland, 2015, %

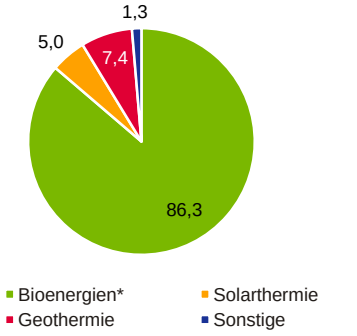


* Abzüglich Stromaustauschsaldo; Abweichungen von 100% rundungsbedingt

Quelle: AG Energiebilanzen

Bioenergien wichtigste erneuerbare Säule im Wärmemarkt 12

Anteil der Energieträger/-formen am erneuerbaren Endenergieverbrauch für Wärme in DE, 2015,%

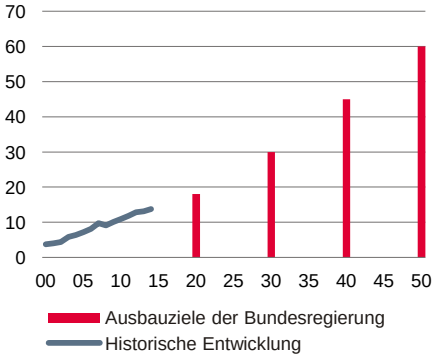


* Feste, flüssige und gasförmige biogene Brennstoffe sowie biogener Anteil des Abfalls

Quelle: BMWi

Endenergieverbrauch: anspruchsvolle Ausbauziele für erneuerbare Energien 13

Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch in Deutschland, %



Quellen: AG Energiebilanzen, BMWi

Erneuerbare in Deutschland 12,6% des Primärenergieverbrauch aus. Davon entfielen allein auf Bioenergien 7,1%. Die Windkraft machte dagegen nur 2,4% aus, und die Fotovoltaik kam lediglich auf 1,3%. Die übrigen 1,8% verteilen sich auf die energetische Nutzung von Abfällen, die Wasserkraft oder die Geothermie. Unter dem Strich kommen die „neuen Erneuerbaren", also die Windenergie und die Solarenergie, zusammen erst auf 3,7% des deutschen Primärenergieverbrauchs (siehe Grafik Deckblatt); und das nach 15 Jahren EEG-Förderung. Fossile Energieträger tragen mit 79,5% nach wie vor die Hauptlast. Beim Endenergieverbrauch sieht das Gesamtbild nicht gänzlich anders aus.

Potenzial der Bioenergien begrenzt

Der skizzierte Energiemix verdeutlicht, wie groß die Herausforderung ist, den Anteil der Erneuerbaren am Endenergieverbrauch langfristig auf 60% auszubauen. Denn das Potenzial des heute mit Abstand wichtigsten erneuerbaren Energieträgers, der Bioenergien, ist begrenzt. Die Bundesregierung hat mehrfach darauf hingewiesen, dass sie das größte Ausbaupotenzial bei Windkraft und Solarenergie sieht, während sie bei den Bioenergien deutlich zurückhaltender ist. Tatsächlich sind bei Bioenergien Nutzungskonflikte programmiert: Flächen, auf denen Energiepflanzen angebaut werden, können nicht für die Erzeugung von Nahrungsmitteln eingesetzt werden; bei einer global wachsenden Bevölkerungszahl wird dieser Konflikt zunehmend relevant. Holz, welches zur Energieerzeugung verbrannt wird, kann nicht stofflich verwendet werden. Auf Problemfelder wie das Roden von Wäldern zur Schaffung von Anbauflächen für Bioenergiepflanzen oder das Entstehen von Monokulturen, die einen hohen Einsatz an Dünge- und Pflanzenschutzmitteln benötigen, soll hier im Detail gar nicht eingegangen werden. Zwar haben Bioenergien sehr viele Vorteile: Sie können für verschiedene energetische Zwecke eingesetzt werden und sind speicherbar. Aber die Nachteile sind eben nicht von der Hand zu weisen. Es gibt viele Studien, die das Potenzial der Bioenergien beziffern. Der deutsche Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) hatte 2008 das langfristige, nachhaltig nutzbare Potenzial der Bioenergien auf maximal 10% des künftigen globalen Energiebedarfs geschätzt.[5]

Diese Zahl signalisiert, dass Bioenergien – aktuell die wichtigste Säule der Erneuerbaren – nicht die Hauptlast tragen können, wenn der Anteil der erneuerbaren Energiequellen am Endenergieverbrauch in Deutschland bis 2050 auf 60% steigen soll. Die Stromerzeugung aus der Wasserkraft dürfte in Deutschland zwar durch die Modernisierung älterer Anlagen und einzelne Neubauten künftig noch steigen. Aber für das Erreichen des genannten 60%-Ziels kann auch die Wasserkraft nur zu einem kleinen Teil beitragen. Das Umweltbundesamt bezeichnet ihr technisches Potenzial in Deutschland sogar als „weitestgehend ausgeschöpft". Letztlich ruhen die Hoffnungen derzeit vor allem auf der Windkraft und der Solarenergie. Daraus lassen sich mehrere Schlüsse ziehen:

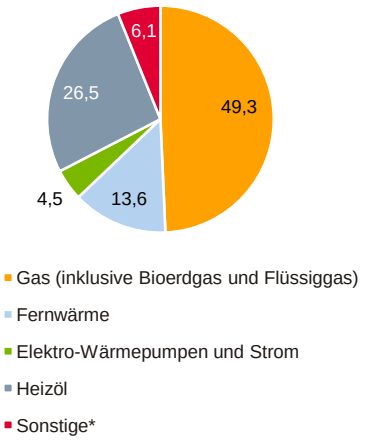
— Die Lücke zwischen dem aktuellen Anteil der Erneuerbaren am Bruttoendenergieverbrauch (2014: 13,7%) und dem Ausbauziel bis 2050 von 60% vergrößert sich gedanklich, wenn man berücksichtigt, dass die Erweiterungspotenziale von heute bedeutsamen Energiequellen innerhalb der Erneuerbaren relativ stark begrenzt sind. Schreibt man übrigens den bisherigen Ausbautrend bei den Erneuerbaren, der in Grafik 13 dargestellt ist, linear fort, kommt man im Jahr 2050 eher auf einen Anteil am Endenergieverbrauch von 40% und nicht von 60%. Der künftige Marktanteilsgewinn der Erneuerbaren müsste also schneller erfolgen als in den letzten 15 Jahren.

[5] Vgl. WBGU (2008). Welt im Wandel. Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Berlin.

Deutsche Energiewende: Zielverfehlungen in Sicht

Erdgas wichtigster Wärmelieferant 14

Anteil der Beheizungssysteme bzw. Energieträger im deutschen Wohnungsbestand, 2015, %

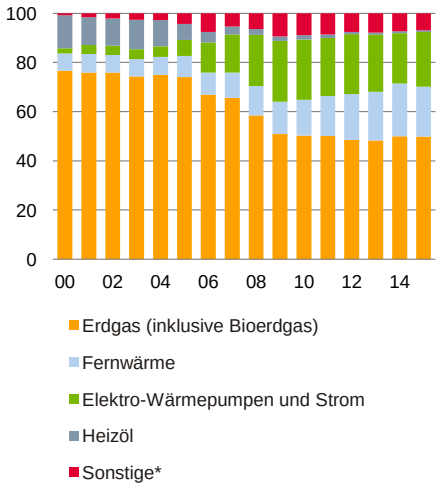


* U.a. Holz, Holzpellets, sonst. Biomasse, Koks/Kohle

Quelle: BDEW

Erdgas behauptet Marktführerschaft 15

Anteil der Beheizungssysteme bzw. Energieträger in neuen Wohnungen in Deutschland, %



* Der Anteil von Holz und Holzpellets an den sonstigen Beheizungssystemen lag 2015 bei knapp 75%

Quelle: BDEW

— Wenn primär Windkraft und Solarenergie die Lücke schließen sollen, werden kurzfristig der Ausbau der Stromnetze und perspektivisch die Speicherfrage sowie damit verbundene Kosten relevanter. Die Grundlastfähigkeit dieser beiden erneuerbaren Energieformen ist derzeit nicht in Sicht (siehe Kapitel 2.2 und 2.3).

— Die Fokussierung auf Windkraft und Solarenergie bedeutet schließlich auch, dass der Wärmemarkt und der Verkehrssektor in den nächsten Jahren zunehmend elektrifiziert werden müssen. Dies ist zwar ein erklärtes politisches Ziel, aber dessen Erreichen zu beschwören, ist leichter als die Umsetzung in der Praxis. Zwei Beispiele können dies illustrieren: 2015 erfolgte die Wärmeversorgung lediglich in 4,5% der Wohnungen in Deutschland durch Strom oder Elektro-Wärmepumpen. Es dominierten Gas (49,3%), Heizöl (26,5%) und Fernwärme (13,6%). Zwar lag 2015 der Anteil der Elektro-Wärmepumpen an den Beheizungssystemen von neuen Wohnungen bereits bei 20,9%; seit einigen Jahren nimmt deren Anteil bei Neubauten jedoch wieder leicht ab. Zudem beträgt der Anteil der neuen Wohnungen am gesamten Wohnungsbestand lediglich 0,7% (2015), weshalb strukturelle Veränderungen im Bestand ohnehin viel Zeit benötigen – nicht zuletzt wegen der Langlebigkeit von Gebäuden und Heizungsanlagen. Bei Neubauten dominiert nach wie vor Gas (49,8%). Immerhin spielt Heizöl (0,6%) bei Neubauten kaum noch eine Rolle. Die Fernwärme kommt auf 20,4%.

  Das zweite Bespiel betrifft den Verkehrssektor: Anfang 2016 wurden 98,4% aller Pkw auf Deutschlands Straßen (Bestand) ausschließlich mit Benzin oder Diesel angetrieben. Der Rest verteilt sich auf alternative Antriebe inklusive Autogas und Erdgas, wo gegenüber Benzin und Diesel ein Steuervorteil besteht. Auch bei den Pkw-Neuzulassungen in Deutschland spielen alternative Antriebe noch keine große Rolle; gerade private Kunden agieren sehr zurückhaltend. Die Elektromobilität überzeugt die deutschen Kunden noch nicht, obwohl inzwischen einige Modelle angeboten werden. Die hohen Anschaffungskosten, die geringe Reichweite oder die unzureichende Ladeinfrastruktur sind Gründe für diese Zurückhaltung.[6] Das Argument der Langlebigkeit ist natürlich auch bei Kraftfahrzeugen (Pkw und Lkw) sowie bei Schiffen, Flugzeugen, Bau- und Landmaschinen relevant, die heute überwiegend mit fossilen Kraftstoffen betrieben werden. Ein Strukturwandel des jeweiligen Fahrzeug- und Maschinenbestandes benötigt also Zeit. Lediglich im deutschen Schienenverkehr ist der Grad der Elektrifizierung schon hoch. 2015 waren rd. 60% des von der Deutschen Bahn betriebenen Streckennetzes elektrifiziert.

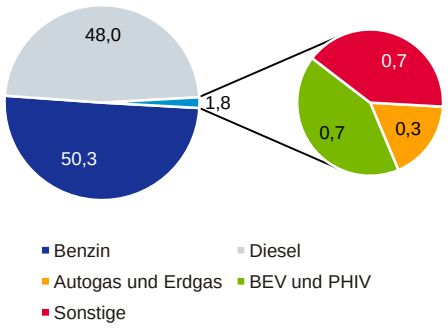
  Die weitgehende Umstellung der Energieversorgung des Wärme- und Verkehrssektors auf Strom gelingt nur, wenn massive Investitionen getätigt werden. Ob sich diese Investitionen für den jeweiligen Entscheidungsträger rechnen, ist nicht per se gewährleistet. Bedarf es also zusätzlicher staatlicher Regulierung? Voraussichtlich schon. Wie diese aussehen könnte, verdeutlicht ein Gastbeitrag von BMWi-Staatssekretär Rainer Baake in der Wochenzeitung „Die Zeit“ vom 17.03.2016. Darin schlägt Baake vor, dass ab 2030 im deutschen Wohnungsbestand (also inklusive Renovierungsmaßnahmen) keine Heizungssysteme mehr verbaut werden dürfen, die auf fossilen Energien basieren. Ferner sollen nach diesen Vorstellungen ab 2030 keine Autos mehr verkauft werden dürfen, die mit fossilen Kraftstoffen angetrieben werden. Begründet wird dieser Vorschlag u.a. mit der Langlebigkeit von Heizungsanlagen und Kraftfahrzeugen. Wenn man bis 2050 einen CO_2-neutralen Gebäudebestand bzw. Verkehrssektor anstrebe, müsse

[6] Auch außerhalb Deutschlands kommen Elektroautos nur dort auf einen nennenswerten Marktanteil, wo deren Kauf spürbar subventioniert wird (z.B. Norwegen).

Deutsche Energiewende: Zielverfehlungen in Sicht

Alternative Antriebe noch in der Nische 16

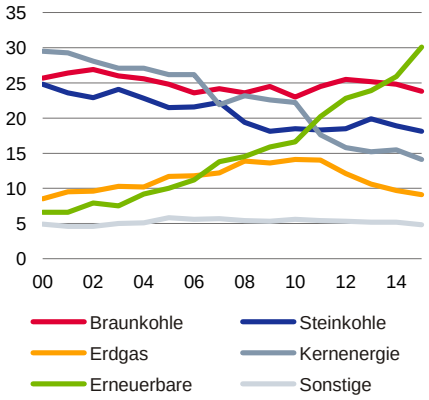
Anteil der Kraftstoffarten/Antriebstechnologien an Pkw-Neuzulassungen in Deutschland, 2015, %



Quelle: Kraftfahrt-Bundesamt

Erneuerbare legen zu, Kernenergie verliert, Braunkohle recht stabil 17

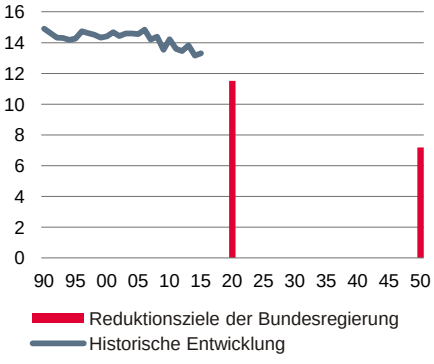
Anteil einzelner Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland, %



Quelle: AG Energiebilanzen

Primärenergieverbrauch soll bis 2050 um 50% sinken 18

Primärenergieverbrauch in Deutschland, Exajoule



Quellen: AG Energiebilanzen, BMWi, Deutsche Bank Research

mit der Umrüstung auf erneuerbare Energien entsprechend früh begonnen werden.[7]

Derartige ordnungspolitische Maßnahmen wären natürlich ein massiver Eingriff in die Eigentumsrechte und Wahlfreiten der privaten Haushalte sowie in unternehmerische Entscheidungen. Da hiervon breite Bevölkerungsschichten und viele Unternehmen betroffen wären, stellt sich die Frage, ob solche Vorschläge politisch mehrheitsfähig sind. Aus heutiger Sicht würden wir diese Frage verneinen. Derartige Verbote als Beitrag für den Klimaschutz einzuführen, wäre angesichts des geringen Anteils Deutschlands an globalen THG-Emissionen aus unserer Sicht auch nicht verhältnismäßig (siehe Kapitel 4). Statt des Ordnungsrechts könnte der Staat natürlich auch versuchen, den entsprechenden Strukturwandel durch Subventionen zu bewirken. Angesichts des Umfangs der Aufgabe (schon heute mehr als 40 Mio. Wohnungen und rd. 55 Mio. Kraftfahrzeuge) dürfte eine solche Förderung den öffentlichen Haushalt aber überfordern. Es ist nicht auszuschließen, dass der technische Fortschritt in den nächsten Jahren so schnell voranschreitet, dass sich klimafreundliche Technologien im Wärmemarkt und Verkehrssektor aus rein wirtschaftlichen Überlegungen durchsetzen. So dürften Elektroautos schon in den nächsten Jahren in einzelnen Fahrzeugklassen bzw. für bestimmte Kundengruppen und Einsatzzwecke gegenüber Autos mit Verbrennungsmotor auch ohne Förderung konkurrenzfähig sein. Ob der technische Fortschritt jedoch auf breiter Front (z.B. Umrüstung des Gebäudebestands, Ersatz fossiler Kraftstoffe im Schwerlastverkehr) schnell genug voranschreitet, ist aus heutiger Sicht wenig wahrscheinlich.

Erstes Zwischenfazit: Energiewende ist bislang vor allem eine Stromwende

Zieht man hinsichtlich des Anteils der Erneuerbaren am Energieverbrauch in Deutschland ein Zwischenfazit, dann ist die Energiewende in Deutschland bislang vor allem eine Stromwende; im Stromsektor liegen die Erneuerbaren derzeit über dem Soll. Zwar dürfte auch im Wärmemarkt das Ausbauziel für Erneuerbare bis 2020 erreicht werden. Jedoch spielen hier und im Verkehrssektor die „neuen Erneuerbaren“ (Windkraft und Solarenergie) noch keine große Rolle; dies gilt letztlich auch für den Primär- und Endenergieverbrauch. Außerhalb des Stromsektors dominieren bislang Bioenergien, deren Ausbaupotenzial allerdings begrenzt ist. Die Fokussierung in einigen politischen Statements und Teilen der öffentlichen Berichterstattung auf den hohen Anteil der Erneuerbaren im Stromsektor liefert demnach ein verzerrtes Bild über die Bedeutung der Erneuerbaren insgesamt.

Ohne deutlichen Anstieg der Energieeffizienz scheitert die Energiewende

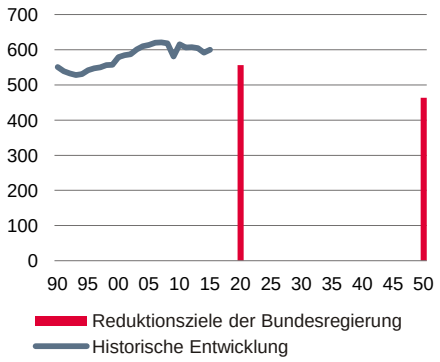
Eine Grundvoraussetzung für das Gelingen der Energiewende ist ein sinkender Energieverbrauch bzw. eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz in Deutschland. Auch hierzu hat die Bundesregierung verschiedene quantitative Ziele formuliert, auf die wir zum Abschluss dieses Kapitels eingehen.

