

Dekarbonisierung bis zum Jahr 2050? Ein höchst ehrgeiziges Ziel für Deutschland

Manuel Frondel und Tobias Thomas

Energiepolitische Entscheidungen wie Kernenergie- und Kohleausstieg werden das deutsche Energiesystem stark verändern. Wie die folgende Analyse zeigt, dürfte bei Fortführung der bisherigen Politik das langfristige Ziel der weitgehenden Klimaneutralität bzw. Dekarbonisierung, mithin der nahezu gänzliche Ausstieg aus der Nutzung fossiler Brennstoffe, jedoch nicht erreicht werden. Angesichts dieser Einschätzung gewinnt die jüngst in Deutschland beschlossene Bepreisung der Emissionen von Kohlendioxid (CO₂) in den Bereichen Verkehr und Wärme ab dem Jahr 2021 besondere Bedeutung.

Die energiepolitischen Ziele Deutschlands sind seit Jahrzehnten auf eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung ausgerichtet. Die Gewichtungen der Ziele des im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) niedergelegten energiepolitischen Zieldreiecks, das aus den Zielen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit bzw. Wettbewerbsfähigkeit und Umweltverträglichkeit besteht, änderten sich allerdings über die Zeit hinweg in erheblicher Weise. So wurde nach den Ölpreiskrisen der 1970er Jahre der Schwerpunkt auf eine sichere und wirtschaftliche Energieversorgung gelegt. Im Zuge dessen gewann die Kernenergie in Deutschland an großer Bedeutung. Mit der zunehmenden Sorge um die potenziell gravierenden Folgen des Klimawandels ist mittlerweile die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung immer mehr in den Vordergrund der Energiepolitik gerückt.

Das Bekenntnis der Bundesregierung zum Ziel der weitgehenden Treibhausgasneutralität Deutschlands bis zum Jahr 2050 scheint die Dominanz des Ziels der Umweltverträglichkeit endgültig manifestiert zu haben. Zur Erreichung dieses Hegemonialziels wurden in jüngster Zeit zahlreiche weitreichende Entscheidungen getroffen, etwa die Einführung eines nationalen Emissionshandels in den Sektoren Verkehr und Wärme im Jahr 2021. Daher ist zu erwarten, dass sich das deutsche Energieversorgungssystem in den kommenden Jahrzehnten in massiver Weise verändern wird. So sollten aufgrund des beschlossenen Kohleausstiegs Kohlekraftwerke stark an Bedeutung verlieren, während regenerative Technologien weiter auf dem Vormarsch sein dürften.

Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden Szenarien des Energiebedarfs und des Energiemixes für Deutschland für das Jahr 2030 präsentiert und ein Ausblick auf das



Um das Ziel einer weitgehenden Dekarbonisierung zu erreichen, sollte Deutschland einen gravierenden Wechsel in der Energiepolitik vornehmen
Bild: Adobe Stock

Jahr 2050 gewagt. Dazu werden die aktuellen und zu erwartenden Trends beschrieben, die für die Zukunft relevant sind. Der künftige Energiebedarf wird zum einen mit Hilfe eines linearen Trendszenarios skizziert. Dieses abstrahiert von Einflussfaktoren wie Energie- und Emissionszertifikatpreisen, aber auch von der wirtschaftlichen Entwicklung, und stellt ein „Weiter-so-wie-bisher“ dar. Zum anderen wird ein Referenzszenario präsentiert, das solche wesentlichen Einflussfaktoren berücksichtigt.

Historischer Energiebedarf und Energiemix

Zur besseren Einschätzung der künftigen Herausforderungen dient die folgende Dar-

stellung des historischen Energiebedarfs. Damit wird der Tatsache Rechnung getragen, dass Energieversorgungssysteme sehr träge sind, das heißt massive Änderungen innerhalb einiger weniger Jahre kaum möglich bzw. mit hohen Friktionen verbunden sind.

Ein zentrales Element deutscher Energiepolitik, das die Historie des deutschen Energiesystems wesentlich geprägt hat, ist die Nutzung von Kernenergie. Diese findet mit dem rechtlich verankerten Atomausstieg bis zum Ende des Jahres 2022 ein möglicherweise endgültiges Ende, welches eine lange Vorgeschichte hat und zwischendurch in Frage gestellt wurde. So kam es nach langen Jahren des Konflikts unter der ersten rot-grünen Bundesregierung im Juni 2000 zum „Atom-

konsens“ mit den Stromversorgern über die Abschaltung aller Kernkraftwerke. Dieser wurde durch die Novellierung des Atomgesetzes im Jahr 2002 rechtlich verankert. Für die Atomkraftwerke wurden Reststrommengen vereinbart, nach deren Erzeugung die Kraftwerke abgeschaltet werden sollten. Feste Abschalttermine wurden dadurch vermieden.

Im Jahr 2010 wurde jedoch das Atomgesetz erneut geändert, um die Laufzeiten für die bis dato noch verbliebenen 17 Kernkraftwerke zu verlängern: Den sieben vor 1980 in Betrieb gegangenen Kernreaktoren wurden zusätzlich je acht Betriebsjahre gewährt, den übrigen zehn je 14 Betriebsjahre. Am 14.03.2011 – wenige Tage nach Beginn der Nuklearkatastrophe von Fukushima – kam es zu einer weiteren Kehrtwende in der deutschen Energiepolitik: Zunächst wurde ein dreimonatiges Atom-Moratorium für die acht ältesten deutschen Atomkraftwerke (AKW) verkündet. Am 6. Juni 2011 wurden dann das Aus für diese acht AKW sowie ein stufenweiser Atomausstieg bis zum Jahr 2022 beschlossen. Somit wurden 2011 knapp 9 GW bzw. rund 41 % der Bruttostromerzeugungskapazität der 17 Kernkraftwerke kurzfristig abgeschaltet. Danach wurden bis Ende 2019 drei AKW mit einer Leistung von insgesamt rund 4,2 GW stillgelegt. Die letzten sechs Reaktoren mit einer Leistung von rund 8,5 GW bzw. 40 % der gesamten Kapazität der ehemals 17 AKW sollen binnen eines Jahres

wegfallen, drei bis spätestens Ende 2021, drei bis spätestens Ende 2022.

Die Zäsur bei der Kernkraft im Jahr 2011 machte sich im deutschen Strommix deutlich bemerkbar (Abb. 1). Die Stromerzeugung auf Basis von Kernkraft nahm innerhalb eines Jahres um 23,2 % ab, von rund 140 Mrd. kWh im Jahr 2010 auf 108,0 Mrd. kWh im Jahr 2011 [1]. Der Anteil der Kernkraft an der Bruttostromerzeugung schrumpfte innerhalb eines Jahres von 22,2 auf 17,6 %. Zur Deckung der Grundlast sprangen vermehrt die Braunkohlekraftwerke ein: deren Stromerzeugung stieg von 145,9 Mrd. kWh im Jahr 2010 auf 160,7 Mrd. kWh im Jahr 2012 [1]. Auch die Stromproduktion auf Basis von Steinkohle stieg in der Folge zeitweise an.

Dennoch änderte der Kernenergieausstieg nur temporär etwas an der tendenziell rückläufigen Stromerzeugung auf Kohlebasis. Die rückläufige Tendenz ist seit mehreren Jahren bei der Steinkohle besonders ausgeprägt und auf die Schließung zahlreicher Kraftwerke zurückzuführen. So fiel die Stromerzeugung auf Steinkohlebasis von 118,6 Mrd. kWh im Jahr 2014 auf 92,9 Mrd. kWh im Jahr 2017 [1]. Eine noch deutlich stärker rückläufige Tendenz ist in den Jahren 2018 und 2019 zu verzeichnen [2]: Nach vorläufigen Schätzungen wurden 2019 lediglich knapp 58 Mrd. kWh durch die Steinkohleverstromung erzeugt [1].

Dies ist neben gestiegenen Zertifikatpreisen dem stetigen Ausbau der regenerativen Stromerzeugungstechnologien geschuldet, dem zweiten zentralen Element der deutschen Energiepolitik der vergangenen Jahrzehnte. Regenerative Anlagen verdrängen Stromerzeugungstechnologien mit hohen variablen Kosten („Merit-Order-Effekt“), vor allem die Steinkohle- und Erdgasverstromung, da die variablen Kosten von regenerativen Technologien wie Windkraft und Photovoltaik praktisch bei null liegen. Die beständig zunehmende Erzeugung grünen Stroms hat somit einen dämpfenden Effekt auf die Strompreise an der Börse: Diese Preise fallen niedriger aus als in der kontrafaktischen Situation ohne einen massiven Ausbau der Erneuerbaren, mit entsprechend negativen Wirkungen für die Gewinne der Betreiber konventioneller Kraftwerke.

