

Energie für Deutschland

Fakten, Perspektiven und Positionen
im globalen Kontext | 2018



**SCHWERPUNKTTHEMA:
KLIMASCHUTZ IM STRASSENVERKEHR –
GLOBALE HERAUSFORDERUNGEN UND INSTRUMENTE**

Impressum

Energie für Deutschland 2018
Redaktionsschluss: April 2018

Herausgeber:

Weltenergieerat – Deutschland e.V.
Gertraudenstraße 20 | 10178 Berlin
Deutschland
T (+49) 30 2061 6750
F (+49) 30 2028 2462
E info@weltenergieerat.de
www.weltenergieerat.de
 WEC_Deutschland

Verantwortlich im Sinne des Presserechts (V.i.S.d.P.):

Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer

Redaktion:

Redaktionsgruppe „Energie für Deutschland“, Vorsitz: Dr. Hans-Wilhelm Schiffer
Nicole Kaim-Albers

Druck:

DCM Druck Center Meckenheim GmbH
www.druckcenter.de

Titelbild:

© chungking – stock.adobe.com

Vorwort



Liebe Leserin, lieber Leser,

alles beginnt mit der Politik. Dies gilt in besonderem Maße für den Energiesektor und den Klimaschutz. Zu den aktuell dringendsten Fragen der Energiepolitik gehören die weitere Kohleverstromung, der Umgang mit fossilen Brennstoffen im Verbrennungsmotor versus synthetische Kraftstoffe und Elektromobilität, die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, das Umsetzen der Sektorkopplung, das Steigern der Energieeffizienz im Gebäudebereich, der Ersatz von Öl- und Gasheizungen, aber auch ganz besonders der Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie.

Jetzt ist es an der neuen Bundesregierung, Lösungen zu finden und zu implementieren, um den Umbau der Energiesysteme weiter voranzutreiben und die Ziele des Pariser Klimaabkommens einzuhalten. Auch wenn der Verkehr insgesamt nur ca. 20 Prozent zu den CO₂-Emissionen in Deutschland beiträgt, so werden doch zweifellos Maßnahmen für mehr Klimaschutz im Straßenverkehr benötigt, dem Schwerpunktthema unserer diesjährigen Ausgabe. Denn ca. 95 Prozent der Emissionen des EU-28 Transportsektors resultieren aus dem Straßenverkehr – und seine Emissionen steigen derzeit wieder. Die Automobilbranche rückt beim Klimaschutz zunehmend in den Fokus, wie nicht zuletzt die aktuelle Diskussion um Diesel-Fahrverbote zeigt.

Nach der Energiebranche ist nun auch der Verkehrssektor gefordert, einen nennenswerten Beitrag zu leisten. Die Bundesregierung hat in ihrem Klimaschutzplan 2050 erstmals ein entsprechendes Reduktionsziel vorgegeben: Bis 2030 sollen die verkehrsbedingten Treibhausgasemissionen um mindestens 40 Prozent gegenüber 1990 verringert werden. Angesichts des stetig steigenden Verkehrsaufkommens ist dies eine massive Herausforderung.

Der Weltenergieerat betont immer wieder die internationale Dimension und die Notwendigkeit, europa- und welt-

weit zusammenzuarbeiten. Die Reduktion von Treibhausgasen ist eine solche globale Herausforderung, für deren Lösung nationale Ziele und Strategien allein nicht ausreichen. Das Spektrum der derzeit eingesetzten Instrumente reicht von Emissionsgrenzwerten für Neuwagen über Mineralöl- und Kfz-Steuern bis hin zur Förderung von Elektrofahrzeugen und synthetischen Kraftstoffen – allerdings global in sehr unterschiedlichen Ausprägungen. Den Verbrennungsmotor mag es noch lange geben – Verbräuche und Emissionen müssen jedoch reduziert werden, wenn Klimaschutz ernst genommen wird.

Wie auch immer der politische Kompromiss aussehen wird: Wichtig ist es, jetzt die Weichen für die Zukunft zu stellen. Ein weiteres dieser Zukunftsthemen ist die Sektorkopplung. Um die Diskussion hierzu um die internationale Komponente zu erweitern, hat der Weltenergieerat in 2018 eine eigene Studie bei Frontier Economics in Auftrag gegeben mit dem Titel: „Internationale Aspekte einer Power-to-X-Roadmap“. Ausgangspunkt ist die Erwartung, dass Deutschland seine Dekarbonisierungsziele ohne den Import von grünen Brenn- und Kraftstoffen nicht erreichen kann, da die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland flächenmäßig begrenzt ist.

Gemeinsam mit unseren unterstützenden Mitgliedern und Partnern, unter anderem aus der Gas- und der Mineralölindustrie, der Chemie, der Luftfahrt sowie der Automobilindustrie, setzen wir unser Projekt genau dort an, wo die meisten der bereits bestehenden Studien aufhören – nämlich bei der Frage der internationalen Umsetzbarkeit von Power-to-X-Projekten, einer spezifischen Kriterien- und Länderanalyse sowie Schlussfolgerungen hinsichtlich Kooperationsmöglichkeiten und technischen wie politischen Rahmenbedingungen.

Ich lade Sie schon jetzt herzlich zu unserem Energietag am 18. Oktober 2018 in Berlin ein, um mit Vertretern aus Politik, Wirtschaft und Wissenschaften aus aller Welt über Mobilität, Sektorkopplung und weitere globale Zukunftsthemen zu diskutieren. Bis dahin wünsche ich Ihnen eine spannende Lektüre, die wir in bewährter Weise für Sie zusammengestellt haben – mit neutralem Auge, faktenbasiert, technologieoffen und zukunftsgerichtet.

Dr. Uwe Franke
Präsident, Weltenergieerat – Deutschland e.V.

Inhaltsverzeichnis

1. Klimaschutz im Straßenverkehr – Globale Herausforderungen und Instrumente	7
Executive Summary	8
1.1 Globale Emissionslage	11
1.2 Die Emissionslage in der EU-28	14
1.3 Exkurs: Stickoxidbelastung in Europa	20
1.4 Instrumente der Klimaschutzpolitik im Straßenverkehr in der EU	22
1.5 Die globale Förderpolitik der Elektromobilität	25
1.6 Schwächen des Regulierungssystems in der EU-28	28
1.7 Herausforderung für die Zukunft: Sektorenkopplung	31
1.8 Quo vadis Verkehrssektor?	34
2. Energie in der Welt	37
2.1 Zahlen & Fakten	38
2.2 Szenarien und Prognosen zur Entwicklung der Weltenergieversorgung	48
2.3 Klimaverhandlungen COP 23 von Fidschi in Bonn	61
2.4 Entwicklung der weltweiten Stromerzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien	64
2.5 Globale Entwicklung der Kernenergie	68
2.6 Rohstoffnachfrage durch die Elektrifizierung der Mobilität	75
3. Energie in der Europäischen Union	81
3.1 Zahlen und Fakten	82
3.2 Energiepolitik in Frankreich	94
3.3 Reform des Europäischen Emissionshandelssystems (ETS)	99
3.4 Die Verbindlichkeit der deutschen und internationalen Klimaziele	101
3.5 Eine Einordnung zur Bedeutung russischen Erdgases für den EU-Binnenmarkt am Beispiel von Nord Stream 2	105

4. Energie in Deutschland	109
4.1 Zahlen & Fakten	110
4.2 Erfahrungen bei den bisherigen EEG-Ausschreibungen	126
4.3 Power-to-Gas-Projekte in Deutschland – eine Übersicht	130
4.4 Klimapfade für Deutschland – Klimastudie aus Sicht der deutschen Industrie	136
5. WEC Intern	145
World Energy Council und Weltenergieerat – Deutschland	146
5.1 Höhepunkte 2017/2018	147
5.2 Publikationen 2017/2018	162
5.3 Gremien des Weltenergieerat – Deutschland	163
6. Abbildungsverzeichnis	166
7. Abkürzungsverzeichnis	169
8. Energieeinheiten	170

Schwerpunktthema:

Klimaschutz im Straßenverkehr – Globale Herausforderungen und Instrumente



Der Weltenergieericht dankt den Autoren des Schwerpunktkapitels,
Dr. Thilo Schaefer und Thomas Puls vom Institut der deutschen Wirtschaft Köln,
ausdrücklich für die vorliegende Analyse und Bewertung.

Executive Summary

Der Verkehrssektor ist für rund ein Viertel der weltweiten CO₂-Emissionen verantwortlich. Die wirtschafts- und gesellschaftspolitische Agenda nach 1990 bedingte eine Zunahme des Verkehrs, was dazu führte, dass die CO₂-Emissionen des Straßenverkehrs zwischen 1990 bis 2015 **global um etwa 75 % anstiegen**.

In der EU war vor allem die **Implementierung des Binnenmarktes Treiber der Mobilität** und hauptverantwortlich für den Emissionsanstieg. Zusätzlich fand nach dem Mauerfall 1990 in Osteuropa ein signifikantes Aufholen der Teilhabe an Verkehrsleistungen statt. Im Jahr 2015 hatten Pkw in der EU-28 einen Anteil von gut 61 % an den Emissionen des Straßenverkehrs.

Herausforderung für die Zukunft: Sektorenkopplung

Das Pariser Klimaabkommen hat das Ziel, den Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 °C zu begrenzen. Dies ist nur erreichbar durch eine globale Reduktion der Treibhausgasemissionen, bei der alle Länder und alle Sektoren ihren Beitrag leisten. Ein Dekarbonisierungsziel von 80 % oder sogar 95 % bis zum Jahr 2050 würde bedeuten, dass außer der Landwirtschaft praktisch alle anderen Sektoren zu 100 % frei von CO₂-Emissionen werden müssten.

Vor diesem Hintergrund steht der Verkehrssektor vor einem **Paradigmenwechsel**, um die Verbrennung fossiler Kraft- und Brennstoffe langfristig durch eine weitgehend CO₂-freie Energieversorgung abzulösen. Dies kann nur bei einem **Zusammenspiel der verschiedenen Sektoren** gelingen, der sogenannten **Sektorenkopplung**.

Voraussetzungen für eine erfolgreiche Sektorenkopplung und die Umstellung auf den **Primärenergieträger Strom** sind:

- die frühzeitige Entwicklung der nötigen **Versorgungsinfrastruktur für den Verkehr** und die **Schnittstelleninfrastruktur hin zum Stromsektor**,
- ein technologieoffener **Regulierungsrahmen mit übergreifenden Instrumenten**,
- ein übergeordneter **Koordinationsmechanismus** für die Begrenzung der CO₂-Emissionen – Konsistente CO₂-Preissignale in allen Sektoren sind anzustreben.

Durch die Sektorenkopplung wird die Nachfrage nach regenerativem Strom gemäß aller Prognosen stark ansteigen. Je größer der Anteil von **strombasierten Kraftstoffen** ist, desto größer wird der Strombedarf sein, da deren Herstellung aufgrund der zahlreichen Umwandlungsprozesse weniger energieeffizient ist. Sie stellen dennoch einen unverzichtbaren Bestandteil der künftigen Energieversorgung des Verkehrs dar, zumal die **bestehende Versorgungsinfrastruktur** weiter genutzt werden kann.

Bislang ist die Regelung für den Einsatz von Strom im Verkehrssektor sehr einfach: Alle **CO₂-Emissionen werden dem Stromsektor zugeschlagen**. Für den Verkehr gilt ein strombetriebenes Fahrzeug als **Null-Emissions-Fahrzeug**. Die Verwendung von CO₂-freien E-Fuels wird vom Regulierungssystem des Verkehrs dagegen nicht als Beitrag zum Klimaschutz honoriert.

Regulierung lässt wichtige Faktoren bisher außer Acht

Das regulatorische Hauptinstrument setzt an den Emissionen von Neuwagen in einem genormten Testumfeld an, also bei einem theoretisch bemessenen Emissionspotenzial eines kleinen Teils der Fahrzeugflotte. Faktoren wie der **Infrastrukturbestand, Staus** oder die **zurückgelegten Fahrstrecken** wurden bislang weitgehend außer Acht gelassen. Auch die **Sektorenkopplung** fehlt derzeit. Um eine bessere Regulierung im Straßenverkehr zu erreichen, ist es notwendig, den Fokus zu erweitern und einen **integrierten Ansatz** zu verfolgen, der versucht, möglichst alle emissionsrelevanten Faktoren in ein stimmiges Gesamtkonzept einzubetten.

Der Aspekt der **Planbarkeit** sollte bei allen Maßnahmen im Vordergrund stehen, um langfristige **Investitionsentscheidungen zu steuern**. Mobilität ist für die Bürger unverzichtbar, um die verschiedenen Aspekte ihres Lebens zu vernetzen. Der Verkehr ist daher stets eine aus diversen individuellen Entscheidungen abgeleitete Größe. Verhaltensänderungen lassen sich daher oft nur mittel- bis langfristig herbeiführen.

Hohe Kraftstoffsteuern in der EU verfehlen bisher Steuerungswirkung

Ein weltweit gängiges klimapolitisches Instrument stellt die Erhebung von Steuern auf Kraftstoffe dar, sogenannter **„Mineralölsteuern“**. Die Verbrennung von einem Liter Diesel verursacht 2,64 kg CO₂, bei Benzin entstehen 2,33 kg CO₂ pro Liter. Legt man die gewichtete europä-

ische Besteuerung von Kraftstoffen an, die sich laut EU-Kommission im März 2018 auf **71,8 Cent je Liter Diesel** und **85,6 Cent je Liter Benzin** belief, so errechnet sich **in der EU-28** eine implizite CO₂- Besteuerung von etwa 368 Euro pro Tonne bei Benzin beziehungsweise 272 Euro bei Diesel.

Die EU-28 übt in Form von Grenzwerten und Steuersätzen deutlich mehr Druck auf den Straßenverkehr aus als China, die USA oder der Rest der Welt. So liegen die Mineralölsteuern in China seit Januar 2015 bei etwa **19 Cent pro Liter**. Damit bewegen sie sich auf dem US-Niveau, welches seit 1993 unverändert geblieben ist. Der implizite CO₂-Preis der Mineralölbesteuerung liegt **in den USA und China** bei etwas mehr als 80 Euro pro Tonne CO₂. Bislang konnten die teilweise hohen Mineralölsteuern keine signifikante Steuerungswirkung entfalten.

Herstellergrenzwerte als zentrales Instrument der EU

Das zentrale Klimaschutzinstrument der EU im Straßenverkehr sieht vor, den durchschnittlichen CO₂-Ausstoß aller neu zugelassenen Pkw in der EU **ab dem Jahr 2021 auf 95 g CO₂/km zu begrenzen**. Für das Jahr 2015 war ein Wert von 130 g CO₂/km vorgegeben und dieser wurde mit einem Durchschnittswert von 119,5 g CO₂/km deutlich unterschritten. Für die Zeit nach 2021 ist derzeit vorgesehen, die Emissionen der neuzugelassenen Pkw **bis 2025 um weitere 15 %** beziehungsweise **bis 2030 um 30 %** zu reduzieren. Die Grenzwerte der EU-28 für die nächste Dekade liegen damit deutlich unter den Vergleichswerten aus den USA, China oder Japan.

Die Hersteller stoßen bei der **Effizienzsteigerung der Verbrennungsmotoren** langsam an physikalische Grenzen und sind daher schon jetzt gezwungen, alternative Antriebskonzepte zu entwickeln und marktfähig zu machen. Neben den verschiedenen Formen der Elektrifizierung des Antriebsstranges, wie **Plug-In-Hybriden** oder vollständig **batteriebetriebenen Fahrzeugen**, sind hier **erdgasbetriebene Antriebe** und die **Brennstoffzelle** zu nennen. Zulieferer rechnen damit, dass die Elektrifizierung etwa 70 % der Einsparungen bis 2030 liefern muss.

Weitere Effizienzsteigerungen sind zwingend erforderlich

In den letzten Jahren sind insbesondere die Emissionen des Straßenverkehrs **in China stark angestiegen**, wohingegen sie **in der EU und in den USA eher stagnieren**. Dabei

gibt es nach wie vor zwei gegenläufige Trends zu beobachten. Einerseits nimmt durch **technischen Fortschritt die Effizienz der Fahrzeuge zu**, andererseits ist die **Tendenz zu höheren Verkehrsleistungen** ungebrochen. Im Pkw- Bereich heben die Autokäufer mit dem Trend zu großen Fahrzeugen wie SUV die Effizienzgewinne wieder auf. Daher überträgt sich der **technische Fortschritt nur zögerlich auf die globale Emissionsentwicklung**.

Bemerkenswert: Obwohl der **Onlinehandel** in den letzten Jahren stark zugenommen hat, sind die Emissionen der leichten Nutzfahrzeuge nach 2013 weiter gesunken. Dass der zunehmende kleinteilige Lieferverkehr mit sinkenden Emissionen zusammenfällt, lässt auf **Effizienzsteigerungen im Bereich der leichten Nutzfahrzeuge** schließen, die die Auswirkungen der Verkehrszunahme kompensieren.

Der regulatorische Fokus liegt heute überwiegend auf weiteren Effizienzsteigerungen. Der tatsächliche Treibhausgasausstoß eines Fahrzeugs hängt zwar mit dem in der Regulierung betrachteten Emissionspotenzial zusammen, bestimmt sich allerdings auch durch die **Fahrleistungen und durch das Verhalten des Fahrzeugführers**.

Die Zukunft der Mobilität ist elektrisch: China führend dank hoher Fördermaßnahmen

Strom wird künftig eine zunehmende Rolle bei der Energieversorgung des Straßenverkehrs spielen und zumindest teilweise Benzin und Diesel ersetzen. Viele Regierungen versuchen diesen **Transformationsprozess** durch Fördermaßnahmen zu beschleunigen, wobei sich global gesehen die Förderungen in Norwegen und China als besonders hoch erweisen.

In Summe hat sich China dank der starken industriepolitischen Förderung zum größten Absatzmarkt für Elektrofahrzeuge entwickelt, gefolgt von der EU-28 sowie, mit Abstand, den USA. Es ist zu erwarten, dass Elektroautos im nächsten Jahrzehnt **auch ohne Förderung marktfähig** werden. Gemessen am Gesamtfahrzeugbestand werden sie ihren Anteil aufgrund der langen Lebensdauer von Pkw jedoch nur sukzessive steigern.

E-Fuels als alternative Speichertechnik

Eine alternative Speichertechnik zur Batterie stellen die sogenannten E-Fuels dar, also gasförmige oder flüssige Kraftstoffe, welche **unter Nutzung von Strom hergestellt** werden. Jede stoffliche Umwandlung erfordert allerdings

den Einsatz von Energie und geht mit **Umwandlungsverlusten** einher.

Durch die **Nutzung von synthetischen Kraftstoffen** steigt der **Strombedarf** des Transportsektors deutlich an. Sie werden dennoch eine wichtige Rolle für **die Energieversorgung des Verkehrs** spielen, da der heutige Stand der Technik nicht absehen lässt, ob Batterien die volumen- und gewichtsspezifischen Energiedichten erreichen, die gerade im Gütertransport oder im Luftverkehr notwendig sind.

Sinkender Absatz von Dieselfahrzeugen führt zu mehr Emissionen

In Deutschland wird die Debatte um die Klimabilanz des Straßenverkehrs derzeit von der Frage der Stickstoffdioxidbelastung bestimmt. Hintergrund sind sowohl der Skandal über **manipulierte Abgasmessungen** bei der Zulassung von Dieselfahrzeugen, als auch mögliche **Fahrverbote** für Dieselfahrzeuge in deutschen Städten. Die Debatte um die Stickoxide wirkt sich massiv auf die **Absatzzahlen** von Dieselfahrzeugen aus. In Deutschland betrug der Dieselanteil an den Neuzulassungen im Dezember 2014 noch 47 % und **sank auf 33 % im Dezember 2017**.

Dieselfahrzeuge stoßen aufgrund effizienterer Verbrennungstechnologie bei vergleichbarer Motorisierung **etwa 15 % weniger CO₂ pro Kilometer aus als Benzinfahrzeuge**. Darüber hinaus werden Diesel-Pkw typischerweise von Verkehrsteilnehmer mit einer hohen jährlichen Fahrleistung genutzt. Der fallende Marktanteil von Dieselfahrzeugen führt also dazu, dass sich die **Energieeffizienz der Neufahrzeuge tendenziell verschlechtert**.

Damit nimmt die Stickoxiddiskussion einen direkten Einfluss auf die Klimabilanz des Straßenverkehrs in Europa und das mit einer langanhaltenden Wirkung. Die **emissionsstärkeren Neuwagen**, die jetzt zugelassen werden, haben eine **Lebenserwartung von etwa 17 Jahren in der EU-28**. Sie werden somit über einen langen Zeitraum die Klimabilanz beeinflussen.

1.1 Globale Emissionslage

Die Entwicklungen im Straßenverkehr stellen die globale und europäische Klimapolitik vor Herausforderungen. Gemessen am Basisjahr 1990 sind die Emissionen der Kraftfahrzeuge gewachsen, und sowohl Verkehrsprognosen als auch Emissions-trends am aktuellen Rand legen nahe, dass die Emissionen erst einmal weiter steigen werden. Das gilt insbesondere für China. In der EU-28 werden die Emissionen des Straßenverkehrs mittelfristig fallen, aber aus heutiger Sicht erscheint es dennoch kaum möglich, die für 2030 gesetzten Klimaziele zu erreichen. Die Herausforderung und die Chance für die künftige Klimapolitik liegt darin, den Straßenverkehr konsistent in eine Gesamtstrategie einzubetten.

Die globalen Emissionen aus der Verbrennung von nicht erneuerbaren Primärenergieträgern sind seit dem Basisjahr 1990 stark gewachsen. Die Emissionsstatistik der Internationalen Energieagentur (IEA, 2018) weist für den Betrachtungszeitraum 1990 bis 2015 einen Emissionsanstieg von 20,5 Gigatonnen CO₂-Äq auf 32,3 Gigatonnen aus. Dieser Anstieg entspricht einem Plus von etwa 58 %.

Die Emissionsmengen sind global zwischen den Ländern ungleichmäßig verteilt. Gut zwei Drittel der Emissionsmenge entfallen auf lediglich zehn Staaten. Der mit Abstand größte Emittent ist China mit mehr als neun Gigatonnen beziehungsweise 28,1 %, gefolgt von den USA mit fast fünf Gigatonnen (15,5 %). Die dritthöchsten Emissionen hat Indien mit knapp über zwei Gigatonnen (6,4 %). Diese drei Länder stehen also bereits für die Hälfte der von der IEA erfassten Emissionen. Die EU-28, die eine gemeinsame Klimapolitik verfolgt, kommt auf einen Anteil von 9,9 %. Zusammen machen diese vier Schwergewichte also bereits 60 % der erfassten Emissionen aus. Deutschland folgt in dieser Statistik auf Rang 6 mit 730 Megatonnen.

→ Eine effiziente Klimapolitik ist nur möglich, wenn die EU, China und die USA an einem Strang ziehen.

Aus klimatologischer Sicht ist der Emissionsort von CO₂ irrelevant. Nur die globalen Gesamtemissionen zählen. Aus klimapolitischer Sicht führt die hohe regionale Konzentration der Emissionen aber zu dem Schluss, dass eine sinnvolle Klimapolitik darauf ausgelegt sein sollte, die wenigen Emissionsschwergewichte zu einem abgestimmten Handeln zu bewegen.

Schlüsselt man die globalen Emissionen nicht nach Emissionsorten sondern nach Sektoren auf (Abbildung 1.1), so zeigt sich, dass bestimmten Sektoren besondere Beachtung zukommen muss. Dabei sind sowohl die absoluten Emissionsmengen, als auch Emissionstrends zu beachten. Einige Sektoren haben über den gesamten Betrachtungszeitraum stark zugelegt. Sie sind als Hauptansatzpunkte für die Klimapolitik zu betrachten.

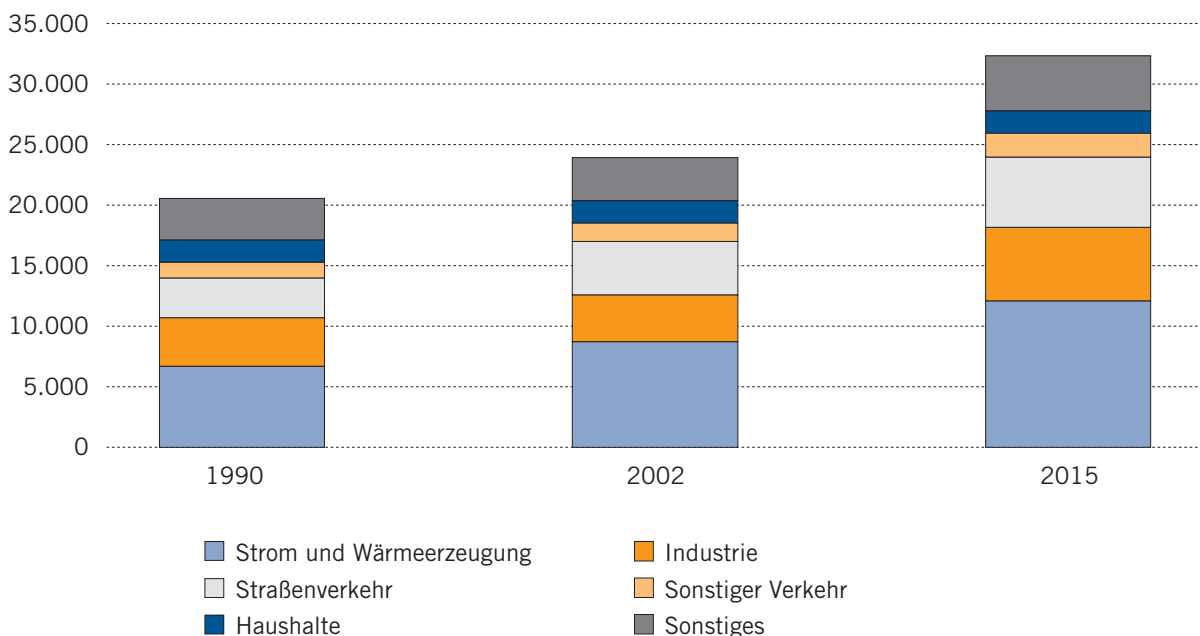
Die globalen CO₂-Äq-Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung beliefen sich laut aktueller Zahlen der IEA im Jahr 2015 auf gut zwölf Gigatonnen und lagen damit etwa 80 % über dem Vergleichswert des Basisjahres. Im Zeitraum ab 2002 hat sich der Emissionsanstieg in diesem Sektor beschleunigt. Dieser globale Trend wird vor allem durch wirtschaftliche Aufholprozesse im asiatischen Raum gestützt. Wachsender Wohlstand geht mit einer erhöhten Energienachfrage einher und wurde in China und Indien in der Vergangenheit überwiegend mit Hilfe von Kohlekraftwerken befriedigt. Die vergleichsweise hohen CO₂-Emissionen pro erzeugter Kilowattstunde Strom spiegeln dies wider.