— Der Primärenergieverbrauch in Deutschland soll bis 2020 um 20% und bis 2050 um 50% sinken (jeweils gegenüber dem Jahr 2008). 2015 lag der Primärenergieverbrauch erst um 7,5% unter dem Niveau von 2008. Bis 2020 müsste eine weitere Reduktion um 13,5% stattfinden, um das Ziel zu erreichen. Bei durchschnittlichen Witterungsverhältnissen und normalem Konjunkturverlauf dürfte dieses Ziel verpasst werden. Ob der Primärenergiever-

[7] Vgl. Baake, Rainer (2016). Some like it hot. Wenn wir die Erderwärmung aufhalten wollen, müssen wir das billige Öl und Gas im Boden lassen. Gastbeitrag in der Wochenzeitung „Die Zeit“, Nr. 13/2016. 17. März 2016.

Stromverbrauch zeigt zuletzt leicht rückläufige Tendenz 19

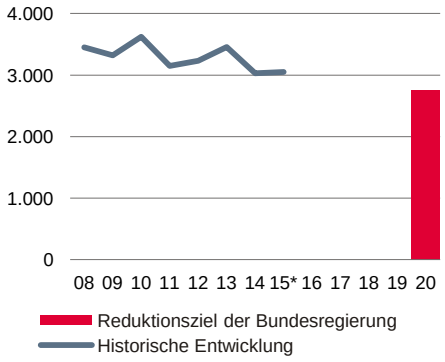
Bruttostromverbrauch in Deutschland, Mrd. Terrawattstunden



Quellen: AG Energiebilanzen, BMWi, Deutsche Bank Research

Wärmebedarf von Gebäuden sinkt allmählich 20

Gebäuderelevanter Endenergieverbrauch für Wärme in Deutschland, Petajoule



* Wert für 2015 geschätzt

Quellen: BMWi, Deutsche Bank Research

brauch bis 2050 tatsächlich um 50% sinken kann, ist aus heutiger Sicht natürlich schwer zu beurteilen. Dies hängt u.a. vom technischen Fortschritt, der künftigen Wirtschaftsstruktur (z.B. Bedeutung energieintensiver Branchen) oder von der durchschnittlichen Temperaturentwicklung (also vom Klimawandel) ab. Günstig für einen rückläufigen Primärenergieverbrauch wird sich bis 2050 die sinkende Bevölkerungszahl in Deutschland auswirken. Folgende Zahlen verdeutlichen, wie ambitioniert das Langfristziel ist: In den letzten 20 Jahren sank der Primärenergieverbrauch in Deutschland in absoluter Betrachtung um knapp 1.100 Petajoule.[8] Bis 2050, also in den nächsten 35 Jahren, müsste der Primärenergieverbrauch um etwa 6.100 Petajoule abnehmen, um das oben erwähnte 50%-Ziel zu erreichen. Pro Jahr gerechnet müsste der Primärenergieverrauch bis 2050 also mehr als dreimal so stark schrumpfen wie in den vergangenen 20 Jahren.

— Ein weiteres Ziel der Bundesregierung bezieht sich auf den inländischen Bruttostromverbrauch. Dieser soll bis 2020 um 10% und bis 2050 um 25% sinken (gegenüber 2008). Hier zeichnet sich ebenfalls eine Zielverfehlung ab, denn bis 2015 nahm der Bruttostromverbrauch erst um knapp 3% (gg. 2008) ab. Die fehlenden rd. 7% müssten also in den kommenden fünf Jahren eingespart werden. Ob das Langfristziel beim Bruttostromverbrauch gehalten werden kann bzw. ob es überhaupt noch sinnvoll ist, kann bezweifelt werden. Denn wenn ein größerer Teil der Energieversorgung in Deutschland – wie oben geschildert – auf Strom umgestellt wird, dürfte der gesamte Stromverbrauch durch die zusätzlichen Abnehmer langfristig eher steigen. Dies gilt auch dann, wenn Einsparpotenziale gehoben werden können.

— Im Gebäudesektor bzw. Wärmemarkt[9] existieren ebenfalls Einsparziele. Der gebäuderelevante Endenergieverbrauch für Wärme, auf den in Deutschland gut ein Drittel[10] des Endenergieverbrauchs entfällt, soll bis 2020 um 20% gegenüber 2008 sinken. Ferner soll der nicht-erneubare Primärenergiebedarf für Gebäude bis 2050 um 80% abnehmen. Hinsichtlich des ersten Ziels war bis 2015 schon mehr als die Hälfte des Weges zurückgelegt. Um die noch offene Lücke zu schließen, setzt die Politik (weiterhin) auf den bekannten Mix aus Ordnungsrecht und Fördermaßnahmen. Als ordnungspolitische Maßnahmen ist die Energieeinsparverordnung (EnEV) zu nennen, mit der die Anforderungen an die Energieeffizienz von Neubauten erhöht werden. Daneben existieren viele Förderprogramme, die z.B. das energetische Sanieren von Gebäuden oder den Austausch von Heizungsanlagen unterstützen.[11] Es ist nicht unrealistisch, das genannte Einsparziel bis 2020 zu erreichen, wenngleich die ordnungspolitischen Maßnahmen und Förderinstrumente stets nur einen kleinen Teil aller Gebäude betreffen. In der recht kurzen Frist bis 2020 dürfte die Witterung der wichtigste Einflussfaktor bleiben. So sank der gebäuderelevante Endenergieverbrauch in Deutschland allein 2014 um mehr als 12% gegenüber 2013. Für das Erreichen des Langfristziels ist eine „Umrüstung“ eines großen Teils des Gebäudebestands erforderlich (Heizungssysteme und Gebäudehülle). In den letzten Jahren lag die Sanierungsrate des Gebäudebestands bei weniger als 1%.[12] Bleibt es bei

[8] Verglichen wurde der Primärenergiebedarf des Jahres 2015 mit dem Mittelwert der Jahre 1994 bis 1996. Dieser Zeitraum wurde gewählt, um den Effekt der Wiedervereinigung auszuklammern.

[9] Zum Energieverbrauch für Wärme liegen beim BMWi unterschiedliche Zeitreihen vor, was auf abweichende Abgrenzungen zurückzuführen ist (z.B. Berücksichtigung von Prozesswärme).

[10] Berücksichtigt man den Endenergieverbrauch für die Bereiche Raumwärme, Warmwasser und sonstige Prozesswärme, dann steigt der Anteil am gesamten Endenergieverbrauch auf knapp 54% (2014).

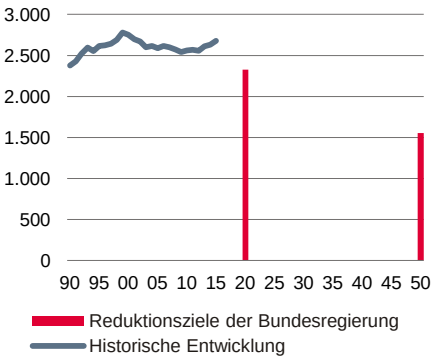
[11] Für weitere Maßnahmen siehe: BMWi (2015). Die Energie der Zukunft. Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende. Berlin.

[12] Vgl. BMVBS (2013). Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts im Gebäudebereich – Zielerreichungsszenario. Berlin. Der Bericht weist auf die Unsicherheiten bei der Ermittlung der Sanierungsrate hin. Im Februar 2016 hat das BMWi berichtet, dass in den letzten zehn Jahren mehr als 4,1 Mio. Wohnungen energieeffizient saniert oder neu gebaut worden sind. Dies entspricht 1% des Wohnungsbestands in Deutschland pro Jahr.

Deutsche Energiewende: Zielverfehlungen in Sicht

Trendwende beim Energieverbrauch im Verkehrssektor noch nicht in Sicht 21

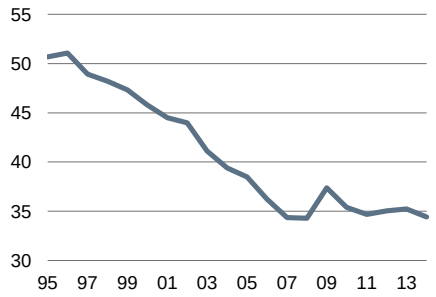
Endenergieverbrauch im Verkehrssektor in Deutschland, Petajoule



Quellen: AG Energiebilanzen, BMWi, Deutsche Bank Research

Spezifischer Energieverbrauch im Verkehr sinkt (zuletzt nicht mehr stark) 22

Spezif. Energieverbrauch im Verkehrssektor in Deutschland, Megajoule pro Personenkilometer*

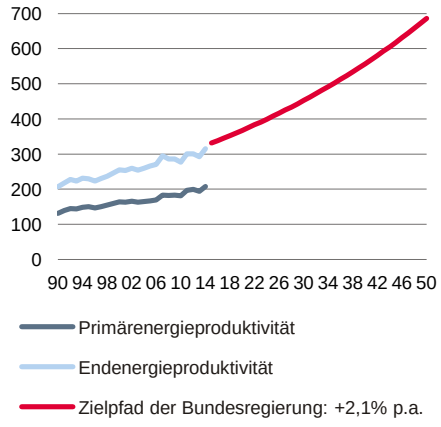


* Die Zahlen umfassen sowohl den Güter- als auch den Personenverkehr. Dabei wird unterstellt, dass ein Tonnenkilometer 10 Personenkilometern entspricht

Quelle: AG Energiebilanzen

Energieproduktivität steigt recht stetig 23

Energieproduktivität in Deutschland, EUR reales BIP pro Gigajoule Energieeinsatz



Quelle: AG Energiebilanzen

diesem Tempo, wird das Langfristziel voraussichtlich verfehlt. Letztlich sind hier Parallelen zur (oben diskutierten) angestrebten Umstellung des Wärmemarktes bzw. Gebäudesektors auf erneuerbare Energien zu erkennen. Auch beim Ziel der Energieeinsparung stellen sich folgende Fragen: Welche ordnungspolitischen Maßnahmen können den Gebäudeeigentümern zugemutet werden, was ist also (wirtschaftlich) verhältnismäßig und politisch mehrheitsfähig? Wie hoch ist die Leistungsfähigkeit des Staates, Subventionen für den Umbau des Gebäudesektors bereitzustellen? Das ifo Institut weist in einem aktuellen Beitrag darauf hin, dass verschärfte Vorgaben durch die EnEV der Jahre 2009 und 2014 dazu beigetragen haben, dass die durchschnittlichen Baukosten im Wohnungsbau recht stark gestiegen sind. Die Autoren kommen zudem zu dem Schluss, dass die durch staatliche Maßnahmen steigenden Baunebenkosten sowie strengere Bauvorschriften dazu führen können, dass sich Bauvorhaben zeitlich verzögern.[13]

— Im Verkehrssektor wird angestrebt, den absoluten Endenergieverbrauch bis 2020 um 10% und bis 2050 um 40% zu verringern (jeweils gegenüber 2005). Das Kurzfristziel wird mit großer Wahrscheinlichkeit verfehlt. Denn 2015 lag der Endenergieverbrauch um 3,6% über (!) dem Wert von 2005. Im Verkehrssektor ist noch keine Trendwende beim absoluten Energieverbrauch zu erkennen. Zwar ist der spezifische Energieverbrauch des Sektors seit Mitte der 1990er Jahre um 32% zurückgegangen. Dies wurde jedoch durch eine steigende Verkehrsleistung überkompensiert (Rebound-Effekt). Hinzu kommt, dass die Fortschritte beim Verringern der Energieintensität in den letzten Jahren langsamer wurden. Um den Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2050 um 40% zu reduzieren, dürfte nach den Erfahrungen der letzten 20 Jahre eine höhere Effizienz der betreffenden Fahrzeuge nicht ausreichen. Zugleich müsste auch die absolute Verkehrsleistung in Deutschland sinken. Während dies für den Personenverkehr – etwa wegen der demografischen Entwicklung oder perspektivisch steigender Mobilitätskosten – nicht unrealistisch erscheint, widerspricht eine solche Entwicklung im Güterverkehr allen gängigen Verkehrsprognosen. Unter dem Strich überwiegt die Skepsis, dass das Langfristziel erreicht werden kann. Die Instrumente, die derzeit von der Politik bevorzugt werden, konzentrieren sich auf die Kraftstoffe (z.B. Förderung der Elektromobilität). CO_2-Grenzwerte für Pkw auf EU-Ebene werden dafür sorgen, dass die Fahrzeugflotte im Durchschnitt weniger Kraftstoff benötigt. Um die absolute Verkehrsleistung zu reduzieren, sind natürlich auch extreme Maßnahmen wie regionale Einschränkungen denkbar (z.B. Fahrverbote für bestimmte Fahrzeuge in Innenstädten) oder eine Verteuerung des Individualverkehrs (etwa über höhere Steuern auf Kraftstoffe, eine Pkw-Maut oder den Wegfall der Entfernungspauschale). Hier stellt sich dann aber sofort wieder die Frage nach der (wirtschaftlichen) Zumutbarkeit und politischen Mehrheitsfähigkeit.

— Zum Abschluss dieses Kapitels betrachten wir noch die politisch angestrebte Erhöhung der Endenergieproduktivität in Deutschland, also die Wirtschaftsleistung bezogen auf den Endenergieverbrauch, oder den entsprechenden Kehrwert, also der Endenergieverbrauch pro Einheit BIP (Endenergieintensität). Die Endenergieproduktivität soll bis 2050 jährlich um 2,1% steigen. Dies wäre im Vergleich zu den Produktivitätsfortschritten der letzten Dekaden eine deutliche Steigerung. Denn seit Mitte der 1990er Jahre lag der jährliche Zuwachs bei der Endenergieproduktivität „nur“ bei ca. 1,7%. Der „Nationale Aktionsplan Energieeffizienz“ (NAPE) umfasst eine Vielzahl von Maßnahmen, die dazu beitragen sollen, das Effizienzziel zu erreichen. Auch hier beinhaltet der Instrumentenkasten ordnungspolitische

[13] Vgl. Dorffmeister, Ludwig und Matijas Kocijan (2016). Auswirkungen der Energieeinsparverordnung auf die Baukosten im Wohnungsneubau. ifo Schnelldienst 6/2016. München.

Komponenten und spezifische Fördermaßnahmen, wobei die meisten Maßnahmen auf das Jahr 2020 ausgerichtet sind.

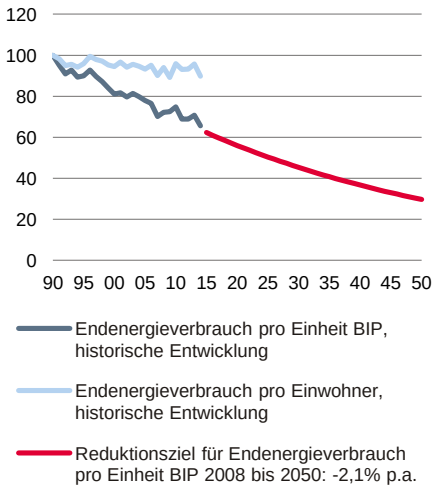
Zweites Zwischenfazit: Viele Umwelt- und Klimaziele dürften verfehlt werden

Die Ausführungen in diesem Kapitel haben gezeigt, dass viele der genannten Umwelt- und Klimaziele der Bundesregierung nicht erreicht werden dürften. In den meisten Fällen sind (deutlich) größere Anstrengungen notwendig als in den letzten 20 bis 25 Jahren. Sowohl bei den ordnungsrechtlichen Instrumenten als auch bei spezifischen Fördermaßnahmen, auf die die Politik bislang primär setzt, ist ein Dilemma offensichtlich: Fallen energie- und klimaspezifische Vorgaben (zu) schwach aus, wird das notwendige Tempo zum Erreichen der angestrebten Ziele verfehlt. Bei einem (zu) strengen Ordnungsrecht besteht dagegen die Gefahr, private Haushalte und Unternehmen wirtschaftlich zu überfordern. Übertragen auf etwaige Fördermaßnahmen bedeutet dies: Bei zu geringen finanziellen Anreizen entfalten diese nicht die gewünschte (absolute) Wirkung. Deutlich höhere Subventionen scheitern dagegen am begrenzten öffentlichen Budget.

Insgesamt gibt es – gemessen an den angestrebten Zielen – nicht genügend wirtschaftlich tragfähige Maßnahmen, die für private Haushalte und Unternehmen ohne Förderung lukrativ wären. In der Regel erfolgen größere Ausgaben bzw. Investitionen z.B. für Energieeffizienztechnologien nur dann, wenn die zuvor genutzten Geräte/Maschinen/Gebäude usw. ohnehin modernisiert oder ersetzt werden. Dies ist aus Sicht der einzelnen Akteure in der Regel rational, denn sie haben die gesamten Kosten und nicht nur die Energiekosten im Blick. Eine Hürde für die langfristige energetische Umstrukturierung der Volkswirtschaft besteht also darin, den existierenden und seit Jahren oder Jahrzehnten genutzten Kapitalstock umzurüsten; die Umrüstung des Gebäudebestandes sei hier als Beispiel in Erinnerung gerufen. Das Thema Eingriff in Eigentumsrechte und Wahlfreiheiten wird dann aber schnell relevant. Gerade hinsichtlich der langfristigen ökologischen Ziele ist natürlich nie auszuschließen, dass durch technischen Fortschritt bestimmte Entwicklungen sehr viel schneller erfolgen, als dies heute zu erwarten wäre. Aktuell überwiegt bei uns jedoch die Skepsis.

Spezifischer Energieverbrauch soll deutlich sinken 24

Endenergieverbrauch pro Einheit BIP bzw. pro Einwohner in Deutschland, 1990=100



Quellen: AG Energiebilanzen, BMWi, Deutsche Bank Research

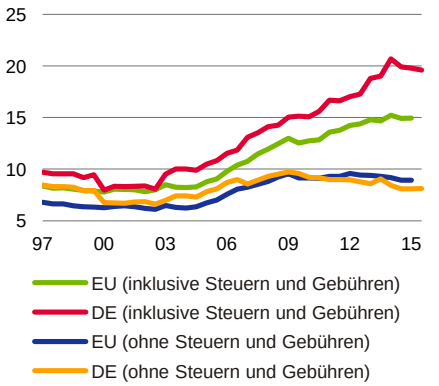
2.2 Wirtschaftlichkeit: keine quantitativen Ziele

Wir haben gesehen, dass die Bundesregierung viele konkrete und quantifizierbare ökologische Ziele verfolgt. In den folgenden Kapiteln werfen wir nun einen Blick auf die beiden anderen Teile des energiepolitischen Zieldreiecks und beginnen mit dem Ziel der Wirtschaftlichkeit.