Der Erneuerbaren-Ausbau in Deutschland, dessen wesentlicher Treiber das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist, führte zu einer Vervielfachung des Anteils grünen Stroms an der Bruttostromerzeugung: Dieser Anteil stieg von 6,6 % im Jahr 2000, als das EEG zur Förderung der Produktion grünen Stroms eingeführt wurde, auf 40,3 % im Jahr 2019 [1]. Das EEG gewährleistet technologie-spezifische Vergütungssätze je kWh für die Einspeisung grünen Stroms, in der Regel bis zu 21 Jahren. Besonders hohe Vergütungen gab es in der Vergangenheit für Solarstrom. Der Solarstrom aus Anlagen, die im Jahr 2005 errichtet wurden, wird mit über 50 Cent je kWh vergütet, wenn er ins Stromnetz eingespeist wird – und dies noch bis einschließlich des Jahres 2025. Die hohen Vergütungen führten in den Jahren 2009 bis 2012 zu einem exzessiven Ausbau. So wurden mit 7,1 GW allein im Jahr 2010 mehr Photovoltaik-Kapazitäten zugebaut als bis zum Jahr 2008 insgesamt installiert waren [3, 4].

Bemessen am Bruttoinlandsstromverbrauch von 594,7 Mrd. kWh im Jahr 2018 machte die Grünstromproduktion auf Basis regenerativer Technologien von 224,8 Mrd. kWh einen Anteil von 37,8 % aus [1]. Damit war das Erneuerbaren-Ziel eines Grünstromanteils von 35 % am Bruttoinlandsverbrauch im Jahr 2020 bereits zwei Jahre zuvor mehr als erfüllt. Die Erreichung dieses Ziels hat jedoch einen hohen Preis: Derzeit zahlen die Stromverbraucher über 25 Mrd. € pro Jahr für den von Erneuerbaren-Anlagen produzierten grünen Strom [5].

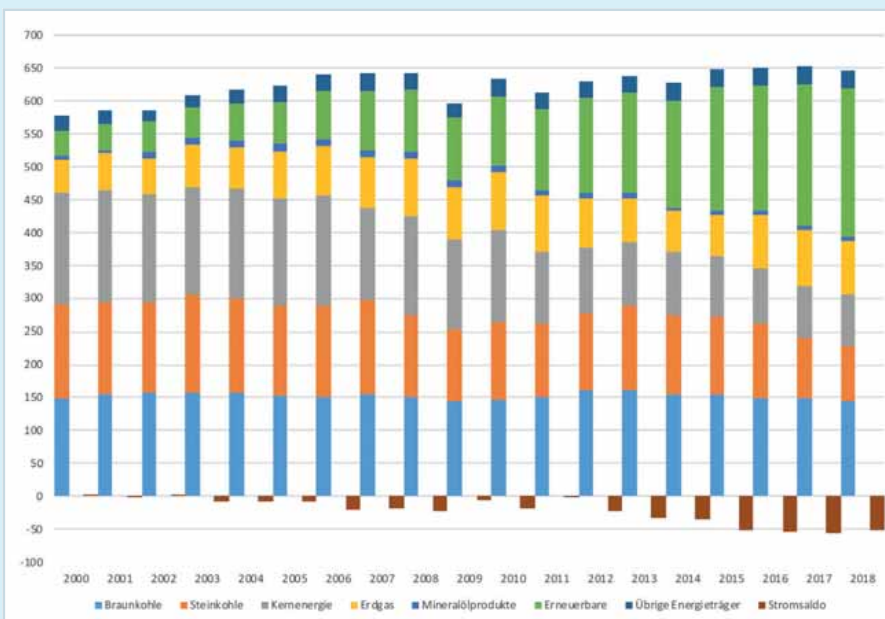


Abb. 1 Bruttostromerzeugung (in Mrd. kWh) in Deutschland

Quelle: [1]

Trotz der massiven Subventionierung der Erneuerbaren machten diese im Jahr 2019 lediglich einen Anteil von 14,8 % am Primärenergieverbrauch Deutschlands aus (Abb. 2). Der Anteil der Photovoltaik am Primärenergieverbrauch, welche für beinahe die Hälfte aller Subventionen für Erneuerbare verantwortlich zeichnet [3], betrug lediglich rund 1,5 % [6]. Der Anteil der Windkraft war mit etwas mehr als 3 % etwas höher, die Biomasseverstromung trug rund 7,5 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei. Dieser Anteil ist seit dem Jahr 2010 nahezu unverändert. Die geringen Anteile der Photovoltaik und Windkraft verdeutlichen, dass es gewaltiger Anstrengungen bedarf, das Ziel der weitgehenden Dekarbonisierung Deutschlands mittels dieser erneuerbaren Energietechnologien erreichen zu wollen. Gemäß des im Energiekonzept aus dem Jahr 2010 verankerten Klimaschutzziels sind die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 80 % gegenüber 1990 zu senken ([7] S. 142).

Aus heutiger Perspektive erscheint dies mit den vorhandenen regenerativen Technologien als kaum bewältigbare Herausforderung, nicht zuletzt weil die Potenziale der Biomasse weitgehend erschöpft sind und ihr weiterer Ausbau in Deutschland wegen der Konkurrenz um Ackerflächen zum Nahrungsmittelanbau strikt begrenzt wird. So ist der Zubau von Biogasanlagen zur Stromerzeugung mit der Novellierung des EEG im Jahr 2014 auf 100 MW pro Jahr stark limitiert worden. Darin sollen vor allem Reststoffe verwertet werden, um die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion zu vermeiden.

Energie- und Strombedarf Deutschlands: Aktuelle und künftige Trends

Deutschlands Stromversorgungssystem steht aktuell vor großen Herausforderungen. Erstens: Mit dem bis Ende des Jahres 2022 zu vollziehenden Kernenergieausstieg gehen Kapazitäten im Umfang von rund 8,5 GW Nettoleistung vom Netz. Daher müssen rund 75 Mrd. kWh [1] Atomstrom entweder eingespart oder durch andere Energieträger bzw. -technologien ersetzt werden. Zur Einordnung: 75 Mrd. kWh entsprechen laut der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen [1] knapp 13 % des Stromverbrauchs bzw. rund 6 % des Primärenergieverbrauchs. Infolge des Kernenergieausstiegs wird der CO₂-Ausstoß Deutschlands höher

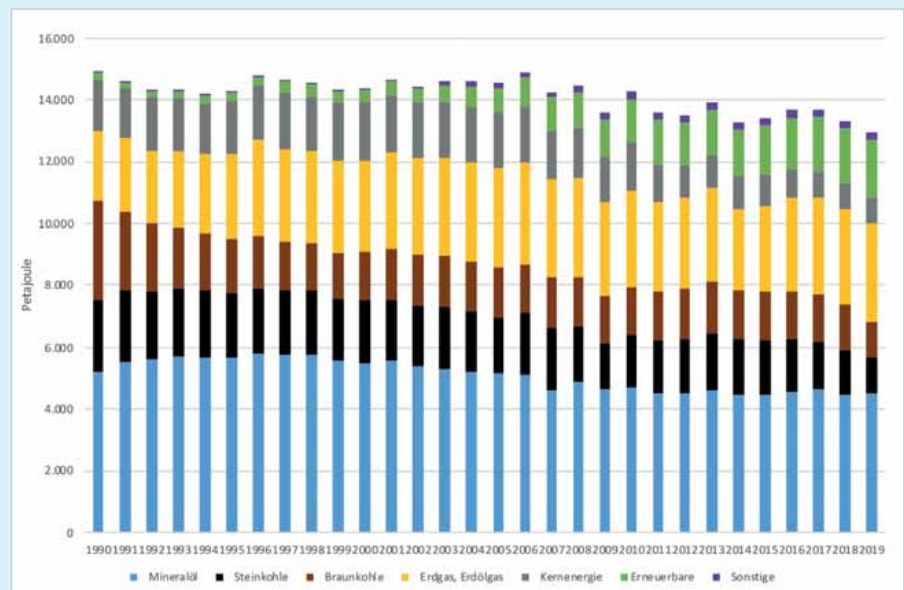


Abb. 2 Primärenergieverbrauch Deutschlands in Petajoule und Primärenergiemix

Quelle: [6]

ausfallen, als wenn darauf verzichtet worden wäre. Zudem fallen dadurch die Strompreise höher aus als andernfalls.