Nach Emissionsgesichtspunkten ist der Industriesektor mit etwas über sechs Gigatonnen ebenfalls ein Schwergewicht. Betrachtet man diesen Sektor, so fällt auf, dass die globalen Emissionen nach IEA-Statistik in der ersten Hälfte des Betrachtungszeitraums sogar leicht gefallen sind, um dann schneller zuzulegen als jede andere Kategorie. Diese Beobachtung erklärt sich vor allem durch den industriellen Kollaps der ehemaligen Zentralverwaltungswirtschaften in den frühen 90er Jahren und die schnelle Zunahme der Industrieproduktion in Asien nach der Jahrtausendwende.

Der dritte relevante Sektor ist der Straßenverkehr, der im Fokus der kommenden Ausführungen stehen soll. Der Straßenverkehr verantwortet die Masse der Emissionen des Transportsektors, die insgesamt mit 7,7 Gigatonnen veranschlagt werden. Die schnell wachsenden Emissionen der internationalen Luft- und Seefahrt werden in diesen Wert nicht eingerechnet, sondern lediglich nachrichtlich erwähnt. Der Grund für ihren Ausschluss liegt darin, dass diese Emissionen gemäß den seit dem Abschluss des Kyoto-Protokolls üblichen Konventionen keinem Land zugeordnet werden können und daher auch vom Pariser Klimaabkommen ignoriert werden. Zusammen kommen internationale Luft- und Seefahrt im Jahr 2015 auf Emissionen von etwas unter 1,2 Gigatonnen. Gemessen am Jahr 1990 weisen sie die höchsten Wachstumsraten aller Sektoren auf, was in der zunehmenden globalen Vernetzung begründet liegt.

Das Rückgrat der Mobilität ist der Straßenverkehr und dementsprechend bedeutend ist er für die Klimadebatte.

Abbildung 1.1: Weltweite Emissionsentwicklung nach Sektoren, Angaben in Millionen Tonnen



Quelle: IEA, 2017, CO₂-Emissions from Fuel Combustion

Weltweit rechnet die IEA Emissionen im Umfang von 5,8 Gigatonnen dem Straßenverkehr zu. Damit werden im Jahr 2015 etwa 18 % der Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger dem Straßenverkehr zugewiesen. Im Betrachtungszeitraum von 1990 bis 2015 sind die Emissionen des Straßenverkehrs um etwa 75 % gestiegen, was aus globaler Sicht einem kontinuierlichen Anstieg entspricht.

➔ **Ohne deutliche Veränderungen in China können die globalen Emissionen des Straßenverkehrs nicht sinken.**

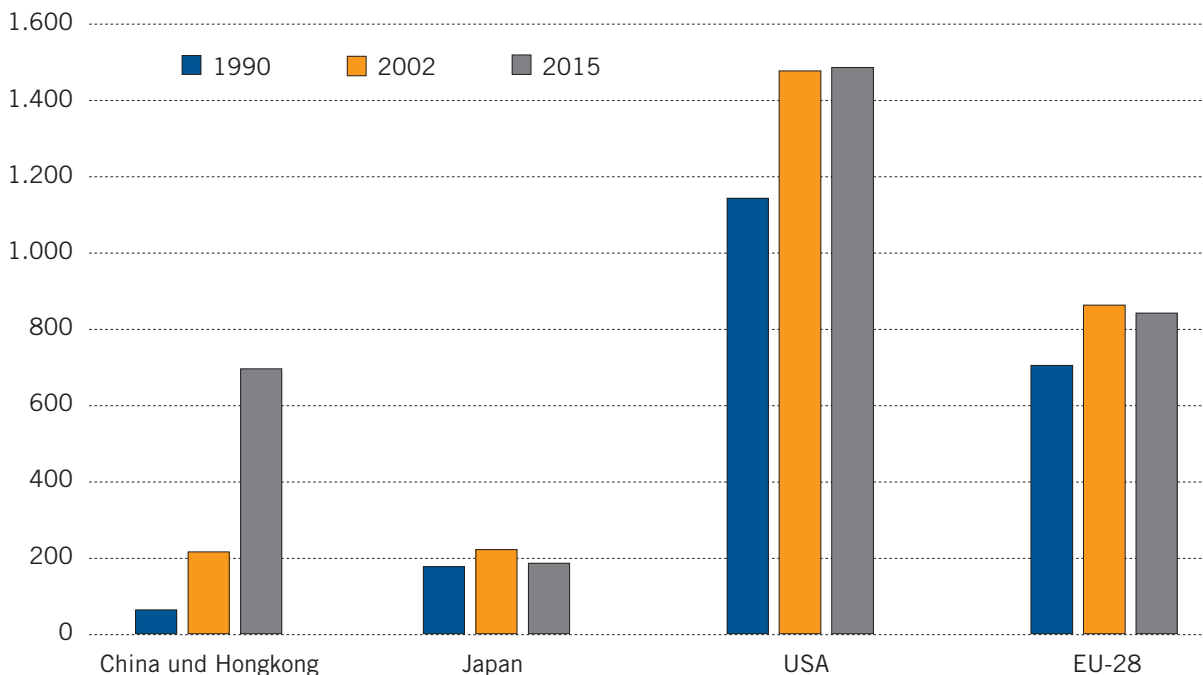
Eine regional differenzierte Betrachtung zeigt, dass die Emissionstrends in den emissionsstärksten Regionen sehr unterschiedlich verlaufen (Abbildung 1.2). Die mit Abstand größten Emissionen im Straßenverkehr weisen die USA auf. Sie werden zuletzt auf etwa 1,5 Gigatonnen CO₂ pro Jahr veranschlagt. Damit bewegen sich die Emissionen in etwa auf dem Niveau des Jahres 2002, aber deutlich über dem von 1990. Während die USA zuletzt auf stagnierende Emissionen des Straßenverkehrs verweisen können, verzeichneten die EU-28 und Japan sogar Rückgänge gegenüber dem Jahr 2002. Zudem war der Emissionszuwachs in den 90er Jahren schwächer als

in den USA. Allerdings ist für die EU anzumerken, dass der Rückgang der Emissionsmenge mit dem Beginn der ökonomischen Krise im Jahr 2008 zusammenhängt und die Emissionen zuletzt wieder stiegen.

➔ **Verkehrsströme sind die Folge von privaten und geschäftlichen Standortentscheidungen.**

Während die Länder der klassischen Triade – bestehend aus den Wirtschaftsräumen der NAFTA, der EU-28 und Japans – überwiegend Emissionsrückgänge seit dem Jahr 2002 verzeichneten, kam es in China oder im ASEAN Raum zu einem rasanten Anstieg. Im Jahr 2015 emittierten die chinesischen Kraftfahrzeuge gut 700 Millionen Tonnen CO₂ und das Emissionswachstum ist ungebremst. So legten die Emissionen im Jahr 2015 um 9,3 % zu. Das entspricht einem absoluten Zuwachs um fast 60 Millionen Tonnen beziehungsweise etwa 40 % der Gesamtemissionen des deutschen Straßenverkehrs.

Die Nachfrage nach Mobilitätsleistungen des Straßenverkehrs ist stets eine aus der wirtschaftlichen Entwicklung abgeleitete Größe. Die Fortbewegung ist nicht der eigentli-

Abbildung 1.2: CO₂-Emissionen des Straßenverkehrs in wichtigen Ländern, Angaben in Millionen Tonnen

Quelle: IEA, 2018

che Zweck, sondern die Folge von individuellen, geschäftlichen und politischen Entscheidungen. Das betrifft insbesondere die Siedlungs- und Wirtschaftsstruktur, das Wirtschaftswachstum und weitere Faktoren. Diese Entscheidungen legen den Mobilitätsbedarf langfristig fest und es ist für den Einzelnen in der Regel schwierig, diese Entscheidungen kurzfristig anzupassen. Die Bereitschaft, den Wohn- oder Arbeitsort aufgrund von Veränderungen der Rahmenbedingungen, wie beispielsweise höhere Mineralölsteuern, zu wechseln, ist äußerst gering. Andere Faktoren, wie die soziale Verankerung am Wohnort oder auch der Arbeitsort des Partners sind bei diesen zentralen Festlegungen für den Lebenswandel entscheidender. Mobilität ist für die Menschen vor allem die Möglichkeit, die verschiedenen Aspekte ihres Lebens miteinander zu vernetzen. Sie ist wichtig für die Menschen, aber sie ist kein Selbstzweck und eine abhängige Größe. Folgerichtig genießt Mobilität eine hohe Wertschätzung in der Bevölkerung als Befähiger für den eigenen Lebenswandel, weshalb politische Eingriffe zu Einschränkungen des Verkehrs für die Masse der Bevölkerung schwer zu akzeptieren sind.

Das Gleiche gilt beim Güterverkehr – Transportleistungen sind als Vorleistung zu verstehen. Es gibt Branchen, die ihre Standorte anhand der Verkehrsanbindung aus-

chen, Stahlwerke etwa. Für die meisten Unternehmen sind Transportfragen jedoch ein Standortfaktor unter vielen. Auch sie werden wegen Veränderungen an Mobilitätsangeboten nicht kurzfristig ihren Standort oder ihr komplettes Logistiksystem verändern.

Mit der Implementierung des EU-Binnenmarktes war die europäische Politik in den letzten 25 Jahren Treiber für höhere Mobilität. Die EU wurde mehrfach erweitert, der Binnenmarkt geschaffen und transnationale Produktionsnetzwerke gefördert. Diese Entscheidungen waren nicht verkehrspolitisch begründet, aber sie haben einen Rahmen geschaffen, in dem die Verkehrsmengen anstiegen. Zusätzlich fand nach dem Mauerfall 1990 in Osteuropa ein signifikantes Aufholen der Teilhabe an Mobilität statt. Große Bevölkerungsgruppen hatten nun erstmals die Möglichkeit, einen PKW zu erwerben.

Vor diesem Hintergrund ist die gesonderte und isolierte Diskussion verkehrspolitischer Fragestellungen nicht zielführend. Einflüsse außerhalb des Verkehrssektors bestimmen maßgeblich, wo und wieviel Verkehr entsteht, und somit auch dessen Emissionen.

1.2 Die Emissionslage in der EU-28

Die Emissionstrends in Europa weichen an verschiedenen Stellen von der Weltlage ab, dies gilt unter anderem für die Emissionen des Straßenverkehrs. Bei der europäischen Betrachtung kann auf einen detaillierteren Datensatz zurückgegriffen werden, welcher von der EU als Meldung an das UNFCCC (EEA, 2017) übermittelt wird. Dieser Datensatz erlaubt es, die Emissionen des europäischen Straßenverkehrs weiter zu differenzieren und beispielsweise gesonderte Betrachtungen über die Emissionsentwicklung von Güter- und Personenverkehr anzustellen.

In der EU-28 sind die absoluten CO₂-Emissionen seit dem Jahr 1990 um etwa 1,4 Gigatonnen zurückgegangen. Die größten Minderungen bei den Emissionen konnten im Industriesektor und bei der öffentlichen Energieerzeugung erzielt werden, wobei dies stark auf den Wegfall entsprechender Anlagen in Osteuropa zurückzuführen ist. Ebenso verringerten Haushalte und Landwirtschaft ihre Emissionsmenge zwischen 1990 und 2015.

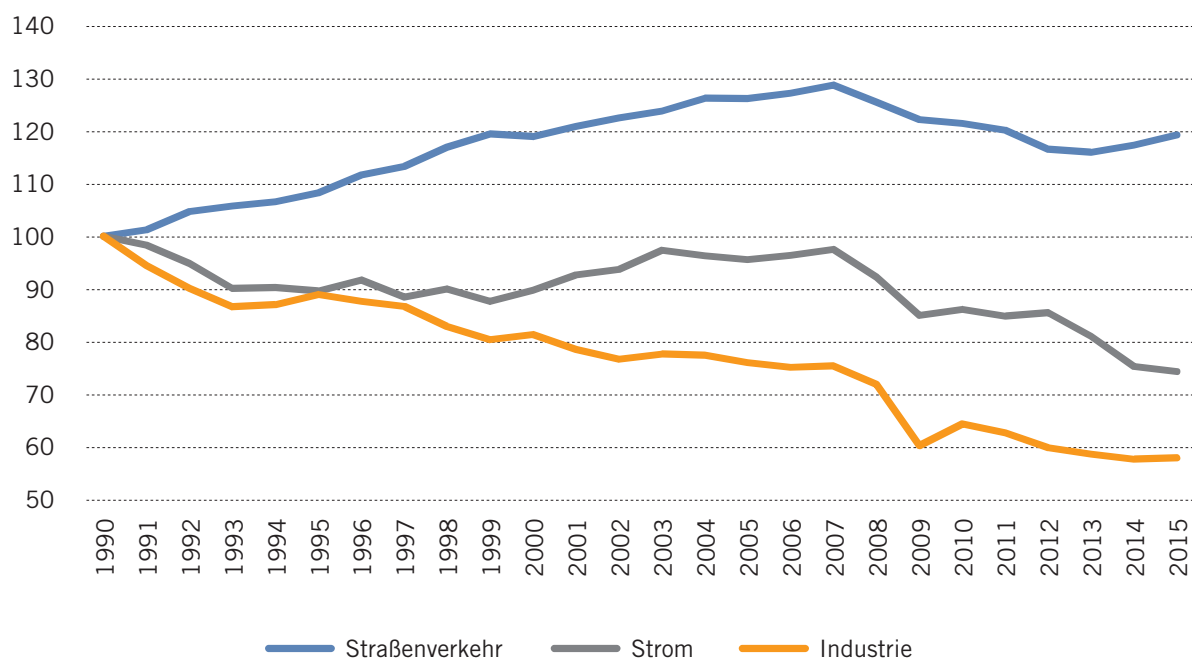
→ In der EU-28 sind die absoluten CO₂-Emissionen seit dem Jahr 1990 um etwa 1,4 Gigatonnen zurückgegangen.

Vergleicht man die zeitliche Emissionsentwicklung im Straßenverkehr mit der in den Bereichen der öffentlichen Strom- und Wärmeproduktion sowie der Industrie (Abbil-

dung 1.3), dann treten deutliche Unterschiede zutage, die Hinweise darauf liefern, warum die Emissionsentwicklung im Straßenverkehr vergleichsweise ungünstig verlaufen ist.

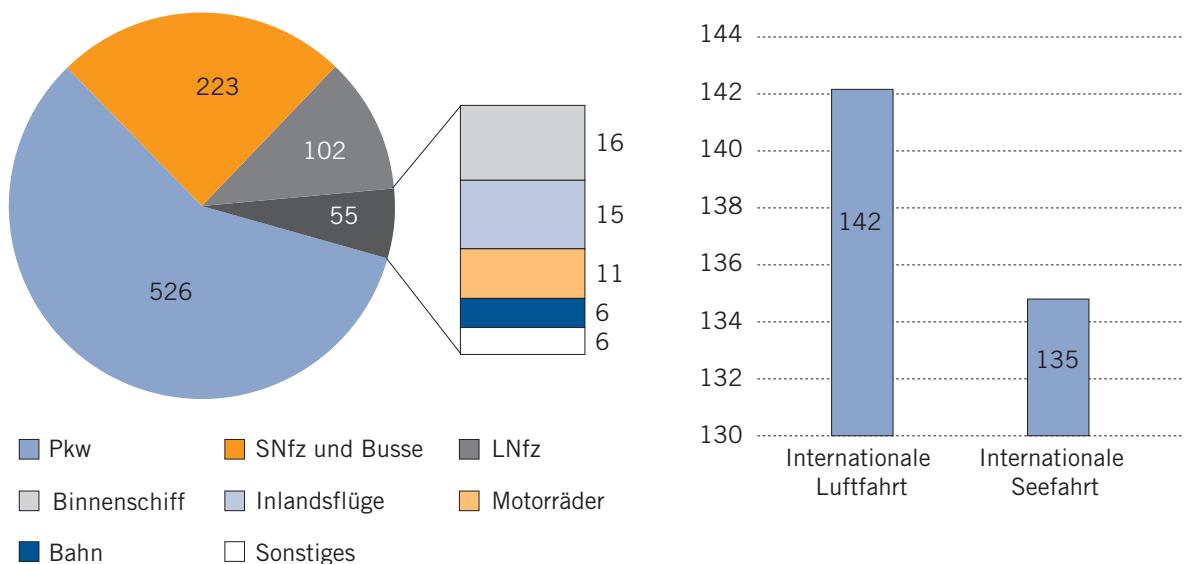
Die Emissionsmenge anderer Sektoren konnte in den frühen 90er Jahren vom Zusammenbruch der Zentralverwaltungswirtschaften profitieren, der Straßenverkehr aber nicht. In Osteuropa begannen große Bevölkerungsschichten an privater Mobilität teilzuhaben und sich an die im Westen etablierten Verkehrsstrukturen anzupassen. Das bedeutete eine sichtbare Verkehrsverlagerung von der Schiene auf die Straße und eine deutliche Zunahme von Pkw in Privathand. Zudem wurde die Verflechtung der europäischen Wirtschaft vorangetrieben. Der Binnenmarkt wurde 1993 eingerichtet und im Jahr 2004 kam es zur ersten EU-Osterweiterung. Die voranschreitende Vernetzung der europäischen Wirtschaft ging mit einer Zunahme des Güterverkehrs einher. Durch stei-

Abbildung 1.3: Sektorale Emissionsentwicklung in der EU-28, 1990 = 100



Quelle: EEA, 2017

Abbildung 1.4: Emissionen des Verkehrssektors in der EU-28, Angaben in Millionen Tonnen



Quelle: EEA, 2017

gende Einkommen in großen Teilen der EU-28 nahm der Motorisierungsgrad ebenfalls zu. Die wirtschafts- und gesellschaftspolitische Agenda nach 1990 bedingte eine Zunahme des Verkehrs. Die Nachfrage nach Verkehrsleistungen wurde deutlich gesteigert, und dieser Volumeneffekt hat die technologiegetriebenen Effizienzfortschritte im Straßenverkehr bei weitem überkompensiert.

Der Verkehrssektor – ohne internationale Luft- und Seefahrt – hat seine Emissionen daher spürbar ausgeweitet. Das ist vor allem auf die Emissionen des Straßenverkehrs zurückzuführen, welcher mehr als 95 % der Verkehrs-

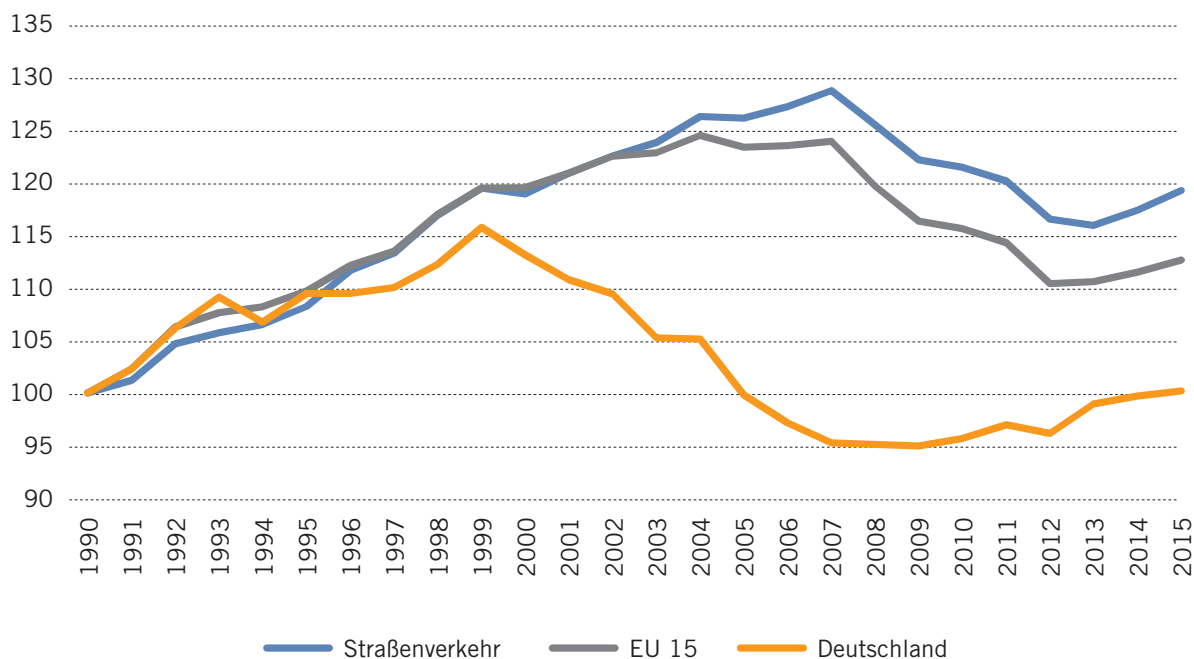
emissionen in der EU-28 ausmacht. Der Bahnverkehr hat im gleichen Zeitraum seine Emissionen mehr als halbiert. Die zunehmende Elektrifizierung des Bahnverkehrs spielte hier eine bedeutende Rolle, da elektrische Bahnen als Null-Emissionsfahrzeuge behandelt und die tatsächlich anfallenden Emissionen dem Stromsektor zugerechnet werden. In der Folge ist der innereuropäische Luftverkehr inzwischen der zweitgrößte Emittent im Verkehrssektor – mit etwa 14 Millionen Tonnen CO₂-Äq im Jahr 2015. Aufgrund der in Abbildung 1.4 dargestellten dominanten Stellung des Straßenverkehrs in Bezug auf die Emissionen des Verkehrssektors in der EU-28, bezie-

Tabelle 1.1: Ist-Werte für 1990 und 2014, Mindestziele für 2030 laut Klimaschutzplan des Bundes

Handlungsfeld	Emissionen (in Mio. t CO ₂ Äquivalent)			Reduktion pro Jahr durchschnittlich		Erforderliche Beschleunigung um Faktor
	1990	2014	Ziel 2030	Bislang (1990–2014)	Zukünftig (2014–2030)	
Energiewirtschaft	466	358	175	-1,1 %	-4,1 %	3
Gebäude	209	119	70	-2,3 %	-3,1 %	1
Verkehr	163	160	95	-0,1 %	-3,0 %	39
Industrie	283	181	140	-1,8 %	-1,5 %	0
Landwirtschaft	88	72	58	-0,8 %	-1,0 %	1
Sonstige	39	12	5	-4,8 %	-4,1 %	1
Gesamtsumme	1.248	902	543	-1,3 %	-2,9 %	2

Quelle: Bundesregierung, eigene Berechnungen

Abbildung 1.5: Emissionsentwicklung in der EU-28, 1990 = 100



Quelle: EEA, 2017

hen sich die folgenden Ausführungen jedoch ausschließlich hierauf.

Im Jahr 1990 wurden ihm Emissionen im Umfang von 723 Millionen Tonnen CO₂ zugerechnet. Den bisherigen Emissionspeak verzeichnete die EU-28 im Jahr 2007 mit 931 Millionen Tonnen. Im Zuge der Weltwirtschaftskrise sank die Wirtschaftsleistung in großen Teilen Europas spürbar, wodurch die Emissionen zurückgingen. Im Jahr 2013 waren die Emissionen des Straßenverkehrs auf 838 Millionen Tonnen CO₂ gesunken. Die erneute Trendwende in 2015 ließ die jährlichen Emissionen wieder ansteigen auf 862 Millionen Tonnen CO₂. Es ist davon auszugehen, dass sie auch im Jahr 2016 weiter gestiegen sind.

➔ Der Straßenverkehr steht für 95 % der Emissionen des EU-28 Transportsektors und seine Emissionen steigen derzeit wieder.