Im Unterschied zu den ökologischen Zielen fällt bei den ökonomischen Zielen auf, dass diese deutlich vager formuliert und nicht wirklich zu quantifizieren sind. Letztlich finden sich Formulierungen, dass die Energiepreise „bezahlbar“ bleiben müssen oder die Wettbewerbsfähigkeit der hiesigen Industrie nicht gefährden dürfen. Was dies im Detail bedeutet, ist jedoch offen. Es gibt z.B. kein quantitatives Ziel, wie hoch z.B. der Strompreis für private oder gewerbliche Kunden, wie hoch die EEG-Umlage, die absoluten EEG-Auszahlungen oder die Netzentgelte ausfallen dürfen, um noch als „bezahlbar“ zu gelten. Es gibt auch kein Ziel, wie hoch die öffentlichen Haushaltsmittel sein dürfen, die pro Jahr für die Förderung von energie- und klimapolitischen Maßnahmen veranschlagt werden. Grundsätzlich fehlen auch Ziele, welche Kosten durch Ordnungsrecht maximal bei privaten Haushalten oder Unternehmen verursacht werden dürfen. Wenn Ziele aber nicht konkretisiert oder messbar ausgestaltet werden, besteht die Gefahr, dass sie von den Entscheidungsträgern vernachlässigt werden.[14]

Steuern und Gebühren treiben Strompreise vor allem in Deutschland 25

Strompreis für Industriekunden*, Cent pro Kilowattstunde



* Jahresstromverbrauch zwischen 500 und 2.000 MWh

Quelle: Eurostat

[14] Vgl. Kronberger Kreis (2014). Neustart in der Energiewende jetzt! Stiftung Marktwirtschaft. Berlin.

Deutsche Energiewende: Zielverfehlungen in Sicht

Strompreise für (die meisten) Endkunden steigen durch Energiewende

Wie haben sich nun die Energiepreise in Deutschland in den letzten Jahren entwickelt? Im Gegensatz zu den Preisen für international gehandelte Energierohstoffe (z.B. Rohöl oder Kohle) sind die Energiepreise für Endkunden stark von nationaler Regulierung abhängig und unterscheiden sich daher von Land zu Land zum Teil deutlich; dies gilt z.B. für Benzin und Dieselkraftstoff, Erdgas oder Strom. Der größte Einfluss der Energiewende auf die Energiepreise zeigt sich beim Strom. Der Preiseffekt durch das EEG und den damit forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien fällt dabei differenziert aus:

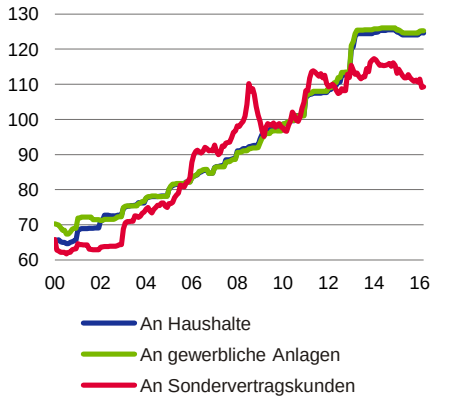
Sinkender Preis an der Strombörse 26

Erzeugerpreisindex für Strom an der Strombörse, DE, 2010=100

Quelle: Statistisches Bundesamt

Langfristig starker Strompreisanstieg 27

Erzeugerpreisindex Strom bei Abgabe an verschiedene Kunden, 2010=100



Quelle: Statistisches Bundesamt

— Der Börsenstrompreis bildet sich nach dem Grenzkostenprinzip: Die Kosten der letzten erzeugten Kilowattstunde bestimmen den Preis. Windkraft und Fotovoltaik weisen Grenzkosten nahe null auf (die zusätzliche Drehung des Rotors einer Windkraftanlage verursacht so gut wie keine Kosten). Daher drücken sie auf den Börsenstrompreis. Der Effekt fällt umso größer aus, je mehr Strom aus Windkraft und Fotovoltaik ins Netz eingespeist wird, denn dadurch werden mehr und mehr Kraftwerke mit höheren Grenzkosten aus dem Markt gedrängt (Merit-Order-Effekt). Ironischerweise waren hiervon in den letzten Jahren vor allem die relativ CO_2-armen Gaskraftwerke negativ betroffen, die (derzeit) höhere Grenzkosten aufweisen als Kohle- oder Kernkraftwerke. Für den Betrieb von Kohlekraftwerken werden aufgrund der höheren CO_2-Intensität pro Kilowattstunde mehr Emissionszertifikate im EU ETS benötigt als bei Gaskraftwerken. Da die Zertifikatspreise zuletzt sehr niedrig waren, profitierten Kohlekraftwerke – relativ gesehen – mehr als Gaskraftwerke. Hinzu kommen die aktuell niedrigen Kohlepreise auf dem Weltmarkt. Im Ergebnis ist jedenfalls der Börsenstrompreis in Deutschland seit ca. Mitte 2008 tendenziell gesunken und liegt Anfang 2016 um knapp 60% unter dem durchschnittlichen Niveau von 2011. Dies ist auch auf den Ausbau der Windkraft sowie der Fotovoltaik zurückzuführen, wobei andere Gründe ebenfalls maßgeblich waren (neben den niedrigen Preisen für Kohle und auch Erdgas z.B. die Überkapazitäten im Strommarkt).

— Die Strompreise für private und (die meisten) gewerblichen Endkunden sind in den letzten Jahren dagegen deutlich gestiegen. Für private Haushalte lagen sie z.B. Anfang 2016 um mehr als 90% über dem durchschnittlichen Niveau von 2000. Selbst bei Sondervertragskunden lag der Anstieg des Strompreises in diesem Zeitraum bei 74%. Die Investitionskosten für das Errichten von Anlagen im Bereich erneuerbare Energien werden über die EEG-Umlage auf den Strompreis umgelegt. Die EEG-Umlage beträgt 2016 6,35 Cent pro Kilowattstunde. Sie macht damit mehr als 40% aller Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom für private Haushalte aus. Darüber hinaus werden auch andere Kosten auf den Strompreis aufgeschlagen, die zumindest teilweise mit dem Anteilsgewinn der Erneuerbaren zusammenhängen. Zu nennen sind z.B. Kosten für den Ausbau der Stromnetze, für so genannte Redispatch-Maßnahmen[15], für die Förderung von KWK-Anlagen oder für die Bereitstellung der Kapazitätsreserve. Der DIHK beziffert allein die Kosten für den gesamten Netzausbau (inklusive der Anbindung von Windkraftanlagen auf See sowie der Kosten durch das Verlegen von Erdkabeln) von

[15] Die Bundesnetzagentur erläutert Redispatchment oder Redispatch wie folgt: „Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasierten Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Verpflichtungen vom ÜNB [Übertragungsnetzbetreiber] angewiesen, ihre Einspeiseleistung abzusenken, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen. […] Redispatch ist vom Netzbetreiber zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze anzuwenden. Dies geschieht, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen (präventiver Redispatch) oder Leitungsüberlastungen zu beheben (kurativer Redispatch). Der Netzbetreiber erstattet den am Redispatch teilnehmenden Kraftwerksbetreibern deren entstehende Kosten.“ Bundesnetzagentur (2016). 2. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Drittes Quartal 2015. Bonn.

Deutsche Energiewende: Zielverfehlungen in Sicht

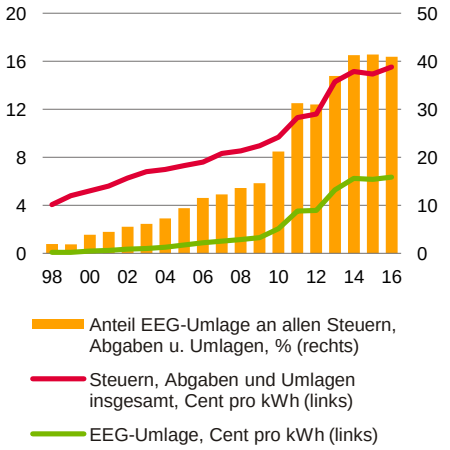
2016 bis 2025 in Summe auf EUR 50 Mrd. Die Kosten für Redispatch-Maßnahmen werden auf EUR 30 Mrd. im gleichen Zeitraum geschätzt.[16]

Deutsche Strompreise im internationalen Vergleich hoch

Durch den Anstieg der Strompreise für die Endverbraucher in Deutschland befinden sich diese im EU-Vergleich in der Spitzengruppe. Nur in Dänemark wird das deutsche Niveau knapp übertroffen. Je nach statistischer Abgrenzung liegt der Anteil von Steuern, Abgaben und Umlagen am Strompreis eines privaten Haushalts in Deutschland zwischen 48% (Eurostat, 2015) und 54% (BDEW, 2016). Ohne Steuern und Abgaben lägen die deutschen Strompreis in etwa im Mittelfeld der EU-Länder. Natürlich sind nicht alle Steuern und Abgaben auf die Energiewende zurückzuführen, aber die EEG-Umlage war in der Vergangenheit der größte Kostentreiber. Die zuletzt leicht rückläufigen Strompreise sind laut BDEW-Statistik vor allem auf die gesunkenen Kosten für Beschaffung und Betrieb zurückzuführen.

EEG-Umlage bedeutender Kostenfaktor 28

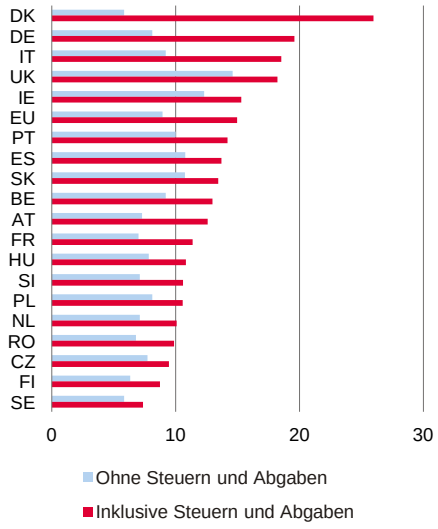
Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strompreis eines privaten Haushalts in Deutschland



Quelle: BDEW

Deutsche Industriestrompreise in der europäischen Spitzengruppe 29

Strompreis für Industriekunden*, 2. Hj. 2015, Cent pro Kilowattstunde

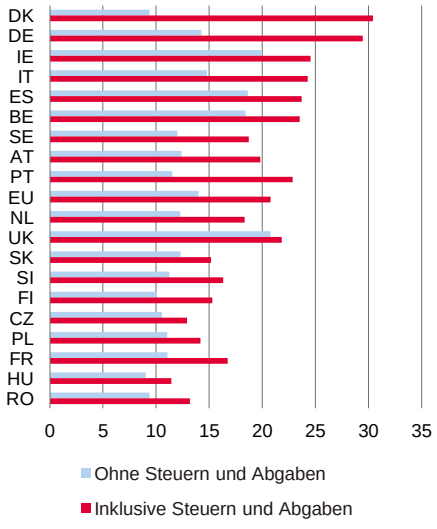


* Jahresstromverbrauch zwischen 500 und 2.000 MWh

Quelle: Eurostat

Strompreis (inkl. Steuern) in Dänemark und Deutschland besonders hoch 30

Strompreis für private Haushalte*, 2. Hj. 2015, Cent pro Kilowattstunde



* Jahresstromverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh

Quelle: Eurostat

Energieintensive Unternehmen profitieren von Ausnahmereglungen

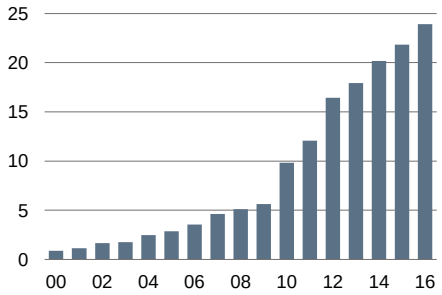
Es darf natürlich nicht unerwähnt bleiben, dass besonders energieintensive Unternehmen in Deutschland in den Genuss von Ausnahmeregelungen (z.B. bei der EEG-Umlage oder bei Netzentgelten) kommen (besondere Ausgleichsregelung). Dadurch soll die internationale Wettbewerbsfähigkeit der betreffenden Unternehmen gesichert werden, was angesichts der hohen Strompreise in Deutschland ein nachvollziehbares Argument ist. Aufgrund des hohen Stromverbrauchs der begünstigten Unternehmen sind deren absolute Kosten durch EEG-Umlage und Co. – trotz reduzierter Sätze – zwar beträchtlich. Anteilsmäßig dominieren bei diesen Stromverbrauchern aber die Kosten für Beschaffung und Vertrieb, die eng mit dem Börsenstrompreis korrelieren. Der dämpfende Effekt niedriger Grenzkosten bei Windkraft und Fotovoltaik auf den Börsenstrompreis wirkt sich also durchaus positiv auf bestimmte energieintensive Betriebe aus.

[16] Vgl. DIHK (2016). Faktenpapier Strompreise in Deutschland 2016. Berlin.

Deutsche Energiewende: Zielverfehlungen in Sicht

EEG-Differenzkosten* steigen stetig 31

EEG-Differenzkosten, Deutschland, EUR Mrd.



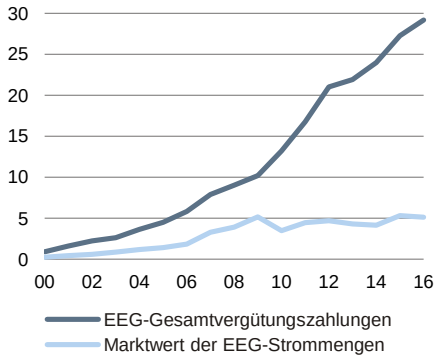
* Die EEG-Differenzkosten errechnen sich aus den Vergütungs- und Prämienzahlungen an die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen abzüglich der Vermarktungserlöse der Netzbetreiber aus dem Verkauf des Stroms aus jenen Anlagen

Werte für 2015 und 2016 sind Prognosen

Quelle: BDEW

Die Schere öffnet sich 32

EEG-Gesamtvergütungszahlungen und Marktwert der EEG-Strommengen, Deutschland, EUR Mrd.



Quelle: BMWi

Gleichwohl ist zu berücksichtigen, dass diese Unternehmen den Großteil ihres Strombedarfs vorab auf Terminmärkten beschaffen. Zudem wirken niedrige Börsenstrompreise in Deutschland durch eine gewisse Marktkopplung auch in europäischen Nachbarstaaten preisdämpfend; es resultiert hieraus also kein singulärer Wettbewerbsvorteil für den Standort Deutschland.[17] Zu erwähnen ist ferner, dass laut BDEW 96% aller Industriebetriebe in Deutschland die volle EEG-Umlage zahlen. Besonders gravierend für die betreffenden Unternehmen ist, dass sie sich nicht sicher sein können, wie lange sie noch in den Genuss der Ausnahmeregelungen kommen. Diese Unsicherheit wirkt sich negativ auf die Investitionstätigkeit in Deutschland aus.[18] Die Forderung der Unternehmen nach verlässlichen Rahmenbedingungen wird die Politik nie zu 100% erfüllen können. Aktuell spricht aber wenig dafür, dass der Konflikt zwischen Unsicherheiten in der Energiepolitik und Investitionen energieintensiver Branchen in Deutschland ansatzweise gelöst wird.

Absolute EEG-Kosten liegen über EUR 20 Mrd. pro Jahr

In absoluter Betrachtung dürften sich die so genannten EEG-Differenzkosten – also die Vergütungs- und Prämienzahlungen an die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen abzüglich der Vermarktungserlöse der Netzbetreiber aus dem Verkauf des Stroms aus jenen Anlagen – laut BDEW 2016 auf EUR 24 Mrd. belaufen. Die Lücke zwischen den gesamten EEG-Vergütungszahlungen und dem Marktwert der eingespeisten Strommengen ist in den letzten Jahren größer geworden. Es sei daran erinnert, dass diese Kosten nur einen Teil der Energiewende abdecken, nämlich „lediglich“ die Stromerzeugung durch Erneuerbare. Kosten für Netzausbau, Redispatch-Maßnahmen usw. sind hierin nicht enthalten. Dies gilt auch für jene Kosten, die daraus resultieren, dass die Kapazitätsauslastung bestehender (fossiler) Kraftwerke durch die vorrangige Einspeisung der Erneuerbaren sinkt (Verdrängung u.a. aufgrund höherer Grenzkosten). So sank die Zahl der Volllaststunden bei den relativ CO_2-armen Gaskraftwerken in Deutschland zwischen 2010 und 2014 um knapp 42%, was deren Wirtschaftlichkeit stark schmälert. Im Ergebnis betrug die rechnerische Kapazitätsauslastung (Verhältnis der tatsächlichen Jahresvolllaststunden zu den maximal möglichen Volllaststunden) der Gaskraftwerke nur rd. 23%. Die Kosten der Energiewende, die im (überwiegenden Teil) des Wärmemarkts und des Verkehrssektors anfallen, sind bei den EEG-Auszahlungen ebenfalls außen vor.