Zweitens: Die Umsetzung des bis zum Jahr 2038 von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (kurz: „Kohlekommission“) vorgeschlagenen Ausstiegs aus der Kohleverstromung in Deutschland bedeutet, dass 42,6 GW Kohlekraftwerkskapazitäten (Tab. 1), die im Jahr 2018 rund 228 Mrd. kWh Strom produzierten und knapp 36 % zur Stromerzeugung in Deutschland beitrugen [1], abgeschaltet würden und knapp 22 % des Primärenergieverbrauchs auf andere Art und Weise gedeckt werden müssen.

Nach dem Abschlussbericht der Kohlekommission [8] soll bereits bis Ende des Jahres 2022 die Leistung von Braun- und Steinkohlekraftwerken auf jeweils rund 15 GW zurückgeführt werden (Tab. 1). Das entspricht gegenüber Ende 2017 einem Rückgang von 4,9 GW bei der Braunkohle und von 7,7 GW bei der Steinkohle und damit einem Rückgang von 25 %

bzw. 34 %. Bis 2030 soll die Leistung der im Markt befindlichen Kohlekraftwerke auf maximal 9 GW Braun- und 8 GW Steinkohlekapazitäten verringert werden. Das entspricht im Vergleich zu 2017 einem Rückgang von 10,9 GW bei der Braunkohle und 14,7 GW bei der Steinkohle und damit einem Rückgang von 55 % bzw. 65 %. Folglich soll bis zum Jahr 2030 Kohlekraftwerksleistung in Höhe von 25,6 GW abgeschaltet werden. Dies ist mehr als ein Viertel der derzeit vorhandenen Kapazitäten an konventionellen Kraftwerken, zu denen Anlagen auf Basis von Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle und Erdgas gerechnet werden und die eine Leistung von insgesamt rund 90 GW aufweisen [9].

Allerdings ist der Ausstiegsplan für die Kohleverstromung an eine Reihe von energie- und sozialpolitischen Bedingungen geknüpft und soll in den Jahren 2023, 2026 und 2029 überprüft werden [10]. Unter Versorgungssicherheitsgesichtspunkten betrachtet könnte die erste Überprüfung im Jahr 2023 jedoch zu spät erfolgen, denn bis Ende 2022 werden neben

Tab. 1: Kapazitäten and Stein- und Braunkohlekraftwerken in Deutschland in Gigawatt (GW) und Kohleausstiegsplan (Quelle: [8, 9])

	2017	2022	Abbau gegenüber 2017	2030	Abbau gegenüber 2017
Braunkohle	19,9 GW	15 GW	-4,9 GW	9 GW	-10,9 GW
Steinkohle	22,7 GW	15 GW	-7,7 GW	8 GW	-14,7 GW
Summe	42,6 GW	30 GW	-12,6 GW	17 GW	-25,6 GW

der vorgesehenen Abschaltung von 12,6 GW an Kohlekraftwerksleistung zusätzlich rund 8,5 GW an Kernkraftkapazitäten vom Netz gehen.

Somit könnten die konventionellen Kapazitäten bei fehlendem Zubau neuer Kraftwerke bis Ende 2022 auf rund 70 GW schrumpfen. Dann würden zur Deckung der Spitzenlast, die im Winter in Deutschland bei über 80 GW liegt, nicht mehr ausreichend konventionelle Kapazitäten zur Verfügung stehen und man wäre auf Stromimporte, Pumpspeicher, Maßnahmen zur temporären Nachfragereduktion und die in der Netzreserve befindlichen Kraftwerke in stärkerem Maße angewiesen als heute.

Die erneuerbaren Technologien sind in Engpasssituationen hingegen wenig hilfreich: Während der Anteil der gesicherten an der installierten Leistung bei konventionellen Kraftwerken bei rund 90 % liegt, tragen Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen nur in geringem Umfang zur gesicherten Leistung bei [11]. Deren Beiträge zur gesicherten Leistung liegen zwischen 0 % (Photovoltaik) und 5 % (Wind). Da die höchste Last bei der Stromnachfrage typischerweise im Herbst und Winter auftritt, wenn es dunkel ist und die Photovoltaik keinen Beitrag mehr leisten kann, müsste zu solchen Zeiten bei einer Windflaute nahezu die gesamte Last durch Importe und vor allem durch heimische konventionelle Kraftwerke gedeckt werden. Dies trifft nicht selten sogar für ganze Wintertage zu: Beispielsweise mussten konventionelle Kraftwerke am 14.12.2018 über den ganzen Tag gemittelt mehr als 80 % der Last decken,

Wind und Sonne lieferten nur einen geringen Beitrag zur Lastabdeckung [12].

Vor diesem Hintergrund wird der Bau neuer Gaskraftwerke eine wichtige Option zur Stromerzeugung darstellen. Angesichts eines Realisierungszeitraums neuer Kraftwerke zwischen vier und sieben Jahren ist es jedoch höchst unwahrscheinlich, dass in Planung oder im Genehmigungsverfahren befindliche Projekte bis zum Ausstieg aus der Kernenergienutzung Ende 2022 realisiert werden können. In einer Studie für Greenpeace schätzt Energy Brainpool ([13], S. 1), dass bei einem bereits zum Jahr 2030 erfolgenden Kohleausstieg neue Erdgaskraftwerke mit einer Leistung von über 28 GW gebaut werden müssten, um die Versorgungssicherheit mit Strom nicht zu gefährden, vorausgesetzt die Kapazitäten von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen würden in massiver Weise erhöht. Nach dieser Studie müssten dazu bis zum Jahr 2030 neue Windkraftanlagen mit einer Leistung von 116,7 GW und neue Photovoltaik-Kapazitäten im Umfang von 115,0 GW zugebaut werden. Zum Vergleich: Anfang April 2020 waren insgesamt 59,3 GW Windkraftleistung installiert, davon 6,6 GW Windparks vor den Küsten, und 47,3 GW Photovoltaik-Kapazitäten [9]. In einem Zeitraum von zehn Jahren müssten folglich jeweils mehr als doppelt so viel Windkraft- bzw. Photovoltaikleistung als derzeit installiert, zusätzlich errichtet werden.

Während ein solcher Zubau eine immense Herausforderung darstellen würde, bedeutet dies eine Vervielfachung der Stromerzeugungskapazitäten gegenüber dem Jahr 2000, als das EEG eingeführt wurde und die gesamten

Kapazitäten zur Stromerzeugung in Deutschland bei rund 120 GW lagen ([14] S. 29). Die Stromerzeugungskapazitäten könnten nach der Studie von Energy Brainpool im Jahr 2030 bei weit über 300 GW liegen, nach anderen Studien sogar noch deutlich darüber [15]. Zum Vergleich: Im Jahr 2020 betrug die Stromerzeugungsleistung rund 206,5 GW, davon rund 118,6 GW an regenerative Kapazitäten [9].

Wie der Strommix in Deutschland im Jahr 2050 aussehen könnte, ist in Tab. 2 dargestellt. Gemäß dem bis zum Jahr 2022 zu vollziehenden Kernenergieausstieg liegt der Anteil von Atomstrom im Strommix im Jahr 2050 bei null. Dies trifft auch für die Anteile an Kohlestrom zu. Selbst wenn der Kohleausstieg nicht bis zum Jahr 2038 vollzogen würde, ist davon auszugehen, dass aufgrund auslaufender Betriebsgenehmigungen für Braunkohletagebaue, etwa im Jahr 2045 in Nordrhein-Westfalen, sowie aufgrund vermutlich steigender Preise für CO₂-Zertifikate die Kohleverstromung bis Mitte des Jahrhunderts aufgegeben wird.

Wenn andererseits die Kohlekapazitäten bis zum Jahr 2030 so verringert würden, wie es von der Kohlekommission vorgeschlagen wurde und in Tab. 1 dargestellt ist, würde dies lediglich zu einem unterproportionalen Rückgang der Stromproduktion aus Kohle führen, da die Produktion der abgeschalteten Kohlekraftwerke teilweise von den noch am Netz befindlichen Kohlekraftwerken übernommen würde. Es wäre folglich ein Irrtum, würde man glauben, dass mit dem Abschalten eines Kohlekraftwerks die zuvor ausgestoßenen Emissionen gänzlich eingespart würden. Vielmehr entstehen die Emissionen an anderer Stelle, etwa in jenen Kohle- und Erdgaskraftwerken, die zu großen Teilen die Stromproduktion des abgeschalteten Kraftwerkes übernehmen.