Besonders erwähnenswert ist der Emissionswert des Jahres 2005, der bei 912 Millionen Tonnen lag. Bei ihrer klimapolitischen Zielsetzung für den Straßenverkehr be-

zieht sich die EU-28 auf dieses Jahr als Basis bezieht. Bis zum Jahr 2030 sollen die Emissionen des Straßenverkehrs in der EU-28 laut der Lastenverteilungsverordnung um 30 % gegenüber 2005 sinken. Im Jahr 2015 betrug der erreichte Rückgang knapp 5,5 %, Tendenz derzeit fallend. Das ursprünglich gesetzte Zwischenziel von minus 10 % bis 2020 dürfte unerreichbar sein und die Zahlen legen eine deutliche klimapolitische Zielverfehlung im Straßenverkehr nahe. Deutschland hat sich im Klimaschutzplan 2050 ein noch ambitionierteres Ziel gesetzt. Die Bundesregierung will die Emissionen des Verkehrssektors zwischen 2005 und 2030 sogar um mehr als 40 % senken, wie in Tabelle 1 dargestellt.

Die anderen Non-ETS-Sektoren haben in diesem Rahmen ebenfalls Klimaziele zugewiesen bekommen, welche über die EU-Vorgaben hinausgehen. Aber die Reduktionsverpflichtung des Verkehrs sticht heraus, da kein anderer Sektor sein Reduktionstempo derartig beschleunigen müsste, um die nationalen Ziele zu erreichen. Im Falle des Verkehrs wäre eine jährliche Minderungsrate von gut 3 % nötig, was eine Beschleunigung des Reduktionstempos um den Faktor 39 erfordern würde.

Auch auf der Ebene der EU-28 steht der Verkehr vor großen Herausforderungen. Der bisherige Regulierungs-

rahmen auf Basis der selbst gesetzten Sektorziele führt nicht zu den gewünschten Resultaten. Sollte bis zum Jahr 2050 ein Zielwert von minus 95 % Emissionen für die gesamte Volkswirtschaft angestrebt werden, müssten die Emissionen des kompletten Verkehrssektors auf Null gesenkt werden.

Eine regional differenzierte Betrachtung der Emissionsentwicklung in der EU-28 fördert wesentliche Unterschiede zutage. Betrachtet man die Entwicklung im Straßenverkehr als Zeitreihe (Abbildung 1.5), so zeigt sich, dass sie in der EU-28 zwar einen kontinuierlichen Anstieg zwischen 1990 und 2007 aufweist, es aber regionale Unterschiede gibt. So gingen die Emissionen des Straßenverkehrs in den Ländern der EU-15 (ohne Deutschland) bereits ab etwa 2004 in eine Stagnationsphase über, um dann nach 2007 stark zurückzugehen. Nach 2004 fand das Emissionswachstum nur noch in den osteuropäischen Beitrittsländern statt.

Eine Ausnahme stellt die Emissionsentwicklung in Deutschland dar. Hierzulande peakeden die Emissionen bereits im Jahr 1999 und gingen dann bis 2007 deutlich zurück. Diese Sonderentwicklung ist stark auf Veränderungen im Straßengüterverkehr zurückzuführen. Die Emissionen des Güterverkehrs stiegen in den 90er Jahren in Deutschland um 55 % bei schweren Nutzfahrzeugen (SNfz) und 92 % bei leichten Nutzfahrzeugen (LNfz) an, während der Pkw-Verkehr seine Emissionen nur um 2 % steigerte. Nach der Jahrtausendwende gingen die Emissionen der SNfz stark zurück, während die LNfz langsam weiter zulegten. Im Jahr 2005 standen die SNfz nur noch bei einem Plus von 15 % gegenüber 1990. Aber auch der Pkw-Verkehr begann ab 1999 Emissionsrückgänge auszuweisen und erreichte im Jahr 2005 einen Wert von 90 % der Emissionen von 1990 (EEA, 2017).

Für den drastischen Rückgang im Güterverkehr sind verschiedene Gründe denkbar. Eine mögliche Erklärung liegt in einer relativen Kraftstoffpreisveränderung zum Ausland, denn die Trendumkehr fällt mit der Einführung der Ökosteuer in Deutschland zusammen. Es ist möglich, dass Lkw im Seehafenhinterlandverkehr bis zur Jahrtausendwende in Deutschland tankten und anschließend dann erst hinter der Grenze in Belgien oder den Niederlanden. Ebenso ist es denkbar, dass die zurückgehenden Verbräuche der Lkw sich in höheren Reichweiten niederschlugen, was ebenfalls zu einer Verlagerung getankter Mengen ins Ausland führen kann. Nicht zu vergessen ist der deutliche Einbruch der Baukonjunktur in Deutschland zur Jahrtausendwende. Da die Bauindustrie gemessen an der transportierten Tonnage der größte Kunde des

Straßengüterverkehrs ist, wird auch dies deutliche Spuren hinterlassen haben. All diese Aspekte mögen dabei eine Rolle gespielt haben, dass der deutsche Straßenverkehr einen Emissionsrückgang zu der Zeit ausweisen konnte, in der es zu einem wirtschaftlichen Erholungsprozess kam, um dann ab 2009 wieder sichtbar anzusteigen.

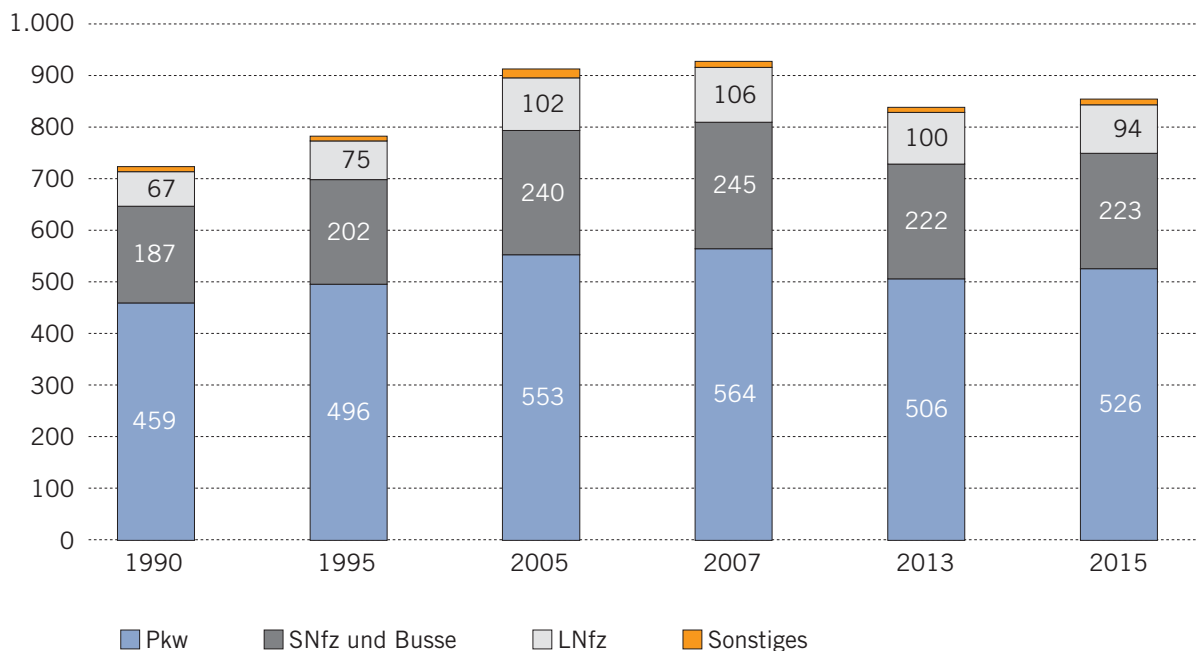
Der Pkw-Verkehr sorgt heute mit 61 % für den Großteil der CO₂-Emissionen des Straßenverkehrs.

Die Masse der Emissionen in der EU-28 ist nach wie vor dem Pkw-Verkehr zuzurechnen (Abbildung 1.6). Im Jahr 2015 hatte der Pkw-Verkehr einen Anteil von gut 61 % an den Emissionen des Straßenverkehrs. Das ist ein Rückgang von etwa 2,5 Prozentpunkten gegenüber dem Jahr 1990. Die Emissionen des Güterverkehrs legten also stärker zu als die des Pkw-Verkehrs.

Besonders stark ist das Emissionswachstum bei den leichten Nutzfahrzeugen (LNfz) mit weniger als 3,5 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht ausgefallen. Diese Fahrzeugkategorie steigerte ihre Emissionen zwischen 1990 und 2007 um annähernd 66 %. Mit Beginn der wirtschaftlichen Probleme in der EU-28 in 2008 kam es dann zu einem Rückgang der Emissionen. Beachtenswert ist, dass die Emissionen der LNfz nach 2013 weiter gesunken sind, und dies in Anbetracht des zunehmenden Onlinehandels und des damit verbundenen kleinteiligen Lieferverkehrs. Hier wäre von einer Steigerung der Emissionen auszugehen gewesen. Der zunehmende Verkehr fällt mit sinkenden Emissionen zusammen, was auf Effizienzsteigerungen im Bereich der LNfz schließen lässt.

In der Gruppe der schweren Nutzfahrzeuge und Busse (SNfz) ist ein vergleichsweise hohes Emissionswachstum in der EU-28 zu verzeichnen. Zwischen 1990 und 2007 legten die Emissionen um über 30 % zu. Anschließend führte die sich verschlechternde wirtschaftliche Lage in vielen EU-Staaten zu einem deutlichen Rückgang der Emissionen und seit 2013 ist eine Seitwärtsbewegung in diesem Bereich zu beobachten. Hier ist ebenso von Effizienzverbesserungen bei den SNfz auszugehen.

Die Emissionen des Pkw-Verkehrs legten zwischen 1990 und 2007 um fast 23 % zu, also deutlich weniger als im Güterverkehr bei den LNfz mit 66 % und den SNfz mit 30 %. Die Pkw-Emissionen brachen mit Beginn der wirtschaftlichen Turbulenzen ein und reduzierten sich um

Abbildung 1.6: Emissionsentwicklung in der EU-28 nach Fahrzeugklassen – in Millionen Tonnen CO₂


Quelle: EEA, 2017

mehr als 10 % bis 2013. Beachtenswert ist, dass der Emissionsanstieg im europäischen Straßenverkehr nach 2013 ausschließlich auf den Pkw-Verkehr zurückzuführen ist.

➔ **Ab 2007 hat sich die Effizienz des Pkw-Verkehrs verbessert – bei 2,7 % mehr Personenkilometern gingen die Emissionen um 7 % zurück.**

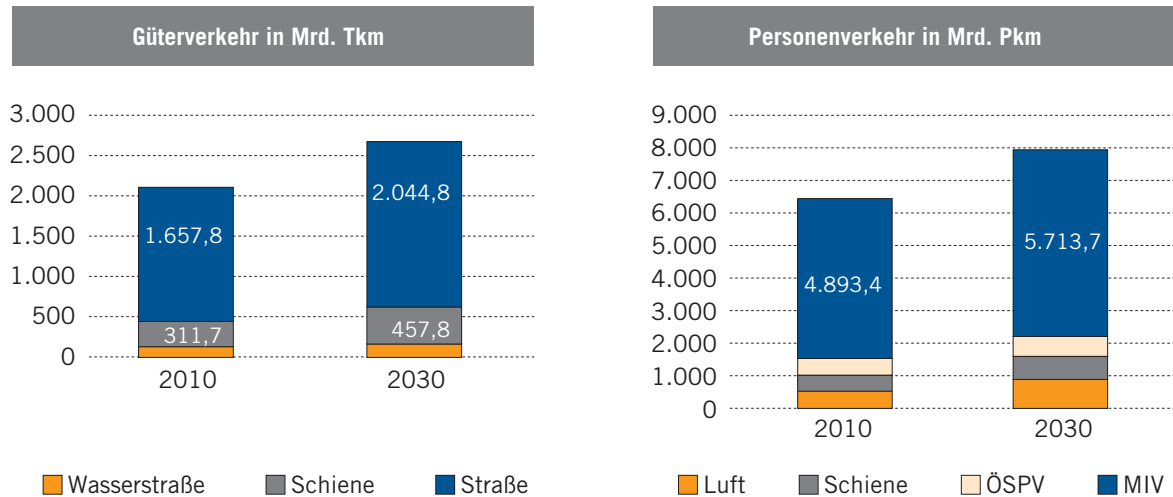
Ein Abgleich mit der Entwicklung der Verkehrsleistung im europäischen Straßenverkehr kann einige Auskünfte darüber geben, wie sich die Transporteffizienz in der Vergangenheit entwickelt hat. Die Verkehrsleistung wird in Personen- beziehungsweise Tonnenkilometern angegeben. Sie ist also das Produkt aus dem Transportvolumen in Personen oder Tonnen und der zurückgelegten Entfernung. Sie berücksichtigt eine Zunahme von zurückgelegten Strecken und wird typischerweise verwendet, wenn die Entwicklung von Verkehrsmengen untersucht werden soll. Eine Betrachtung über den Zeitraum von 1990 bis 2015 ist nicht möglich, da erst ab dem Jahr 1995 Verkehrsleistungsdaten für alle Staaten der EU-28 vorliegen.

Auch ist eine Differenzierung zwischen LNfz und SNfz nicht möglich (Odyssee Database, 2018).

Der Pkw-Verkehr weist für den Zeitraum zwischen 1995 und 2007 eine Erhöhung der Verkehrsleistung um etwa 17,7 % aus. Im gleichen Zeitraum stiegen die CO₂-Emissionen des Pkw-Verkehrs um knapp 14 % an, was auf eine leichte Verbesserung der Transporteffizienz im motorisierten Individualverkehr in diesem Zeitraum hinweist. Das ändert sich in den Folgejahren deutlich, denn die Personenverkehrsleistung legte zwischen 2007 und 2015 nochmals um 2,7 % zu, die Emissionen gingen aber um fast 7 % zurück.

Für den Straßengüterverkehr zeichnet sich ein anderes Bild ab. Zwischen 1995 und 2007 stieg die Transportleistung in Tonnenkilometern um fast 50 % an, die kombinierten Emissionen von LNfz und SNfz legten um 34,5 % zu. Im Straßengüterverkehr konnte also eine deutliche Effizienzsteigerung erzielt werden. Mit dem Beginn der Krisenjahre ab 2007 begann die Transportleistung zurückzugehen. Zwischen 2007 und 2015 sank sie um etwas mehr als 8 % ab und deckt sich mit dem generell zu beobachtenden Emissionsrückgang. Der Straßengüterverkehr konnte keine weiteren Effizienzsteigerungen mehr erzielen. Grund hierfür ist, dass im Straßengüter-

Abbildung 1.7: Verkehrsprognosen für die EU-28 für den Zeitraum 2010 bis 2030



Quelle: Prognos 2017; EU Kommission 2014

verkehr neben der technischen Weiterentwicklung der eingesetzten Fahrzeuge noch eine weitere Größe Einfluss auf die Emissionseffizienz hat: die Fahrzeugauslastung. Die Emissionseffizienz sinkt, wenn Fahrzeuge mit einer geringen Auslastung oder leer fahren.

In Anbetracht der wirtschaftlichen Entwicklung in Europa nach dem Jahr 2007 ist davon auszugehen, dass es zwei einander widerstrebende Einflüsse auf die Emissionen des Straßengüterverkehrs gab. Die Effizienz der Neufahrzeuge verbesserte sich, während der Auslastungsgrad im Betrieb durch weniger Frachten sank. Vieles spricht dafür, dass bei einer wirtschaftlichen Erholung die Auslastung wieder steigt und der zu erwartende Anstieg des Güterverkehrs nicht vollumfänglich auf die Emissionsstatistik durchschlagen wird.

→ Der Straßengüterverkehr wird europaweit im Zeitraum von 2010 bis 2030 um 24 % wachsen.

Die Wachstumserwartungen für den Straßengüterverkehr wurden in den letzten Jahren zwar zurückgenommen, aber dennoch gehen aktuelle Prognosen von einer deutlichen Steigerung der Verkehrsmengen aus. Eine aktuelle Prognose von 2017 (Güterverkehr) und 2014 (Personenverkehr) ist in Abbildung 1.7 wiedergegeben. Sie geht von einer deutlichen Nachfragesteigerung nach Gütertransporten bis zum Jahr 2030 aus. Insgesamt soll die

Transportleistung künftig in etwa im Gleichklang mit dem Bruttoinlandsprodukt steigen. Für den Zeitraum zwischen 2010 und 2030 wird in Summe mit einem Plus von fast 24 % im Straßengüterverkehr gerechnet (Prognos, 2017). Es wird davon ausgegangen, dass der Straßengüterverkehr seine Verkehrsleistung um mehr Tonnenkilometer steigert, als die Schiene im Jahr 2010 insgesamt transportiert hat. Das zeigt deutlich, dass mögliche Verkehrsverlagerungen nur einen kleinen Baustein in der Klimapolitik darstellen können.

Für den motorisierten Individualverkehr (MIV) wird ebenfalls ein deutliches Wachstum erwartet, wobei die Zuwächse primär im osteuropäischen Raum erwartet werden, wo sich die Fahrgewohnheiten kontinuierlich an die in Westeuropa annähern. Zudem wird ein Wachstum des Öffentlichen Straßenpersonensverkehrs (ÖSPV) um etwa 16 % vorhergesagt. Durch die Wachstumserwartungen verschärft sich die Herausforderung für die Klimapolitik im Straßenverkehr noch einmal drastisch.

1.3 Exkurs: Stickoxidbelastung in Europa

In Deutschland wird die Debatte um die Klimabilanz des Straßenverkehrs derzeit von der Frage der Stickstoffdioxidbelastung überschattet. Hintergrund der Debatte sind sowohl der Skandal über manipulierte Abgasmessungen bei der Typzulassung von Dieselfahrzeugen, als auch mögliche Fahrverbote für Dieselfahrzeuge in deutschen Städten, die das Bundesverwaltungsgericht im Februar 2018 prinzipiell für möglich erklärt hat. Die Debatte um die Stickoxide wirkt sich derzeit massiv auf die Absatzzahlen von Dieselfahrzeugen aus. Ihr Marktanteil sinkt europaweit drastisch. In Deutschland betrug der Dieselanteil an den Neuzulassungen im Dezember 2014 noch 47 % und sank auf 33 % im Dezember 2017. Dieselfahrzeuge stoßen aber bei vergleichbarer Motorisierung etwa 15 % weniger CO₂ pro Kilometer aus als Benziner. Das ist ihrer effizienteren Verbrennungstechnologie geschuldet. Es kommt erschwerend hinzu, dass Diesel-Pkw typischerweise von Personen genutzt werden, die eine hohe jährliche Fahrleistung haben.

Damit nimmt die Stickoxiddiskussion einen direkten Einfluss auf die Klimabilanz des Straßenverkehrs in Europa und das mit einer durchaus langanhaltenden Wirkung. Die emissionsstärkeren Neuwagen, die jetzt zugelassen werden, haben eine Lebenserwartung von etwa 17 Jahren in der EU-28. Sie werden somit über einen langen Zeitraum die Klimabilanz beeinflussen. Daher ist es an dieser Stelle angebracht, auch auf die Frage der Stickoxidbelastung einzugehen.

➔ **Der fallende Marktanteil von Dieselfahrzeugen führt dazu, dass sich die Energieeffizienz der Neufahrzeuge tendenziell verschlechtert und dadurch 15 % mehr CO₂ pro km emittiert wird.**

Wie bei allen klassischen Schadstoffen hat sich die Emissionslage in der EU-28 in Bezug auf Stickoxide (NO_x) seit dem Jahr 1990 verbessert (Abbildung 1.8). Im Basisjahr wurden in der EU-28 etwa 17,5 Megatonnen NO_{2eq} ausgestoßen. Davon waren etwa 7,4 Megatonnen dem Straßenverkehr zuzurechnen, was einem Anteil von gut 42 % an der Gesamtemissionsmenge entsprach. Seither sind die Emissionen in allen volkswirtschaftlichen Sektoren drastisch gefallen. Für die EU-28 schlägt eine Emissionsreduktion bis 2015 um 56 % zu Buche. Die Gesamtemissionsmenge des Jahres 2015 lag mit 7,75 Megatonnen nur noch knapp über den Emissionen des Straßenverkehrs im Jahr 1990. Der Straßenverkehr konnte seine Emissionsmenge um etwas mehr als 60 % reduzieren und verursachte im Jahr 2015 Emissionen von etwas mehr als 2,9 Megatonnen.

Im Falle des Straßenverkehrs ist das primär auf die Einführung der Schadstoffnormen Euro 1–6¹ zurückzuführen.

Diese Zulassungsnormen beschränkten die Emissionen von Neufahrzeugen im europäischen Normtest (NEFZ). Die zulässige Emissionsmenge sank seit der Einführung der Euro-Normen um etwa 97 %. Nach Euro 6 zugelassene Dieselfahrzeuge sollten im Normtest nur noch 80 Mikrogramm NO₂ pro Kilometer ausstoßen. Fahrzeuge, welche die Euro 6d-Norm erfüllen, müssen diesen Wert nach einem neuen Testzyklus (WLTP) und in einem Straßentest (RDE) einhalten. Um Euro-Normen beziehungsweise deren amerikanisches Äquivalent entzündete sich der VW-Skandal im Jahr 2015, in dem nachgewiesen wurde, dass bei der Emissionsmessung getäuscht worden war. Die Nachrüstung von Fahrzeugen, die unter Vorspiegelung falscher Tatsachen die Zulassung erhalten hatten, steht im Fokus der Debatte um mögliche Kompensationen.

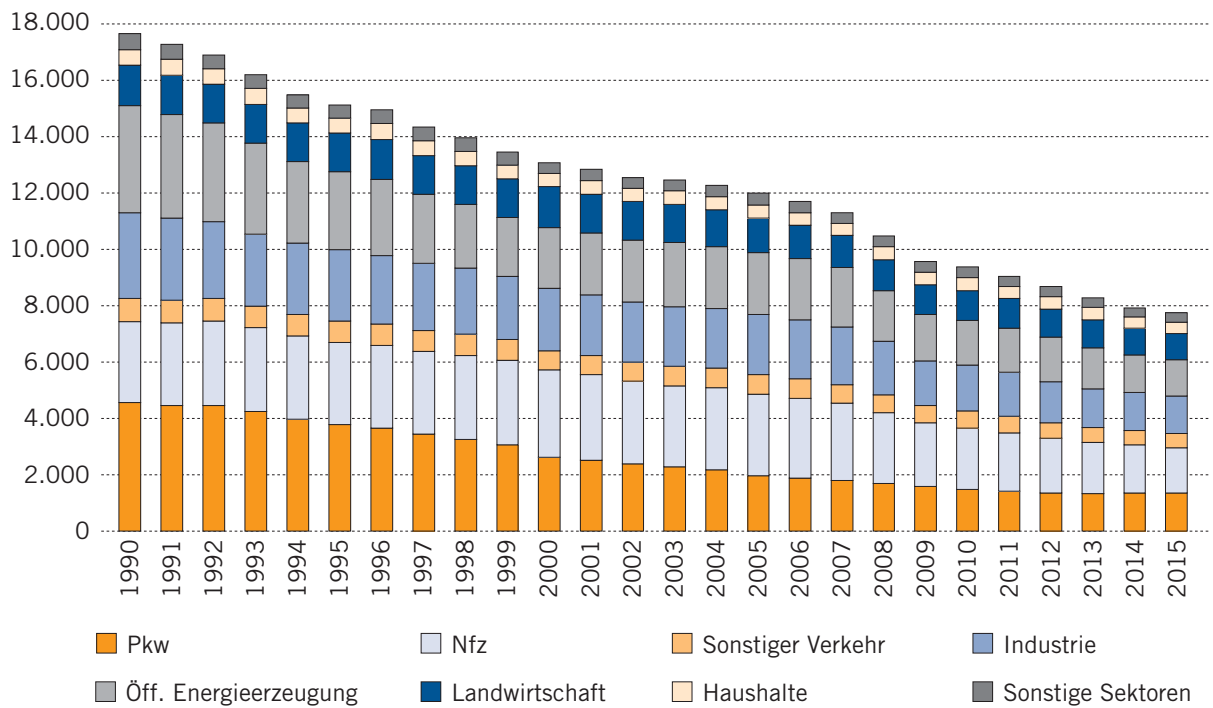
Neben der Emissionsgesetzgebung in Form der Euro-Normen existiert in der EU-28 eine Immissionsgesetzgebung, die im Rahmen der EU-Umgebungsluftrichtlinie erlassen wurde. In dieser Richtlinie wurden verschiedene Immissionsgrenzwerte für Schadstoffe vorgegeben, darunter auch für das Reizgas Stickstoffdioxid (NO₂). Die Richtlinie gab für diesen Schadstoff zwei Grenzwerte vor, die unter Berücksichtigung aller Übergangsfristen ab 2014 einzuhalten gewesen wären.

Der erste Grenzwert limitiert die Belastung im Stundenmittel. An maximal 18 Stunden im Jahr darf ein Stundenmittelwert von 200 Mikrogramm in der Umgebungsluft überschritten werden. Dieser Grenzwert wurde im Jahr 2017 erstmals an allen Messpunkten in Deutschland eingehalten. Im Jahr 2006 gab es noch eine Station, die mehr als 850 Überschreitungsstunden aufwies. Europaweit meldeten im Jahr 2016 noch 39 Stationen eine Verletzung dieses Grenzwertes, von denen 24 in der Türkei stehen, die sich dem EU-Luftmessnetz angeschlossen hat. Die höchste Belastung wurde aus Izmir mit 2150 Überschreitungen gemeldet.