Im Jahr 2012 hatten wir geschätzt, dass in Deutschland pro Jahr mindestens EUR 30 Mrd. investiert werden müssen, um die deutschen energie- und klimapolitischen Ziel zu erreichen.[19] Interpretiert man die jährlichen EEG-Kosten als Rückzahlungen für Investitionen in früheren Jahren, ist offensichtlich, dass unsere damalige Schätzung (viel) zu vorsichtig war. Wie hoch das Investitionsvolumen z.B. im Gebäudebestand ausfällt, verdeutlicht folgende Zahl aus dem Vierten Monitoring-Bericht des BMWi zur Energiewende: Dort heißt es: „Die energetisch relevanten Kosten bei Investitionen in den Gebäudebestand werden [2014] auf 52,3 Milliarden Euro geschätzt.“[20] Und im Verkehrssektor investiert allein die deutsche Automobilindustrie pro Jahr einen zweistelligen Milliardenbetrag, der zu einem großen Teil in die Erforschung alternativer Antriebstechnologien bzw. die Verbesserung der Energieeffizienz der Fahrzeuge fließt.[21] Natürlich werden diese Investitionen nicht (allein) durch staatliche Regulierung ausgelöst, sondern sie würden zum Teil von den beteiligten Akteuren ohnehin getä-

[17] Vgl. DIHK (2016). Faktenpapier Strompreise in Deutschland 2016. Berlin.
[18] Vgl. Heymann, Eric (2013). Carbon Leakage: Ein schleichender Prozess. Deutsche Bank Research. Aktuelle Themen. Frankfurt am Main.
[19] Vgl. Auer, Josef und Eric Heymann (2012). Energiewende fordert Kommunen und Stadtwerke. Deutsche Bank Research. Aktuelle Themen. Frankfurt am Main.
[20] BMWi (2015). Die Energie der Zukunft. Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende. Berlin.
[21] Vgl. VDA (2015). Jahresbericht 2015. Berlin.

tigt (etwa weil bei bestehenden Gebäuden sowieso Renovierungsmaßnahmen anstehen oder weil der Kraftstoffverbrauch von Pkw als Entscheidungskriterium für Autokäufer wichtiger wird).

Sind die Kosten der Energiewende noch im Rahmen?

Die Energiewende kostet private Haushalte mehr als die berühmte Kugel Eis pro Monat

Wir hatten zu Beginn des Kapitels ausgeführt, dass bei der Energiewende für die ökonomische Komponente des energiepolitischen Zieldreiecks keine konkrete Zielvorgabe existiert. Insofern lässt sich zunächst keine allgemein zutreffende Aussage machen, ob die Kosten der Energiewende noch im Rahmen dessen sind, was die Politik für wirtschaftlich angemessen hält. Als das EEG eingeführt wurde, gingen die Befürworter jedenfalls von niedrigeren Kosten für die Endverbraucher aus. Es ist eine interessante, aber letztlich nicht zu beantwortende Frage, ob es eine breite Zustimmung zum EEG gegeben hätte, wenn den Entscheidungsträgern zum Zeitpunkt seiner Einführung klar gewesen wäre, dass sich die Ausgaben mal auf über EUR 20 Mrd. pro Jahr belaufen würden. Die EEG-Kosten wären 2015 immerhin einer der größten Posten im Bundeshaushalt gewesen, noch vor den Ausgaben für Bildung und Forschung oder für Gesundheit. Auch für energie- und klimapolitische Ausgaben, die über den Bundeshaushalt (und zusätzlich über Länder- und Kommunalhaushalte) beschlossen werden, gibt es keine quantitative Zieldefinition, etwa über eine Obergrenze. Diese Mittel stehen selbstredend immer in Konkurrenz zu alternativen Verwendungsmöglichkeiten.

Reformen des EEG auch aufgrund steigender Kosten

Die Kosten der Energiewende sind trotz fehlender konkreter Zielvorgaben Gegenstand politischer Diskussionen. Ferner stehen sie im Fokus sowohl von Verbraucherschutz- als auch von Unternehmensverbänden. Für Aufsehen sorgte Anfang 2013 die Aussage des damaligen Bundesumweltministers Peter Altmaier, die Kosten der Energiewende könnten sich bis Ende der 2030er Jahre auf bis zu EUR 1 Bill. summieren. Tatsächlich sind etwa die Reformen des EEG auch mit dem Ziel umgesetzt worden, den Kostenanstieg zu bremsen (z.B. Festlegung der Ausbaukorridore, Absenkung der durchschnittlichen Vergütung). Dies waren Schritte in die richtige Richtung. Im Ergebnis sind die absoluten EEG-Auszahlungen bislang jedoch stetig gestiegen. Für viele andere Kosten rund um die Energiewende liegen keine verlässlichen und einheitlich abgegrenzten Zeitreihen vor.

Kostenentlastung z.B. bei Energieimporten

Zum Gesamtbild zählt natürlich, dass den Kosten der Energiewende auch Einsparungen etwa beim Energieverbrauch oder bei den Importen von Energierohstoffen gegenüberstehen. So verweist das BMU darauf, dass 2012 durch den Ausbau der erneubaren Energien sowie Energieeffizienzmaßnahmen Importe von Brennstoffen in Höhe von EUR 36 Mrd. vermieden werden konnten. Davon entfielen EUR 26 Mrd. auf eine höhere Energieeffizienz.[22] Näher erläutert werden diese Zahlen jedoch nicht. Insofern lässt sich nicht ganz aufklären, wie diese Aussagen des BMU dazu passen, dass laut AG Energiebilanzen die Importe von Steinkohle und Mineralöl 2012 (gemessen in Energieeinheiten, nicht in monetären Größen) jeweils um 2% gestiegen sind. Lediglich bei Erdgas (-1,4%) und Kernbrennstoffen (-7,9%) kam es zu Rückgängen. Bislang dürften vor allem schwankende Weltmarktpreise für fossile Energierohstoffe den größten Einfluss auf die deutsche Energieimportrechnung gehabt haben.

Wir werden auf den Aspekt verminderter Energieimporte durch die Energiewende im 4. Kapitel noch einmal eingehen. Hier sei jedoch bereits betont, dass für

[22] Vgl. BMU (2015). Klimaschutz in Zahlen. Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik. Ausgabe 2015. Berlin.

Deutsche Energiewende: Zielverfehlungen in Sicht

Unternehmen und private Haushalte die eigene und nicht die volkswirtschaftliche Energierechnung entscheidend ist. Gerade bei Strom dominiert in den letzten Jahren der (staatliche induzierte) Kostenanstieg.

Vorerst weiterer Anstieg der Kosten zu erwarten

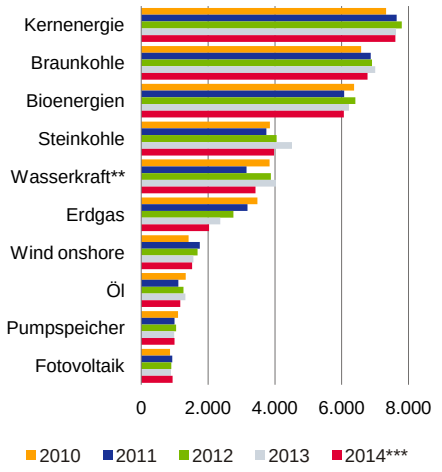
Trotz der erwähnten EEG-Reformen bleibt auch künftig ein grundsätzliches „Problem“ gerade der neuen Erneuerbaren (Windkraft und Fotovoltaik) bestehen: Bei ihnen fallen am Anfang hohe Kapitalkosten für das Errichten der betreffenden Anlagen an, sie operieren aber im Betrieb mit äußerst niedrigen Grenzkosten. Denn der eigentliche „Kraftstoff“ – der Wind und die Strahlungsenergie der Sonne – kostet nichts. Bei fossilen Kraftwerken kommen dagegen zu den anfänglichen Investitionskosten laufende Kosten für den Energieträger (Kohle oder Gas) hinzu. Hier hängen die Grenzkosten daher u.a. von den jeweiligen Preisen für diese Energieträger ab. Die niedrigen Grenzkosten der Erneuerbaren drücken, wie bereits erwähnt wurde, auf den Börsenstrompreis, der sich nach dem Grenzkostenprinzip bildet. Letztlich verschlechtern sich durch die eigenen niedrigen Grenzkosten die Chancen für Windkraft und Fotovoltaik, die anfänglichen Investitionskosten über den Börsenstrompreis zu refinanzieren. In einem Grenzkostenmarkt werden die neuen Erneuerbaren also (wohl) immer auf eine Förderung angewiesen sein. Fiele diese weg, würden die Investitionen für die Windkraft und die Fotovoltaik drastisch sinken.[23] Wichtig für die gesamte Kostenentwicklung wird also sein, wie schnell und wie weit diese Förderung sinken kann. Dies hängt wiederum maßgeblich vom technischen Fortschritt ab. Für die gesamte Fördersumme ist zudem die Menge des ins Netz eingespeisten Stroms relevant.

Ein weiteres Grundproblem der neuen Erneuerbaren ist deren geringe Kapazitätsauslastung. Die Volllaststunden bei Windenergie an Land machten 2014 nur 17% der maximal möglichen Volllaststunden aus – trotz vorrangiger Einspeisung. Bei der Fotovoltaik waren es nur knapp 11%. Niedrige Kapazitätsauslastungen sind teuer. In Sachen Kapazitätsauslastung schneiden Wasserkraft (39%) und Bioenergien (69%) deutlich besser ab.

Wie geht es in den nächsten Jahren weiter? Der BDEW zitiert Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber, wonach die EEG-Strommengen und EEG-Auszahlungen – zumindest bis 2020 – weiter steigen werden. In absoluter Betrachtung sind also steigende Kosten zu erwarten. Zur künftigen Entwicklung der EEG-Umlage pro Kilowattstunde liegt eine im Auftrag von Agora Energiewende erstellte Studie des Öko-Instituts vor. Sie kommt zum Ergebnis, dass ab 2023 die EEG-Umlage sinken wird. Ab dann fallen nämlich ältere Anlagen mit relativ hoher durchschnittlicher EEG-Förderung aus der Förderung und werden durch Anlagen mit niedrigeren Fördersätzen ersetzt. Die Summe aus EEG-Umlage und Börsenstrompreis würde sich bis 2023 um etwa 1 bis 2 Cent pro Kilowattstunde erhöhen und danach wieder sinken – trotz des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren. Auf andere Kostenkomponenten des Strompreises geht die Studie nicht im Detail ein. Die absoluten Vergütungsansprüche der Anlagenbetreiber im Bereich erneuerbare Energien lägen 2035 bei knapp EUR 30 Mrd. pro Jahr (zu heutigen Preisen). Die Prognosen bzw. Szenarien basieren u.a. auf der Annahme eines konstanten Netto-Stromverbrauchs bis 2035.[24] Auch hier ist zu betonen, dass „nur“ die Stromerzeugung durch Erneuerbare berücksichtigt ist.

Gravierende Unterschiede 33

Jahresvolllaststunden* in der Elektrizitätswirtschaft nach Kraftwerkstypen, Deutschland

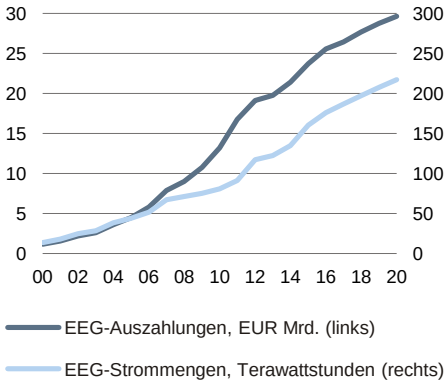


* Bedeutsame unterjährige Leistungsveränderungen sind entsprechend berücksichtigt
** Lauf- und Speicherwasser
*** Vorläufige Werte

Quelle: BDEW

Im Gleichschritt nach oben 34

EEG-Strommengen und EEG-Auszahlungen in Deutschland



* Ab 2015: Prognose der Übertragungsnetzbetreiber

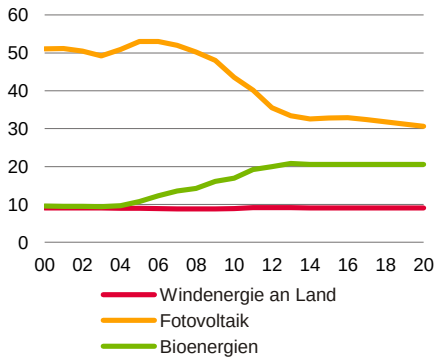
Quelle: BDEW

[23] Vgl. Agora Energiewende (2012). 12 Thesen zur Energiewende. Berlin.
[24] Vgl. Agora Energiewende (Auftraggeber, 2015). Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035. Durchgeführt durch das Öko-Institut. Berlin, Freiburg.

Deutsche Energiewende: Zielverfehlungen in Sicht

EEG-Vergütungen für Wind relativ konstant, für Fotovoltaik stetig sinkend 35

Durchschnittliche EEG-Festvergütung* für den gesamten EEG-Anlagebestand, Cent pro kWh

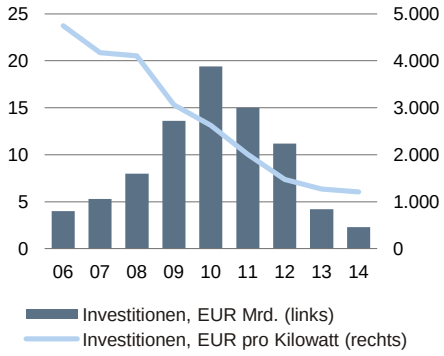


* Ab 2015 Prognose der Übertragungsnetzbetreiber

Quelle: BDEW

Fotovoltaik: Spez. Investitionskosten sinken durch technischen Fortschritt 36

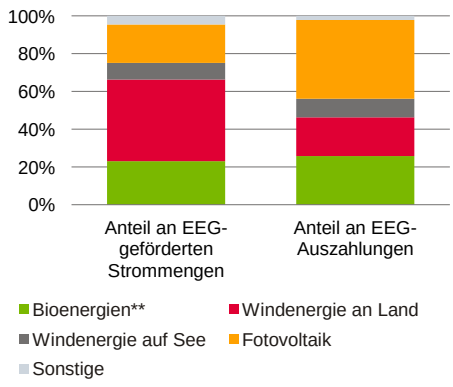
Investitionen in die Fotovoltaik in Deutschland



Quelle: BDEW

Teure Fotovoltaik – Windkraft relativ günstig 37

Anteile an EEG-geförd. Strommengen u. EEG-Auszahlungen nach Energieträgern, DE, 2016*



* Vorläufige Schätzung
** Feste, flüssige und gasförmige biogene Brennstoffe

Quelle: BDEW

Konkretisierung ökonomischer Ziele angezeigt

Je langfristiger der Prognosehorizont, desto größer sind Unsicherheiten. Dies gilt naturgemäß auch für die Prognose der künftigen Kosten der Energiewende. Eine demokratische Debatte darüber, wie hoch diese Kosten maximal ausfallen dürfen, wäre für die Akzeptanz des Projekts hilfreich. Bislang waren wichtige Kostenblöcke der Energiewende (z.B. die EEG-Auszahlungen) eher eine Residualgröße. Die Politik verhandelte weniger über die Höhe der absoluten Kosten, als vielmehr über die Verteilung der Kosten z.B. auf verschiedene Kundengruppen/Stromverbraucher; ein Ergebnis ist die niedrigere EEG-Umlage für energieintensive Unternehmen. Eine politisch greifbare Aussage über die angestrebte (ungefähre) Entwicklung des vom Staat beeinflussbaren Kostenblocks (z.B. eine Obergrenze für Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom) wäre für unternehmerische Investitionsentscheidungen hilfreich. Die sozialpolitische Dimension ist ebenfalls nicht zu vernachlässigen, denn der Anteil der Energie- bzw. Stromkosten an den verfügbaren Einkommen übersteigt bei privaten Haushalten mit niedrigen Einkommen den Wert bei Beziehern höherer Einkommen. Immerhin wird über die Ausgaben für energie- und klimapolitische Fördermaßnahmen nach demokratischen Haushaltsberatungen entschieden.

Um die Energiewende möglichst kostengünstig zu gestalten, wäre es notwendig, die verfügbaren Mittel dort einzusetzen, wo sie den größten Nutzen stiften (was immer das im Detail sein mag). Dies ist heute nicht der Fall. So fällt im Rahmen des EEG die Vergütung für eine Kilowattstunde Strom, die durch eine Fotovoltaik-Anlage erzeugt wird, laut BDEW mit knapp 33 Cent (2015) im Durchschnitt mehr als dreimal so hoch aus wie bei einer Windkraftanlage an Land.[25] Zwar verzeichnet die Fotovoltaik einen immensen technischen Fortschritt, sodass laut Bundesverband Solarwirtschaft bei Neuanlagen die Einspeisevergütungen aktuell zwischen 8,5 und 12,3 Cent pro Kilowattstunde liegen. Bezogen auf den Anlagenbestand wird sich die Lücke zwischen der durchschnittlichen Vergütung für Strom aus Fotovoltaik und aus Windkraft an Land in den nächsten Jahren aber nur wenig schließen (siehe Grafik 35). Ferner zeigt Grafik 37, dass die Fotovoltaik 2016 auf knapp 42% der EEG-Auszahlungen kommt, sie jedoch nur gut 20% der EEG-geförderten Stromenge ausmachen dürfte. Unter dem Strich ist festzuhalten, dass die Fotovoltaik aus wirtschaftlicher Sicht (bislang deutlich) schlechter abschneidet als z.B. die Windkraft an Land. Es gibt noch weitere politische Maßnahmen mit niedriger Kosteneffizienz und zugleich geringem Nutzen für den Klimaschutz, etwa die zuletzt beschlossenen direkten Kaufprämien für Elektrofahrzeuge.[26] Im Falle des EEG hat die Politik u.a. mit dem Absenken der durchschnittlichen Fördersätze reagiert. Sie sollte der Kosteneffizienz der Energie- und Klimapolitik künftig mehr Aufmerksamkeit schenken. Dies gilt nicht nur für den Stromsektor, der im Mittelpunkt dieses Kapitels stand, sondern natürlich auch für den Gebäude- bzw. Wärmemarkt sowie den Verkehrssektor.

2.3 Versorgungssicherheit ist nicht verhandelbar, wird aber teurer

Für Deutschland mit seinen innovativen und technologisch anspruchsvollen Industrie- und Dienstleistungsunternehmen ist eine zuverlässige Energieversorgung unerlässlich und daher nicht verhandelbar. Diese Auffassung teilt (natürlich) auch die Politik. Bedarf es daher weiterer Ziele? Aus ökonomischer Sicht stellt sich zumindest die Frage, was die Versorgungssicherheit kostet.

Mit der Energiewende (vor allem der Stromwende) gehen neue Herausforderungen an eine sichere Energie-/Stromversorgung einher. Einen sicheren Netz-

[25] Die Daten/Aussagen beziehen sich auf den gesamten Anlagebestand.
[26] Vgl. Heymann, Eric (2016). Kaufprämien für Elektroautos sind nicht der Weisheit letzter Schluss. Deutsche Bank Research. Aktueller Kommentar. Frankfurt am Main.

betrieb zu gewährleisten, erfordert andere Maßnahmen, wenn man die Stromversorgung von (grundlastfähigen) Großkraftwerken auf viele dezentral verteilte Anlagen umstellt, die den Strom (mit gesetzlich garantiertem Vorrang) in Abhängigkeit vom Wetter fluktuierend einspeisen.