Damit ein Kohleausstieg Deutschlands angesichts der Existenz des EU-weiten Emissionshandels überhaupt klimawirksam wird, müssen die durch die Kraftwerksstilllegungen freiwerdenden CO₂-Zertifikate im Umfang der dadurch eingesparten Emissionen aus dem nationalen Versteigerungsbudget gelöscht werden. Gemäß der Reform des Europäischen Emissionshandels aus dem Jahr 2018 wird dies den Mitgliedstaaten zukünftig ab dem Jahr 2021 möglich sein. Hierauf weist die Kohlekommission ([8], S. 65) explizit hin. Andernfalls hätte der deutsche

Tab. 2: Bruttostromerzeugung in Deutschland in Mrd. kWh nach Energieträgern und Technologien im Jahre 2017 sowie Strommix für das Jahr 2050
Quellen: [1], eigene Schätzung

	Bruttostromerzeugung		Anteile an der Bruttostromerzeugung	
	2017	2050	2017	2050
Braunkohle	148,4	0,0	22,7 %	0,0 %
Steinkohle	92,9	0,0	14,2 %	0,0 %
Kernenergie	76,3	0,0	11,7%	0,0 %
Erdgas	86,7	178,3	13,3 %	25,5 %
Mineralöl	5,6	0,0	0,9 %	0,0 %
Erneuerbare	216,2	494,2	33,1 %	70,6 %
Sonstige	27,5	27,5	4,1 %	3,9 %
Bruttoerzeugung	653,5	700,0	100,0 %	100,0 %

Kohleausstieg keinerlei Treibhausgasminde- rungseffekt.

In Ermangelung ausreichender wirtschaftlicher Speichermöglichkeiten für Strom, welche auch für die kommenden Jahrzehnte nicht in Sicht sind, ist davon auszugehen, dass Erdgaskraft- werke einen großen Teil der Stromnachfrage decken und die Aufgaben der Kohlekraftwerke übernehmen müssen. Daher ist zu erwarten, dass Erdgas neben den Erneuerbaren einen hohen Anteil im Strommix des Jahres 2050 haben wird. Dementsprechend wird der Erd- gas-Anteil in Tab. 2 mit rund einem Viertel beziffert und die Stromproduktion auf Erdgas- basis könnte nahezu doppelt so hoch ausfallen wie im Jahr 2017.

Weiterhin wurde wie in der Studie von Energy Brainpool ([13], S. 1) unterstellt, dass der Stromverbrauch künftig steigt. Den wachsen- den Stromverbrauch zu decken, könnte jedoch wegen der begrenzten Effektivität regenera- tiver Anlagen zunehmend problematisch wer- den. Die begrenzte Effektivität der Erneuerba- ren ist leicht an ihrem relativ niedrigen Anteil von 33,1 % an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2017 erkennbar (Tab. 2): Obwohl die Summe an regenerativen Kapazitäten im Jahr 2017 erstmals die konventionelle Leistung überstieg, trugen die Konventionellen zwei Drittel zur Stromerzeugung bei, die Erneuer- baren lediglich ein Drittel. Wegen der Ineffek- tivität der Erneuerbaren könnten die Erneuer- baren-Ziele mit Grünstromanteilen von 65 % und 80 % für die Jahre 2030 und 2050 verfehlt werden: Bei einem wie in Tab. 2 dargestellten Ausbau würde der Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 bei lediglich ca. 70 % liegen, anstatt bei den an- gepeilten 80 %.

Ausblick: Energiebedarf Deutschlands bis zum Jahr 2050

Zur Skizzierung des künftigen Energiebe- darfs wird hier auf die Referenzprognose von EWI, GWS und Prognos [16] aus dem Jahr 2014 zurückgegriffen. Demnach würde die relative Bedeutung von Erdgas, welches im Jahr 2017 rund ein Viertel zum Primärenergiemix bei- trug (Tab. 3), bis zum Jahr 2050 nicht weiter steigen, weil damals nicht davon ausgegan- gen wurde, dass Deutschland bis dahin aus der Kohle aussteigen wird. Stattdessen wurde

erwartet, dass Steinkohle im Jahr 2050 mit einem Anteil von 9 % am Primärenergiemix noch immer eine nahezu unveränderte Rolle spielen wird – trotz eines deutlich steigenden realen Preises für CO₂-Zertifikate, der sich bis 2050 annahmegemäß auf 181 € je t bzw. auf 71 € in Preisen von 2011 erhöht ([16], S. 71).

Im Gegensatz zur Steinkohle verliert die Braunkohle auch in der Referenzprognose er- heblich an Bedeutung, da bis zum Jahr 2050 die Kohlevorräte schrumpfen, die Betriebsge- nehmigungen von Tagebauen auslaufen und die CO₂-Zertifikatpreise annahmegemäß stei- gen werden. Demnach würde der Anteil der Braunkohle am Primärenergiemix von 11 % im Jahr 2017 auf 3 % im Jahr 2050 zurück- gehen. Mit dem jüngst beschlossenen Kohle- ausstieg ist davon auszugehen, dass zur Ge- währleistung der Versorgungssicherheit mit Strom die Rolle der Kohle zu großen Teilen vom Erdgas übernommen wird.

Weitgehend unabhängig von einem Kohleaus- stieg ist damit zu rechnen, dass die Bedeutung der Erneuerbaren weiter steigen wird. Dies ist zum einen den klimapolitischen Anforderun- gen geschuldet, zum anderen nehmen deren Stromgestehungskosten künftig weiter ab. Nach der Referenzprognose läge der Anteil der Erneuerbaren am Primärenergiemix im Jahr 2050 jedoch lediglich bei 35 % und damit weitaus niedriger, als es für eine weitgehende Dekarbonisierung Deutschlands nötig wäre.

Die Gründe dafür liegen u.a. in den begrenz- ten Möglichkeiten, den Anteil der Biomasse am Primärenergiemix weiter auszubauen. Dennoch werden der Referenzprognose zu- folge von der Biomasse künftig die größten absoluten Zuwächse von allen Erneuerbaren erwartet.

Der Zubau an Windkraft- und Photovoltaik- anlagen dürfte ebenfalls an Grenzen stoßen. Diese Schlussfolgerung wird durch die Refe- renzprognose bestätigt (Tab. 3): Danach wer- den Windkraft und Photovoltaik im Jahr 2050 lediglich einen Anteil am Primärenergiever- brauch von 9 % bzw. 3 % haben. Nicht nur bei der Biomasse, sondern auch bei Windkraft und Photovoltaik stellt der Flächenverbrauch einen wesentlichen begrenzenden Faktor dar. Darüber hinaus ist bei der Errichtung von Windkraftanlagen an Land mit wachsendem Widerstand aus der Bevölkerung zu rechnen. Höhere Beiträge der Windkraft lassen sich wohl vor allem durch einen stärkeren Zubau von Windparks vor den Küsten realisieren.

Ohne gewaltige Technologiesprünge in Bezug auf die heute bekannten alternativen Tech- nologien ist kaum davon auszugehen, dass Deutschland den Anteil der Erneuerbaren am Endenergieverbrauch auf 60 % im Jahr 2050 steigern können wird, wie es als nationales Ziel vorgegeben wurde ([7], S. 142). Zur weit- gehenden Dekarbonisierung Deutschlands sind vielmehr neue Technologien erforderlich,

Tab. 3: Referenzprognose des Primärenergiebedarfs Deutschlands in Petajoule (PJ) nach Energieträgern und Technologien sowie Primär- energiemixe für die Jahre 2030 und 2050 Quellen: [6, 16]

	2017	2030	2050	2017	2030	2050
Steinkohle	1.487	1.364	752	11 %	13 %	9 %
Braunkohle	1.508	1.261	267	11 %	12 %	3 %
Kernenergie	833	0	0	6 %	0 %	0 %
Mineralöl	4.698	3.225	2.296	35 %	29 %	27 %
Gase	3.230	2.158	2.023	24 %	21 %	24 %
Abfälle	240	166	152	2 %	2 %	2 %
Erneuerbare	1.781	2.517	2.886	13 %	24 %	35 %
<i>Wasserkraft</i>	73	67	67	1 %	1 %	1 %
<i>Windkraft</i>	384	516	751	3 %	5 %	9 %
<i>Photovoltaik</i>	144	242	263	1 %	2 %	3 %
<i>Biomasse</i>	1.181	1.482	1.506	9 %	14 %	18 %
Sonst. Erneuerbare	77	210	299	1 %	2 %	4 %
Sonstige	6	6	7	0 %	0 %	0 %
Stromimporte	-189	-191	-28	100 %	100 %	100 %
Insgesamt	13.594	10.469	8.356			

mit denen kein Treibhausgasausstoß verbunden ist und die in der Lage sind, große Teile des Energieverbrauchs zuverlässig zu decken. Bislang allerdings zeichnen sich solche Technologien nicht am Horizont ab.