Der zweite Grenzwert bezieht sich auf die Belastung im Jahresmittel. Hier wird vorgegeben, dass der Jahres-

¹ Für Nutzfahrzeuge gelten eigene Normen, die Euro I-VI geschrieben werden

Abbildung 1.8: Stickoxidemissionen in der EU-28 – Angaben in Kilotonnen



Quelle: Umweltbundesamt Österreich, 2017

durchschnitt maximal 40 Mikrogramm pro Kubikmeter Umgebungsluft betragen darf. Dieser Wert wurde im Jahr 2017 in Deutschland an 49 Messstellen überschritten, an 15 sogar um mehr als zehn Mikrogramm (UBA, 2018). Im europäischen Meßnetz wurden für 2016 immerhin 309 Grenzwertüberschreitungen verzeichnet, davon übertrafen 110 Stationen den Wert von 50 Mikrogramm. Auch in Bezug auf den Jahresdurchschnittswert lagen die am höchsten belasteten Punkte in der Türkei, wobei die Station in Izmir mit 122 Mikrogramm die größte Belastung verzeichnete.

Die Stickstoffdioxidbelastung ist in Europas Städten stark gesunken – Hotspots bleiben.

Die Messpunkte mit einer Grenzwertüberschreitung sind allesamt Hotspot-Messungen. Sie finden an Orten statt, wo aufgrund baulicher und verkehrlicher Gegebenheiten eine besonders hohe Belastung erwartet wird. Aufgrund der chemischen Eigenschaften von NO₂ bedeuten diese Werte aber nicht, dass der Grenzwert in den betroffenen Städten flächendeckend überschritten wird. Selbst an

den am höchsten belasteten Stellen ist aufgrund von Messungen davon auszugehen, dass die Grenzwerte in den dort stehenden Gebäuden und in den Seitenstraßen weitgehend eingehalten werden. Zudem besteht die Erwartung, dass sich das NO₂-Problem in absehbarer Zeit an vielen Überschreitungspunkten durch die sukzessive Erneuerung des Fahrzeugbestandes lösen wird, da die Differenz zwischen Messwert des Jahres 2017 und Grenzwert gering ist. Für die am höchsten belasteten Messpunkte wird das aber nicht gelten. Hier werden zusätzliche Maßnahmen, abgestimmt auf die lokalen Begebenheiten, notwendig sein, um eine Reduzierung der Messwerte zu erzielen.

Die Überschreitungen finden überwiegend an eng bebauten Hauptverkehrsstraßen statt, denen eine effektive Durchlüftung fehlt. Ergänzend wirken lokale Standortfaktoren, wie etwa eine Ampelanlage mit Anfahren am Berg, Tunnelausgänge, Fahrbahnverengungen oder die Präsenz eines großen Parkhauses sich auf die Messergebnisse aus. Diese Faktoren können ein zu hohes Emissionsniveau begünstigen. Von daher ist die konkrete Belastung an einem Hotspot immer das Ergebnis einer Kombination lokaler Faktoren, weshalb die Probleme mit maßgeschneiderten Lösungen angegangen werden müssen.

1.4 Instrumente der Klimaschutzpolitik im Straßenverkehr in der EU

Bei dem Bestreben, die Treibhausgasemissionen des Straßenverkehrs zu reduzieren, kommen zahlreiche Instrumente zum Einsatz. Das Spektrum reicht von Emissionsgrenzwerten für Neuwagen über Mineralöl- und Kfz-Steuern bis hin zur Förderung von Elektrofahrzeugen. Hinzu kommen in der EU-28 auch Ansätze, den Straßenverkehr auf die Schiene zu verlagern.

Die Regierungen in den USA und China sowie die EU-Kommission setzen die Instrumente in unterschiedlicher Ausprägung ein. Die EU-28 übt in Form von Grenzwerten und Steuersätzen deutlich mehr Druck auf den Straßenverkehr aus, als es China, die USA oder der Rest der Welt tun. Bei der Förderung der Elektromobilität zeigt China unter den Emissionsschwergewichten hingegen das höchste Engagement. In kleinen Staaten wie Norwegen sind die Förderungen noch einmal deutlich höher. Die Instrumente werden im Folgenden am Beispiel der europäischen Regulierung skizziert. Die CO₂-Regulierung im Straßenverkehr unterscheidet sich dabei in vielerlei Hinsicht fundamental von der in anderen Sektoren, insbesondere was Ansatz und Reichweite der eingesetzten Instrumente angeht.

➔ **Das Hauptinstrument der herstellereinspezifischen CO₂-Zielwerte für Neuwagen legt nur maximale Emissionspotenziale fest.**

Im November 2017 hat die EU-Kommission bei der Vorlage des Clean Mobility Packages noch einmal bekräftigt, dass sie auch künftig bei der Klimaschutzpolitik im Straßenverkehr auf Grenzwerte für Neuwagen setzen will. Dieses Instrument verdient aufgrund seiner nicht nur in der EU, sondern weltweit herausgehobenen Stellung, aber auch wegen seines in der Klimapolitik eher ungewöhnlichen Designs eine tiefergehende Betrachtung.

Anders als in den ETS-Sektoren, wo die EU eine Emissionsmengenregulierung einsetzt, wird im Straßenverkehr primär auf ein System gesetzt, welches die Emissionspotenziale von Neufahrzeugen in einem Rollstandtest festlegen soll. Diese Grenzwerte setzen also nicht an der eigentlichen Zielgröße – den realen CO₂-Emissionen – an, sondern versuchen über die Senkung der Emissionspotenziale einen indirekten Einfluss auf die eigentliche Zielgröße zu nehmen. Sie betreffen ausschließlich die Neufahrzeugflotte – sind also gegenüber dem Bestand wirkungslos. Entsprechende Grenzwerte gibt es derzeit für Pkw und LNFz. Für die SNfz gibt es derzeit keinerlei Vorgaben dieser Art, es gibt aber Bemühungen, auch für diese vergleichbare Standards zu schaffen.

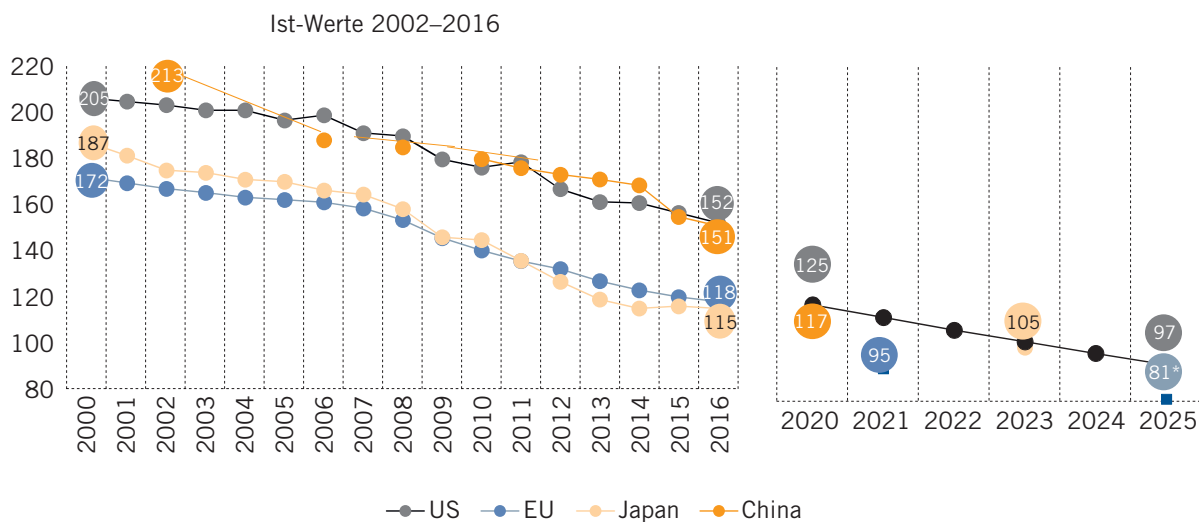
Das zentrale Klimaschutzinstrument der EU im Straßenverkehr sieht vor, den durchschnittlichen CO₂-Ausstoß

aller neu zugelassenen Pkw in der EU ab dem Jahr 2021 auf 95 g CO₂/km zu begrenzen. Für das Jahr 2015 war ein Wert von 130 g CO₂/km vorgegeben und dieser wurde mit einem Durchschnittswert von 119,5 g CO₂/km deutlich unterschritten. Für das Jahr 2016 wurden durchschnittliche Emissionen der in der EU-28 neu zugelassenen Pkw von 118,1 g CO₂/km ermittelt (EEA, 2018). Aktuelle Prognosen (PA Consulting, 2018) gehen davon aus, dass die Grenzwerte für 2021 nicht von allen Herstellern erreicht werden können. Ein wesentlicher Grund für diese Vorhersage ist die Abkehr der Kunden vom Diesel.

➔ **Das Regulierungsziel für PKW und LNFz für 2015 wurde übererfüllt – die Erreichbarkeit für 2021 ist fraglich.**

Für die LNFz gelten andere Grenzwerte und ein anderer Zeitplan als für Pkw: Die neu zugelassenen LNFz sollen im Jahr 2017 eine Durchschnittsemission von maximal 175 g CO₂/km nicht überschreiten. Im Jahr 2016 erreichten sie eine Durchschnittsemission von 163,7 g CO₂/km (EEA, 2018). Für die LNFz liegt der nächste Grenzwert bei 147 g CO₂/km im Jahr 2020.

Für die Zeit nach 2021 ist derzeit vorgesehen, die Emissionen der neuzugelassenen Pkw bis 2025 um weitere 15 % beziehungsweise bis 2030 um 30 % zu reduzieren. Die beiden letzteren Werte lassen sich derzeit nicht in einer Grammzahl ausdrücken, da das Messverfahren geändert wird. Lässt man den Wechsel des Testverfahrens außer Acht, so würden die neuen Vorgaben einen Grenzwert von 81 g CO₂/km im Jahr 2025 und von 66 g CO₂/km im Jahr 2030 bedeuten. Durch den Wechsel des Testverfahrens soll sich die Schärfe des Wertes nicht verändern, er wird aber dazu führen, dass sich die relative Nützlichkeit von Technologien im Hinblick auf die Testergebnisse verändert. Beispielhaft ist der Hubraum der eingesetzten Motoren als beeinflusste Komponente zu nennen. Der alte Test beförderte die Entwicklung kleiner, aber hoch aufgeladener Motoren. Der neue Test dauert länger, weshalb Motoren mit größerem Hubraum in diesem Test tendenziell besser abschneiden, als es im NEFZ der Fall war. Ein weiteres Beispiel ist die Start-Stopp-Automatik, die im NEFZ mit seinen vielen Standzeiten sehr effizient war, im neuen Test aber viel weniger Effekt erzielt. In Summe

Abbildung 1.9: CO₂ Ist- und Grenzwerte für Neuwagen in g CO₂/km nach NEFZ


* Berechnet nach NEFZ, der im Jahr 2025 nicht mehr zur Anwendung kommen wird

Quelle: ICCT, 2017

muss die gesamte Antriebsstrangentwicklung auf den neuen Zyklus umgesteuert werden, was erhebliche Entwicklungsarbeit erfordert und somit hohe Kosten verursacht.

Die bislang diskutierten Durchschnittswerte sind aber nur ein Teil eines weitaus komplexeren Regulierungssystems, welches sich mit der Verteilung der Reduktionslasten auf die einzelnen Fahrzeughersteller beschäftigt, wie im Folgenden am Beispiel der Pkw-Regulierung skizziert.²

Um eine Lastenverteilung zwischen den einzelnen Herstellern zu erreichen, hat sich die EU entschlossen, keinen einheitlichen Grenzwert einzuführen. Sie setzt stattdessen auf spezifische Zielwerte für jeden Hersteller, die sich zu einem Durchschnitt von 95 g CO₂/km über die gesamte Neuwagenflotte des Jahres 2021 aufaddieren. Als differenzierender Faktor, der sich über die Höhe der herstellerspezifischen Grenzwerte bestimmt, wird auf das Gewicht der von einem Hersteller verkauften Neuwagen zurückgegriffen. Die Einbeziehung des Fahrzeuggewichts bei der Grenzwertsetzung ist ein Weg, die unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten eines Fahrzeugs zu berücksichtigen. Ein Familien-Van ist schwerer als ein Kleinwagen, bietet aber auch einen anderen Nutzen. Das Gewicht hat zudem einen erheblichen Einfluss auf Kraft-

stoffverbrauch und CO₂-Emissionen. Aus der Gewichts-differenzierung folgt, dass die Hersteller größerer Wagen im Jahr 2021 einen höheren Ausstoß der Neuwagenflotte ausweisen dürfen als Kleinwagenhersteller. Allerdings erhöht sich der Zielwert nicht entsprechend zu dem Energiemehrverbrauch, den ein höheres Gewicht verursacht. Die Hersteller großer Fahrzeuge müssen also trotz der Anpassung größere Effizienzfortschritte machen als reine Kleinwagenhersteller.

Verbrauch und Emissionen jedes Neuwagens werden bislang im NEFZ ermittelt. Künftig wird die Messung im neuen WLTP-Zyklus stattfinden, von dem man sich realitätsnähere Ergebnisse verspricht. Der NEFZ bildet reale Fahrten bestenfalls näherungsweise ab. Der geänderte Testzyklus wird dazu führen, dass die ausgewiesenen Emissionen und Verbräuche in der Regel höher liegen werden, als dies bei Messungen im NEFZ der Fall ist. Es wird dennoch Fahrzeuge geben, die unter den neuen Bedingungen tendenziell besser abschneiden.

Unabhängig von der Umstellung des Messverfahrens gilt: Liegen die Emissionen der Neuwagen eines Herstellers im Durchschnitt über seinem vom Durchschnittsgewicht der Neuwagen bestimmten Zielwert, dann muss der Hersteller empfindliche Strafzahlungen leisten. Die Höhe der Strafzahlung hängt von der Überschreitungshöhe und der Zahl der verkauften Neuwagen ab und beträgt 95 Euro pro angefangenem Gramm Überschreitung des Ziel-

² Für eine detaillierte Beschreibung des Regulierungssystems siehe beispielsweise Puls, 2014

wertes und verkauftem Neuwagen. Diesen Wert kann man unter Annahme einer üblichen Lebensfahrleistung eines Fahrzeuges in einen Preis pro Tonne CO₂ umrechnen. Hierbei kommt typischerweise ein Wert von 200.000 km zur Anwendung. Auf dieser Basis errechnet sich eine Strafzahlung des Herstellers in Höhe von 475 Euro pro Tonne CO₂, was weit über den gängigen Bepreisungen für CO₂-Emissionen oder den gängigen Schadenskostenschätzungen liegt.

→ Bei Nicht-Erreichen des Zielwertes müssen Automobilhersteller Strafen zahlen, entsprechend 475 Euro pro Tonne CO₂.

Obwohl das Instrument der Herstellergrenzwerte diverse Schwächen aufweist, kommt es in allen relevanten Regionen der Welt zum Einsatz. Die EU-28 setzt sich die restriktivsten Ziele, wie Abbildung 1.9 im Fall der Pkw Grenzwerte verdeutlicht. Hier wurden die auf verschiedenen Fahrzyklen basierenden Grenzwerte in Werte auf Basis des NEFZ umgerechnet, um eine Vergleichbarkeit herzustellen. Der chinesische Grenzwert bezieht sich auf Fahrzeuge mit Ottomotor, trifft aber wegen der Zusammensetzung der chinesischen Neuwagenflotte auf alle neu zugelassenen Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor zu.

Die Grenzwerte der EU-28 für die nächste Dekade liegen deutlich unter den Vergleichswerten aus den USA, China oder Japan, wobei die aktuelle US-Regierung im April 2018 ankündigte, ihre Grenzwerte entschärfen zu wollen. Damit ist absehbar, dass die Differenz der Grenzwerte sich zukünftig weiter vergrößern wird. Es gilt zudem als sicher, dass die EU-Grenzwerte nur erreichbar sein werden, wenn Elektrofahrzeuge im größeren Umfang vom Markt aufgenommen werden.

Bei der Effizienzsteigerung der Verbrennungskraftmaschinen stoßen die Hersteller langsam an physikalische Grenzen, weshalb der Beitrag effizienterer Verbrenner zwar weiter gefordert ist, aber perspektivisch nicht zur Zielerfüllung reichen wird. Für die Hersteller von Premiumfahrzeugen werden konventionelle Verbesserungen schon 2021 nicht mehr ausreichen, um ihre Zielwerte zu erreichen. Das gilt insbesondere nach dem Einbruch im Markt für Diesel-Pkw. Die Premiumhersteller sind daher schon jetzt gezwungen, alternative Antriebskonzepte zu entwickeln und marktfähig zu machen. Neben den verschiedenen Formen der Elektrifizierung des Antriebsstranges, wie Plug-In-Hybriden oder vollständig batteriebetriebene Fahrzeuge, sind hier erdgasbetriebene Antriebe und die

Brennstoffzelle zu nennen. Mit Verzögerung trifft das auch die Volumenhersteller. Große Zulieferer rechnen damit, dass die Elektrifizierung des Antriebsstranges etwa 70 % der Einsparungen bis 2030 liefern muss.

→ Mineralölsteuern sind ein impliziter CO₂-Preis.

Ein weltweit gängiges Instrument stellt die Erhebung von Steuern auf Kraftstoffe dar. Die Erhebung solcher Steuern, im Folgenden vereinfachend Mineralölsteuer genannt, impliziert dabei eine Bepreisung von CO₂-Emissionen des Straßenverkehrs, denn es gibt einen fixen Zusammenhang zwischen Kraftstoffverbrauch und CO₂-Emissionen, der sich aus dem Kohlenstoffgehalt des Kraftstoffes errechnet. Die Verbrennung von einem Liter Diesel verursacht 2,64 kg CO₂. Bei Ottokraftstoff entstehen 2,33 kg CO₂ pro Liter. Unabhängig davon, ob Mineralölsteuern aus klimapolitischen Erwägungen erhoben werden – was typischerweise nicht der Fall ist – sorgen sie doch dafür, dass CO₂ einen Preis erhält. Damit stellt die Mineralölsteuer unzweifelhaft ein klimapolitisches Instrument dar, welches global zur Anwendung kommt, wenngleich es in der Regel gleichzeitig anderen Zwecken dient.

Die Höhe der Besteuerung ist dabei sehr unterschiedlich. In Europa existieren vergleichsweise hohe Steuersätze auf Diesel und Benzin. Die EU setzt aber lediglich eine Mindesthöhe fest, während die Ausgestaltung der Steuersätze in der Hoheit der Mitgliedsstaaten liegt. Neben der Mineralölsteuer erheben die Mitgliedsstaaten teilweise weitere Steuern auf den Kraftstoff. Die Spanne der Gesamtbesteuerung pro Liter reicht bei Diesel von etwa 48 Cent in Luxemburg bis 86 Cent in Schweden. Beim Ottokraftstoff werden zwischen 52 Cent in Rumänien und 104 Cent in den Niederlanden erhoben. Legt man den gewichteten europäischen Durchschnittssteuersatz an, der sich laut EU-Kommission im März 2018 auf 71,8 Cent bei Diesel und 85,6 Cent für Benzin belief (Weekly Oil Bulletin, 2018), so errechnet sich eine implizite CO₂-Besteuerung von etwa 368 Euro pro Tonne bei Benzin beziehungsweise 272 Euro bei Diesel.

Dies bedeutet, dass die Kraftstoffsteuern in Europa um ein Vielfaches höher sind als in den anderen wichtigen Regionen. So liegen die Mineralölsteuern in China seit Januar 2015 bei etwa 19 Cent pro Liter. Damit bewegen sie sich auf dem US-Niveau, welches seit 1993 unverändert geblieben ist. Der implizite CO₂-Preis der Mineralölbesteuerung liegt in den USA und China bei etwas mehr als 80 Euro pro Tonne CO₂.

1.5 Die globale Förderpolitik der Elektromobilität

Der globale Straßenverkehr steht vor einem Paradigmenwechsel. Dieser besteht ganz wesentlich in der zunehmenden Elektrifizierung des Antriebsstranges. Somit verändert sich erstmals seit über 100 Jahren die Primärenergieversorgung des Straßenverkehrs. Strom wird künftig eine zunehmende Rolle bei der Energieversorgung des Straßenverkehrs spielen und zumindest teilweise Benzin und Diesel ersetzen. Viele Regierungen versuchen diesen Transformationsprozess durch Fördermaßnahmen zu beschleunigen, wobei sich global gesehen die Förderungen in Norwegen und China als besonders hoch erweisen. Die Gründe für Fördermaßnahmen fallen sehr unterschiedlich aus.

In der EU-28 spielen Umweltgründe die Hauptrolle. Elektrisch angetriebene Fahrzeuge sind lokal schadstofffrei und können analog mit dem Stromnetz dekarbonisiert werden. Ein weiteres Argument für die Förderung elektrifizierter Fahrzeuge ist aus europäischer Sicht die Endlichkeit fossiler Rohstoffe. Auch in den USA waren dies in der Vergangenheit die Hauptgründe, um Elektroautos zu fördern.

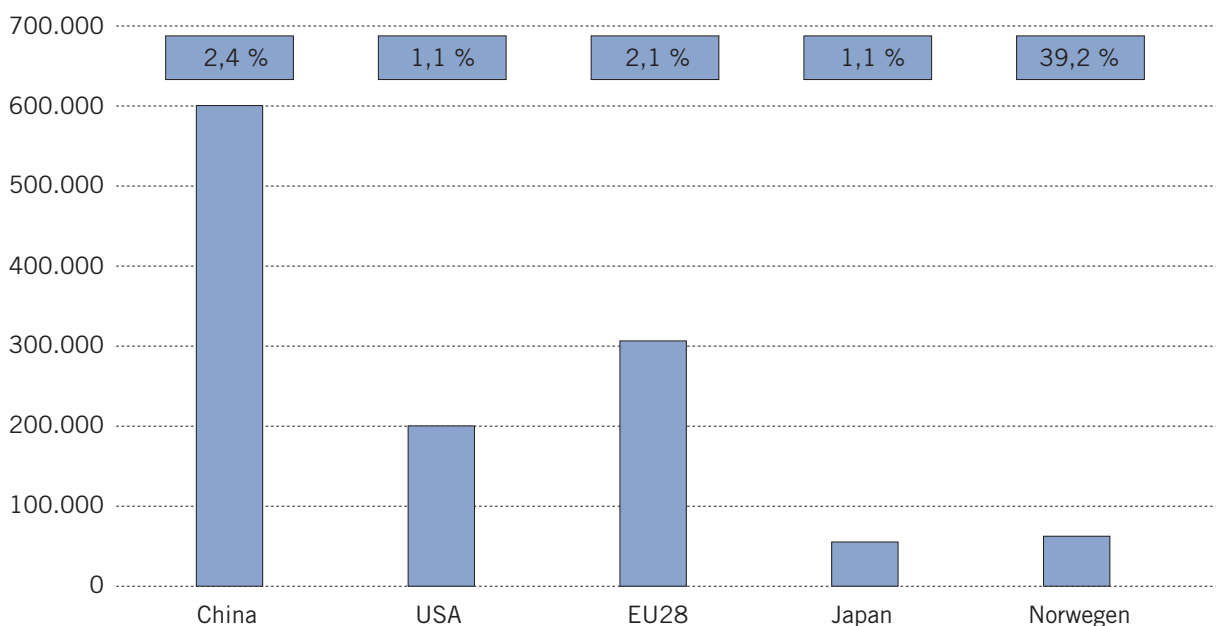
In China wird das Elektroauto hingegen vor allem aus industriepolitischen Gründen gefördert. Die chinesische Regierung sieht hier die Chance, die Technologieführerschaft ausländischer Hersteller bei der Verbrennungstechnologie zu überwinden und eigene Hersteller in führende Marktpositionen zu bringen. Als positive Nebeneffekte werden auch weniger Schadstoffe in den Großstädten und eine Verringerung der Ölimporte gesehen.

Die Förderung der Elektromobilität erfolgt auf allen staatlichen Ebenen. Dabei verfolgen die EU und China Politi-

ken, die stark darauf abzielen, die Hersteller dazu zu motivieren, Elektrofahrzeuge in den Markt zu bringen. Hierzu zählen Kaufprämien, Steuernachlässe und verkehrliche Privilegien, die oftmals von den Mitgliedsstaaten beziehungsweise Regionalregierungen gewährt werden.

Die EU nutzt zur Förderung der Elektrofahrzeuge deren Einbeziehung in das System der herstellereinspezifischen Zielwerte. Ein reines Elektroauto wird dem Hersteller als Null-Emissionsfahrzeug angerechnet, ein Plug-In-Hybrid wird mit sehr geringen Emissionswerten für den Hersteller verbucht. Für den Zeitraum zwischen 2020 und 2023 werden abgesetzte Fahrzeuge, die mit einem Emissionswert von weniger als 50 g CO₂/km zertifiziert sind, mehrfach auf den Gesamtwert des Herstellers angerechnet. Da das Verfehlen der Zielwerte mit erheblichen Strafzahlungen und einem Imageverlust verbunden wäre, stellt diese Regelung einen nennenswerten Anreiz für die Her-

Abbildung 1.10: Absatz von Elektroautos auf den 5 größten Absatzmärkten im Jahr 2017



Quelle: EV Volumes, 2018; OICA, 2018, 2018

steller dar, elektrifizierte Fahrzeuge in den Markt zu bringen.

Norwegen hat einen hohen Anteil an Elektrofahrzeugen – dank starker Fördermodelle.