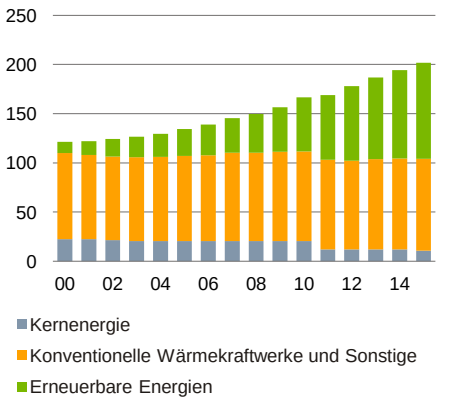
Weniger Stromausfälle

Offensichtlich ist diese Umstellung im Ergebnis bislang gut gelungen: Das BMWi stellt fest, dass die Nichtverfügbarkeit, also die Zeitspanne innerhalb eines Jahres, in der die Stromversorgung für die Endverbraucher unterbrochen ist, 2014 nur gut 12 Minuten betragen hat. Seitdem dieser Wert erfasst wird (2006), war er nie so niedrig.

Grundsätzlich ist die Versorgungssicherheit bei Strom in Deutschland bislang also gewährleistet.[27] Allerdings hat die Versorgungssicherheit im neuen Strommarkt einen Preis. Wir haben bereits die Kosten für die Redispatch-Maßnahmen erwähnt. Sie sind letztlich dem Ziel der Versorgungssicherheit zuzurechnen. In den letzten Jahren nahm die Häufigkeit der Redispatch-Maßnahmen zu. Die Bundesnetzagentur berichtet, dass die Eingriffshäufigkeit 2014 bei 8.453 Stunden lag. Im Jahr 2000 waren es erst 1.588 Stunden. Bereits im 1. Halbjahr 2015 belief sich die Eingriffshäufigkeit auf 5.690 Stunden. Auch Kosten des Netzausbaus dienen selbstredend der Versorgungssicherheit. Kritisch ist dabei zu beurteilen, dass die Betreiber von Erzeugungsanlagen die Wahl ihres Standorts relativ unabhängig von den anschließend notwendigen Netzausbaukosten treffen.[28] Es ist natürlich auch festzuhalten, dass nicht alle Investitionen ins Stromnetz der eigentlichen Energiewende zuzurechnen sind.

Steigende Kapazitäten 38

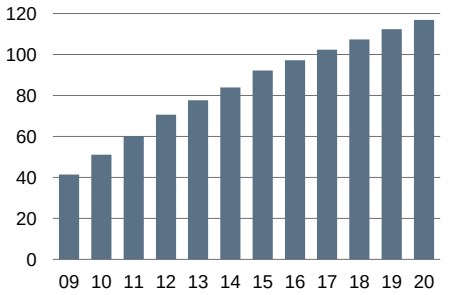
Installierte Stromerzeugungsleistung in Deutschland, Gigawatt



Quelle: BDEW

Ausbau der Erneuerbaren geht weiter 39

Installierte Leistung der EEG-Anlagen* in Deutschland, Gigawatt



* Ab 2015: Prognose der Übertragungsnetzbetreiber

Quelle: BDEW

Kapazitätsreserve versus Kapazitätsmarkt

Die Kapazitäten der Erneuerbaren im deutschen Stromsektor werden in den nächsten Jahren weiter ausgebaut. Laut Prognose der Übertragungsnetzbetreiber dürfte die installierte Leistung allein der Erneuerbare-Energien-Anlagen im Jahr 2020 (dann rd. 117 Gigawatt) um mehr als 40% (rd. 35 Gigawatt) über der aktuellen Spitzenlast liegen (also der maximal zu einem bestimmten Zeitpunkt benötigten Leistung); nach 2020 wird die installierte Leistung bei Erneuerbaren weiter ansteigen. Gleichzeitig bleibt die Stromerzeugung aus den neuen erneuerbaren Energiequellen (Windkraft und Fotovoltaik) von den jeweils aktuellen Witterungsbedingungen abhängig und kann kurzfristig nicht beliebig hochgefahren werden. Im Ergebnis dürfte es künftig immer häufiger zu Situationen kommen, in denen die Stromnachfrage temporär (fast) komplett durch erneuerbare Energien gedeckt wird. Für die „dunkle Flaute“, also jene Zeiten mit wenig Windaufkommen und geringer Sonneneinstrahlung, müssen jedoch ausreichend Kapazitäten vorgehalten werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Unter sonst gleichen Bedingungen sinkt in einer solchen Situation die Kapazitätsauslastung jener Kraftwerke, die die Lücke im Bedarfsfall schließen müssen, und damit auch deren Wirtschaftlichkeit. Tatsächlich konnten in der jüngeren Vergangenheit viele „traditionelle“ Kraftwerke nicht mehr rentabel betrieben werden und wurden von den Unternehmen bei der Bundesnetzagentur zur Stilllegung angemeldet. In den letzten Jahren wurde vermehrt darüber diskutiert, ob für die Bereitstellung bzw. Vorhaltung gesicherter Versorgungskapazitäten ein Markt entstehen müsse (Kapazitätsmarkt) oder ob ein verändertes Strommarktdesign ausreichen würde, um die Versorgung sicherzustellen.

[27] Dies gilt auch für die Versorgung mit den Energieträgern Öl, Kohle und Erdgas, die am Weltmarkt beschafft werden können.

[28] Vgl. Haucap, Justus und Beatrice Pagel (2014). Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende: Effizienter Netzausbau und effiziente Struktur der Netznutzungsentgelte. Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie. Düsseldorf.

Uneinigkeit hinsichtlich der Frage, ob der Strommarkt 2.0 plus Kapazitätsreserve für Versorgungssicherheit sorgen kann

Das BMWi hat hierzu im Sommer 2015 ein Weißbuch veröffentlicht[29] und plädiert für einen so genannten Strommarkt 2.0. Dieser soll u.a. durch das Zulassen temporärer Preisspitzen für die Deckung der Spitzenlastnachfrage den rentablen Betrieb von Kraftwerken (selbst bei niedriger Auslastung) ermöglichen. Zudem soll eine Kapazitätsreserve die Stromversorgung absichern. Die Kapazitätsreserve umfasst (anders als es im Falle eines Kapazitätsmarktes der Fall wäre) „nur Kraftwerke, die nicht am Strommarkt teilnehmen und […] nur dann zum Einsatz [kommen], wenn es trotz freier Preisbildung am Großhandelsmarkt wider Erwarten einmal nicht zur Deckung von Angebot und Nachfrage kommen sollte."[30] Dass in dieser Frage nicht per se Einigkeit herrscht, zeigte eine erste Stellungnahme des BDEW zum Weißbuch: Darin zeigte sich der BDEW „nicht davon überzeugt", dass sich ein reiner Strommarkt (Energy-Only-Markt) „so ertüchtigen lässt, dass er zusammen mit einer moderat dimensionierten Kapazitätsreserve dauerhaft auf hohem Niveau Versorgungssicherheit gewährleisten kann."[31]

Sinkende Kapazitätsauslastung im Stromsektor ist für Kosten relevant

Wir wollen an dieser Stelle die Diskussion rund um den Strommarkt 2.0 nicht weiter vertiefen, sondern abermals signalisieren, dass die Versorgungssicherheit in einem von erneuerbaren Energien geprägten Strommarkt Kosten verursacht, die in der öffentlichen Diskussion häufig vernachlässigt werden. Wir haben ausgeführt, dass die neuen erneuerbaren Energien grundsätzlich eine niedrige Kapazitätsauslastung aufweisen (geringe Zahl von Volllaststunden). Wenn der Anteil der Erneuerbaren steigt, dürfte die Kapazitätsauslastung der verbleibenden fossilen Kraftwerke tendenziell sinken, denn sie sollen perspektivisch ja nur die Lücken schließen, die von den Erneuerbaren offen gelassen werden. Unter sonst gleichen Bedingungen führt dies zu einer sinkenden durchschnittlichen Kapazitätsauslastung im gesamten Stromsektor und damit zu einer geringeren Rentabilität.[32] Nach den Gesetzen der Ökonomie wird hierfür an irgendeiner Stelle ein Preis bezahlt.

Speichertechnologien langfristig notwendig

Negative Preise an Strombörse durch Überangebot möglich

Die Diskussion über Kapazitätsreserven und Kapazitätsmärkte bezieht sich auf den Fall, dass die erneubaren Energien zu manchen Zeiten nicht ausreichend lieferfähig sind. Das andere „Extrem" wird künftig wahrscheinlicher, nämlich Situationen, in denen die Erneuerbaren mehr Strom produzieren als aktuell nachgefragt wird. Auch dies ist grundsätzlich teuer, denn der erzeugte Strom aus Erneuerbaren wird ja in der Regel vergütet und sollte daher auch genutzt werden. An der Strombörse kann ein Überangebot an Strom zu negativen Preisen führen, sodass der Kunde dafür bezahlt werden muss, dass er den überschüssigen Strom abnimmt. Selbst wenn die Stromproduktion aus Erneuerbaren vorübergehend abgeregelt werden muss (und damit auch nicht ins Netz eingespeist wird), erhalten die Betreiber der Anlagen für diese so genannte Ausfallarbeit aktuell grundsätzlich eine Entschädigung; diese dürfte z.B. in Schleswig-Holstein im Jahr 2014 etwa 10 Cent pro Kilowattstunde betragen haben.[33] Die

[29] Vgl. BMWi (2015). Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Berlin. Siehe auch: Connect (2015): Endbericht Leitstudie Strommarkt 2015. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin. Ferner: Institut der deutschen Wirtschaft (2015). Ein Strommarkt für die Energiewende – Leitlinien für die Zukunft? Stellungnahme zum Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Köln.

[30] BMWi (2015). Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Berlin.

[31] BDEW (2015). Stellungnahme zum Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Ein Strommarkt für die Energiewende. Berlin.

[32] Agora Energiewende wies 2012 darauf hin, dass es künftig keine Grundlastkraftwerke mehr geben werde. Vgl. Agora Energiewende (2012). 12 Thesen zur Energiewende. Berlin.

[33] Vgl. Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig Holstein (2015). Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien und daraus resultierende Entschädigungsansprüche in den Jahren 2010 bis 2014

Steigende Entschädigungszahlungen für Ausfallarbeit

Ausfallarbeit sowie die damit verbundenen Entschädigungszahlungen sind in den letzten Jahren stark gestiegen. Laut Bundesnetzagentur beliefen sie sich im Gesamtjahr 2014 auf EUR 83 Mio. Die Entschädigungszahlungen allein der ersten drei Quartale von 2015 werden auf EUR 276 Mio. geschätzt.[34] Es leuchtet ein, dass ein solches System extrem ineffizient und teuer ist. Je größer die Lücke zwischen der installierten Kapazität von Erneuerbaren und der Spitzenlast in Deutschland wird, desto häufiger wird sich die Frage stellen, was mit dem temporär überschüssigen Strom geschehen soll.

Viele Studien stimmen darin überein, dass kurz- bis mittelfristig der Ausbau der Stromnetze inklusive einer stärkeren europäischen Integration der Netze sowie Flexibilitätsoptionen im Kraftwerkspark und auf der Nachfrageseite (Lastmanagement) ausreichen können, um temporäre Angebotsüberhänge abzufedern. Mittel- bis längerfristig dürften aber wohl auch leistungsfähige Stromspeichertechnologien notwendig sein, um Angebotsüberschüsse (hoffentlich) wirtschaftlich sinnvoll nutzen zu können und zur Versorgungssicherheit beizutragen.

Pumpspeicherkraftwerke derzeit einzige großtechnisch nutzbare Speichertechnologie

Wir können nicht im Detail auf unterschiedliche Maßnahmen auf der Nachfrageseite oder verschiedene Speichertechnologien eingehen; dies würde den Rahmen dieses Berichts sprengen.[35] Einige Aspekte rund um die Speicherfrage seien jedoch aufgegriffen. Für den großtechnischen Einsatz werden derzeit in Deutschland ausschließlich Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt.[36] Laut BMWi sind Pumpspeicherkraftwerke derzeit die einzige Speichertechnologie, die in nennenswertem Umfang genutzt werden kann. Batterien und sonstige Speichertechnologien sind außerhalb privater Anwendungen oder spezifischer Nischen (z.B. Elektroautos) aktuell unbedeutend. Die Umwandlung von (überschüssigem) Strom in gasförmige oder flüssige Kraftstoffe (Power-to-Gas bzw. Power-to-Liquid) ist langfristig eine vielversprechende Technologie. Dies setzt jedoch einen massiven technischen Fortschritt voraus. Aktuell ist die Power-to-Gas-Technologie noch teuer (z.B. Investitionskosten, Umwandlungsverluste). Bis zu einem rentablen großtechnischen Einsatz werden noch viele Jahre vergehen.[37]

Kapazität von Pumpspeichern in Deutschland (zu) klein

Kommen wir zurück zu den Pumpspeicherkraftwerken: Deutsche Bank Research hat in einer Studie von 2012 die Speicherkapazität aller Pumpspeicher in Deutschland auf 40 Gigawattstunden beziffert.[38] Eine weitere Studie aus dem Jahr 2012 kommt zu einem ähnlichen Ergebnis (44 Gigawattstunden).[39] Inzwi-

[34] Vgl. Bundesnetzagentur (2016). 2. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Drittes Quartal 2015. Bonn. Sowie: Bundesnetzagentur (2016). Monitoringbericht 2015. Bonn. Ferner: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (2015). Windenergie Report Deutschland 2014. Kassel.

[35] Umfassende Informationen zum Thema Energiespeicher finden sich in: Fraunhofer (2014). Abschlussbericht Metastudie „Energiespeicher“. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Kassel, Oberhausen. Siehe auch: Agora Energiewende (2014). Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin.

[36] Bei Pumpspeicherkraftwerken existiert zwischen zwei miteinander verbundenen Wasserspeichern (z.B. zwei Stauseen oder zwei natürliche Seen) ein Höhenunterschied. Das Pumpspeicherkraftwerk pumpt (z.B. wenn Strom günstig ist) Wasser aus dem unteren in das obere Becken. Die hierfür eingesetzte elektrische Energie wird in die Lageenergie des Wassers umgewandelt. Fließt das Wasser vom oberen ins untere Becken zurück (z.B. wenn Strom teuer bzw. knapp ist), wird über einen Generator wieder Strom erzeugt und ins Netz eingespeist.

[37] Vgl. Deutsche Energie-Agentur (2015). Systemlösung Power to Gas. Chancen, Herausforderungen und Stellschrauben auf dem Weg zur Marktreife. Berlin. Siehe auch: Ganteför, Gerd (2015). Wir drehen am Klima – na und? Wiley-VCH. Weinheim. Ferner: Auer, Josef (2014). Deutsche Energiewende treibt Power-to-Gas. Von einer Idee zur Markteinführung. Deutsche Bank Research. Aktuelle Themen. Frankfurt am Main.

[38] Vgl. Auer, Josef (2012). Moderne Stromspeicher. Unverzichtbare Bausteine der Energiewende. Deutsche Bank Research. Aktuelle Themen. Frankfurt am Main.

[39] Zentrum für Energieforschung Stuttgart (2012). Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Stuttgart.

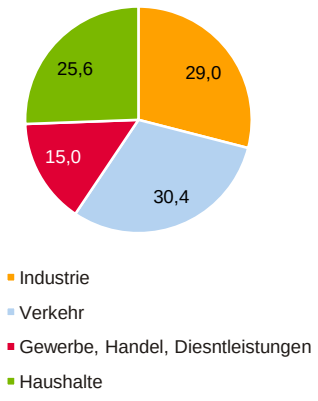
schen dürfte die Speicherkapazität leicht gestiegen sein. Die beiden zitierten Studien deuten darauf hin, dass die Speicherkapazität mittel- bis längerfristig auf rd. 65 bis 90 Gigawattstunden ansteigen kann, wenngleich Neubauprojekte häufig von Bürgerprotesten begleitet werden und sich dadurch zumindest zeitlich verzögern können. Ein theoretisches Rechenbeispiel soll verdeutlichen, inwiefern Pumpspeicher dazu beitragen können, eine Überschussleistung (durch Erneuerbare) abzufedern: Es sei angenommen, sämtliche Kapazitäten der Pumpspeicher in Deutschland (geschätzt 45 Gigawattstunden) seien verfügbar (d.h. alle höher gelegenen Speicherbecken seien leer). Ferner sei angenommen, dass es zu einer Überschussleistung in Höhe von 5 GW käme. Würde diese Überschussleistung ausschließlich dazu genutzt, Wasser in die oberen Speicherbecken zu pumpen, wären diese bereits nach 9 Stunden wieder gefüllt. Tatsächlich ist künftig aber mit deutlich höheren Überschussleistungen zu rechnen, weshalb die Pumpspeicher in Deutschland – selbst bei einer Verdopplung der Kapazität – nur wenig Puffer bieten. Vorerst ist daher damit zu rechnen, dass die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen häufig(er) zum Einsatz kommen wird, wenn eine Überschussproduktion vorliegt. Als eine mögliche Lösung wird aufgeführt, Speicherkapazitäten in Ländern zu nutzen, wo die topografischen Voraussetzungen für Pumpspeicherkraftwerke besser sind (z.B. Norwegen, Österreich, Schweiz).[40] Wie realistisch das ist, soll hier nicht diskutiert werden.

Pumpspeicherkraftwerke können nur für wenig Entlastung sorgen

Man kann das theoretische Rechenbeispiel auch umkehren und sich die Frage stellen, wie lange mit gefüllten Pumpspeichern in Deutschland eine „dunkle Flaute“ überbrückt werden könnte. Nehmen wir hierzu an, es käme zu einer Einspeisungslücke von (lediglich) 10 Gigawatt. Mit den heutigen Kapazitäten der Pumpspeicher könnte eine solche Lücke lediglich für 4,5 Stunden geschlossen werden. Auch hier würde selbst eine Verdopplung der Kapazitäten also nur wenig Entlastung bringen. Solange keine anderen Speichertechnologien verfügbar sind und Stromimporte nicht in ausreichendem Maß einspringen können, werden wohl auch längerfristig flexible, aber grundlastfähige Kraftwerke eine wichtige Rolle im deutschen Strommarkt spielen.