Eine Technologie, die dazu beitragen kann, den Anteil von Mineralöl am Energieverbrauch deutlich zu senken, ist vor allem für den Individual- und Güterverkehr vonnöten. Dies wird aus der Referenzprognose deutlich: Der Anteil von Mineralöl beträgt demnach im Jahr 2050 noch immer 27 % (Tab. 3), obwohl dabei angenommen wurde, dass der reale Ölpreis sich nicht wie in der Vergangenheit tendenziell verringert. Vielmehr wurde unterstellt, dass sich der Ölpreis nominal auf 202 US-\$ pro Barrel im Jahr 2030 bzw. auf 335 US-\$ pro Barrel im Jahr 2050 erhöht ([16], S. 71).

Offenbar ist man bei der Referenzprognose trotz der Annahme real steigender Ölpreise davon ausgegangen, dass Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor noch lange ihre große Bedeutung im Verkehrssektor behalten würden und Fahrzeuge mit alternativen Antrieben, wie Elektro- oder Wasserstofffahrzeuge, noch viel Zeit für ihre Marktdurchdringung benötigen werden, vor allem weil die Kosten für diese Fahrzeuge hoch sind und nicht schnell genug sinken.

Dies ist umso bemerkenswerter, als für die Referenzprognose davon ausgegangen wurde, dass ab dem Jahr 2020 die Sektoren Verkehr

und Wärme in den EU-weiten Emissionshandel integriert werden und die Preise von Kraft- und Brennstoffen einen CO₂-Aufschlag entsprechend ihrer CO₂-Intensität und den Annahmen für die Entwicklung des CO₂-Zertifikatpreises erfahren. Gemäß der Annahme der Referenzprognose steigt der CO₂-Zertifikatpreis real auf 40 € je t im Jahr 2030 bzw. 61 € nominal, bis zum Jahr 2050 auf 76 € real und 181 € nominal ([16], S. 71). Um eine Verkehrswende hin zu Fahrzeugen mit alternativen Antrieben zu ermöglichen, müssten demnach die Kosten für diese Fahrzeuge in Zukunft stärker als unterstellt sinken und die CO₂- und Ölpreise noch stärker als angenommen steigen.

Ebenso bemerkenswert an der Referenzprognose ist der starke Rückgang des Primärenergieverbrauchs um rund 39 %. Dieser ist wesentlich auf die Annahme einer sinkenden Bevölkerung und einer schrumpfenden Zahl an Haushalten zurückzuführen. So wurde angenommen, dass die Bevölkerung von rund 80 auf 73 Mio. Menschen im Jahr 2050 sinkt ([16], S. 63). Ohne diesen starken Rückgang würde die Erreichung der Klimaschutzziele in noch weitere Ferne rücken.

Diese Annahme dürfte aus mehreren Gründen nicht mehr zutreffen. Erstens setzte nach Entstehen der Referenzprognose eine starke Zuwanderung ein, welche die Bevölkerung in Deutschland in den Jahren 2015 und 2016 um über 1 Mio. Menschen erhöhte. Aus diesem

Grund geht u. a. Deschermeier [17] davon aus, dass ein Bevölkerungsrückgang in Deutschland bis zum Jahr 2035 ausbleibt. Zweitens ergab eine Revision der Fortschreibung der Bevölkerungszahl, dass Deutschland etwa 1 Mio. mehr Einwohner hat als zuvor angenommen. Tatsächlich weist das Statistische Bundesamt zum Ende des Jahres 2018 eine Einwohnerzahl von rund 83 Mio. aus [18] und damit rund 3 Mio. mehr Menschen als der Referenzprognose zugrunde liegen.

Als Folge dieser veränderten Bevölkerungsentwicklung ist zu erwarten, dass der Primärenergieverbrauch in den kommenden Jahrzehnten deutlich weniger stark zurückgeht, als es in Tab. 3 dargestellt ist. Eine einfache lineare Trendprognose, die gänzlich von sich verändernden äußeren Faktoren abstrahiert und allein auf die Verbrauchswerte der jüngeren Vergangenheit seit der deutschen Wiedervereinigung zurückgreift, ergibt lediglich einen moderaten Rückgang des Primärenergieverbrauchs bis zum Jahr 2030 um rund 4 % gegenüber 2017 (Abb. 3), von 13.594 PJ auf 13.001 PJ im Jahr 2030. Fortgeschrieben bis zum Jahr 2050 ergibt sich ein weiterer Rückgang um knapp 1.000 PJ auf dann 12.096 PJ.

Angesichts der durch die Bemühungen zur Treibhausgaseinsparung erforderlichen Maßnahmen, nicht zuletzt des im Rahmen des Klimapakets in den Sektoren Verkehr und Wärme eingeführten CO₂-Preises, dürfte diese Trendprognose den tatsächlichen Rückgang des Primärenergieverbrauchs unterschätzen, da sie von einer Verteuerung des CO₂-Ausstoßes bzw. des fossilen Energieverbrauchs abstrahiert [19]. Sehr wahrscheinlich liegt die künftige Entwicklung des Primärenergieverbrauchs demnach zwischen den beiden Extremen, die durch die Trend- und die Referenzprognose repräsentiert werden.

Zusammenfassung und Fazit

Die jüngere deutsche Energiepolitik, die unter dem Begriff Energiewende bekannt ist, war bislang durch zwei Säulen gekennzeichnet: den stark subventionierten Ausbau der erneuerbaren Energien und den Kernenergieausstieg. Diese werden nun durch eine dritte Säule ergänzt: den langfristigen Ausstieg aus der Kohleverstromung, voraussichtlich bis spätestens zum Jahr 2038. Alle drei Säulen sind mit hohen volkswirtschaftlichen Kosten verbunden [20].

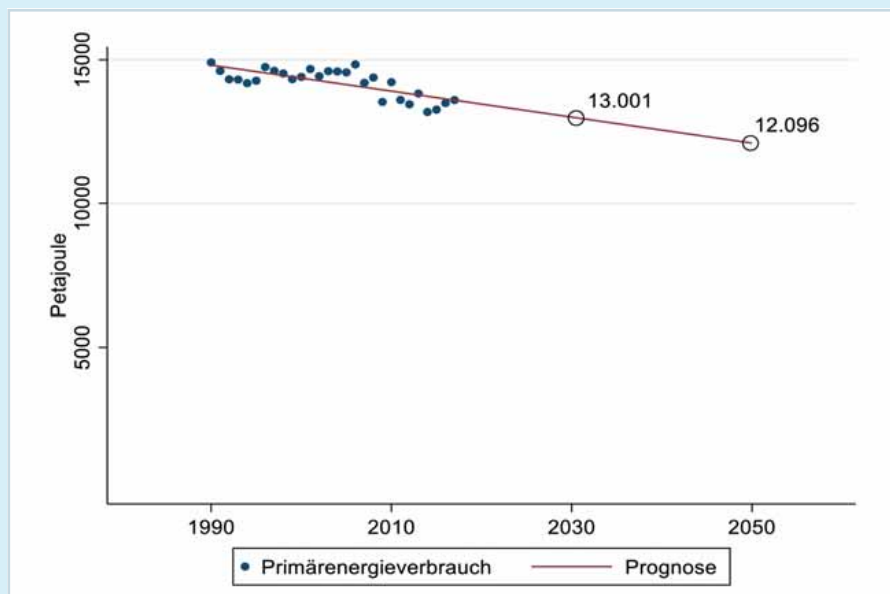


Abb. 3 Trendprognose des Primärenergieverbrauchs 2030 und 2050 von Deutschland in Petajoule

So impliziert der Kernenergieausstieg verglichen mit einer Laufzeitverlängerung von durchschnittlich 12 Jahren nach der Studie „Energieprognose 2009“ volkswirtschaftliche Verluste von weit über 100 Mrd. € [21]. Darüber hinaus dürften die volkswirtschaftlichen Kosten des avisierten Kohleausstiegs bei weit über 50 Mrd. € liegen: Allein 40 Mrd. € sind für Strukturhilfen für die KohleBundesländer vorgesehen, entgangene Einnahmen aus den obsoleten CO₂-Zertifikatskäufen der Kohlekraftwerksbetreiber und Entschädigungszahlungen an diese kommen neben vielen anderen Kosten noch hinzu. Weitaus teurer fällt der Ausbau der Erneuerbaren auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus. Seit Einführung des EEG im Jahr 2000 haben die Verbraucher mit ihren Stromrechnungen bereits rund 200 Mrd. € für die Förderung der Erneuerbaren aufwenden müssen [14]. Weitere rund 400 Mrd. € kommen in den kommenden beiden Jahrzehnten noch hinzu, da die durch das EEG gewährten Einspeisevergütungen in der Regel bis zu 21 Jahre garantiert werden [5].