Eine Sonderstellung bei der Förderung von Elektroautos nimmt Norwegen ein. Das kleine Land hat inzwischen einen Marktanteil bei Elektrofahrzeugen von rund 40 % bei Neuzulassungen. Möglich wurde dies durch eine massive staatliche Förderung. Da Elektroautos – also batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) und Plug-In-Hybride (PHEV) – beim Kauf von der extrem hohen Zulassungssteuer und der Mehrwertsteuer befreit sind, kosten sie in der Anschaffung nicht mehr als konventionelle Fahrzeuge und sind im Betrieb billiger. Dafür ist die Förderung hoch. Die Höhe des Steuernachlasses orientiert sich am Fahrzeugwert und kann 20.000 Euro pro Fahrzeug betragen. Zudem verfügt Norwegen seit jeher über eine vergleichsweise günstige Infrastruktur für Elektroautos. Zum einen ist der norwegische Strom dank Wasserkraft fast CO₂ frei und zum anderen sind in dem kalten Land elektrische Standheizungen sehr verbreitet. Deshalb gibt es viele frei zugängliche Steckdosen. Die norwegische Regierung schreibt zudem den Ausbau der öffentlichen Lademöglichkeiten, etwa für Parkplatzbetreiber vor. Das norwegische Fördermodell ist erfolgreich, aber extrem teuer und kaum auf andere Länder zu übertragen. Darüber hinaus ist Norwegen ein zu kleiner Fahrzeugmarkt, um größeren Einfluss auf globale Technologieentwicklungen zu nehmen.

Anders sieht dies bei China aus. Das Land fördert Elektrofahrzeuge gleich auf mehreren Wegen. Die Zentralregierung fördert den Kauf mit etwa 6.000 Dollar. Dieser Betrag wird von einigen Regionalregierungen um bis zu 50 % aufgestockt. Zusätzlich kaufen die Regionalregierungen bei Herstellern vor Ort Elektrofahrzeuge, beispielsweise für die Taxiflotten. Im letzten Jahr wurde eine Quotenregelung beschlossen, welche die Hersteller dazu bringen soll, mehr Fahrzeuge abzusetzen. Diese Quotenregel basiert auf einem komplexen Punktesystem, welches jedem Modell einen bestimmten Wert an „Ökopunkten“ zuweist. Ein reines Elektroauto bringt vier bis fünf Punkte, ein Plug-In-Hybrid zwei Punkte. Die Quote schreibt vor, dass Hersteller im Jahr 2019 eine Menge von Ökopunkten nachweisen müssen, die 10 % der Zahl der abgesetzten Neuwagen des Herstellers entspricht. Dies ist nicht mit einer Quote von 10 % der Neuwagen zu

verwechseln, sondern entspricht eher 2 bis 5 %. Es handelt sich aber dennoch um eine harte Vorgabe, denn die Zielverfehlung kann mit massiven Strafen bis zum Verkaufsverbot einhergehen.

In Summe hat sich China dank der starken Förderung zum größten Absatzmarkt für Elektrofahrzeuge entwickelt, wie Abbildung 1.10 zeigt. Allerdings ist China auch insgesamt mit Abstand der größte Absatzmarkt für Neuwagen. Im Jahr 2017 wurden 24,2 Millionen Pkw in China verkauft, davon 600.000 Elektrofahrzeugen mit einem Marktanteil von ca. 2,5 %. Die chinesische Regierung hat mit der Einführung der Quotenregelung keinen Zweifel daran gelassen, dass sie diesen Anteil schnell steigern will. Der zweitgrößte Markt ist inzwischen die EU-28, welche die USA weit abgehängt hat. In Summe sorgt die Förderung dafür, dass sich der Markt für Elektroautos weltweit schneller entwickelt als zuvor erwartet, und es ist absehbar, dass Elektroautos im nächsten Jahrzehnt auch ohne Förderung marktfähig werden.

Gemessen am Gesamtfahrzeugbestand werden die Elektroautos ihren Anteil aufgrund der langen Lebensdauer von Pkw jedoch nur sukzessive steigern.

Instrumentencheck EU-28:

CO₂-Grenzwert für die Neuwagenflotte: 95 g CO₂/km im Jahr 2021. Der Wert soll bis 2025 um weitere 15 % sinken, bis 2030 um 30 %. Hersteller erhalten individuelle Zielwerte, die sich am Durchschnittsgewicht ihrer Neuwagenflotte orientieren.

Mineralölsteuern: Mindestsätze von der EU vorgegeben, Steuersätze fallen in die Zuständigkeit der Mitgliedsstaaten, was zu erheblichen Spannbreiten führt. Der durchschnittliche Steuersatz auf Benzin entspricht einem impliziten CO₂-Preis von etwas über 200 Euro pro Tonne.

Förderung Elektromobilität: Reine Elektroautos gelten bei der Ermittlung des Herstellerzielwertes als Null-Emissionsfahrzeuge. Plug-In-Hybride erhalten erhebliche Abschläge. Von 2021 bis 2023 werden Fahrzeuge mit Normemissionen von weniger als 50 g CO₂/km mehrfach angerechnet. Viele Mitgliedsstaaten gewähren weitere Förderungen wie Kaufprämien, Steuererleichterungen oder verkehrliche Privilegien.

Instrumentencheck USA:

Verbrauchsgrenzwerte für die Neuwagenflotte: System existiert seit den Ölkrisen, die Strafandrohungen bei Überschreitung sind aber gering. Im Jahr 2020 soll der Verbrauch der Neuwagenflotte auf einen Wert sinken, der 125 g CO₂/km im NEFZ entsprechen würde. Das Ziel für 2025 liegt bei 97 g CO₂/km. Die US-Regierung hat im April 2018 angekündigt, diese Grenzwerte aufweichen zu wollen.

Mineralölsteuern: Die Mineralölsteuer wurde zuletzt 1993 erhöht und beläuft sich auf etwa 18 Cent pro Liter. Der Steuersatz auf Benzin entspricht einem impliziten CO₂-Preis von etwas über 80 Euro pro Tonne.

Förderung Elektromobilität: Die Bundesregierung gewährt bislang beim Kauf eines Elektroautos einen Steuernachlass in Abhängigkeit von der Batteriegröße. Die im November 2017 vorgelegte Steuerreform sieht die Streichung der Förderung vor. Die Bundesstaaten haben eigene Programme und gewähren zusätzliche Fördermittel.

Instrumentencheck China:

CO₂-Grenzwert für die Neuwagenflotte: Orientiert am europäischen System. Im Jahr 2021 gilt, dass Benzin im Durchschnitt der Neuwagenflotte maximal 117 g CO₂/km ausstoßen sollen.

Mineralölsteuern: Die Mineralölsteuer wurde 2015 auf etwa 18 Cent pro Liter erhöht. Der Steuersatz auf Benzin entspricht einem impliziten CO₂-Preis von etwas über 80 Euro pro Tonne.

Förderung Elektromobilität: Kaufprämie von etwa 6.000 Dollar von der Zentralregierung, die von den Regionalregierungen um bis zu 50 % aufgestockt werden. Ab 2019 greift eine Quotenregelung für Fahrzeughersteller auf Basis von Ökopunkten. Die wichtigsten Städte gewähren Privilegien bei der Zulassung. Regionalregierungen kaufen Fahrzeuge lokaler Produktion für die kommunalen Flotten.

1.6 Schwächen des Regulierungssystems in der EU-28

Der bisherige Regulierungsrahmen in der EU-28 hat sich im Hinblick auf das Ziel der Reduktion von Treibhausgasemissionen als mangelhaft erwiesen. Das gilt insbesondere für das Hauptregulierungsinstrument, also die herstellereinspezifischen Emissionszielwerte für Neuwagenflotten. Obwohl die Vorgaben bislang übererfüllt wurden, ist der Straßenverkehr von den Klimaschutzvorgaben weit entfernt.

Zwischen 2005 und 2030 sollen die Emissionen um 30 % sinken. Stand 2015 sind weniger als 6 % erreicht und aktuell steigen die Emissionen sogar wieder an. Zusätzlich ist mit einem weiteren Anwachsen der Verkehrsleistungen in der EU-28 zu rechnen. Die Differenz von Klimaschutzzielen und erzielten Ergebnissen kommt nicht überraschend, denn das Grenzwertssystem weist systematische Schwächen auf, die eine effiziente Reduktion verhindern.

→ Reguliert werden nur Neuwagen, der Fahrzeugbestand ist nicht betroffen.

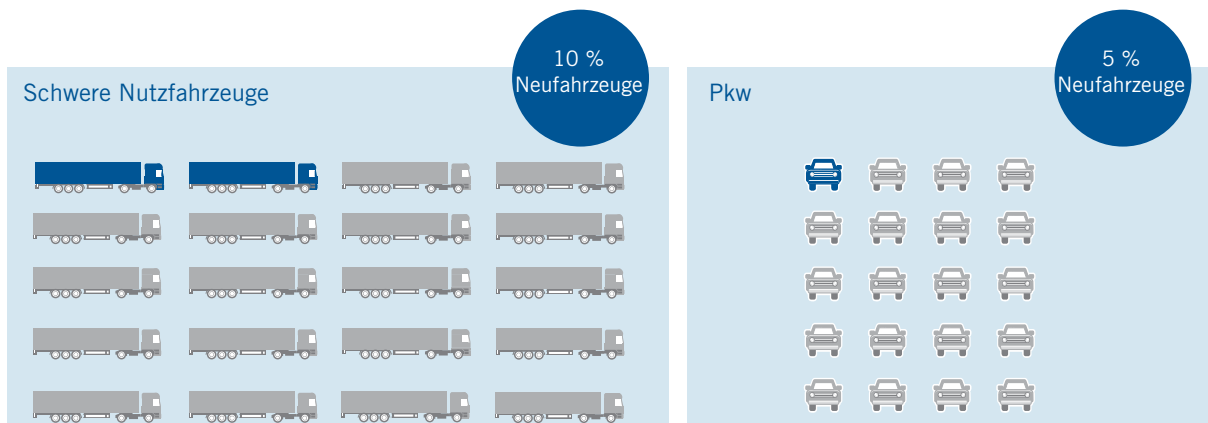
Ein zentrales Problem des Grenzwertansatzes besteht darin, dass er nur einen sehr überschaubaren Teil des Fahrzeugbestands abdeckt. In der EU-28 sind derzeit etwa 253 Millionen Pkw zugelassen. Im Jahr 2017 gab es 15,1 Millionen Neuzulassungen, deutlich mehr als in den Vorjahren. In einem normalen Jahr fallen also lediglich etwas über 5 % der Fahrzeuge unter die Regulierung. Bei einer zügigen Erneuerung des Bestandes stellt dies kein Problem dar. Aktuell ist die Pkw-Flotte in der EU-28 im Durchschnitt elf Jahre alt, in Deutschland beträgt das Durchschnittsalter inzwischen neun Jahre. Daraus folgt,

dass fast die Hälfte der heutigen Pkw-Flotte bereits vor Einführung des Grenzwertsystems gebaut wurde.

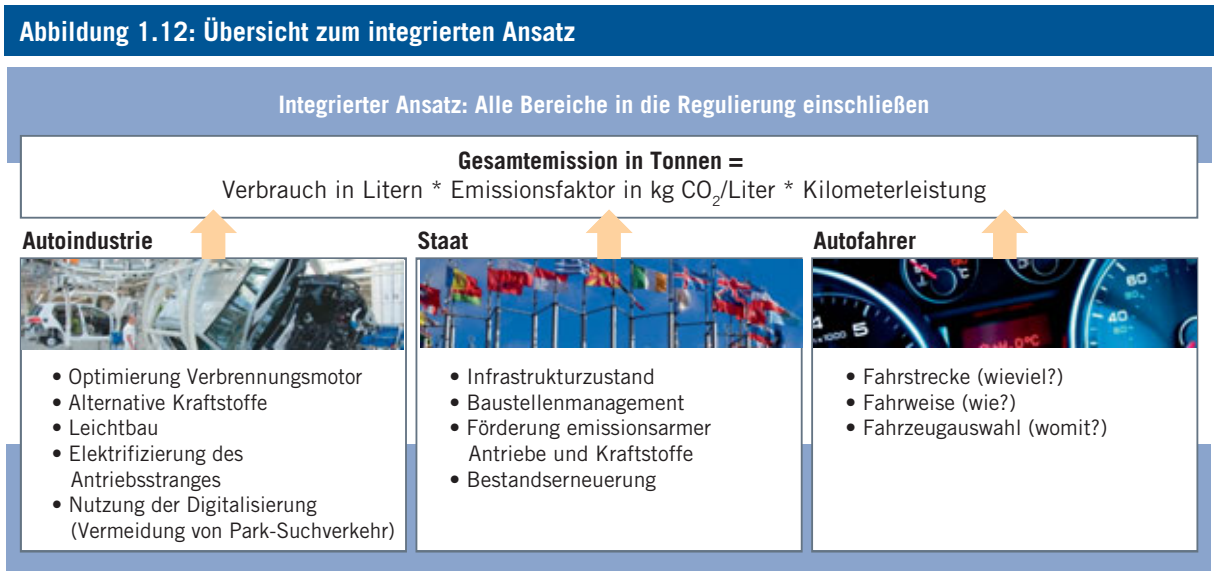
Im Durchschnitt der EU-28 wird ein Fahrzeug nach einer Lebenszeit von 17 Jahren verschrottet und die Flotte repräsentiert somit im Durchschnitt den technischen Stand von 2007. Der durchschnittliche Pkw des Jahres 2030, in dem das klimapolitische Ziel von minus 30 % im Straßenverkehr erreicht werden soll, wird im Jahr 2018 vom Band rollen. Vergleicht man die im Normtest ermittelten Emissionen von Pkw in den Jahren 2007 und den aktuellen Datenstand (2016), so wurde auf dem Rollstand eine Reduktion von 25 % erreicht. Unberücksichtigt bleibt eine ausgedehnte Fahrleistung sowie ein weiterer Anstieg des Fahrzeugalters. In Summe dürfte der in den letzten zehn Jahren erzielte technische Fortschritt zwar dazu führen, dass die Emissionen des Pkw-Verkehrs nach 2020 sichtbar sinken werden. Es erscheint aber unwahrscheinlich, dass das ausreichen wird, um die gesetzte Zielvorgabe der EU-28 zu erreichen.

Noch fragwürdiger wird dies, wenn man berücksichtigt, dass LNfz ebenfalls erst seit wenigen Jahren reguliert werden und im Schnitt noch deutlich älter als die Pkw-Flotte sind, sodass der Effekt der Regulierung später einsetzen wird. Zudem sind die Wachstumserwartungen im LNfz-Verkehr aufgrund des durch den Onlinehandel immer kleinteiliger werdenden Lieferverkehrs hoch. Dass

Abbildung 1.11: Jährliche Erneuerungsraten der Fahrzeugflotten in der EU-28



Quelle: Eigene Darstellung



die SNfz bisher gar nicht unter die Regulierung fallen, ist hingegen weniger problematisch. SNfz haben aufgrund ihrer hohen Fahrleistungen eine doppelt so große jährliche Austauschrate wie Pkw. Das gilt vor allem für die Sattelzugmaschinen im Fernverkehr. Die Käufer der SNfz betrachten diese als Betriebsmittel und achten seit jeher viel stärker auf den Verbrauch als die Käufer von Pkw. In der Folge sinken die Emissionen neuer Lkw kontinuierlich, in den letzten 20 Jahren um etwa 1 bis 1,5 % pro Jahr. Setzt sich dieser Trend fort, wird dies ausreichen, um den erwarteten Anstieg der Verkehrsleistung auszugleichen, aber nicht, um das Reduktionsziel von 30 % zwischen 2005 und 2030 zu erreichen.

→ Reguliert wird ein Emissionspotenzial auf dem Rollstand – Fahrweise und Fahrstrecke werden nicht berücksichtigt!

Ein weiterer Schwachpunkt des Regulierungssystems liegt darin, dass lediglich ein Emissionspotenzial in einer genormten Testumgebung betrachtet wird. Ein solcher Rollstandtest kann die Realität auf den Straßen nicht umfassend abbilden; der NEFZ war ursprünglich nicht für eine realitätsabbildende Verbrauchsmessung konzipiert. Wie hoch die Emissionen des Fahrzeuges tatsächlich sind, wird von zahllosen weiteren Faktoren beeinflusst. Allein die Fahrweise des Nutzers kann bis zu 30 %

Mehremissionen im Vergleich zum Test verursachen. Auch das Fahrumfeld spielt eine Rolle. Gibt es viele Steigungen? Erfordert die Außentemperatur Klimatisierung? Diese Faktoren haben großen Einfluss auf die Emissionsperformance. Die Hersteller optimieren ihre Fahrzeuge im Hinblick auf den Rollstandtest, da dieser entscheidet, wie die Hersteller im Regulierungssystem bewertet werden.

Das wohl größte strukturelle Manko liegt in der tatsächlichen Fahrleistung des Fahrzeuges. Dieses spielt keine Rolle in der Regulierung. Ein Supersportwagen, der nur 500 Kilometer im Jahr fährt, ist aufgrund seines hohen Emissionspotenzials im geltenden System ein Problem, während ein Kleinwagen, der 20.000 Kilometer im Jahr fährt, positiv bewertet wird. Auf der Straße verursacht der Kleinwagen ein Vielfaches an Emissionen im Vergleich zum Sportwagen, der kaum die Garage verlässt.

Diese Lücke könnte theoretisch die Mineralölsteuer schließen, da diese zielgenau in eine CO₂-Bepreisung umgerechnet werden kann. Allerdings entfalten die im internationalen Vergleich hohen Mineralölsteuern in Europa zumindest kurzfristig wenig Lenkungswirkung. Tatsächlich sind Nachfrageelastizitäten, also die Reaktion der Nutzer auf Preisänderungen, bei Kraftstoffverteilungen überall auf der Welt sehr gering. Die wenigsten Menschen sind in der Lage, kurzfristig auf Preisveränderungen zu reagieren und ihre Mobilitätsstrategie anzupassen, da bindende Restriktionen, wie die Wahl ihres Wohn- und Arbeitsortes, ungleich schwerer zu verändern sind. Für Unternehmen ist dieser Sachverhalt ebenfalls

Die Kraftstoffbesteuerung in Schweden

In Schweden wird auf die Bepreisung von Emissionen durch Besteuerung gesetzt. Dabei unterliegen Kraftstoffe für den Straßenverkehr sowohl einer Energie-, als auch einer CO₂-Besteuerung. Die Energiesteuersätze sind zwischen den Sektoren differenziert. Der Verkehr hat aufgrund seiner geringen Preiselastizität und aufgrund der Tatsache, dass er nicht im internationalen Wettbewerb steht, vergleichsweise hohe Steuersätze. Zwischen den Jahren 2000 und 2017 stieg die Steuerlast auf Benzin um 42 % an, beim Diesellostoff waren es sogar 91 %. Inzwischen hat Schweden ein sehr hohes Besteuerungsniveau erlangt; beim Diesel hat es die höchsten Steuersätze der EU-28.

Im Jahr 2009 wurde eine schrittweise Steuererhöhung mit dem Ziel der Emissionsminderung beschlossen. In 2011 und 2013 wurden die Kraftstoffsteuern um etwa 4 Cent pro Liter erhöht, 2016 folgte eine weitere Steu-

erhöhung um etwa 5 Cent. Ab 2017 griff eine automatische Steuererhöhung auf Kraftstoffe. Sowohl die Energie- als auch die CO₂-Steuer auf Kraftstoffe steigt künftig jedes Jahr um 2 % und unterliegt zudem einer automatischen Anpassung über den schwedischen Verbraucherpreisindex (Naturverket, 2017, 10f.). Auf diese Weise wird eine Planbarkeit der Besteuerung geschaffen, welche sich auf die mittelfristigen Entscheidungen der Autofahrer wie Fahrzeugbeschaffung und Wohnortwahl auswirken soll. Flankiert wird diese Bepreisungsstrategie durch eine CO₂-bezogene Kfz-Steuer, Vergünstigungen bei den Stau Steuern in Stockholm und Göteborg und weitere Subventionen für emissionsarme und emissionsfreie Fahrzeuge. In Summe setzt Schweden damit klare Preissignale, belastet aber auch seine Bürger stärker als die meisten anderen Staaten.

zutreffend. In der mittleren Frist kann ein verbrauchsärmeres Fahrzeug angeschafft oder der Wohnort bzw. der Standort verändert werden, weshalb die Elastizität zunimmt. Diese Anpassungen lassen sich jedoch kaum durch einmalige Preiserhöhungen herbeiführen, da Gewöhnungseffekte eintreten. In Summe bleibt der Reduktionseffekt des Kraftstoffverbrauchs stets unterproportional. Aus diesem Grund greifen Staaten gerne auf die Mineralölsteuer als stabile Einnahmequelle zurück. Größere Effekte erzielen Bepreisungsmaßnahmen vor allem dann, wenn sie langfristig angelegt und für die Menschen planbar sind. Das schwedische Beispiel einer angekündigten schrittweisen Erhöhung veranschaulicht, wie eine langfristig angelegte CO₂-Bepreisung funktionieren kann, wenn der Staat bereit ist, den eigenen Bürgern erhebliche Zusatzlasten aufzuerlegen (siehe Kasten).

Die bisherige Regulierung setzt nur an einem vergleichsweise kleinen Teil der Faktoren an, welche die Emissionen des Straßenverkehrs bestimmen. Der regulatorische Fokus liegt auf den Emissionen von Neuwagen in einem genormten Testumfeld. Faktoren wie der Infrastrukturbestand, Staus oder die zurückgelegten Fahrstrecken wurden bislang weitgehend ignoriert. Die Regulierung ist also weder zielgenau noch effektiv. Es kommt erschwerend hinzu, dass die CO₂-Vermeidungskosten im Verkehr sehr hoch sind. Einheitliche Angaben gibt es hierzu nicht, aber diverse Studien weisen zumeist mehrere hundert Euro pro Tonne aus.

Darüber hinaus ignoriert der Regulierungsansatz im Straßenverkehr bislang die Frage der Sektorenkopplung vollständig, obwohl diese ein prägendes Element der Zukunft sein wird. Um eine bessere Regulierung im Straßenverkehr zu erreichen, ist es notwendig, den Fokus zu erweitern und einen integrierten Ansatz zu verfolgen, der versucht, möglichst alle emissionsrelevanten Faktoren in ein stimmiges Gesamtkonzept einzubetten, was in Abbildung 1.12 skizziert ist.

Ein integrierter Ansatz wird nur die gewünschten Ergebnisse erbringen, wenn er mit den weiteren Sektoren und deren Regulierung verknüpft wird.

1.7 Herausforderung für die Zukunft: Sektorenkopplung

Bislang hat sich gerade in den Sektoren Verkehr und Gebäude gezeigt, dass sektorspezifische Ziele nur bedingt geeignet sind, die Treibhausgasemissionen kostengünstig zu reduzieren. In diesen Sektoren muss sich die Emissionsreduktion sichtbar beschleunigen, wenn die Klimaziele der EU eingehalten werden sollen. Wünschenswert erscheinen dazu marktwirtschaftliche Instrumente, die sich stärker als bisher nach dem CO₂-Ausstoß bemessen, aber gleichzeitig nicht zu einer Abwanderung von Industrie und betroffener Unternehmen und damit auch der entsprechenden Emissionen – Carbon Leakage genannt – führen.

Sektorenkopplung ist im Straßenverkehr ein wichtiges Zukunftsthema, da neben dem Versprechen einer effizienteren Gesamtklimapolitik auch der anstehende Paradigmenwechsel hin zu alternativen Kraftstoffen automatisch zur Sektorenkopplung führt. Es besteht große Einigkeit, dass eine Dekarbonisierung des Verkehrssektors nur durch den Wechsel auf Strom als Primärenergiequelle gelingen kann.

 **Strom ist der Kraftstoff der Zukunft – ob als E-Fuel oder direkt aus der Batterie.**

Der Wechsel hin zum Strom als Primärenergieträger im Straßenverkehr hat begonnen und wird in den kommenden Jahren an Fahrt gewinnen. Das ist nicht gleichzusetzen mit dem Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV), die heute absehbare Batterietechnik bietet nur für einen Teil des Verkehrs ausreichende volumen- und gewichtsspezifische Energiedichten. Wichtige Teile des Verkehrs, wie die Luft- und Seeschifffahrt, aber auch der überregionale Straßengüterverkehr, benötigen Energiemengen, die sich kaum über Batterien im Fahrzeug bereitstellen lassen. Für Pkw und LNfz ist hingegen davon auszugehen, dass sich die Stromspeicherung in Batterien im Fahrzeug langfristig als dominante Technologie durchsetzen wird, was aber nicht bedeuten muss, dass sie eine derartig beherrschende Stellung wie der heutige Verbrennungsmotor haben wird. Auf dem Weg dahin werden verschiedene Hybridvarianten einen evolutionären Übergang schaffen. Technologien wie der Plug-In-Hybrid (PHEV) werden dafür sorgen, dass auch langstreckentaugliche Fahrzeuge am Markt bleiben.