Verkehr und Industrie sind größte Energieverbraucher 40

Anteil der Sektoren am Endenergieverbrauch* in Deutschland, 2014, %



* Gesamter Endenergieverbrauch: 8.647,9 Petajoule

Quelle: BMWi

Die Rechenbeispiele sollen verdeutlichen, dass die Speicherfrage nicht nur wegen der damit verbundenen Kosten[41], die wir hier im Detail gar nicht diskutiert haben, relevant ist, sondern auch wegen absoluter physischer Kapazitätsgrenzen. Dies gilt insbesondere für den großtechnischen Einsatz. Bezüglich des Einsatzes von Speichertechnologien in privaten Haushalten können wir jedoch z.B. der These von Agora Energiewende grundsätzlich zustimmen, dass sich eine Kombination aus lokaler Fotovoltaik-Anlage und lokalem Energiespeicher in naher Zukunft bei geeigneten Rahmenbedingungen betriebswirtschaftlich (nicht unbedingt volkswirtschaftlich) rechnen kann. Bevor diese Aussage auf Systeme für große lokale Stromverbraucher (z.B. Stahl- oder Chemiewerke) zutrifft, bedarf es noch viel technischen Fortschritts.

Zwischenfazit: viele versteckte Kosten und technologische Herausforderungen

Das Kapitel hat gezeigt, dass das Thema Versorgungssicherheit technisch grundsätzlich beherrschbar ist. Es existieren jedoch viele versteckte Kosten und enorme technologischen Herausforderungen. Aus politischer Sicht wäre zu überlegen, das Ziel der Versorgungssicherheit durch ökonomische Teilziele zu

[40] Vgl. Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011). Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Berlin.

[41] Für die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken ist von entscheidender Bedeutung, in welchem Umfang der durch die Kraftwerke eingesetzte Strom durch Steuern, Abgaben und Umlagen belastet wird. Verschiedene Verbände der Energiewirtschaft sowie der VDMA und der VKU haben sich Anfang 2016 gemeinsam dafür ausgesprochen, Energiespeicher nicht als Letztverbraucher einzustufen, da ansonsten Doppelbelastungen etwa bei den Netzentgelten anfallen.

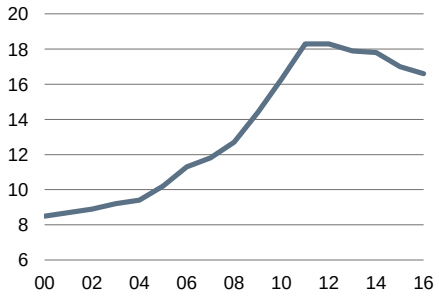
flankieren. Zumindest sollten die gesamten Kosten, die mit der Versorgungssicherheit zusammenhängen, transparenter kommuniziert werden.

2.4 Kostenszenarien

Zum Abschluss dieses Kapitels versuchen wir, die dargestellten ökologischen und ökonomischen Ziele zu kombinieren und daraus eine stark vereinfachte Kostenschätzung (ohne konkretes Zieldatum) abzuleiten. Wir gehen vom Primärenergieverbrauch[42] in Deutschland aus, der 2015 in Deutschland bei knapp 3.700 Mrd. Kilowattstunden lag.

Durchschnittsvergütung sinkt seit einigen Jahren 41

Durchschnittliche EEG-Vergütung, Cent pro kWh



Quelle: BMWi

— Nehmen wir an, es gelänge, den Primärenergieverbrauch um 15% zu senken und den Anteil der Erneuerbaren auf 30% auszubauen. Unterstellen wir ferner, die durchschnittliche Vergütung für die Energie aus Erneuerbaren läge bei 15 Cent pro Kilowattstunde (aktuell sind es im EEG knapp 17 Cent). In diesem Szenario würden die Kosten „nur“ für den 30%-Anteil an Erneuerbaren mehr als EUR 140 Mrd. pro Jahr betragen. Hinzu kämen Kosten für die übrigen Energieträger und -infrastrukturen, Netze usw.

— In einem anspruchsvolleren Szenario sinkt der Primärenergieverbrauch um 25%; der Anteil der Erneuerbaren steigt auf 40%. Zudem unterstellen wir einen schnelleren technischen Fortschritt, sodass die Kilowattstunde durchschnittlich „nur“ mit 12 Cent vergütet wird. In Summe lägen die jährlichen Kosten dann bei knapp EUR 125 Mrd. In diesem Szenario dürften die Kosten für die Reduktion des Primärenergieverbrauchs, die in den genannten EUR 125 nicht enthalten sind, schon beträchtlich ausfallen. Wie im ersten Szenario kämen Kosten für andere Energieträger oder Netze hinzu.

— Das dritte Szenario kommt dem Langfristziel der Bundesregierung sehr nahe: Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 50% und Anstieg des Anteils der Erneuerbaren auf 60%. Wie auch in den anderen Szenarien ist die durchschnittliche Vergütung pro Kilowattstunde ein wichtiger Hebel: Gelänge es, diese auf 8 Cent zu verringern, lägen die Kosten (nur) für die Energie aus Erneuerbaren bei knapp EUR 90 Mrd. p.a. Sehr hoch dürften hier die Investitionskosten für das Verringern des Energieverbrauchs ausfallen. Diesen stehen freilich geringere laufende Energiekosten gegenüber; die wirtschaftliche Gesamtbilanz hängt von vielen Faktoren ab (z.B. Energiepreise, technischer Fortschritt). Darüber hinaus würden in diesem Szenario die Kosten für die Umrüstung großer Teile des Wärmemarktes (mehr als 40 Mio. Wohnungen im Bestand) und des Verkehrssektors auf Strom besonders stark ins Gewicht fallen. In einer Welt, in der die gesamte Energieversorgung zu 60% auf Erneuerbaren basiert, kämen recht hohe Kosten für Speicher, Kapazitätsreserven oder das Lastmanagement zu den anderen Kostenblöcken (Netze, sonstige Energieträger und -infrastrukturen) hinzu.

Die Szenarien sollen lediglich als Gedankenspiele dienen. Es ist sinnvoll, den absoluten Zahlen eine Vergleichsgröße gegenüberzustellen. Dadurch bekommt man ein Gefühl dafür, über welche Größenordnungen wir ungefähr sprechen. Zwei Vergleichszahlen: Der gesamte Bundeshaushalt für das Jahr 2016 sieht Ausgaben von EUR 316,9 Mrd. vor. Die Bruttowertschöpfung des Sektors Energieversorgung in Deutschland lag 2014 bei EUR 49,6 Mrd. Die Kostenfrage könnte man wie folgt zusammenfassen: Die Energiewende hat (ohne gravierende Wohlfahrtsverluste) nur dann eine Chance, bezahlbar zu sein, wenn es einen dramatischen technischen Fortschritt (und damit Preisverfall) bei Energieeffizienztechnologien und erneuerbaren Energien gibt. Bleibt eine deutliche Kostendegression bei einem der beiden Faktoren aus, würde die Energiewende

Dramatischer technischer Fortschritt bei erneuerbaren Energien und Energieeffizienztechnologien notwendig

[42] Wir nehmen als Referenzgröße nicht den Endenergieverbrauch, denn auch bei den erneuerbaren Energien wird es Umwandlungsverluste geben, zumal wenn sie zwischengespeichert werden müssen und im Wärmemarkt und Verkehrssektor zum Einsatz kommen.

wohl viel zu teuer und damit scheitern. Hinsichtlich des notwendigen technischen Fortschritts kommt der Zeitaspekt als kritischer Faktor hinzu, denn es sind „nur noch“ rd. 35 Jahre bis zur Mitte des Jahrhunderts.

3. Instrumente: weniger ist mehr – Auslaufmodell EEG?

Wir haben gesehen, dass der Staat auf einen breiten Instrumentenmix setzt, um die Energiewende zu gestalten. Bislang dominieren ordnungspolitische Maßnahmen sowie Förderinstrumente. In den nächsten Jahren dürften weitere Maßnahmen folgen.[43] Auch viele Steuern und Abgaben beinhalten ökologische Komponenten. Auf EU-Ebene ist der EU ETS ein wichtiges Instrument.

EEG wird kontrovers diskutiert

Seit einigen Jahren wird kontrovers diskutiert, mit welchen anderen Instrumenten als dem EEG der Ausbau der Erneuerbaren ermöglicht werden könnte. Das EEG wird von einigen Marktakteuren sowie in Teilen der Wissenschaft (nicht zuletzt in der Ökonomie) kritisch gesehen.[44] Zwar wird auf breiter Front anerkannt, dass das EEG den Hochlauf der Erneuerbaren ermöglicht und technischen Fortschritt grundsätzlich begünstigt hat. Von den gesunkenen Kosten profitieren auch andere Länder, die sich im Bereich Erneuerbare engagieren. Die mit dem EEG verbundenen hohen Kosten werden jedoch zunehmend kritisiert, zumal die Erneuerbaren im Strommarkt keine Nischenrolle mehr einnehmen. Unterschiedlich hohe technologiespezifische Fördersätze (z.B. Windkraft versus Fotovoltaik) sorgen zudem dafür, dass nicht auf die kostengünstigsten erneubaren Energieformen gesetzt wird. Darüber hinaus wird negativ beurteilt, dass das EEG im Konflikt zum EU ETS steht und diesen schwächt.[45]

Bislang vor allem Änderungen im bestehenden System

Unerwünschte Nebeneffekte des EEG sollen durch Änderungen des Systems vermieden werden – Strategie nur bedingt erfolgreich

Die Politik hat das Fördersystem bislang punktuell angepasst. Sobald in Teilbereichen unerwünschte Effekte zu beobachten waren, versuchte die Politik, durch das Drehen an einigen Stellschrauben diese Entwicklungen zu beheben oder abzumildern. Zumeist führten diese Maßnahmen dann wieder zu negativen Effekten an anderer Stelle des Systems. Ein Beispiel ist die Eigenstromerzeugung bzw. der Eigenverbrauch. Früher war die Eigenerzeugung von vielen Umlagen rund um das EEG befreit. In der Folge setzen viele Unternehmen darauf, die Eigenstromerzeugung auszubauen; gleichzeitig blieben sie jedoch in der Regel ans deutsche Stromnetz angeschlossen. Je mehr Akteure sich jedoch durch Eigenerzeugung aus der Finanzierung der gesamten Systemkosten zurückziehen konnten, desto stärker stiegen die Umlagen für die verbleibenden Stromkunden. Auf diese Entwicklung reagierte die Politik, indem sie mit der EEG-Reform von 2014 neue Anlagen zur Eigenstromerzeugung an der EEG-Umlage beteiligt, wobei es Ausnahmen für kleinere Anlagen gibt. Es ist wenig verwunderlich, dass ein solcher Beschluss auf Widerstand bei jenen Akteuren stieß, die sich mit dem Gedanken getragen haben, vermehrt auf Eigenerzeugung zu setzen. Ein anderes Beispiel ist die Ausbaugeschwindigkeit bei den Erneuerbaren: Die erwähnten Ausbaukorridore für Erneuerbare sind auch eine Reaktion der Politik auf den starken Zuwachs der installierten Kapazität im Bereich der Erneuerbaren vor allem in den Jahren 2010 bis 2012. Die mit den Ausbaukorrido-

[43] Über welche Instrumente in Teilen der Politik diskutiert wird, illustriert folgende umfassende Zusammenstellung möglicher energie- und klimapolitischer Maßnahmen: BMU (2016). Maßnahmenkatalog. Ergebnis des Dialogprozesses zum Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung.

[44] Vgl. hierzu exemplarisch: Weimann, Joachim (2013). Rettet die Energiewende? Warum eigentlich? Wirtschaftsdienst. Heft 11. November 2013. Hamburg.

[45] Die Förderung erneuerbarer Energien über das EEG führt dazu, dass in Deutschland weniger fossile Energieträger nachgefragt werden. Dadurch sinkt die Nachfrage nach sowie der Preis für Emissionszertifikate im EU ETS. Kraftwerksbetreiber in anderen Ländern profitieren vom niedrigeren Preis und können die frei werdenden Zertifikate selbst nutzen. Auf europäischer Ebene ändert sich an der Obergrenze für die vom EU ETS abgedeckten CO_2-Emissionen nichts.

ren einhergehende Begrenzung des Zubaus wurde von den Unternehmen und Verbänden im Bereich Erneuerbare kritisiert.

Systemwechsel wohl nur längerfristig möglich bzw. wahrscheinlich

Alternativen: Mehr Direktvermarktung, Ausschreibungen …

Mit den letzten EEG-Reformen hat sich die Politik etwas vom zuvor dominierenden Regime verabschiedet, welches die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen weitgehend vom Nachfragerisiko befreit hatte (Einspeisevorrang und garantierte Abnahme zu fixen Vergütungen). Mit dem Übergang zu einer verpflichtenden Direktvermarktung müssen die Betreiber stärker die Nachfrageseite berücksichtigen. Durch Ausschreibungen konkreter Leistungsmengen im Wettbewerb sollen Kostenpotenziale gehoben werden. Ferner soll verhindert werden, dass der Zubau bei der installierten Erneuerbaren-Kapazität dauerhaft schneller erfolgt, als dies z.B. beim Ausbau der Netze oder Maßnahmen im Bereich des Lastmanagements der Fall ist. Der Anstieg bei der Ausfallarbeit (siehe Kapitel 2.3) zeigt, dass dies eine notwendige Maßnahme ist.

… oder ein Quotensystem

Ein Quotenmodell böte eine weitere Möglichkeit, den Anteil der Erneuerbaren zu erhöhen. Dabei müssen Kraftwerksbetreiber (oder andere beteiligte Akteure) eine bestimmte Quote an erneuerbarem Strom ins Netz einspeisen; diese Quote steigt im Zeitablauf. Ein Vorteil des Quotenmodells liegt darin, dass es eine Mengensteuerung erlaubt. Zudem wären die Marktakteure bestrebt, möglichst kostengünstige erneuerbare Energien zu vermarkten, was für Kostensenkungspotenziale gegenüber dem aktuellen System spricht.[46]

Emissionshandel als (theoretische) Ideallösung

Die zumindest nach Lehrbuchmeinung theoretisch überlegene und von vielen Ökonomen präferierte Lösung bestünde darin, die erneuerbaren Energien in den Emissionshandel zu „entlassen“. Dies gilt vor allem dann, wenn das Hauptziel der Energie- und Klimapolitik darin besteht, die CO_2-Emissionen auf ein bestimmtes Maß zu begrenzen. Das EU ETS ist in den letzten Jahren zwar in die Kritik geraten (Überangebot an CO_2-Zertifikaten und dadurch Preisverfall). Gleichwohl wird das Instrument dazu führen, dass die CO_2-Emissionen der beteiligten Sektoren in der EU bis 2020 wunschgemäß um 21% (gegenüber 2005) gesenkt werden. Viele andere energie- und klimapolitische Instrumente haben eine deutlich schlechtere Erfolgsbilanz. Zudem sind die (tatsächlich vorhandenen) Defizite des aktuellen EU ETS mittelfristig allesamt „heilbar“.

Emissionshandel ist ökologisch effektiv und ökonomisch effizient

Beim Emissionshandel wird die Obergrenze an Emissionszertifikaten z.B. für CO_2 vorab festgelegt (Cap). Diese Zertifikate werden den einzelnen Marktteilnehmern zugeteilt (z.B. über eine Versteigerung) und können dann gehandelt werden: Unternehmen, die ihre Emissionen zu geringen Kosten reduzieren können, veräußern überschüssige Zertifikate an Unternehmen, die höhere CO_2-Vermeidungskosten haben. Unter dem Strich werden die Emissionen dort reduziert, wo dies am wenigsten kostet. Das Instrument ist damit effektiv, denn das Reduktionsziel wird erreicht, und zugleich effizient, weil geringe Kosten anfallen. Durch den Emissionshandel erhält CO_2 einen einheitlichen Preis. Beim heutigen Instrumentenmix existieren dagegen sehr viele unterschiedliche CO_2-Preise, was ein Zeichen für ökonomische und ökologische Ineffizienz ist.

Bei einer Integration der Erneuerbaren in den EU ETS, würden Kraftwerksbetreiber (oder andere am System beteiligte Akteure) analysieren, wo sie mit gegebenem Mitteleinsatz die größten Emissionsreduktionen erzielen könnten. Investitionen in Erneuerbare stünden dann also in Konkurrenz zu anderen Vermeidungsmaßnahmen. Wären diese anderen Maßnahmen günstiger, blieben

[46] Eine ausführliche Diskussion verschiedener Systeme findet sich z.B. in: Kronberger Kreis (2014). Neustart in der Energiewende jetzt! Stiftung Marktwirtschaft. Berlin.

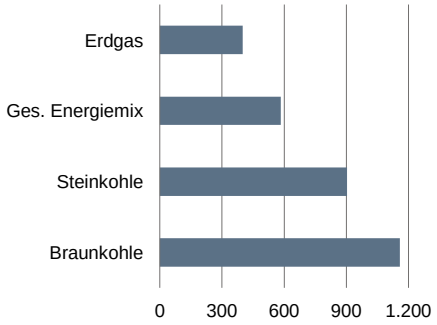
Investitionen in Erneuerbare (ohne sonstige Förderung) aus. Je anspruchsvoller das übergeordnete CO_2-Reduktionsziel ausfällt, desto mehr steigt der Preis für Emissionszertifikate. Sobald die CO_2-Vermeidungskosten von erneuerbaren Energien dem Zertifikatepreis entsprechen bzw. diesen unterbieten, lohnen sich entsprechende Investitionen. Selbstverständlich würden sich die Unternehmen dann auf die kostengünstigsten Technologien und die besten Standorte fokussieren (aktuell also eher auf Windkraft an Land statt auf Fotovoltaik). Beim aktuellen CO_2-Preis würden Investitionen in Erneuerbare in einem solchen System (weitgehend) ausbleiben. Für den nüchternen Ökonomen wäre dies kein Desaster, sondern ein Marktergebnis.[47]

EU ETS könnte mit anderen Emissionshandelssystemen kombiniert werden

Ein solches Szenario, das faktisch das Ende des EEG bedeuten würde, ist derzeit rein hypothetischer Natur. In der Politik wird ein derart radikaler Systemwechsel aktuell kaum diskutiert – von politischen Mehrheiten ganz zu schweigen. Mittel- bis längerfristig sprechen jedoch gute Gründe dafür, nicht nur die erneuerbaren Energien, sondern auch andere Teile der Volkswirtschaft (Verkehrssektor, Wärmemarkt) in den EU ETS einzubinden.[48] Dieser müsste dafür zwar umfassend reformiert werden, die oben skizzierte Grundidee bliebe aber erhalten. Der EU ETS könnte perspektivisch dann mit ähnlichen Handelssystemen zusammengeführt werden, die z.B. in den USA oder China entstehen. Ein weiterer Vorteil wäre es, die hohe Zahl der energie- und klimapolitischen Instrumente zu verringern, die derzeit zur Feinsteuerung eingesetzt werden. Hier gilt das Motto: weniger wäre mehr. Dem Autor ist bewusst, dass ein solcher Regimewechsel (ferne) Zukunftsmusik ist. Einig sind sich die meisten Ökonomen aber darin, dass CO_2 einen Preis bekommen muss, damit die externen Effekte der CO_2-Emissionen internalisiert werden können. Ein möglichst globaler Emissionshandel böte hierfür eine gute Möglichkeit – bei gleichzeitig hoher ökologischer Treffsicherheit.