Trotz dieser gewaltigen Summen machen die Erneuerbaren aktuell nur einen bescheidenen Anteil am Primärenergieverbrauch von knapp 15 % aus; die Photovoltaik, die beinahe die Hälfte aller Förderkosten verursacht hat, hat lediglich einen Anteil von rund 1,5 %. Diese Zahlen sollten verdeutlichen, dass mit den bestehenden regenerativen Technologien eine weitgehende Dekarbonisierung Deutschlands kaum zu schaffen sein dürfte. Daher sollte Deutschland einen gravierenden Wechsel in der Energiepolitik vornehmen und die bisherige überbordende Subventionspolitik aufgeben. Mit der im Rahmen des Klimapakets beschlossenen CO₂-Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme mittels eines nationalen Emissionshandels ist dafür ein Grundstein gelegt.

Dennoch bleibt abzuwarten, ob dadurch Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen in Deutschland signifikant gesenkt werden können, insbesondere da bis zum Jahr 2025 erst einmal auf staatlich festgelegte, moderate Festpreise gesetzt wird und erst danach die Preise in gewissen Grenzen variieren dürfen. Immerhin aber werden damit Anreize für eine Energiewende in anderen Sektoren als dem Stromerzeugungssektor geschaffen. Die bisherige Energiewende hat sich hingegen primär auf die Stromerzeugung kapriziert. Damit sich

dies ändert und es zu einer als Sektorkopplung bezeichneten stärkeren Nutzung von Strom in anderen Sektoren wie dem Verkehr oder dem Gebäudebereich kommt, muss der Strompreis in substantieller Weise von staatlichen Abgaben und Lasten befreit werden.

Dafür sollten die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung prioritär benutzt werden, statt mit diesen aus klimapolitischer Sicht fragwürdige Maßnahmen wie die Erhöhung der Prämien für Elektrofahrzeuge oder der Pendlerpauschale zu finanzieren [22]. Insgesamt wird von dem bis zum Jahr 2023 durch die CO₂-Bepreisung erzielbaren finanziellen Volumen von rund 60 Mrd. € lediglich ein Viertel wieder an die privaten Haushalte zurückgegeben; für Klimaschutzmaßnahmen und Förderprogramme werden hingegen drei Viertel der Einnahmen verwendet [23]. Um bei weiter steigenden CO₂-Preisen die Akzeptanz einer CO₂-Bepreisung aufrecht zu erhalten, wäre eine umfangreichere Rückerstattung an die Haushalte angebracht, zuallererst mittels einer Senkung der Stromsteuer auf den EU-Mindestsatz, da die Stromsteuer mit steigenden Anteilen der Erneuerbaren zunehmend obsolet wird.

Darüber hinaus sollte die Forschung und Entwicklung von Energieerzeugungs- und -speichertechnologien intensiviert werden, um eine weitgehende Dekarbonisierung mit neuen treibhausgasfreien und -armen Technologien zu ermöglichen. Forschungsförderung von Energietechnologien wurde in der Vergangenheit bedauerlicherweise eher vernachlässigt. Dieses Versäumnis sollte schleunigst nachgeholt werden.

Anmerkungen/Literatur

[1] AGEB Strommix: Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 – 2019. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2020). <https://www.ag-energiebilanzen.de/>

[2] Agora Energiewende: Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019. 2020 https://www.agora-energieende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_2019/171_A-EW_Jahresauswertung_2019_WEB.pdf

[3] Frondel, M.; Sommer, S.; Vance, C.: The Burden of Germany's Energy Transition – An Empirical Analysis of Distributional Effects. *Economic Analysis and Policy* 45: 89-99.

[4] Frondel, M.; Schmidt, C. M.; Vance, C.: Revisiting Germany's Solar Cell Promotion: An Unfolding Disaster. *Economic Analysis and Policy* 44(1) 2014: 3-13.

[5] Andor, M. A.; Frondel, M.; Vance, C.: Germany's Energiewende: A Tale of Increasing Costs and Decreasing Willingness-To-Pay. *Energy Journal* 38 (2017) (Special Issue #1 – Renewables and Diversification in Heavily Energy Subsidized Economies): 211-228.

[6] BMWi: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Stand: 27. März 2020. https://www.bmwi.de/SiteGlobals/BMWI/Forms/Listen/Energiedaten/energiedaten_Formular.html?&addSearchPathId=304670

[7] Schiffer, H.-W.: Zielvorgaben und staatliche Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung. *Wirtschaftsdienst – Zeitschrift für Wirtschaftspolitik* 99(2) (2019), S. 141-147.

[8] Kohlekommission: Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Abschlussbericht gemäß Beschluss vom 26. Januar 2019. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile

[9] BNetzA: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. 2020. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

[10] Sofern die energiewirtschaftlichen, beschäftigungspolitischen und betriebswirtschaftlichen Voraussetzungen vorliegen, kann andererseits das Datum des Kohleausstiegs in Verhandlungen mit den Betreibern auf 2035 vorgezogen werden. Die Überprüfung, ob dies möglich ist, ist für das Jahr 2032 geplant („Öffnungsklausel“).

[11] Schiffer, H.-W.: Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit der Braunkohle für die Energieversorgung in Deutschland. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 43 (2019), 71-84.

[12] Agora Energiewende (2018) Agorameter. https://www.agora-energieende.de/service/agorameter/chart/power_generation/14.12.2018/14.12.2018/

[13] Energy Brainpool: Klimaschutz durch Kohleausstieg: Wie ein Ausstieg aus der Kohle Deutschlands Klimaziele erreichbar macht, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Studie im Auftrag von Greenpeace. Energy Brainpool, Berlin, Juni 2017. <https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/20170628-greenpeace-studie-klimaschutz-kohleausstieg.pdf>

[14] Frondel, M.; Sommer, S.: Schwindende Akzeptanz für die Energiewende? Ergebnisse einer wiederholten Bürgerbefragung. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 43(1) (2019), S. 27-38.

[15] Acatech: Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende. Herausgeber: acatech, Leopoldina, Akademienunion. Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung. 14. November 2017. <https://www.acatech.de/Publikation/sektorkopplung-optionen-fuer-die-naechste-phase-der-energieende/>

[16] EWI, GWS, Prognos: Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundes-

ministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).2014. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenz-prognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7

[17] Deschermeier, P.: Bevölkerungsentwicklung in den deutschen Bundesländern bis 2035. IW Trends 44(3). 2017. Institut der deutschen Wirtschaft Köln. https://www.iwkoeln.de/fileadmin/publikationen/2017/357919/IW-Trends_2017-03-04_Deschermeier.pdf

[18] Destatis (2019) Schätzung für 2018: Bevölkerungszahl auf 83,0 Millionen gestiegen. Pressemitteilung des Statistischen Bundesamtes. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilun-gen/2019/01/PD19_029_12411.html

[19] Tatsächlich wurde in der Bund-Länder-Verhandlung zum deutschen Klimapakete festgelegt, dass für die Bereiche Verkehr und Wärme ein nationales Emissionshandels-system eingeführt werden soll, bei dem der CO₂-Zertifikatpreis staatlich festgelegt ist und von 25 € im Jahr 2021 auf 55 € im Jahr 2025 steigt. Danach sieht das Klimapakete Höchst- und Mindestpreise von 55 bis 65 € vor.