Eine alternative Speichertechnik stellen die sogenannten E-Fuels dar, also gasförmige oder flüssige Kraftstoffe, welche unter Nutzung von Strom hergestellt werden können. Hierbei wird de facto Strom genutzt, um die heute genutzten Kraftstoffe aus Wasser und Luft synthetisch nachzubauen. Das Endprodukt dieses Prozesses kann molekularer Wasserstoff (H₂) sein, aber auch reines Methan (CH₄) oder ein sortenreiner Kohlenwasserstoff, den man bereits heute in Diesel oder Benzin findet. Zur Herstellung benötigt man lediglich (regenerativen) Strom, Wasser und CO₂

als Rohstoffe. Es handelt sich also um klimaneutrale Kraftstoffe, wenn der Strom aus regenerativen Quellen und das CO₂ aus der Umgebungsluft stammen.

Chemisches Hintergrundwissen

Der Produktionsprozess von synthetischen Kraftstoffen lässt sich wie folgt skizzieren. Im ersten Schritt wird mit Hilfe des Elektrolyseverfahrens Wasser (H₂O) in reinen Wasserstoff (H₂) und reinen Sauerstoff (O₂) aufgespalten. Für die energetische Nutzung ist das H₂ geeignet, es enthält fast dreimal so viel Energie pro Tonne wie etwa Benzin. Wasserstoff kann in einem Fahrzeug entweder in einem darauf ausgelegten Verbrennungsmotor verbrannt oder in einer Brennstoffzelle wieder in Strom umgewandelt werden. Allerdings ist die Verteilung und Speicherung von Wasserstoff in einem Fahrzeug vergleichsweise schwierig. Das liegt vor allem am geringen volumenspezifischen Energiegehalt des H₂. Dieses muss extrem (~700 bar) verdichtet werden, um eine ausreichende Energiemenge in einem Fahrzeug zu speichern. Hierfür ist unter anderem eine spezialisierte und kostenintensive Versorgungsinfrastruktur (Puls, 2006, 70f.) notwendig. Aus diesem Grund spricht einiges für eine Weiterverarbeitung des H₂, um den Energieträger besser in bestehende Versorgungssysteme integrieren zu können.

Der nächste Umwandlungsschritt ist die Methanisierung. Hierbei wird der Wasserstoff unter Zugabe von Kohlendioxid (CO₂) in Methan (CH₄) umgewandelt. Dieser Prozess erfordert den Einsatz von größeren Energiemengen, vor allem in Form von Wärme. Der Energiebedarf der Methanisierung erhöht sich, wenn die Konzentration des CO₂ fällt. Bei Verwendung von Umgebungsluft ist der Energiebedarf also viel höher, als wenn eine CO₂-Quelle wie etwa ein Kraftwerk zur Verfügung steht. Das so erzeugte – auch Power-to-Gas oder PtG genannte – Gas kann über das Erdgasnetz verteilt und in jedem bereits heute erhältlichen Erdgasauto genutzt werden. Erdgastankstellen sind bereits in größerer Zahl vorhanden und durch den höheren volumenspezifischen Energiegehalt von Methan, muss es bei der Speicherung im Fahrzeug auch nicht so stark verdichtet werden (~200 bar). Unter Zugabe von weiterer Energie kann noch ein weiterer Umwandlungsschritt durchgeführt werden. Durch Nutzung der Fischer-Tropsch-Synthese (Puls, 2006, 39f.) kann aus

den CH₄ Molekülen ein langkettiger Kohlenwasserstoff erzeugt werden, wie man ihn im heutigen Benzin oder Diesel findet. Dieser Power-to-Liquids (PtL) genannte Stoff ist chemisch vergleichbar mit einem extrem sortenreinen Benzin und könnte über das bestehende Versorgungsnetz verteilt und in jedem heutigen Fahrzeug verwendet werden.

Der chemische Exkurs weist auf die chemisch-physikalischen Rahmenbedingungen von E-Fuels hin: Je mehr chemische Umwandlungen vorgenommen werden, desto besser passt der synthetische Kraftstoff zum bestehenden System. PtL stellt derzeit die einzige Methode dar, regenerativen Strom im heutigen Fahrzeugbestand zu nutzen und darüber die Emissionen der Flotte zu senken.

➔ **Batterien sind effizient – aber aktuell nicht für schwere Lkw oder Luft- und Seefahrt geeignet.**

Jede stoffliche Umwandlung erfordert den Einsatz von Energie, die mit Umwandlungsverlusten einhergehen. Je öfter der Energieträger umgewandelt wird, desto weniger kommt vom ursprünglich eingesetzten Strom im Fahrzeug als nutzbare Energie an. Betrachtet man den PtG-Prozess, erscheint derzeit eine Prozesseffizienz von 56 % denkbar. Etwa 44 % der eingesetzten Energie gehen also auf dem Weg vom Strom bis zur Tankstelle (Well-to-Tank) verloren. Wird das PtG dann in einem Motor verbrannt, gehen weitere zwei Drittel der eingesetzten Energie verloren und nur der Rest wird in Bewegungsenergie umgesetzt. Die Energieeffizienz des Gesamtprozesses (Well-to-Wheel) wird somit aller Wahrscheinlichkeit nach unter 20 % liegen.

Bei Batteriesystemen können hingegen mehr als zwei Drittel des eingespeisten Stroms in Bewegung umgewandelt werden. Daraus folgt, dass durch die Nutzung von synthetischen Kraftstoffen der Strombedarf des Transportsektors deutlich steigt. Der heutige Stand der Technik lässt nicht absehen, ob Batterien die volumen- und gewichtsspezifischen Energiedichten erreichen, die gerade im Gütertransport notwendig sind. Synthetische Kraftstoffe werden daher trotz ihrer eher schlechten Energieeffizienz eine wichtige Rolle für die Energieversorgung des Verkehrs spielen.

Verschiedene Studien (Dena, 2017; BDI, 2018) haben gezeigt, dass E-Fuels langfristig unverzichtbar sein werden, um die hoch gesteckten Klimaziele im Transport zu erreichen. Die Dena-Studie ergab, dass im Jahr 2050

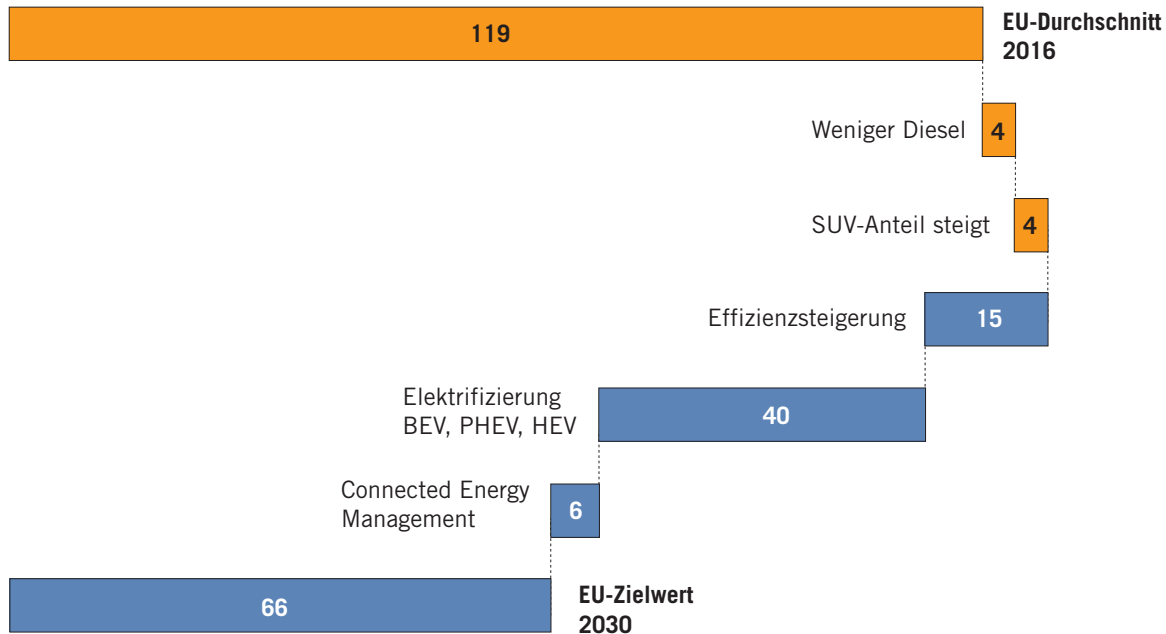
mindestens 70 % des Energiebedarfs des Transports der EU-28 – mit Luft- und Seefahrt – über E-Fuels gedeckt werden muss (Siegemund, 2018, 197). Der Großteil würde dabei in Flugzeugen und Schiffen genutzt werden. Der Bedarf des Straßenverkehrs orientiert sich hingegen daran, welche Reduktionsziele im Jahr 2050 umgesetzt werden sollen. Die mögliche Spanne liegt zwischen 80 % und 95 %. Das 95 %-Ziel bedeutet eine vollständige Dekarbonisierung des Verkehrs, wodurch der Bedarf an E-Fuels in diesem Fall deutlich höher ist als bei dem unteren Zielwert. Aufgrund der beschriebenen Energieverluste bei der E-Fuel-Produktion wirkt sich das entsprechend drastisch auf den Bedarf an regenerativem Strom aus.

➔ **Der Verkehrssektor hat einen enormen Energiebedarf – der Stromsektor ist der natürliche Partner.**

Laut dena entstünde durch die Dekarbonisierung im Transportsektor – inklusive internationaler See- und Luftverkehr – ein Strombedarf, der je nach Szenario dem 1,7 bis 3-fachen der heutigen Stromproduktion in der EU-28 entspricht. Die dena gibt den Strombedarf des Transportsektors – inklusive internationaler See- und Luftverkehr – im Jahr 2050 mit mindesten 4.700 TWh und maximal 8.450 TWh an. Die benötigte Strommenge hängt dabei vom verfolgten Dekarbonisierungsziel ab. Dieser hohe Strombedarf ist laut der Studie am kostengünstigsten über Importe von Synfuels zu decken. Für Importe aus Nordafrika werden Produktionskosten im Jahr 2050 von einem Euro pro Liter Dieseläquivalent für möglich gehalten. Derzeit liegen die Kosten bei 4,5 Euro pro Liter. Es erscheint also möglich, Synfuels künftig zu vertretbaren Kosten herzustellen. Synfuels stellen derzeit die einzige Option zur Dekarbonisierung des heutigen Fahrzeugbestands dar. Im Hinblick auf die Ziele für 2030 ist angeraten, das Thema frühzeitig anzugehen, auch wenn die Kosten für eine Markteinführung bisher zu hoch sind.

Unabhängig davon ob Batterien, Synfuels oder gar Oberleitungsfahrzeuge in Zukunft auf unseren Straßen zum Einsatz kommen – die Elektrifizierung des Verkehrssektors wird in den nächsten Jahren und Jahrzehnten erfolgen müssen. Die klimapolitischen Vorgaben lassen keinen Spielraum für einen anderen Weg. Die Frage ist heute nicht mehr, ob der Verkehrssektor auf den Primärenergieträger Strom umsteigt, sondern wie. Dieser Prozess wird nicht schlagartig, sondern evolutionär erfolgen. Das räumt die Möglichkeit ein, die Umstellung der Ener-

Abbildung 1.13: CO₂ Reduktionspfad im Pkw bis 2030 – Elektrifizierung muss es richten,
Angaben in Gramm pro Kilometer



Quelle: Continental, 2018, 216

gieversorgung des Straßenverkehrs auf den Primärenergieträger Strom vorzubereiten. Dabei muss vor allem die Versorgungsstruktur angepasst werden, denn ohne ausreichend Schnittstellen zwischen Verkehrs- und Stromsektor kann ein Umstieg nicht erfolgen.

Gleiches gilt für die Regulierung. Bislang ist die Regelung vergleichsweise einfach und unproblematisch für den Verkehr. Wenn Strom im Fahrzeug eingesetzt wird, fallen die Emissionen komplett im Stromsektor an. Gleiches gilt für den Bahnstrom. Aufgrund der geringen Zahl von Elektrofahrzeugen stellt das heute noch keine ernst zu nehmende Verzerrung da. Das langfristige Wachstum eines elektrifizierten Verkehrssektors wird sich jedoch drastisch auf den Strombedarf insgesamt auswirken.

Die Stromnachfrage des Straßenverkehrs kann im kommenden Jahrzehnt recht schnell steigen. Verschiedene große Fahrzeughersteller nennen inzwischen für das Jahr 2025 Zielgrößen für den Anteil von Elektrofahrzeugen (Batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) und Plug-In-Hybride (PHEV)) von 20 % bis 25 % am weltweiten Absatz. Auch die Zulieferindustrie rechnet inzwischen mit einer massiven Elektrifizierungswelle im Pkw-Bereich, da sich ohne diesen Schritt die künftigen CO₂-Vorgaben für Neuwagen nicht mehr einhalten lassen. Bereits um die vorge-

legten Zielwerte der EU-28 für 2030 einhalten zu können, muss die Elektrifizierung des Antriebsstranges den Löwenanteil der Einsparungen erbringen. Das bedeutet zum einen den breiten Einsatz von Vollhybriden, aber auch eine weite Verbreitung von BEV und PHEV, die ihre Emissionen zumindest teilweise in den Stromsektor verlagern werden. Eine erwartete Verteilung der künftigen Minderungsleistungen im bestehenden Grenzwertsystem ist in Abbildung 1.13 dargestellt.

Im Grenzwertsystem werden die aktuelle Abkehr vom Diesel und der Trend zu immer mehr SUVs bis 2030 zu höheren Emissionen der Neuwagenflotte führen. Dies muss vor allem durch eine immer weitergehende Elektrifizierung des Antriebsstrangs überkompensiert werden, denn die klassischen Methoden der Effizienzsteigerung haben nicht mehr das Potenzial, die künftigen Zielwerte zu erreichen. Die zusätzliche Stromnachfrage lässt sich nicht beziffern, aber spätestens nach 2030 wird sich der Trend zur strombasierten Mobilität noch einmal enorm beschleunigen müssen.

1.8 Quo vadis Verkehrssektor?

Der Verkehrssektor befindet sich an einem neuralgischen Punkt seiner Entwicklung. Die Dekarbonisierung des Straßenverkehrs kann nur als Teil einer Gesamtstrategie gelingen. Die schrittweise Elektrifizierung des Verkehrssektors zeichnet sich für die Zukunft ab. Der Zielkompass ist somit auf die Sektorenkopplung ausgerichtet.

Die zunehmende Elektrifizierung stärkt die Kopplung von Strom- und Verkehrssektor. Der Stromsektor liefert zunehmend die erforderliche Transportenergie. Somit ist die Sektorenkopplung zwischen dem Verkehrssektor und dem Stromsektor die Voraussetzung und integraler Bestandteil für die nachhaltige Entwicklung der Klimapolitik. Daher müssen die verschiedenen Antriebs- und Speichertechnologien weiter entwickelt und marktfähig gemacht werden. Eine technologieoffene Förderung und Unterstützung der Forschung ist grundlegende Voraussetzung hierfür.

Der Aufbau der notwendigen Versorgungsinfrastruktur, vom Ausbau der Verteilernetze bis hin zur Produktion von Synfuels, ist ein langlaufendes Projekt, für das jetzt die richtigen Weichen gestellt werden müssen. Ohne ausreichend viele öffentliche Schnittstellen zwischen Verkehrs- und Stromsektor kann die umfassende Kopplung der beiden Sektoren nicht realisiert werden, und die Umstellung auf den Primärenergieträger Strom könnte nur von einer vergleichsweise kleinen Nutzergruppe mit eigenen Versorgungspunkten erfolgen. Der Aufbau der Versorgungsinfrastruktur ist dabei eine beachtliche ökonomische Herausforderung, denn bislang stellt der Betrieb der erforderlichen Schnittstellen kein Geschäftsmodell dar. Das Betreiben öffentlicher Ladesäulen ist heute ein Zuschussgeschäft. Auch die Erzeugung von E-Fuels erfolgt heute zu prohibitiv hohen Kosten.

➔ Voraussetzung für eine erfolgreiche Sektorenkopplung ist die Bereitstellung der entsprechenden Schnittstelleninfrastruktur.

Darüber hinaus sind regulatorische Herausforderungen zu bewältigen. Flankierend und als Übergangslösungen können sektorspezifische Instrumente eine wichtige Rolle einnehmen. Ein Beispiel dafür ist eine Bemessung von Energie- und Mineralölsteuern nach ihrem CO₂-Gehalt. Damit würde eine einheitliche Bemessungsgrundlage geschaffen, die eine weitergehende Kopplung erleichtert. Die bestehende Energiesteuer auf Kraftstoffe würde dabei so umbasiert, dass Diesel- und Benzinfahrzeuge anhand ihrer Emissionen besteuert werden. Parallel dazu müsste auch die Kfz-Steuer angepasst werden, die bis-

lang eine Gegenbuchung zu der geringeren Besteuerung von Diesel darstellt.

Das Instrument der CO₂-basierten Energiesteuer könnte ein Ansatz zur Vereinheitlichung der Bemessungsgrundlagen sein, wenn die weiteren Rahmenbedingungen entsprechend gesetzt werden. Die bestehende Grenzwertregulierung für Neuwagen adressiert lediglich die Hersteller und das Emissionspotenzial neu zugelassener Fahrzeuge. Eine unmittelbare Besteuerung anhand der realen Emissionen bezieht den Fahrzeugbestand mit ein und somit auch diejenigen, die aufgrund ihrer Fahrleistungen und ihres Fahrverhaltens über die tatsächlichen Emissionen eines Fahrzeugs entscheiden.

➔ Bis zu einer vollständigen Elektrifizierung wird der Verkehrssektor weiterhin auf konventionelle Kraftstoffe wie Benzin, Diesel oder Erdgas angewiesen sein.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der Verkehrssektor sich bereits in einem großen Transformationsprozess hin zur Elektrifizierung des Antriebes befindet. Hierbei stehen ihm verschiedene Technologien, wie z. B. die Brennstoffzelle oder batteriebetriebene Fahrzeuge zur Verfügung. Bis zu einer vollständigen Elektrifizierung wird der Sektor weiterhin auf konventionelle Kraftstoffe wie Benzin, Diesel oder Erdgas angewiesen sein. Vor dem Hintergrund der erforderlichen Reduzierung von Treibhausgasemissionen müssen sowohl elektrische als auch konventionelle Antriebe ihren Beitrag leisten. Elektrische Antriebe müssen ihre Marktfähigkeit in Bezug auf Wirtschaftlichkeit und Erfüllung der Kundenanforderungen unter Beweis stellen, konventionelle Antriebe müssen weiterhin Effizienzverbesserungen erzielen und so ihre Emissionen senken.

Der konkrete Transformationsprozess wird je nach Teilssegment des Verkehrssektors sehr unterschiedlich ausfallen. Die Anforderungen von Pkw, Lkw, Schiff und Flugzeug an ihren Energiespeicher sind zu unterschiedlich, als das von einer einheitlichen Lösung auszugehen wäre, wie sie heute der Verbrennungsmotor darstellt. Derzeit spricht im Pkw-Bereich vieles dafür, dass sich das batte-

rielektrische Fahrzeug in großen Marktsegmenten langfristig durchsetzen wird. Für den Ferntransport von Gütern zu Land und zu See, aber auch für den Luftverkehr sehen die Vorzeichen anders aus. Hier spricht vieles für den Einsatz von E-Fuels, die in der Debatte über die künftige Energieversorgung des Verkehrssektors ebenfalls eine wichtige Rolle spielen werden.

→ Verbindliche, langfristig angelegte Reduktionsziele verbunden mit einer gezielten Bepreisung von Emissionen erlauben Planungssicherheit und erleichtern Investitionsentscheidungen.

Die stetig zunehmende Elektrifizierung im Verkehrssektor koppelt diesen eng an den Stromsektor und bringt zusätzliche Anforderungen mit sich. Die Erzeugung von Transportenergie im Stromsektor erhöht die Stromnachfrage und verlagert die Emissionen in den Stromsektor. Bisher gibt es keine integrierte Betrachtung von sektorenübergreifenden Emissionen und somit auch keine wirksamen sektorenübergreifenden Maßnahmen zu deren Senkung. Instrumente, wie z. B. die Mineralölsteuer, entfalten kurzfristig eine geringe Lenkungswirkung auf Mobilitätsstrategien. Dies gilt sowohl für Privatverbraucher als auch für Unternehmen. Entscheidend ist daher die Planbarkeit von Mobilitätsentscheidungen – verbindliche, langfristig angelegte Reduktionsziele verbunden mit einer gezielten Bepreisung von Emissionen erlauben Planungssicherheit und erleichtern Investitionsentscheidungen.

Literaturangaben

- BDI – Bundesverband der Deutschen Industrie, 2018, Klimapfade für Deutschland, <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/> [08.03.2018]
- Bundesregierung, 2016, Klimaschutzplan 2050, https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf [08.03.2018]
- Continental, 2018, The Future of Powertrain – The right mix to meet the EU 2050 CO₂ Regulation, Tagungsband des Technischen Kongresses des VDA 2018, Seite 208–225, Berlin,
- dena – Deutsche Energie Agentur, 2017, E-FUELS STUDY, The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU,
- <https://www.vda.de/dam/vda/publications/2017/E-Fuels-Study/E-Fuels%20Study.pdf> [08.03.2018]
- EEA – European Environment Agency, 2017, National emissions reported to the UNFCCC and to the EU Greenhouse Gas Monitoring Mechanism, <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/national-emissions-reported-to-the-unfccc-and-to-the-eu-greenhouse-gas-monitoring-mechanism-13> [08.03.2018]
- EEA, 2018, Monitoring CO₂-Emissions from new passenger cars and vans in 2016, <https://www.eea.europa.eu/publications/co2-emissions-new-cars-and-vans-2016> [08.03.2018]
- EU-Kommission, 2014, Trends to 2050, <https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/media/publications/doc/trends-to-2050-update-2013.pdf> [08.03.2018]
- EV-Volumes The electric vehicles world sales database, 2018, <http://www.ev-volumes.com/> [08.03.2018]
- ICCT – International on Clean Transport, 2017, <https://www.theicct.org/chart-library-passenger-vehicle-fuel-economy> [08.03.2018]
- IEA – International Energy Agency, 2018, IEA Database, <http://data.iea.org/> [08.03.2018]
- Naturverket, 2017, Report for Sweden on assessment of projected progress, <https://www.naturvardsverket.se/upload/miljoarbete-i-samhallet/uppdelat-efter-omrade/klimat/prognoser-for-Sveriges-utslapp/prognoser-for-Sveriges-utslapp-report-sweden-assessment-projected-progress-2017.pdf> [08.03.2018]
- Odyssee Database, 2018, <http://www.indicators.odyssee-mure.eu/energy-efficiency-database.html> [08.03.2018]
- OICA – Organisation Internationale des Constructeurs d'Automobiles, 2018, Sales Statistics 2005-2017, <http://www.oica.net/category/sales-statistics/> [08.03.2018]
- PA Consulting, 2018, The CO₂ Emissions Challenge, <https://www.paconsulting.com/insights/2017/the-co2-emissions-challenge/> [08.03.2018]
- Prognos, 2017, Prognos World Transport Report 2015/2016, Düsseldorf
- Puls, Thomas, 2006, Alternative Antriebe und Kraftstoffe – Was bewegt das Auto von Morgen?, IW-Analysen Nr. 15, Köln.
- Puls, Thomas, 2014, CO₂-Regulierung für Pkw – Fragen und Antworten zu den europäischen Grenzwerten für Fahrzeughersteller, https://www.iwkoeln.de/fileadmin/publikationen/2017/228037/Brosch%C3%BCre_CO2-Grenzwerte_Druck.pdf [08.03.2018]
- Siegemund, Stefan, 2018, E-Fuels Study – The potential of electricity based fuels for low-emission transport in the EU, in: Technischer Kongress des VDA Tagungsband 2018, Seite 196–207, Berlin.
- UBA – Umweltbundesamt, Jährliche Auswertung NO₂ – 2017, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/358/dokumente/no2_2017.xlsx [08.03.2018]
- UBS – Union de banques suisses, 2017, UBS Evidence Lab Electric Car Teardown – Disruption Ahead?, http://www.advantagelithium.com/_resources/pdf/UBS-Article.pdf [08.03.2018]
- Umweltbundesamt Österreich, 2017, European Union Inventory Report 2017, http://webdab1.umweltbundesamt.at/download/submissions2017/EU_NFR2017.zip [08.03.2018]
- Weekly Oil Bulletin, 2018, <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/weekly-oil-bulletin> [08.03.2018]

Energie in der Welt

- 2.1 Zahlen & Fakten
- 2.2 Szenarien und Prognosen zur Entwicklung der Weltenergieversorgung
- 2.3 Klimaverhandlungen COP 23 von Fidschi in Bonn
- 2.4 Entwicklung der weltweiten Stromerzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien
- 2.5 Globale Entwicklung der Kernenergie
- 2.6 Rohstoffnachfrage durch die Elektrifizierung der Mobilität



2.1 Zahlen & Fakten

Im Jahr 2017 erreichten die G20-Länder wieder ihr durchschnittliches Wirtschaftswachstum von 2005 bis 2015. Das Wachstum in China war erneut der Haupttreiber für den weltweiten Energieverbrauch. Der seit 2014 rückläufige globale Kohleverbrauch stabilisierte sich 2017, da sich die Nachfrage in China nach drei Jahren des Rückgangs wieder erholte. Der Anstieg des Ölverbrauchs verlangsamte sich im Jahr 2017, blieb aber deutlich über dem historischen Trend. Die Gasnachfrage stieg weiter an und übertraf den bisherigen Durchschnitt, überwiegend angetrieben durch den Wechsel in der chinesischen Energiepolitik von der Kohle hin zum Gas. Der Stromverbrauch in den G20-Ländern verlangsamte sich 2017, da der leichte Rückgang in den USA die steigende Nachfrage in China kompensierte.