Erdgas mit niedriger CO_2-Intensität 42

CO_2-Emissionsfaktoren im deutschen Strommix*, 2012, Gramm pro Kilowattstunde



* Nach Energieträger, bezogen auf den Stromverbrauch

Quelle: Umweltbundesamt

Noch mehr Staat?

Der Einfluss des Staates auf den Energiemarkt hat in den letzten Jahren zugenommen (vor allem im Stromsektor). Eine extreme – und politisch ebenfalls unwahrscheinliche – Möglichkeit für den Umbau der Energieversorgung bestünde darin, dass der Staat noch mehr Einfluss nähme und (in Teilbereichen) sogar als Anbieter aufträte. Letztlich möchte der Staat die nationalen CO_2-Emissionen reduzieren, aus der Kernenergie aussteigen und den Anteil der Erneuerbaren erhöhen; hinsichtlich der CO_2-Emissionen wären Gaskraftwerke (im Idealfall mit einem hohen KWK-Anteil) aufgrund der geringen CO_2-Intensität am besten geeignet, die Lücke zu schließen, die von Erneuerbaren nicht gefüllt werden kann. Da ein solcher Strukturwandel hin zu einer Kombination aus Erneuerbaren und Gaskraftwerken mit hohem KWK-Anteil allein durch Marktkräfte nicht erfolgen wird, könnte der Staat (etwa über Ausschreibungen) genau jene Stromerzeugungskapazitäten „bestellen“, die benötigt werden, um die genannten Ziele zu erreichen. Würden sich für bestimmte nachgefragte Leistungen keine Unternehmen finden, könnte der Staat selbst als Anbieter tätig werden. Ein solcher Umbau würde dann nicht (oder nicht überwiegend) über Strom- bzw. Energiepreise finanziert, sondern aus dem allgemeinen Haushalt – also über Steuern. Dies hätte den Vorteil, dass die Ausgaben Jahr für Jahr demokratisch legitimiert

[47] Es lässt sich trefflich darüber diskutieren, ob der Emissionshandel allein ausreichend wäre, die dynamische Effizienz von „grünen Technologien“ ausreichend gut zu adressieren. Es stellt sich also die Frage, ob in einem Emissionshandelssystem genügend F&E-Anstrengungen im Bereich jener Technologien angereizt würden, die erst mit einer Perspektive von vielen Jahren oder gar Jahrzehnten zur Marktreife gelangen können.

[48] Vgl. Heymann, Eric (2014). CO_2-Emissionen von Pkw. Regulierung über EU-Emissionshandel besser als strengere Grenzwerte. Deutsche Bank Research. Aktuelle Themen. Frankfurt am Main. Der Verkehrssektor und der Wärmemarkt könnten über einen so genannten Upstream-Ansatz in den Emissionshandel integriert werden. Dabei würden die Hersteller und Importeure von Kraftstoffen am Handel teilnehmen und nicht etwa die Hausbesitzer oder Autofahrer.

würden und transparent wären. Die Ausgaben für die Energiewende stünden dann in Konkurrenz zu Ausgaben für Soziales, Bildung und Forschung, Gesundheit oder innere und äußere Sicherheit. Die Idee eines noch höheren Staatseinflusses im Energiesektor klingt zunächst abwegig (und wir sprechen uns explizit dagegen aus). Gleichwohl zeigt ein Blick auf viele Bereiche der so genannten öffentlichen Daseinsvorsorge (z.B. ÖPNV oder Wasserversorgung), dass ein ähnliches Modell grundsätzlich nicht unüblich ist. Festzuhalten ist jedoch auch, dass die notwendige Umrüstung des Wärmemarktes und des Verkehrssektors durch einen solchen Systemwechsel nicht erfolgen würde.

Europäische Perspektive stärken – Kosten sind limitierender Faktor

Kosteneffizienz sollte bei Auswahl der Instrumente mehr in den Vordergrund rücken

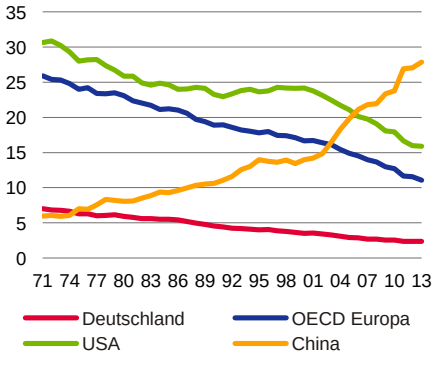
Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Energiewende mit dem aktuellen Instrumentenmix teurer wird als dies z.B. mit einer Stärkung des EU ETS der Fall wäre. Da die Finanzmittel natürlich ein limitierender Faktor sind, sollte also bei der Wahl der geeigneten Instrumente auf die Kosteneffizienz geachtet werden. Ansonsten scheitert die Energiewende auch an der Akzeptanz der Unternehmen und privaten Haushalte. Eine teure Energiewende findet auch keine Nachahmer im Ausland. Es ist kurz- bis mittelfristig allerdings unwahrscheinlich, dass die Politik überwiegend auf den Emissionshandel als energie- und klimapolitisches Instrument setzt. Daher wäre es zu begrüßen, wenn zumindest auf zusätzliche nationale Instrumente verzichtet würde, die den Emissionshandel schwächen. Da die Energiewende nur im europäischen Kontext gelingen wird, sollten europäische Instrumente gestärkt werden. Dies gilt auch für die Förderung der Erneuerbaren, denn in Europa gibt es klimatisch und topografisch bedingt unterschiedlich gute Bedingungen für den Einsatz der Erneuerbaren.

4. Grundsätzliche Argumentationen zur deutschen Energiewende

Die Diskussion um die deutsche Energiewende wird häufig sehr emotional und ideologisch geführt. Auf der einen Seite gibt es glühende Verfechter der Energiewende. Diesen stehen auf der anderen Seite erbitterte Gegner gegenüber. Zur Gegnerschaft zählen dabei nicht nur die so genannten Klimaskeptiker, die einen nennenswerten Einfluss menschlicher Aktivitäten auf den Klimawandel negieren. Es finden sich auch viele Kritiker, die sehr wohl die These des maßgeblich vom Menschen verursachten Klimawandels unterstützen, aber zumindest mit der Art und Weise nicht einverstanden sind, wie die Energiewende in der Praxis umgesetzt wird. Sowohl bei Befürwortern als auch bei Gegnern der Energiewende können wirtschaftliche Interessen für die eigene Argumentation eine große Rolle spielen. Häufig gewinnt man den Eindruck, dass beide Seiten nur die eigenen Argumente in den Vordergrund stellen und Kritik an der eigenen Position kaum zulassen. Im Folgenden werden wir daher einige Argumente rund um die Energiewende von beiden Seiten beleuchten.

China hat höchsten Anteil an globalen CO_2-Emissionen 43

Anteil einzelner Länder/Regionen an globalen energiebedingten CO_2-Emissionen, %



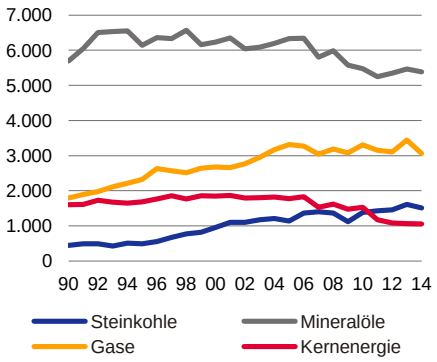
Quelle: IEA

— Ein wichtiges Argument der Befürworter der Energiewende ist die möglichst rasche Bekämpfung des Klimawandels. Deutschland als relativ reiches Land mit hohen historischen THG-Emissionen und zugleich immenser Innovationskraft habe die Verantwortung und die Voraussetzungen, als „Vorreiter“ bei der Energiewende zu fungieren. Das Argument ist zwar richtig. Das trifft aber auch auf das Gegenargument zu: Deutschland alleine kann den Klimawandel nicht aufhalten. Der Anteil Deutschlands an den globalen CO_2-Emissionen liegt bei 2,4% – Tendenz sinkend. Seit 2000 emittiert allein China in durchschnittlich weniger als zwei Jahren so viel CO_2 zusätzlich wie Deutschland insgesamt. Bislang gibt es zu wenige Länder, die nicht nur offiziell ähnlich ambitionierte Klimaschutzziele verfolgen wie Deutschland, sondern tatsächlich ähnlich gravierende Maßnahmen ergreifen. Es fehlt also an „Nachreitern“. Viele Länder beobachten den deutschen Sonderweg. Anders als einige Marktbeobachter hoffen, sehen wir auch im Pariser Klimaabkom-

men von Ende 2015 keinen wirklichen Durchbruch. Letztlich sind die dort beschlossenen Maßnahmen – gemessen an den notwendigen globalen Kurskorrekturen – wenig ambitioniert und nicht verbindlich.[49] Im optimistischsten Szenario des World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur (IEA) von Ende 2015 kommen sämtliche erneubare Energien im Jahr 2040 „nur“ auf einen Anteil von knapp 30% am Primärenergieverbrauch; im wahrscheinlichsten Szenario sind es lediglich 18%. Innerhalb der Erneuerbaren tragen in beiden Szenarien die Bioenergien die Hauptlast (und nicht Windkraft oder Fotovoltaik). Auch die so genannte Divestment-Bewegung[50] dürfte nicht ausreichen, um auf globaler Ebene eine Trendumkehr zu bewirken. Investitionen in erneubare Energien dürften in den nächsten Jahrzehnten zwar fast überall sehr viel schneller wachsen als Investitionen in traditionelle Energieformen. Gerade Entwicklungs- und Schwellenländer werden allerdings auch auf fossile Energieträger setzen (müssen), um den wachsenden Energiehunger zu stillen. Sollten sich hier keine privaten Investoren finden, dürften staatliche Unternehmen in die Bresche springen.

Differenzierte Entwicklung 44

Einfuhr verschiedener Energieträger nach Deutschland, Petajoule



Quelle: AG Energiebilanzen

— Mit der Energiewende kann die Abhängigkeit von Energieimporten sowie die Energierechnung gegenüber dem Ausland verringert werden, so ein grundsätzlich zutreffendes Argument der Befürworter der Energiewende. Außenhandel ist jedoch kein Nullsummenspiel. So exportierte Deutschland im Jahr 2015 Waren im Wert von knapp EUR 71 Mrd. in die klassischen Ölstaaten.[51] Der Effekt der Energiewende auf die Importe von Energierohstoffen ist bislang recht klein. Die absoluten Energieimporte (gemessen in Petajoule) lagen 2015 höher als zu Beginn der 1990er Jahre. Bei Steinkohle und Gasen ist langfristig ein Anstieg zu verzeichnen. Bei Mineralöl und Kernbrennstoffen ist die Tendenz rückläufig. Die sinkenden Ölimporte dürften u.a. darauf zurückzuführen sein, dass die Bedeutung von Öl im Wärmemarkt langfristig abgenommen hat und der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch von Kraftfahrzeugen gesunken ist. Bei Kernbrennstoffen ist wohl der deutsche Ausstieg aus der Kernenergie maßgeblich für den Rückgang.

— Unterstützer der Energiewende erwähnen als positives Argument, dass durch sie die Energieversorgung dezentraler und kleinteiliger geworden ist. Das ist zutreffend. Kleinteilige und dezentrale Erzeugungsstrukturen sind jedoch kein Selbstzweck. Sie müssen wirtschaftlich sinnvoll sein. Dies dürfte nicht per se gewährleistet sein, denn auch im Energiemarkt spielen Größenvorteile eine wichtige Rolle. Eine Rückkehr zu monopolartigen Versorgungsstrukturen, wie sie vor der Liberalisierung des Energiemarktes Ende der 1990er Jahre herrschten, ist natürlich nicht wünschenswert.

— Ein klassisches Argument, das als Vorteil der Energiewende aufgeführt wird, ist das Entstehen neuer Arbeitsplätze. Aus unserer Sicht ist dies ein schwaches Argument. Wenn der Staat bestimmte Technologien fördert, entstehen in diesen Bereichen natürlich auch Arbeitsplätze. Fällt die Förderung weg, sind auch die Arbeitsplätze wieder in Gefahr. Das Arbeitsplatzargument würde also dann ziehen, wenn die Beschäftigung auch ohne staatliche Fördermaßnahmen erhalten bleibt oder ausgebaut werden kann. Und

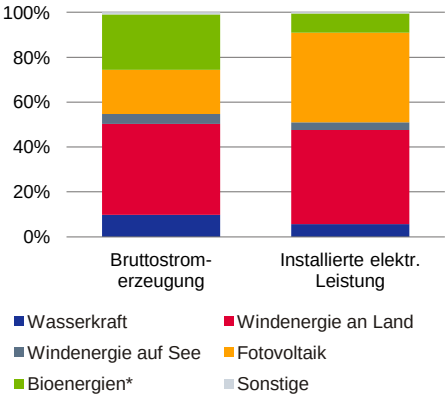
[49] Vgl. Heymann, Eric (2016). Pariser Klimaabkommen: Kleiner gemeinsamer Nenner. VIK-Mitteilungen 1/2016. Berlin.

[50] Unter Divestment versteht man den Ausstieg von Investoren aus Unternehmen oder Anlageformen, deren Geschäftsmodell bzw. Investitionsschwerpunkt ganz oder teilwiese auf fossilen Energieträgern basiert. Da in den letzten Jahren die Preise für viele Energierohstoffe gesunken sind, nahmen auch die Gewinne vieler Unternehmen in diesem Segment ab. Insofern ist eine entsprechende Anlagestrategie zuletzt rein wirtschaftlich rational gewesen. Gleichzeit werden viele alternative Energieformen oder Effizienztechnologien staatlich gefördert, was auch für Anleger attraktiv sein kann.

[51] Vgl. Heymann, Eric und Heiko Peters (2016). Ende der goldenen Zeiten für Ölstaaten dämpft auch 2016 das deutsche Exportwachstum. Deutsche Bank Research. Aktueller Kommentar. Frankfurt am Main.

Bioenergien: relative Leistungsfähigkeit höher als bei anderen Erneuerbaren 45

Anteil erneuerbarer Energien an Bruttostromerzeugung u. install. elek. Leistung in DE, 2015, %



* Feste, flüssige und gasförmige biogene Brennstoffe sowie biogener Anteil des Abfalls

Quellen: AG Energiebilanzen, BMWi

selbst dann muss man sich noch fragen, ob mit den eingesetzten Mitteln an anderer Stelle nicht mehr Arbeitsplätze hätten entstehen können. Auch eine Nettobetrachtung ist stets angezeigt, also die Frage, wie viele Arbeitsplätze durch politische Maßnahmen an anderer Stelle wegfallen. Insgesamt ist es ein Zeichen geringerer Produktivität, wenn für die Erzeugung einer bestimmten Menge eines Produkts (z.B. Strom) mehr Arbeitsplätze benötigt, als dies in einer früheren Situation der Fall war. Die Vergangenheit hat schließlich gezeigt, dass Arbeitsplätze und Unternehmen etwa im Bereich Fotovoltaik in Konkurrenz zu Unternehmen z.B. in China stehen. Wenn die betreffenden Erzeugnisse in der gleichen Qualität in anderen Ländern günstiger zu produzieren sind, geraten Arbeitsplätze in Deutschland in Gefahr.

— Die Stromgestehungskosten der Erneuerbaren seien so niedrig, dass sie inzwischen gegenüber fossilen Energieträgern (weitgehend) konkurrenzfähig sind, so die Befürworter der Energiewende. Tatsächlich sind die reinen Stromgestehungskosten der Erneuerbaren gesunken; dieser Trend dürfte sich fortsetzen.[52] Gleichwohl ist eine singuläre Betrachtung der Stromgestehungskosten unzureichend. Denn mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien hängen Systemkosten (z.B. Netzausbau) zusammen, die wir in diesem Bericht diskutiert haben. Die Systemkosten sind von Energieträger zu Energieträger unterschiedlich; das Endprodukt Strom ist zwar homogen, die Erzeugung sowie die jeweils notwendigen Systeme sind aber sehr heterogen. Auch müssen die unterschiedlichen Volllaststunden bzw. die Steuerbarkeit der Erzeugung berücksichtigt werden. Ein Beispiel kann den Zusammenhang verdeutlichen: Die Stromgestehungskosten der Windkraft an Land liegen unter jenen der Windkraft auf See; dies drückt sich auch in den unterschiedlich hohen EEG-Vergütungen aus. Ist die Windkraft an Land nun per se „besser“? Nicht unbedingt, denn die Windkraft auf See kommt in der Regel auf höhere Volllaststunden als die Windkraft an Land. Dafür sind wiederum die Netzanschlusskosten der Windkraft auf See grundsätzlich höher. Diese Aspekte müssen berücksichtigt werden. Vergleicht man die Erneuerbaren mit den traditionellen Kraftwerkstechnologien, ist die Grundlastfähigkeit und (mehr oder weniger gute) Regelbarkeit ein Pluspunkt der konventionellen Kraftwerke. Wenn man so will, ist eine regelbare Kilowattstunde Strom wertvoller als eine nicht-regelbare Kilowattstunde Strom.