[20] Cassel, S.; Haucap, J.; Thomas, T.: Energiewende mit Markt – sonst zahlt der Kunde mehr! List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik 39 (2016), 91–93.

[21] IER, RWI, ZEW: Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030: Energieprognose 2009. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, RWI Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, ZEW Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, 2010. http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-projektberichte/PB_Energieprognose-2009.pdf

[22] Edenhofer, O.; Flachsland, C.; Kalkuhl, M.; Knopf, B.; Pahle, M.: Bewertung des Klimapaketes und nächste Schritte – CO₂-Preis, sozialer Ausgleich, Europa, Monitoring, MCC Berlin 2019.

[23] Edenhofer, O.; Kalkuhl, M.; Ockenfels, A.: Das Klimaschutzprogramm der Bundesregierung. Eine Wende der deutschen Klimapolitik? Perspektiven der Wirtschaftspolitik 21(1) 2020, 4–18.

Prof. Dr. M. Frondel, Ruhr-Universität Bochum und RWI Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, Essen; Prof. Dr. T. Thomas, Duesseldorf Institute for Competition Economics (DICE), Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf
frondel@rwi-essen.de
thomas@dice.hhu.de

Danksagung: Für wertvolle Kommentare und Anmerkungen möchten wir uns bei Christoph M. Schmidt und Ludwig Strohn-ner sehr herzlich bedanken. Für wertvolle wissenschaftliche Vorarbeiten möchten wir Tobias Larysch und Nico Schwarzer großen Dank aussprechen.

Hinweis: Dies ist eine um die Beschreibung für die Schweiz und Österreich gekürzte und aktualisierte Fassung des in der Zeitschrift für Energiewirtschaft erscheinenden Artikels „Dekarbonisierung bis zum Jahr 2050? Klimapolitische Maßnahmen und Energieprognosen für Deutschland, Österreich und die Schweiz“.



VDE

VERLAG

Technik. Wissen. Weiterwissen.

NEU



**Mit Technikwissen Energie sicher nutzen:
 Entdecken Sie die zahlreichen Anwendungsmöglichkeiten
 von Flüssiggas!**

Das Werk stellt Flüssiggas vor dem Hintergrund aktueller Entwicklungen, wie der Energiewende und der Debatte um die Luftreinhaltung, in allen Einsatzbereichen vor. Wichtige rechtliche und politische Rahmenbedingungen werden ebenso beleuchtet wie bestehende Hindernisse beim Einsatz des Gases.

2020
 478 Seiten
 59,- € (Buch/E-Book)
 82,60 € (Kombi)

Preisänderungen und Irrtümer vorbehalten. Sowohl das E-Book als auch das Kombiangebot (Buch + E-Book) sind ausschließlich auf www.vde-verlag.de erhältlich.

Bestellen Sie jetzt: (030) 34 80 01-222 oder www.vde-verlag.de



Werb.-Nr. 200369

Emissionshandel: Wirksamer Klimaschutz mit Akzeptanzproblem

Die in Deutschland vom europäischen Emissionshandelssystem (ETS) erfassten Anlagen haben 2019 insgesamt 363 Mio. t Kohlendioxid-Äquivalente (CO₂-Äq.) emittiert. Der Ausstoß lag damit um 14,2 % unter dem Vorjahreswert und unterschritt erstmals die Marke von 400 Mio. t. Wie der Präsident des Umweltbundesamtes erklärte, zeigt die Entwicklung, dass ein gestärkter Emissionshandel vor allem im Energiesektor die in ihn gesetzten Erwartungen als Klimaschutzinstrument voll erfüllt.

Die nationale Entwicklung

Die vom ETS in Deutschland erfassten stationären Anlagen unterteilten sich 2019 jeweils etwa zur Hälfte auf Energieanlagen (933) sowie Anlagen der Industrie (918). Die Emissionen verteilten sich dagegen ungleichmäßig und stammten zu rund 70 % aus Energieanlagen und zu gut 30 % aus Anlagen der Industrie. Damit kommt im Rahmen der nationalen Berichterstattung über die emissionshandelspflichtigen stationären Anlagen den Energieanlagen besondere Aufmerksamkeit zu [1].

Die CO₂-Emissionen der deutschen Energieanlagen gingen 2019 um etwa 18 % auf 244 Mio. t Kohlendioxid zurück. Damit hat sich der rückläufige Trend des Vorjahres deutlich verstärkt (2018: minus 4,5 %). Der Emissionsrückgang betrug 2019 knapp 55 Mio. t und war der mit Abstand stärkste Rückgang seit Start des Emissionshandels im Jahre 2005.

Mit einem Anteil von 97 % entfällt der Großteil der Emissionen des Energiesektors auf Großfeuerungsanlagen mit einer Feuerungsleistung über 50 MW. In diesem Bereich verringerten sich die Emissionen um mehr als 18 %. Bei Kraftwerken, Heizkraftwerken und Heizwerken mit einer Leistung zwischen 20 MW und 50 MW kam es hingegen zu einer leichten Erhöhung der Emissionen. Hauptgrund dieser Entwicklung könnte die aufgrund der gegenüber 2018 leicht kühleren Witterung erhöhte Wärmelieferung der Heiz- und Heizkraftwerke sein. Mit Emissionen von insgesamt 5,3 Mio. t entfällt auf die kleineren Anlagen allerdings nur ein geringer Anteil (2,2 %) an den Gesamtemissionen des Energiebereichs.

Das europäische Emissionshandelssystem befand sich 2019 im vorletzten Jahr der dritten, achtjährigen Handelsperiode. In der ersten Handelsperiode (2005-2007) hatten die Emissionen noch stetig zugenommen, in der zwei-

ten Handelsperiode (2008-2012) kam es unter dem Einfluss der Finanz- und Wirtschaftskrise zu Rückgängen, die bis zum Ende der Periode wieder aufgefüllt wurden. Die dritte Handelsperiode startete 2013 mit einem Ausstoß von rund 357 Mio. t CO₂, was dem Niveau von 2008 entsprach. Seit 2014 verzeichnet die Entwicklung einen deutlichen und zuletzt starken Emissionsrückgang bei den Energieanlagen. 2019 unterschritten die Emissionen erstmals seit 2005 das Niveau von 250 Mio. t. Das entspricht einem Emissionsrückgang um 36 % seit 2005.

Damit beruhen die nationalen Anstrengungen zur Reduzierung des CO₂-Ausstoßes im Wesentlichen auf dem Rückgang der Emissionen aus den Großfeuerungsanlagen des Energiesektors. Diese Entwicklung belegt zugleich, dass das europäische Emissionshandelssystem ein wirkungsvolles und zielgerichtetes Klimaschutzinstrument ist, auch wenn strukturelle Anpassungen und der Einfluss von systemfremden, fundamentalen Faktoren die Entwicklung in den ersten Handelsperioden erschwerten.

In der zu Ende gehenden dritten Handelsperiode verringert sich die jährliche Zuteilungsmenge an Emissionszertifikaten um 1,74 % pro Jahr. Dieser verbindliche Reduktionsfaktor kann den deutlichen Rückgang der Emissionen seit 2014 und vor allem im vergangenen Jahr allein nicht erklären. Hilfreich ist die Betrachtung der Emissionsentwicklung nach den wichtigsten Brennstoffen (Braunkohle, Steinkohle und Erdgas – siehe Abb.).