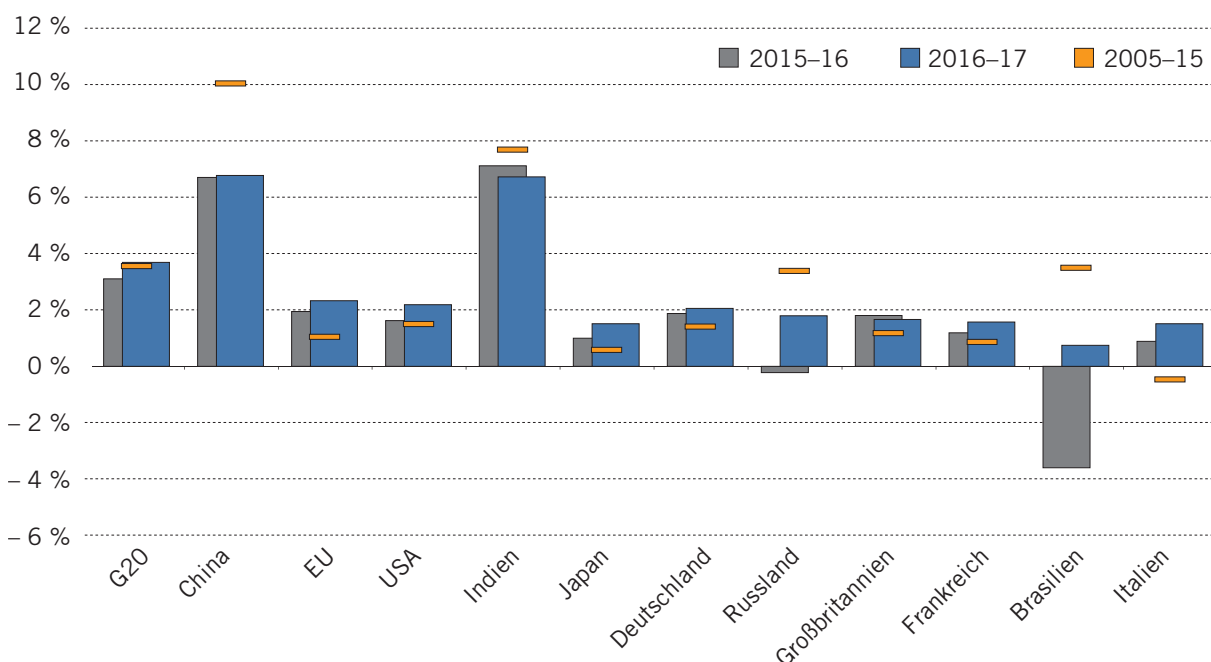
Wirtschaftswachstum

Das Wirtschaftswachstum der G20-Länder hat sich im Jahr 2017 mit 3,7 % entsprechend dem Durchschnitt von 2005 bis 2015 und leicht über dem Wachstum von 2016 (3,1 %) verstärkt. Viele Konjunkturindikatoren verbesserten sich im Jahresverlauf: Die Konsumnachfrage und die kapitalintensiven Investitionen nahmen weltweit zu, während die Arbeitslosigkeit in vielen Industrieländern sank und die Inflation gedämpft blieb.

Das BIP-Wachstum in China war im Vergleich zum Zeitraum 2005 bis 2015 (10 %/Jahr) zwar unterdurchschnittlich, blieb aber mit 6,8 % stabil, da die Exporte ihren höchsten Anstieg der letzten vier Jahre verzeichneten. In den Vereinigten Staaten trug die hohe Binnen- nachfrage zu einem stärkeren Wirtschaftswachstum bei (+2,2 % im Jahr 2017, gegenüber rund 1,5 % im Zeitraum 2005 bis 2015), wobei der Anstieg der Konsum- ausgaben durch Importe begünstigt wurde.

Auch die Europäische Union verzeichnete 2017 ein BIP- Wachstum von 2,3 %, das höchste seit 2007. Die Inves-

Abbildung 2.1: BIP-Wachstum in den wichtigsten Industrieländern der G20 in drei Betrachtungszeiträumen (%/Jahr)



Anteil am G20-BIP	China	EU	USA	Indien	Japan	Deutschland	Russland	GB	Frankreich	Brasilien	Italien
	23 %	21 %	19 %	9 %	5 %	4 %	3 %	3 %	4 %	3 %	2 %

Quelle: Enerdata

tionsströme erholten sich von der Weltwirtschaftskrise 2008. Zudem verbesserten sich die Inlands- und Auslandsnachfrage und der Arbeitsmarkt. Das deutsche BIP-Wachstum erreichte 2017 ein Sechsjahreshoch, während sich das BIP-Wachstum in Frankreich und Italien beschleunigte. In Großbritannien hingegen bremsen der rückläufige private Konsum sowie schwache Unternehmensinvestitionen das BIP-Wachstum.

→ Das Weltwirtschaftswachstum stieg im Jahr 2017 auf 3,7 %, was dem Zehn-Jahres-Trend von 2005 bis 2015 entspricht.

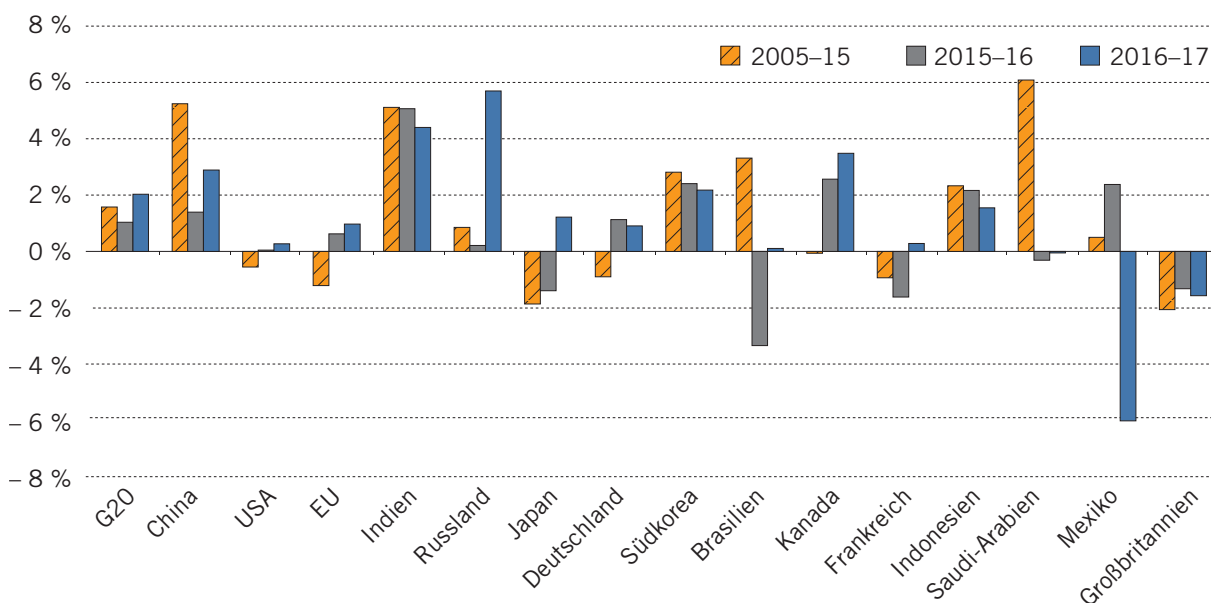
Das Wirtschaftswachstum in Indien blieb im Jahr 2017 hoch (rund 7 %), angetrieben durch stärkere Staatsausgaben und den privaten Konsum, wenn auch langsamer als im Durchschnitt von 2005 bis 2015, da die indische Wirtschaft unter der im November 2016 eingeleiteten Demo-

netarisierung und der komplizierten Einführung einer Waren- und Dienstleistungssteuer (GST) im Juli 2017 litt.

Wie in China sorgte die weltweite Nachfrage nach technologischen Produkten für einen Investitionsboom in Japan im Jahr 2017, und das japanische BIP stieg im Jahresverlauf um 1,5 %, mehr als doppelt so hoch wie im Durchschnitt der Jahre 2005 bis 2015.

Im Jahr 2017 bestätigten Russland und Brasilien ihre wirtschaftliche Erholung nach zwei Jahren Rezession mit einem BIP-Wachstum von 1,8 % bzw. 0,7 %. Russland profitierte von der Stabilisierung der Ölpreise, einer unterstützenden Geldpolitik und einer geringeren Inflation, während sich der private Konsum und die Industrieproduktion in Brasilien erholten.

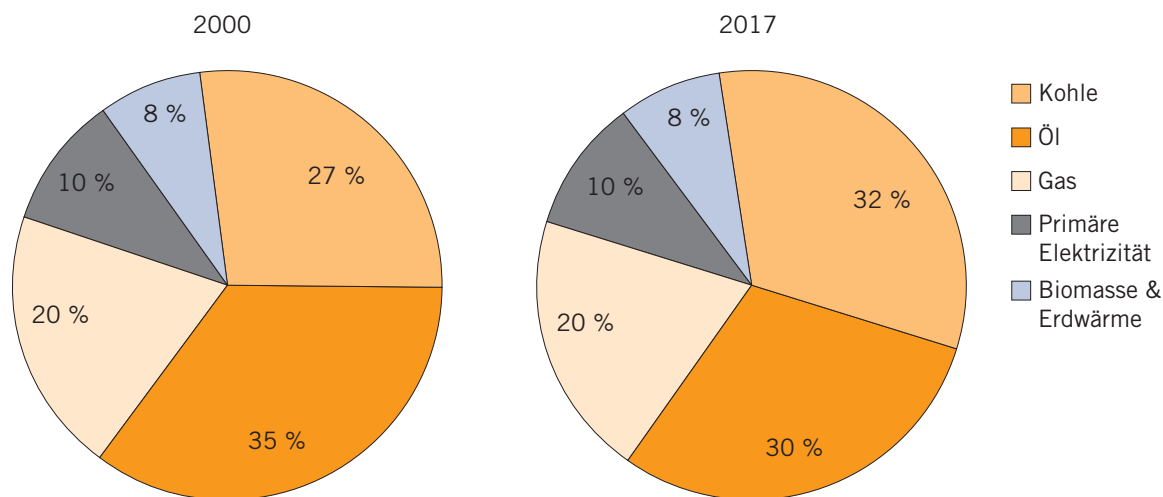
Abbildung 2.2: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs für die G20-Länder (%/Jahr)



Anteil am Primärenergieverbrauch	China	USA	EU	Indien	Russland	Japan	Deutschland	Südkorea	Brasilien	Kanada	Frankreich	Indonesien	Saudi-Arabien	Mexiko	GB
	28 %	20 %	15 %	8 %	7 %	4 %	3 %	3 %	3 %	3 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %

Quelle: Enerdata

Abbildung 2.3: Aufschlüsselung des Energieverbrauchs für die G20-Länder in den Jahren 2000 und 2017



Quelle: Enerdata

Gesamtenergieverbrauch

Der weltweite Energieverbrauch hat sich 2017 beschleunigt (+2 % gegenüber +1 % im Jahr 2016 und durchschnittlich 1,7 %/Jahr im Zeitraum 2015 bis 2015).

➔ **Der Gesamtenergieverbrauch der G20-Länder beschleunigte sich 2017, angetrieben durch China und Indien.**

Der Gesamtenergieverbrauch der G20-Länder hat sich beschleunigt. Dies war hauptsächlich bedingt durch eine höhere Nachfrage in China, dem weltweit größten Energieverbrauchenden Land (+2,9 %, doppelt so starker Anstieg wie 2016, aber unter dem Durchschnitt von +5,3 % pro Jahr zwischen 2005 und 2015), und in Indien (+4,4 %, leicht unter dem Durchschnitt von 5 % pro Jahr im Zeitraum 2005 bis 2016).

Auch in anderen asiatischen Ländern nahm der Energieverbrauch zu: +1,2 % in Japan (erster Anstieg seit 2013) und rund +2 % in Südkorea und Indonesien. Einen Anstieg verzeichnete auch die Europäische Union (+1 % im Jahr 2017 gegenüber +0,6 % im Jahr 2016 sowie ein durchschnittlicher Rückgang von 1,2 %/Jahr im Zeitraum 2005 bis 2015), trotz des Rückgangs des Energieverbrauchs um 1,6 % im Vereinigten Königreich.

Dagegen blieb der Energieverbrauch in den USA stabil, da die Energienachfrage aus dem Stromsektor zurückging. Er stagnierte 2016 und war zwischen 2005 und 2015 um fast 1 % pro Jahr zurückgegangen.

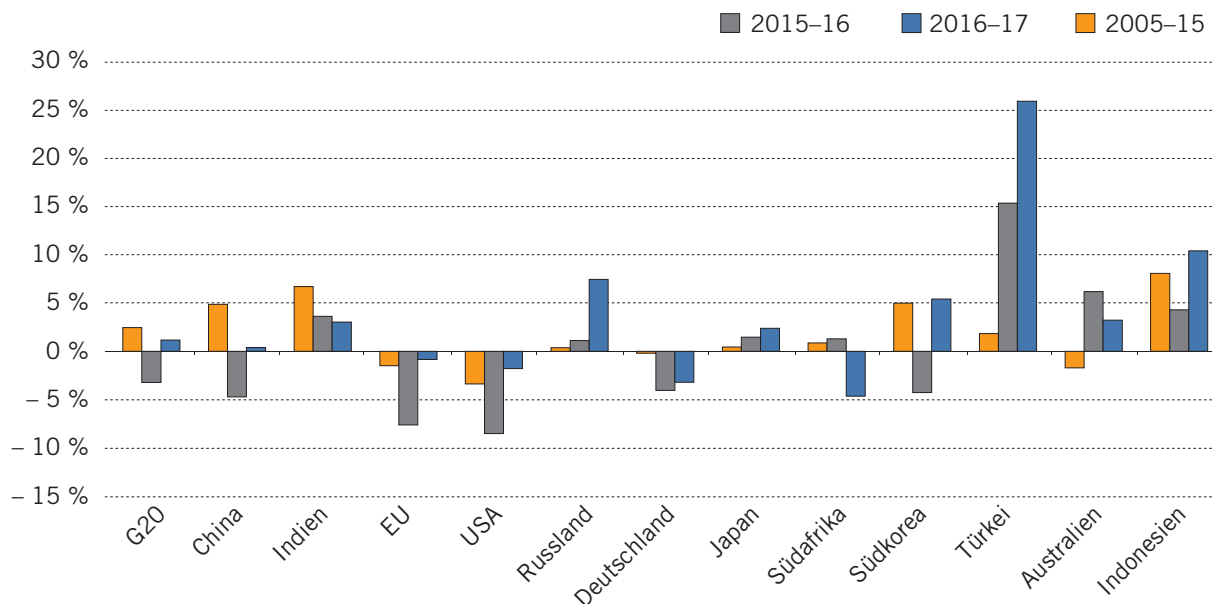
Der Anteil der Kohle hat zwischen 2000 und 2017 stark zugenommen (+5 %), was hauptsächlich auf den steigenden Anteil Chinas am Gesamtenergieverbrauch und einer erhöhten Energienachfrage zurückzuführen ist. Im Laufe des Zeitraums wurde Kohle zum größten Energielieferanten in den G20-Ländern, während Öl im Jahr 2000 mit 35 % im globalen Energiemix dominierte und in 2017 auf 29 % zurückfiel. Der Anteil der anderen Energien war nahezu stabil: 20 % für Gas, 10 % für Kernenergie und erneuerbare Energien sowie 8 % für Biomasse und Wärme im Jahr 2017.

Kohlemarkt

Der weltweite Kohleverbrauch, der seit 2014 rückläufig war, stieg um 1,2 % im Jahr 2017 aufgrund der Nachfrage aus dem Energiesektor in Asien.

Angetrieben vom anhaltenden Wirtschaftswachstum, steigendem Stromverbrauch und gelockerten Produktionsbeschränkungen erhöhte sich der chinesische Kohleverbrauch nach drei Jahren des Rückgangs wieder leicht (+0,4 % im Jahr 2017). Trotz dieses Anstiegs des Kohleverbrauchs verfolgt die chinesische Regierung weiterhin ihre Pläne, die Wirtschaft zu dekarbonisieren, die Luftver-

Abbildung 2.4: Entwicklung des Kohleverbrauchs in den G20-Ländern (%/Jahr)



Anteil am

Anteil am G20-Kohleverbrauch	China	Indien	EU	USA	Russland	Deutschland	Japan	Südafrika	Südkorea	Türkei	Australien	Indonesien
	51 %	13 %	9 %	9 %	3 %	3 %	3 %	3 %	2 %	2 %	2 %	1 %

Quelle: Enerdata

schmutzung zu begrenzen und den Einsatz von Kohle bei der Stromerzeugung zugunsten von Gas und erneuerbaren Energien zu reduzieren.

→ Chinas Kohleverbrauch stieg 2017 nach drei Jahren erstmals wieder an.

Das Wachstum des Kohleverbrauchs blieb in Indien hoch (+3 % im Jahr 2017, jedoch deutlich unter dem historischen Trend); als lokale und billige Energiequelle war Kohle weiterhin das Rückgrat der indischen Stromerzeugung. Die Nachfrage nach Kohle stieg ebenso in Russland stark an (+7 %), in Japan (mehr als 2 %), getrieben durch die konjunkturelle Erholung, in Südkorea (+5 %) und in der Türkei (26 %).

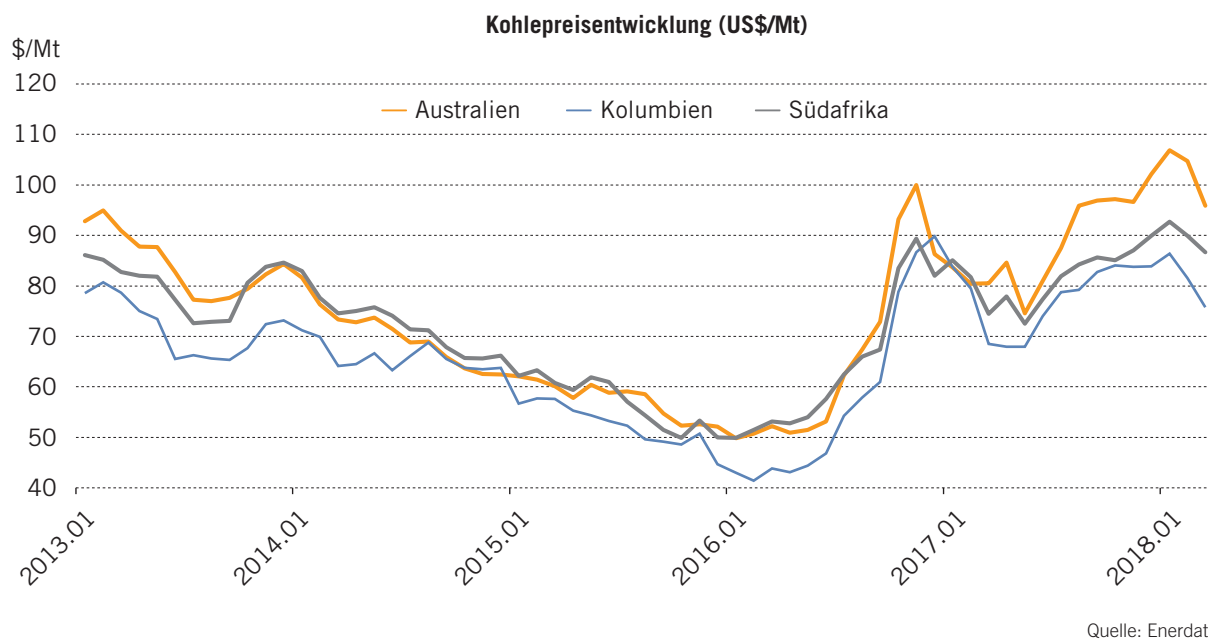
Der Kohleverbrauch in den USA ging hingegen weiter zurück (-1,8 %), was auf die starke Substitution von Kohle durch Gas im Stromsektor zurückzuführen ist: Im Jahr 2017 wurden mehr als 6 GW Kohlekraftwerke still-

gelegt und erstmals seit einem Jahrzehnt keine weiteren Kohlekraftwerke in Betrieb genommen. So erreichte der Anteil der Kohle am US-Strommix im Jahr 2017 mit 30 % ein Rekordtief.

In Europa ging die Nachfrage nach Kohle erneut zurück (-1 %). Auch in Deutschland ging der Kohleverbrauch um mehr als 3 % zurück, dies überwiegend durch die Ausweitung der Windenergie (+33 % im Jahr 2017). Mehrere Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke wurden vom Netz genommen oder in den Standby-Modus versetzt.

Die globalen Kohlepreise, die 2016 aufgrund der Verknappung des chinesischen Kohleangebots (Senkung der heimischen Kohleproduktion in China durch Preiserhöhungen und Importe) um 10–15 % gestiegen waren, kletterten 2017 weiter um rund 30 %. Die chinesischen Kohleimporte stiegen um mehr als 6 % auf ein Dreijahreshoch im Jahr 2017 und führten damit zum Anstieg der Kohlepreise bei. Starke Aufträge aus Indien und Südkorea führten ebenfalls zur Erhöhung der Kohlenachfrage und der Preise. Andererseits stießen mehrere Hersteller auf vorübergehende Exportschwierigkeiten, klimati-

Abbildung 2.5: Entwicklung der globalen Kohlepreise



sche Bedingungen wie starke Regenfälle in Indonesien und Kolumbien oder der Zyklon Debbie, aber auch soziopolitische Umstände wie Arbeitskämpfe in Australien trugen zu einer Verknappung von Kohle am Markt bei.

Ölmarkt

Der weltweite Ölverbrauch stieg im Jahr 2017 (+1,9 %) weiter an, da die Ölnachfrage in den Bereichen Transport und Petrochemie anzog. Die weltweiten Pkw-Verkäufe stiegen im Jahr 2017 stark an und orientierten sich zunehmend an größeren, verbrauchsintensiveren Fahrzeugen wie SUVs (34 % des Umsatzes im Jahr 2017), wodurch der rückläufige durchschnittliche Kraftstoffverbrauch und die bisherigen Bemühungen um Energieeffizienz überkompensiert wurden. Darüber hinaus trug die Ölnachfrage aus der Petrochemie im Jahr 2017, insbesondere in China und den USA, aufgrund der sehr preisgünstigen US-Schieferöllieferungen zum Anstieg bei.

➔ Der Ölverbrauch der G20-Länder stieg 2017 im Vergleich zu 2016 weniger stark an, blieb aber deutlich über dem Zehn-Jahres-Trend.

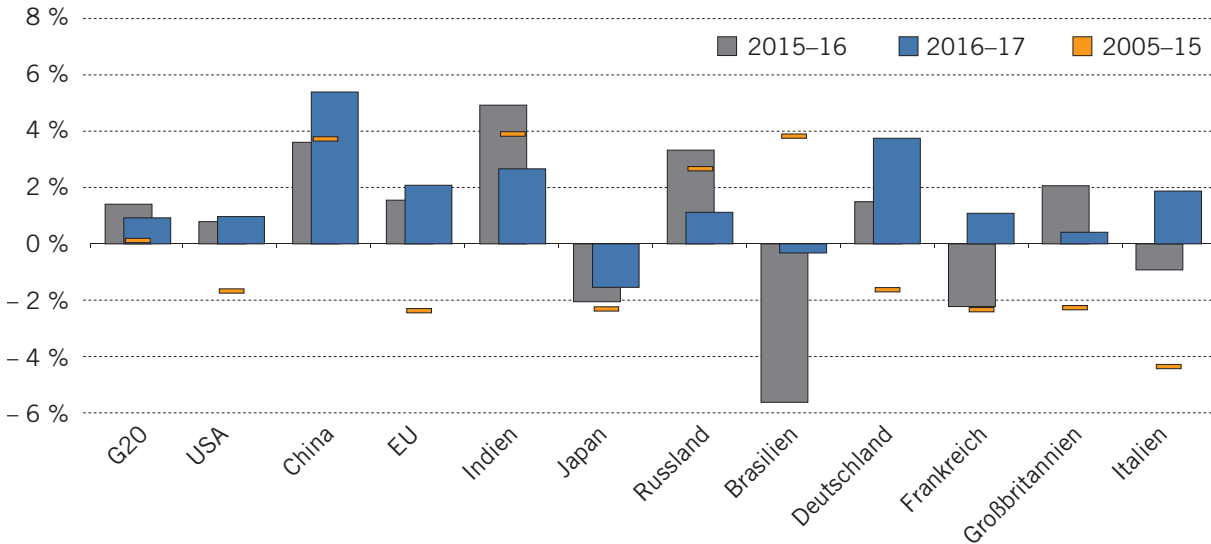
In China stieg der Ölverbrauch 2017 aufgrund des starken Wirtschaftswachstums um 5,4 %, und die chinesischen Ölimporte übertrafen sogar die der Vereinigten Staaten. Der Ölverbrauch in den USA stieg 2017 leicht um +1 %. In Indien blieb das Wachstum des Ölverbrauchs im Jahr 2017 stabil (+5 %), trotz eines geringeren Wirtschaftswachstums und schwacher Fahrzeugverkäufe.