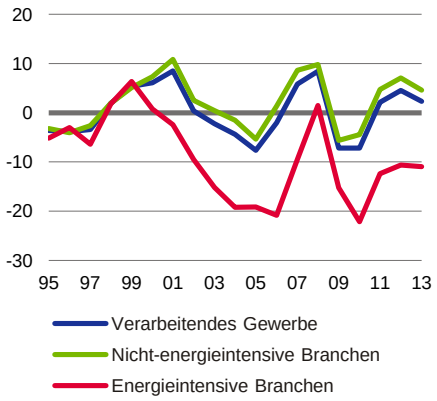
Subventionen für fossile Energien sollten gesenkt werden

— Die erneubaren Energien wären gegenüber fossilen Energieträgern wettbewerbsfähiger, wenn deren externe Kosten stärker internalisiert würden. Dieses Argument ist richtig. Eine Quantifizierung ist freilich schwierig, weil es nicht trivial ist, die externen Kosten des Verbrennens fossiler Energien zu beziffern. Die internationale Staatengemeinschaft versucht im Rahmen der UN-Klimakonferenzen seit Jahrzehnten, die externen Effekte durch geeignete Instrumente zu internalisieren – bislang jedoch ohne (großen) Erfolg. In Europa existiert „wenigstens“ der EU-Emissionshandel, der die externen Kosten zumindest teilweise internalisiert; eine ähnliche Wirkung haben Steuern und Abgaben auf Energie. Ein wichtiger Schritt wäre es, wenn jene Länder, die fossile Energieträger heute noch subventionieren, diese Subventionen reduzierten; das betrifft vor allem jene Staaten, die selbst über umfangreiche fossile Energieressourcen verfügen. Angesichts niedriger Preise für Öl, Kohle und Co. wäre jetzt der richtige Zeitpunkt, diese Subventionen zu senken. Es sollte erwähnt werden, dass bei allen Energieformen externe Effekte existieren, die nicht oder nur teilweise internalisiert werden. Bei den fossilen Energieträgern dominieren die Klimaschäden. Bei den Erneuerbaren sind z.B. Eingriffe in Natur- und Kulturlandschaften zu nennen. Auch Bürgerproteste gegen das Aufstellen von Windrädern oder gegen Stromtrassen können zu den externen Effekten gerechnet werden.

[52] Vgl. Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme (2013). Stromgestehungskosten erneubare Energien. Freiburg.

Energieintensive Industriebranchen investieren weniger 46

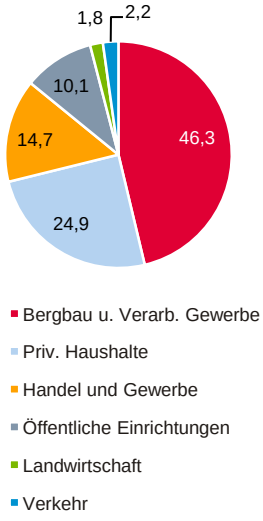
Anteil der nom. Nettoanlageinvestitionen an den nom. Bruttoanlageinvesitionen, Deutschland, %



Quelle: Statistisches Bundesamt

Industrie größter Stromverbraucher 47

Anteile am Nettostromverbrauch in Deutschland, 2015, %



* Nettostromverbrauch: 530,6 Mrd. kWh

Quelle: AG Energiebilanzen

— Ein richtiges Argument der Befürworter der Energiewende lautet, dass die EEG-Umlage im Durchschnitt niedriger wäre, wenn es die Ausnahmeregelungen für energieintensive Unternehmen nicht gäbe. Allerdings sind Sonderregelungen für energieintensive Unternehmen notwendig, weil deren internationale Wettbewerbsfähigkeit ansonsten stark sinken würde; Produktionsstätten in Deutschland gerieten durch zu hohe nationale Sonderlasten in wirtschaftliche Schwierigkeiten. Dem Klimaschutz ist nicht gedient, wenn die betreffenden Erzeugnisse künftig häufiger außerhalb Deutschlands produziert würden. Ohnehin haben die Unsicherheiten rund um die Energiewende in den letzten Jahren bereits dazu geführt, dass sich energieintensive Unternehmen mit Investitionen in Deutschland zurückhalten, zugleich aber vermehrt im Ausland investieren. Durch dieses „Investment Leakage“ werden letztlich auch CO_2-Emissionen ins Ausland verlagert. Die Industrie bleibt vorerst der größte Stromverbraucher in Deutschland.

— Die Förderung der erneuerbaren Energien solle man nach Ansicht einiger Marktbeobachter nicht zu kritisch sehen, denn schließlich seien in Deutschland in der Vergangenheit auch viele konventionelle Energieformen subventioniert worden. Es ist sicherlich nicht ratsam, eine suboptimale Entwicklung bei einem Sachverhalt (z.B. Art und Umfang der Förderung der Erneuerbaren) dadurch zu rechtfertigen, dass an anderer Stelle und/oder zu einem früheren Zeitpunkt ähnliche Fehlentwicklungen zugelassen wurden.

Die Argumente zeigen, dass es hinsichtlich der Energiewende häufig keine einfachen Wahrheiten gibt. Es wäre zielführend, wenn sämtliche Akteure, die an der Energiewende arbeiten, ergebnisoffen über die Vor- und Nachteile einzelner Maßnahmen diskutierten und bereit wären, eigene Fehler zu korrigieren. Eine ideologisch geprägte Diskussionskultur schadet der Energiewende.

5. Fazit und Ausblick

Die deutsche Energiewende ist ein Jahrhundertprojekt. Sie bindet in der Politik, bei Unternehmen, in Forschungseinrichtungen und Hochschulen, bei Wirtschaftsverbänden, NGOs und anderen Marktakteuren immense Kapazitäten. Die Einschätzungen in der Literatur zur Frage, ob und wie die Energiewende gelingen kann, gehen weit auseinander. Angesichts vieler Unsicherheiten z.B. über den künftigen technischen Fortschritt, unterschiedliche politische Prioritäten oder die Entwicklung der Energienachfrage und -preise ist dies verständlich.

Betrachtet man die bisherigen Fortschritte bei den Teilzielen der deutschen Energiewende sowie die Herausforderungen, die in den nächsten Jahren noch anstehen, überwiegt zumindest beim Autor dieses Berichts die Skepsis, ob die Energiewende auf breiter Front gelingen wird. Fortschritte werden fast nur dort erzielt, wo ein starkes Förderregime oder strenge Auflagen existieren. Müsste man die vorliegende Ausarbeitung mit einem Satz zusammenfassen, würde dieser wie folgt lauten: Hinsichtlich der Energiewende hat sich Deutschland wohl zu viel in zu wenig Zeit vorgenommen. Es fällt nicht leicht, ein solches Urteil zu fällen, denn die grundsätzliche Idee der Energiewende ist angesichts des Klimawandels und auch der Endlichkeit fossiler Energien überzeugend. Aber die Aufgabe des Ökonomen ist die nüchterne Analyse von Zahlen oder der Wirkungsweise politischer Maßnahmen (natürlich weichen auch unter Ökonomen die Einschätzungen über die Energiewende voneinander ab). Im Wesentlichen sehen wir vier limitierende Faktoren für die Energiewende:

— Kosten: Im vorliegenden Bericht haben wir überwiegend die Kosten der Energiewende im Stromsektor thematisiert – und hier vor allem die Kosten für die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren. Dies ist nur ein kleiner Teilbereich des gesamten Energiemarktes. Der Vorteil der Erneuerbaren, niedrige Grenzkosten in der Produktion zu verursachen, bleibt zwar langfristig erhalten. Dem stehen jedoch hohe Investitionskosten gegenüber, die

(ohne Integration der Erneuerbaren in das EU ETS) auf absehbare Zeit eine Förderung erforderlich machen. Aus Kostensicht ist besonders wichtig, dass für die Umrüstung des Wärmemarktes (Gebäudebestand) und des Verkehrssektors in den nächsten Jahren immense Ausgaben anfallen. Dies gilt auch für jene Effizienztechnologien, die für das Erreichen der angestrebten Ziele notwendig wären. Hier stehen wir erst am Anfang der Energiewende und damit auch der Kostendebatte. Das Thema der Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland ist mit der Kostenfrage eng verknüpft.

Absolute Leistungsfähigkeit der neuen Erneuerbaren bislang noch recht gering

— Physikalische Grenzen: Der Anteil der neuen Erneuerbaren (Windkraft, Fotovoltaik) am Primärenergieverbrauch lag in Deutschland 2015 erst bei 3,7%; auf globaler Ebene sind es rd. 1%. Trotz des immensen technischen Fortschritts verdeutlicht dies die aktuell noch begrenzte Leistungsfähigkeit dieser Technologien. Ein Nachteil der neuen Erneuerbaren ist die geringe Kapazitätsauslastung (Volllaststunden). Ein weiterer Ausbau der fluktuierenden Stromerzeugung aus Erneuerbaren macht es perspektivisch erforderlich, den Strom für längere Zeiträume und kostengünstiger zu speichern, als das heute der Fall ist. Die heutigen Speichertechnologien können dies nicht leisten. Es existieren zwar mögliche alternative Speichertechnologien. Diese sind jedoch aktuell noch zu teuer (Kosten). Bis zur Marktreife werden noch viele Jahre vergehen. Auch der hohe Flächenverbrauch der Erneuerbaren kann in die Kategorie „physikalische Grenzen“ eingeordnet werden.[53]

Bis 2050 ist nicht mehr viel Zeit

— Zeitbudget: Die langfristigen Ziele der Bundesregierung beziehen sich auf das Jahr 2050. Bei vielen Teilzielen hinkt die tatsächliche Entwicklung dem eigentlich notwendigen Zeitplan hinterher – zum Teil deutlich. Gerade in jenen Bereichen, wo bestehende Strukturen zu einem großen Teil verändert werden müssten, sind die verbleibenden 35 Jahre ein recht kurzer Zeitraum; dies gilt z.B. für die energetische Umrüstung des Gebäudebestands. Hinsichtlich der erneuerbaren Energien kann mit einem Rechenbeispiel die Zeit als limitierender Faktor illustriert werden: 2015 lag der auf Erneuerbaren basierende Primärenergieverbrauch in Deutschland bei 1.669 Petajoule. Seit dem Jahr 2000 war ein durchschnittlicher Zuwachs von gut 83 Petajoule pro Jahr zu verzeichnen. Will man den Primärenergieverbrauch in Deutschland bis 2050 halbieren (was bereits ambitioniert ist) und den Anteil der Erneuerbaren auf 60% ausbauen, wäre hierfür eine Energiemenge von knapp 4.000 Petajoule aus Erneuerbaren notwendig. Schreibt man die Ausbaugeschwindigkeit der letzten Jahre fort, würde es 28 Jahre dauern, um die Lücke zu schließen. Damit läge man zwar rein rechnerisch im Zeitlimit. Es ist jedoch zu bedenken, dass der der Großteil des heutigen erneuerbaren Primärenergieverbrauchs auf Bioenergien basiert, deren Ausbaupotenzial begrenzt ist.

Belastungen für die Wählerschaft dürften vermehrt in den Fokus rücken

— Politische Machbarkeit: Um die Ziele der Energiewende im Wärmemarkt, im Verkehrssektor oder bei Effizienztechnologien zu erfüllen, dürfte die Politik in den nächsten Jahren vermehrt auf ordnungspolitische Instrumente setzen (z.B. Vorschriften zur Energieversorgung und zum Energieverbrauch von Gebäuden). Dies würde bei den betroffenen privaten Haushalten und Unternehmen zunächst höhere Kosten und Eingriffe in Eigentumsrechte und Wahlfreiheiten bedeuten. Die EEG-Kosten sind bereits Gegenstand politischer Diskussionen. Je mehr Kosten durch bestimmte Vorgaben verursacht würden und je unpopulärer ordnungspolitische Maßnahmen ausfielen, desto größer dürften die Widerstände in der Bevölkerung, bei Wirtschaftsverbänden, Gewerkschaften und Teilen der Politik sein. Gerade Parteien, die für sich reklamieren, breite Bevölkerungsschichten und/oder sozial schwächer gestellte Menschen zu vertreten, dürften mittel- bis längerfristig vermehrt darauf achten, welche finanziellen Folgen ordnungspolitische Maßnahmen oder Steuern für private Haushalte und auch Unternehmen haben.

[53] Vgl. Ganteför, Gerd (2015). Wir drehen am Klima – na und? Wiley-VCH. Weinheim.

Die Historie ist voll von fundamentalen Fehlprognosen zu langfristigen wirtschaftlichen und technologischen Entwicklungspfaden. Häufig machte der technische Fortschritt dem Prognostiker einen Strich durch die Rechnung. Der Autor des vorliegenden Berichts wäre hinsichtlich der Energiewende gerne optimistischer. Aber die skizzierten limitierenden Faktoren verhindern dies.

Was ist also zu tun? Es ist ratsam, die deutsche Energiewende stärker in die europäische Energie- und Klimapolitik einzubetten. Es müsste dann (wohl oder übel) hingenommen werden, dass die Klimaziele insgesamt weniger anspruchsvoll, dafür aber realistischer ausfielen als bislang. Da Kosten bzw. die Finanzierung der Energiewende ein limitierender Faktor sind, sollten die vorhandenen Mittel so eingesetzt werden, dass sie den höchsten Nutzen stiften. Wenn die Begrenzung der CO_2-Emissionen oberste Priorität genießt, stünde mit dem EU ETS ein Instrument zu Verfügung, das CO_2 einen einheitlichen Preis gäbe und perspektivisch mit Emissionshandelssystemen in anderen Ländern kombiniert werden könnte. Der Emissionshandel könnte auf den Wärmemarkt und den Verkehrssektor ausgedehnt werden. Da ein solcher Regimewechsel in Deutschland kurz- bis mittelfristig politisch unwahrscheinlich ist, sollte die Politik die Vor- und Nachteile möglicher Ausstiegsoptionen aus dem EEG prüfen und Marktkräfte stärken. Für die Akzeptanz der Energiewende wäre eine demokratische Debatte darüber hilfreich, was die Energiewende insgesamt kosten darf.

Deutschland und die EU sollten bei der Formulierung langfristiger Klimaschutzziele darauf achten, was andere Länder anstreben. Offiziell wird von einer langfristigen „Dekarbonisierung“ der Weltwirtschaft gesprochen. Es fällt den heute aktiven Politikern leicht, solche langfristigen Ziele zu formulieren, denn sie werden 2050 nicht mehr im Amt sein. In der Praxis sind jedenfalls noch nicht die notwendigen Weichenstellungen für eine Dekarbonisierung zu erkennen; dies gilt auch nach dem Pariser Klimaabkommen. Die langfristigen Prognosen der IEA deuten ebenfalls nicht darauf hin, dass die fossilen Energieträger schon bald ausgedient hätten. Auf globaler Ebene sollten folgende Punkte ganz oben auf der energie- und klimapolitischen Agenda stehen: Bepreisung von CO_2, Rückführung der Subventionen für fossile Energieträger, mehr Forschung im Bereich alternative Energiesysteme und Energieeffizienz, mehr Waldschutz und mehr Anpassung an den Klimawandel gerade in den ärmsten Staaten.

Ein Defizit des vorliegenden Berichts liegt sicherlich darin, dass keine Lösung präsentiert wird, wie eine anspruchsvolle Energiewende aussehen kann, die bezahlbar ist, Wirtschaftswachstum zulässt, massive Eingriffe in Eigentumsrechte und Wahlfreiheiten vermeidet und Konsumverzicht (weitgehend) ausschließt. Wäre dies die Quadratur des Kreises? Oder gelingt dies nur mit Technologien, die wir heute noch nicht (gut genug) kennen bzw. beherrschen?

Eric Heymann (+49 69 910-31730, eric.heymann@db.com)

© Copyright 2016. Deutsche Bank AG, Deutsche Bank Research, 60262 Frankfurt am Main, Deutschland. Alle Rechte vorbehalten. Bei Zitaten wird um Quellenangabe „Deutsche Bank Research“ gebeten.
Die vorstehenden Angaben stellen keine Anlage-, Rechts- oder Steuerberatung dar. Alle Meinungsaussagen geben die aktuelle Einschätzung des Verfassers wieder, die nicht notwendigerweise der Meinung der Deutsche Bank AG oder ihrer assoziierten Unternehmen entspricht. Alle Meinungen können ohne vorherige Ankündigung geändert werden. Die Meinungen können von Einschätzungen abweichen, die in anderen von der Deutsche Bank veröffentlichten Dokumenten, einschließlich Research-Veröffentlichungen, vertreten werden. Die vorstehenden Angaben werden nur zu Informationszwecken und ohne vertragliche oder sonstige Verpflichtung zur Verfügung gestellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit oder Angemessenheit der vorstehenden Angaben oder Einschätzungen wird keine Gewähr übernommen.
In Deutschland wird dieser Bericht von Deutsche Bank AG Frankfurt genehmigt und/oder verbreitet, die über eine Erlaubnis zur Erbringung von Bankgeschäften und Finanzdienstleistungen verfügt und unter der Aufsicht der Europäischen Zentralbank (EZB) und der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) steht. Im Vereinigten Königreich wird dieser Bericht durch Deutsche Bank AG, Filiale London, Mitglied der London Stock Exchange, genehmigt und/oder verbreitet, die von der UK Prudential Regulation Authority (PRA) zugelassen wurde und der eingeschränkten Aufsicht der Financial Conduct Authority (FCA) (unter der Nummer 150018) sowie der PRA unterliegt. In Hongkong wird dieser Bericht durch Deutsche Bank AG, Hong Kong Branch, in Korea durch Deutsche Securities Korea Co. und in Singapur durch Deutsche Bank AG, Singapore Branch, verbreitet. In Japan wird dieser Bericht durch Deutsche Securities Inc. genehmigt und/oder verbreitet. In Australien sollten Privatkunden eine Kopie der betreffenden Produktinformation (Product Disclosure Statement oder PDS) zu jeglichem in diesem Bericht erwähnten Finanzinstrument beziehen und dieses PDS berücksichtigen, bevor sie eine Anlageentscheidung treffen.

Druck: HST Offsetdruck Schadt & Tetzlaff GbR, Dieburg

Print: ISSN 1430-7421 / Internet: ISSN 1435-0734 / E-Mail: ISSN 1616-5640