Die Emissionen aus Braunkohle sanken 2019 um rund 22 % und damit auf den niedrigsten Stand seit 2005. Im bisherigen Verlauf der dritten Handelsperiode verzeichnete die Braunkohle einen Emissionsrückgang um rund 29 %. Im selben Zeitraum sank die Bruttostromerzeugung aus Braunkohle in der gleichen

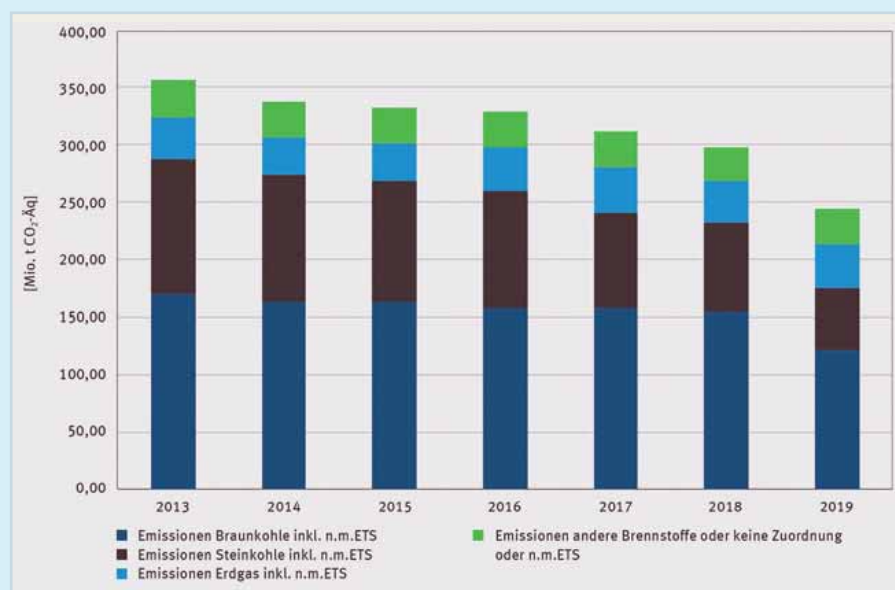


Abb. Entwicklung der CO₂-Emissionen aus Energieanlagen in Deutschland 2013-2019 nach Brennstoffen (n. m. ETS = Nicht mehr emissionshandelspflichtig) Quelle: DEHSt, VET-Bericht 2019

Größenordnung von 161 TWh auf 114 TWh. Für den Rückgang bei der Erzeugung und den Emissionen sind mehrere Faktoren verantwortlich. In den zurückliegenden Jahren wurden Braunkohlekraftwerksblöcke mit einer Leistung von insgesamt 2.728 MW (Netto) in die vierjährige Sicherheitsbereitschaft überführt, um anschließend ganz vom Netz zu gehen. Zum Erhalt des Hambacher Forstes musste die Förderleistung im Tagebau Hambach reduziert werden. Außerdem verminderte sich die Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohlestromerzeugung durch den Anstieg der Preise für Emissionszertifikate und den gesunkenen Erdgaspreis. Schließlich sorgte der Ausbau der erneuerbaren Energien temporär zu geringeren Auslastungen bei den konventionellen Kraftwerken.

Bei der Steinkohle kam es 2019 zu Emissionsrückgängen von rund 30 %, bezogen auf die bisherige dritte Handelsperiode beträgt der Rückgang insgesamt sogar 46 %. Anders als bei der Braunkohle ging die Stromproduktion aus Steinkohle sogar überproportional zurück und verminderte sich seit 2013 um 55 %. Zwar wurden in den zurückliegenden Jahren Kraftwerkskapazitäten von rund 1 GW stillgelegt, dennoch konnten die Anpassungen bei den Erzeugungskapazitäten den wirtschaftlichen Druck durch höhere Zertifikatspreise und sinkende Erdgaspreise nicht ausgleichen. Hinzu kam die erheblich gestiegene Einspeisung von Strom aus Windkraftanlagen.

Neben dem Einspeisevorrang für Strom aus erneuerbarer Energie und den niedrigen Erdgaspreisen sorgen vor allem steigende Preise für Emissionszertifikate für einen Brennstoff-Switch im Bereich der vom ETS erfassten Anlagen im Energiebereich. Bei den Großfeuerungsanlagen wurden 2019 nur 7 % der Emissionszertifikate kostenlos zugeteilt, im Energiesektor nahezu ausschließlich auf kleinere Anlagen sowie auf Anlagen, die Biomasse oder Brennstoffe mit biogenen Anteilen einsetzen. Damit entscheiden die Preise für Emissionszertifikate massiv über die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung. Im Gegensatz dazu liegt der Anteil kostenlos zugeteilter Zertifikate in der Industrie bei 87 %, da viele Anlagenbetreiber geltend machen, einem Carbon-Leakage-Risiko ausgesetzt zu sein.

Die Emissionen der energieintensiven Industrie sanken in den Jahren 2013 bis 2018 kaum

und schwanken zwischen rund 123 und 126 Mio. t. 2019 nahmen sie erstmals in der dritten Handelsperiode deutlich um 4 % auf 119 Mio. t ab und lagen damit unter dem Niveau von 2013. Die Emissionen waren 2019 in fast allen Industriebranchen rückläufig, lediglich die Emissionen der Zementindustrie zeigten sich im Jahresvergleich nahezu unverändert. Dies spiegelt in etwa auch die Produktionsentwicklung in den einzelnen Branchen wider. Durch den hohen Ausstattungsgrad mit kostenlos zugeteilten Emissionszertifikaten infolge des Carbon-Leakage-Risikos gilt für Anlagen der Industrie im Wesentlichen nur der allgemeine jährliche Reduktionsfaktor als limitierender Faktor, nicht aber der Preis für Zertifikate.

Der Rückgang der Emissionen im Emissionshandelssektor fällt stärker aus als der Rückgang der gesamten deutschen Treibhausgasemissionen. Mit den Angaben der DEHSt ist auch eine vorläufige Berechnung der deutschen CO₂-Emissionen, die außerhalb des europäischen Emissionshandelssystems anfallen, möglich. Danach haben die deutschen Emissionen innerhalb des Europäischen Lastenteilungsverfahrens bzw. dem Non-ETS-Bereich die zugewiesenen Emissionsrechte im Jahr 2019 um rund 21,6 Mio. t überschritten. Auch die in den Vorjahren angesparten Emissionsrechte reichen voraussichtlich nicht aus, um diese Lücke zu decken. Diese Zahlen unterstreichen nochmals die essentielle Bedeutung eines funktionierenden ETS-Bereichs.

Die europäische Entwicklung

Die Emissionen aller am EU-ETS teilnehmenden Anlagen (in den 28 EU-Mitgliedstaaten sowie Island, Liechtenstein und Norwegen) sanken 2019 ebenfalls, jedoch in geringerem Umfang als in Deutschland: Nach Angaben der Europäischen Kommission [2] erreichten die Emissionen 2019 eine Gesamthöhe von rund 1,53 Mrd. t. Der Rückgang betrug gegenüber 2018 nach vorläufigen Berechnungen 8,7 %.

Der einseitige Emissionsrückgang in Europa und die deutlich höhere nationale Minderung haben dazu geführt, dass sich die deutsche Entwicklung bei den Emissionen wieder deutlich dem europäischen Niveau annähert. Nach der Finanz- und Wirtschafts-

krise 2008/2009 war der Emissionsanstieg in Deutschland deutlich stärker als in den anderen Ländern. Während vor allem in den Mittelmeerländern der wirtschaftliche Zusammenbruch auch die Treibhausgasemissionen überproportional verminderte, musste Deutschland als europäische Konjunkturlokomotive höhere Emissionen hinnehmen.

Hohe Erdgaspreise führten in den vergangenen Jahren zu verstärkten Stromlieferungen u.a. in die westeuropäischen Nachbarländer. Diese Lieferungen entlasteten die Emissionsbilanzen in den Stromverbrauchsländern und belasteten die deutsche Emissionsbilanz. Diese Leistungen hinterließen bis in das Jahr 2019 Spuren in der nationalen Emissionsbilanz. Das europäische Klimaziel für die vom EU-ETS umfassten Bereiche wird mit minus 21 % gegenüber 2005 im Jahr 2020 erreicht.

Fazit

Die Reform des europäischen Emissionshandels zeigt im Verlauf und vor allem am Ende der dritten Handelsperiode Wirkung: Der stark gestiegene Preis für CO₂-Zertifikate hat zu einem deutlichen Rückgang der Emissionen vor allem bei der Strom- und Wärmeerzeugung aus Kohle und zu deutlichen Wettbewerbsvorteilen für den Brennstoff Erdgas geführt. In Deutschland haben aber auch niedrige Erdgaspreise sowie der Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen einen Brennstoff-Switch in der Stromerzeugung und damit sinkende Emissionen begünstigt. In der Industrie konnte das ETS wegen des hohen Anteils kostenfrei zugeteilter Emissionszertifikate noch keine, den Energieanlagen adäquate Emissionsminderung auslösen.

Anmerkungen

[1] Die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt (UBA) bilanziert die aktuelle Emissionsentwicklung detailliert in ihrem Bericht über die Treibhausgasemissionen der emissionshandelspflichtigen stationären Anlagen und im Luftverkehr für Deutschland im Jahr 2019 (VET-Bericht 2019).

<https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/>

[2] https://ec.europa.eu/clima/news/emissions-trading-greenhouse-gas-emissions-reduced-87-2019_en