Die Ölnachfrage in Russland ging zurück (–1 % in 2017 von +3,3 % in 2016) trotz der wirtschaftlichen Erholung. In Südkorea verlangsamte sie sich (+1,5 % im Jahr 2017, un damit deutlich weniger als die +8 % in 2016, aber im Rahmen des Durchschnitts von 2005 bis 2015). In Japan ging die Ölnachfrage weiter zurück (–1,5 % im Jahr 2017), während sie in Brasilien wieder anstieg (rund +1 %, verglichen mit fast –6 % im Jahr 2016).

In Europa stieg die Ölnachfrage aufgrund der sich erholenden Konjunktur und des stetigen Wachstums der Pkw-Verkäufe um rund 2 % (+3 %, das vierte Jahr in Folge). Insbesondere in Deutschland (fast +4 %, bedingt durch eine hohe Nachfrage aus der Chemiebranche) und Frankreich (rund +1 %) war ein Anstieg des Ölverbrauchs spürbar.

Die im November 2016 getroffene Vereinbarung zwischen den OPEC-Mitgliedern und Russland, die Ölförderung ab Januar 2017 zu kürzen, um den Rückgang der

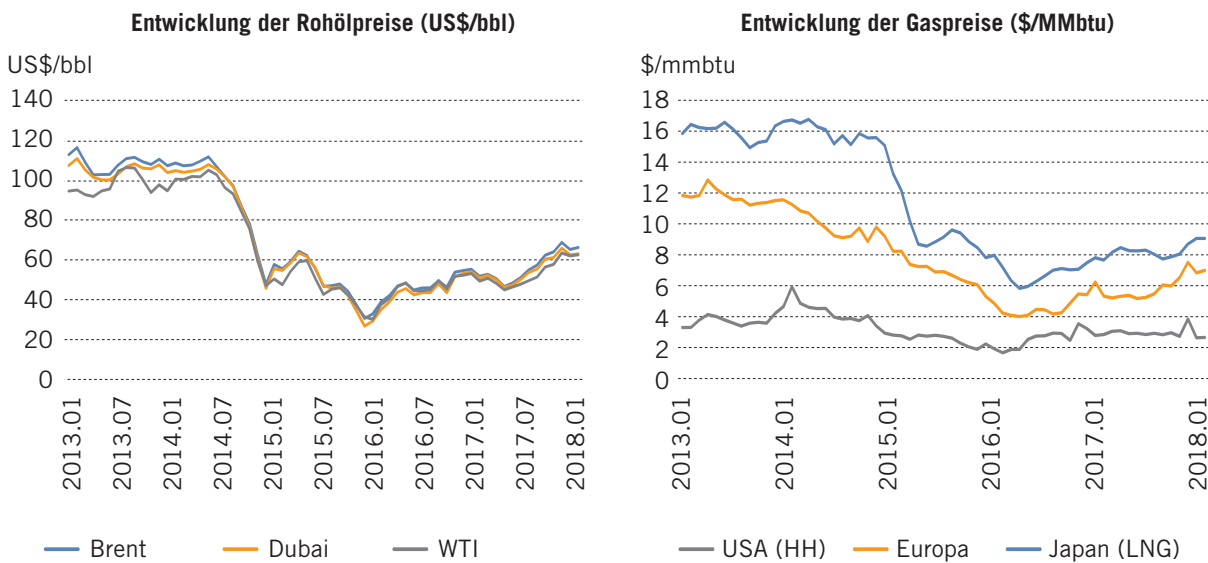
Abbildung 2.6: Entwicklung des Ölverbrauchs in den G20-Ländern (%/Jahr)



Anteil am G20-Ölverbrauch	USA	China	EU	Indien	Japan	Russland	Brasilien	Deutschland	Frankreich	GB	Italien
	25 %	18 %	17 %	7 %	5 %	5 %	4 %	3 %	2 %	2 %	2 %

Quelle: Enerdata

Abbildung 2.7: Entwicklung der Rohöl- und Gaspreise



Quelle: Enerdata

Rohölpreise (durchschnittlich –16 % im Jahr 2016) zu stoppen, erwies sich im Jahr 2017 als wirkungsvoll. Die Rohölpreise stiegen im Jahr 2017 je nach Markt um 20–30 %. Insgesamt ging die OPEC-Rohölproduktion um rund 1 % zurück, wobei die großen Produzenten die Produktion reduzierten (für Saudi-Arabien um rund 2 %), während Russland die Produktion stabilisierte und Länder wie Iran oder Libyen die Ölproduktion verstärkten. Auch in den USA stieg die Rohölproduktion weiter an (+5,2 %). Auch die globalen Preise wurden durch das starke Wirtschafts- und Nachfragewachstum sowie die Finanzmärkte nach oben getrieben.

➔ **Die Kürzung der Rohölproduktion der OPEC sowie starke Finanzmärkte führten zum Anstieg der weltweiten Ölpreise in 2017 von 20 bis 30 %.**

Wie schon 2016 folgten die Erdgaspreise dem Anstieg der Rohölpreise im Jahr 2017 und festigten sich in Europa und Japan (+24 % bzw. +17 %). Die asiatischen LNG-Importpreise stiegen wegen des knappen Angebots in Australien (Wartung und verzögerte Inbetriebnahme von LNG-Anlagen) sowie steigender LNG-Importe aus China (+50 %). Die Gaspreise in Europa, die in der ersten Jahreshälfte noch recht stabil waren, stiegen im vierten Quartal wegen niedriger Speicherstände, des anhaltenden Umstiegs von Kohle zu Gas, steigender Öl- und Kohlepreise sowie einer angespannten Versorgungslage im Dezember 2017 (Explosion am Hub Baumgarten in Österreich und Unterbrechung der Forties-Pipeline in Großbritannien).

Auch in den USA stiegen die Gaspreise, wenn auch langsamer als in Europa oder Japan (+19 %), da die geringere Gasnachfrage aus dem Stromsektor, die um 1,1 % gestiegene Gasproduktion und der Aufbau neuer Gaspipelinekapazitäten im Nordosten – wo es häufig zu winterlichen Preisspitzen kommt – den Preisanstieg leicht kompensierten.

Erdgasmarkt

Der weltweite Gasverbrauch erholt sich seit 2014 und wuchs im Jahr 2017 um fast 4 %, angetrieben durch den Handel von Kohle hin zu Gas im Stromsektor und das allgemeine Wirtschaftswachstum.

China trug mit fast 30 % zum weltweiten Wachstum bei, mit einem Anstieg des inländischen Gasverbrauchs um 30 Mrd. Kubikmeter im Jahr 2017 im Einklang mit seinem Wandel in der Energiepolitik von der Kohle hin zu Gas. Dieser Zuwachs von 15 % ist fast doppelt so hoch wie im Jahr 2016. Im Jahr 2017 stiegen die chinesischen LNG-Importe um fast 50 % und die gesamten Erdgasimporte (einschließlich Pipeline-Importe) um 35 %: China überholte damit die Vereinigten Staaten als drittgrößter Gasimporteure nach Japan und Deutschland.

➔ **Der weltweite Gasverbrauch stieg im Jahr 2017 weiter an und lag damit über dem Durchschnitt der Jahre 2005 bis 2015.**

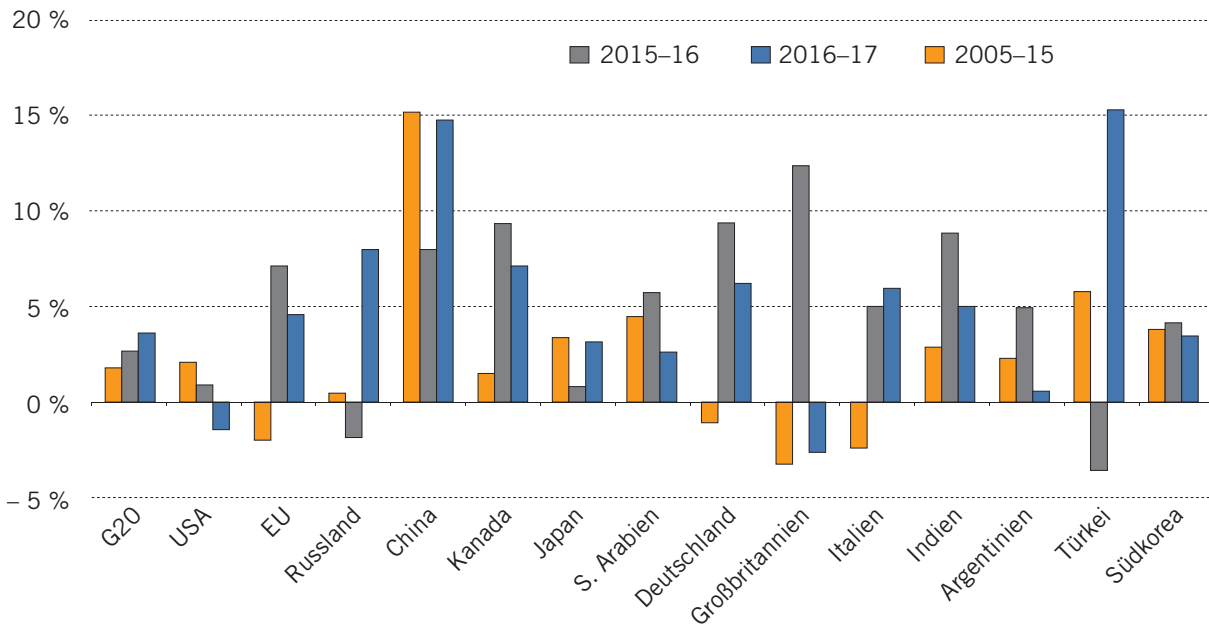
In den USA ging der Gasverbrauch dagegen um 1,4 % zurück. Dieser Rückgang in den USA, der erste nach sieben Jahren ununterbrochenen Wachstums, spiegelt vor allem eine geringere Nachfrage aus dem Energiesektor wider, bedingt durch geringere Stromnachfrage und verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien.

In Russland führten der höhere Wärmebedarf und die wirtschaftliche Erholung zu einem Anstieg des Gasverbrauchs, um 8 % nach vier Jahren des Rückgangs. Auch die russischen Exporte nach Europa wuchsen deutlich, primär um den steigenden Gasverbrauch in Europa zu decken.

Der europäische Gasverbrauch, der zwischen 2010 und 2014 stetig zurückgegangen war, wuchs aufgrund der wirtschaftlichen Erholung und der geringeren Wasserkrafterzeugung im dritten Jahr in Folge (fast +5 %). Speziell der Gasverbrauch in Deutschland und Italien stieg um rund 6 % an. Ein höherer industrieller Verbrauch und steigende Nachfrage aus dem Energiesektor in Italien bei geringer Wasserkraftverfügbarkeit und reduzierten Nuklearimporten aus Frankreich zeichnen sich hier verantwortlich. In Großbritannien trugen die steigende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (+12 %) und die wärmere Witterung zu einem Rückgang des Gasverbrauchs um 2,6 % bei – nach einem Anstieg um 12 % im Jahr 2016.

In Asien stieg der Gasverbrauch in Indien weiter an (+5 % im Jahr 2017, nach +9 % in 2016), getragen von einem stetigen Wirtschaftswachstum, einer höheren Inlandsproduktion und LNG-Importen. In Japan stieg der

Abbildung 2.8: Entwicklung des Gasverbrauchs in den G20-Ländern (%/Jahr)



Anteil am G20-Gasverbrauch	USA	EU	Russland	China	Kanada	Japan	S. Arabien	land	GB	Italien	Indien	Argen- tinien	Türkei	Süd- korea
	28 %	18 %	17 %	9 %	5 %	5 %	3 %	3 %	3 %	3 %	2 %	2 %	2 %	2 %

Quelle: Enerdata

Gasverbrauch um 3,2 %, während die Abschaltung eines Kernkraftwerks dazu beitrug, den Gasbedarf des Stromsektors in Südkorea zu erhöhen (+3,5 %).

Strommarkt

Der weltweite Stromverbrauch stieg 2017 trotz zweier gegenläufiger Trends weiter an (+12,5 %).

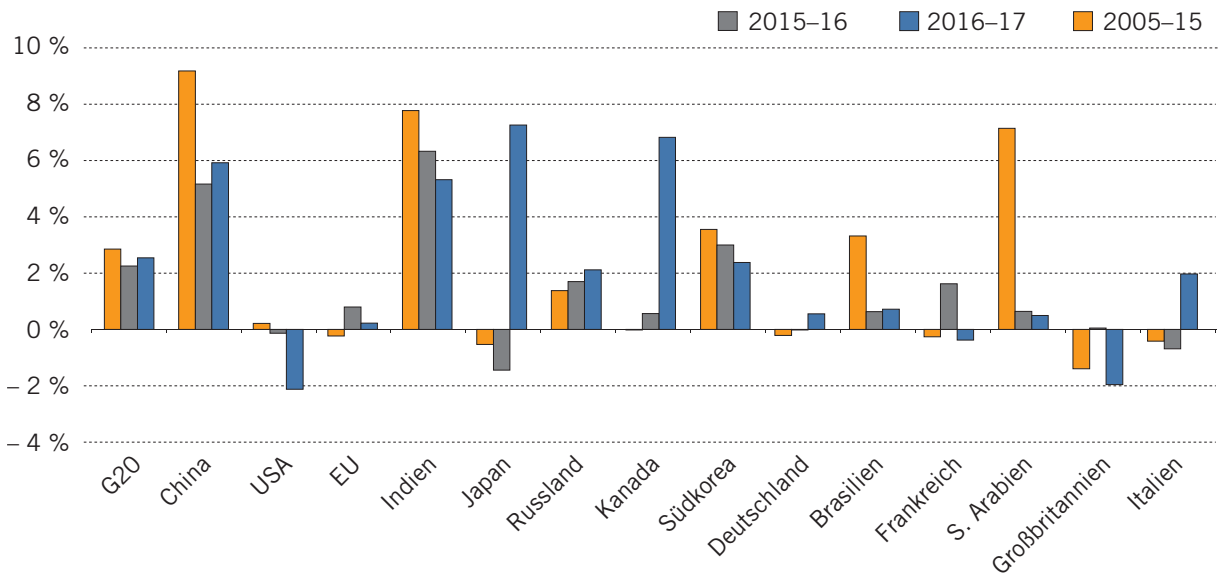
Der Stromverbrauch in China (+5,9 % im Jahr 2017, gegenüber +5,2 % im Jahr 2016) stieg weiter an, angetrieben durch die starke industrielle Nachfrage und trotz großer Verbesserungen der Energieeffizienz. Dasselbe gilt in anderen großen Volkswirtschaften wie Südkorea (2,4 %) oder Kanada (+4,7 %). Auch in Japan stieg der Stromverbrauch um 7,2 %, der erste Anstieg seit 2013, als Folge der sich verbessernden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Indien verzeichnete ein Wachstum von 5 %, was mit der starken wirtschaftlichen Aktivität des Landes und dem verbesserten Zugang zu Elektrizität zusammenhing. In Brasilien (weniger als +1 %) und Russland (+2 %) fiel das Wachstum des Stromver-

brauchs geringer aus, da sich diese Länder von zwei Jahren schwerer Wirtschaftskrise erholten.

Das Wachstum des Stromverbrauchs in China und Indien war der Hauptgrund für das Wachstum der Stromnachfrage in den G20-Ländern.

In den USA und in der Europäischen Union hingegen ging die Stromnachfrage aufgrund von Verbesserungen der Energieeffizienz weiter leicht zurück bzw. stagnierten: Der Stromverbrauch in den USA, der sich seit 2013 verlangsamt, ging 2017 erneut um 2,1 % zurück. In der Europäischen Union war die Entwicklung gegenläufig, da der Stromverbrauch in Deutschland um 0,6 %, in Italien um rund 2 % zunahm. In Großbritannien fiel er um fast 2 %, wegen des schwachen Wirtschaftsklimas. In Frankreich blieb der Stromverbrauch 2017 aufgrund der etwas wärmeren Temperaturen stabil.

Abbildung 2.9: Entwicklung des Stromverbrauchs in den G20-Ländern (%/Jahr)



Anteil am G20-Gasverbrauch	China	USA	EU	Indien	Japan	Russland	Kanada	Südkorea	Deutschland	Brasilien	Frankreich	S. Arabien	GB	Italien
	30 %	20 %	15 %	6 %	5 %	5 %	3 %	3 %	3 %	3 %	2 %	2 %	2 %	2 %

Quelle: Enerdata

Im Jahr 2017 hatte die thermische Erzeugung noch immer den größten Anteil am Strommix (50 % in der Europäischen Union, 64 % in den USA und 71 % in China). Kohle blieb die Hauptquelle für die weltweite Stromerzeugung, ihr Anteil ist seit 2000 stabil. Der Anteil der Kernenergie ist im Zeitraum 2000 bis 2017 trotz Kapazitäts- und Produktionssteigerung zurückgegangen. Seit dem Jahr 2000 hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) am globalen Strommix verzehnfacht, von 1 % auf 10 % im Jahr 2017, dank steigender Wind- und Solarstromerzeugung (bis zu 5 % bzw. 2 % des globalen Strommixes).

➔ Mit einer Steigerung von 38 % im Jahr 2017 wuchs der Anteil der erneuerbaren Energien am chinesischen Strommix auf 7 %.

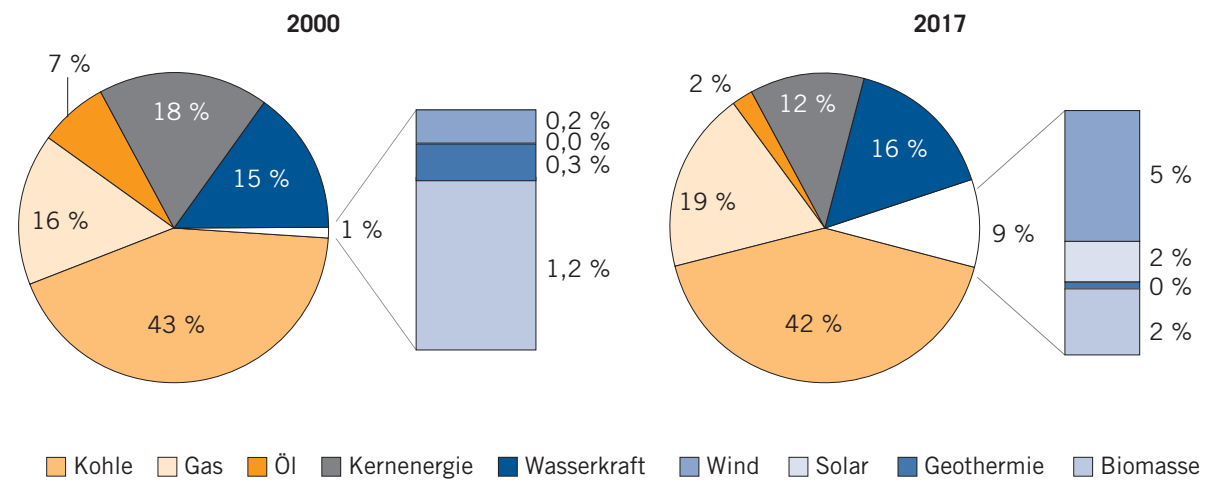
Die regenerative Stromerzeugung gewann 2017 vor allem in Asien an Fahrt. In China, wo sich die Regierung ehrgeizige Ziele für erneuerbare Energien gesetzt hat, um den Strom- und Industriesektor weg von der Kohle zu verlagern, stieg die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energi-

en im Laufe des Jahres um 38 % auf 7 % des Strommixes. Die solare Erzeugung stieg um 75 % und die Windkraft um 26 % im Jahr 2017.

Die regenerative Stromerzeugung in den USA wuchs 2017 weiter (+12 % für Wind und +47 % für Solar) und erreichte 8 % des Strommixes zu Lasten der thermischen Kapazitäten. Auch in der Europäischen Union folgte die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien einem Aufwärtstrend, dank einer Steigerung der Windkraft in Deutschland und Großbritannien um 33 % und einer höheren Solarproduktion in Deutschland (+5 %), Italien (+14 %) und Großbritannien (+10 %). Der Anteil der erneuerbaren Energien am europäischen Strommix beträgt mittlerweile 15 %.

Finanzielle Anreize trugen zur boomenden Solarstromerzeugung in Japan bei (15-fache Steigerung der Erzeugung seit 2010, davon allein +30 % im Jahr 2017), ebenso wie in Indien (+88 %) und Südafrika (+23 %). In Brasilien stieg die Windkraftproduktion stark an (+27 % auf 7 % des Strommixes im Jahr 2017 und eine achtfache Steigerung der Windproduktion seit 2012), ebenso in Indien (+19 %).

Abbildung 2.10: Stromerzeugungsmix in den G20-Ländern in den Jahren 2000 und 2017

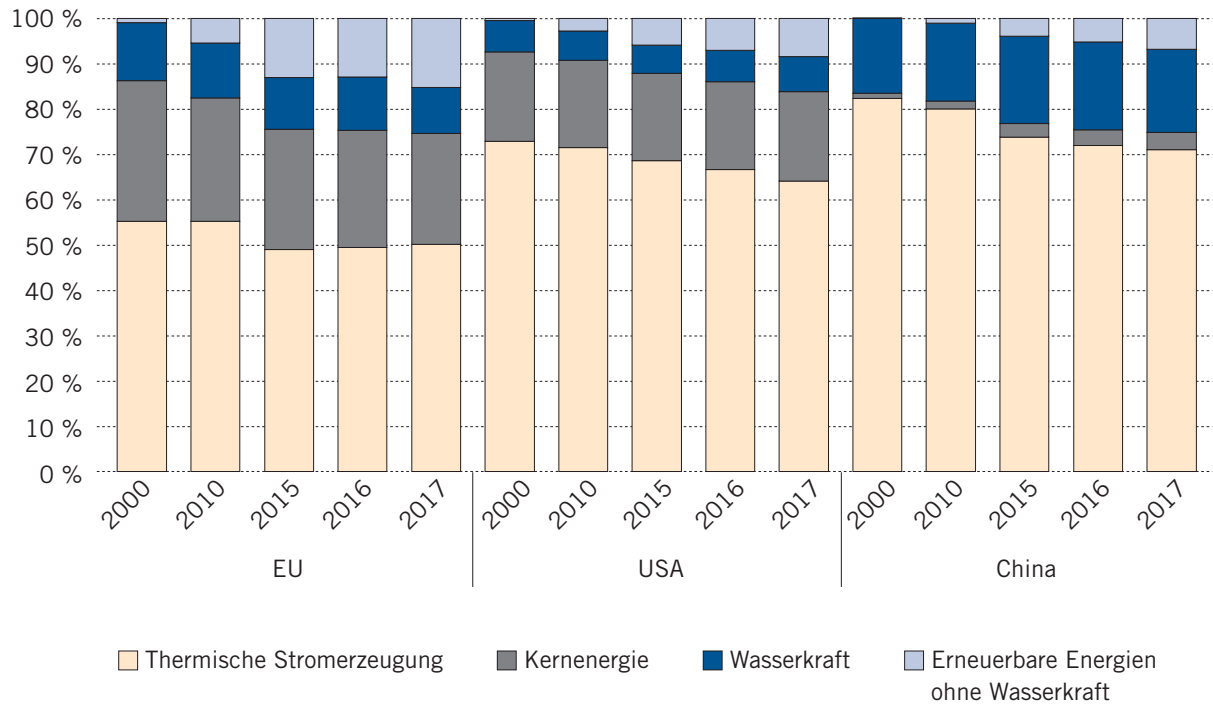


Quelle: Enerdata

Im Jahr 2017 haben die erneuerbaren Energien weltweit weiter an Dynamik gewonnen mit rund 47 GW neuer Windkapazität und mehr als 73 GW neuer Solarkapazität (nach +50 GW Wind- und +73 GW Solarkapazität im Jahr 2016). Seit 2010 wurden mehr als 328 GW Windkapazi-

tät und 330 GW Solarkapazität installiert, was dazu beitrug, den Anteil erneuerbarer Energien an der weltweiten Stromerzeugung deutlich auszubauen.

Abbildung 2.11: Entwicklung des Stromerzeugungsmix in der EU, den USA und China



Quelle: Enerdata

2.2 Szenarien und Prognosen zur Entwicklung der Weltenergieversorgung

Szenarien und Prognosen sind wichtige Instrumente, um Erkenntnisse über zukünftige Entwicklungen zu gewinnen und entsprechende Maßnahmen heute in die Wege leiten zu können. Alle in jüngster Zeit vorgelegten Studien der relevanten Institutionen gehen von einem künftig steigenden Weltenergieverbrauch aus. Allerdings unterscheiden sich die erwarteten Entwicklungen deutlich von den Trends der Vergangenheit sowie auch von Einschätzungen, die in früheren Jahren gemacht wurden. Wesentliche Punkte sind:

- Die Zuwachsraten im globalen Energieverbrauch fallen deutlich niedriger aus als in den letzten Jahrzehnten.
- Die erneuerbaren Energien werden – ebenfalls anders als in der Vergangenheit – am stärksten zur Deckung des Bedarfszuwachses beitragen.
- Neue Technologien drängen auf den Markt.
- Die Digitalisierung schreitet voran.
- Die ökonomischen und geopolitischen Schwerpunkte verschieben sich.
- Umwelt- und Klimafragen werden ein größeres Gewicht beigemessen.

Wir stehen vor einer Reise in eine neue Energiewelt, in der die genannten Treiber heute bestehende Strukturen verändern werden. Trotzdem wird kein Szenario und keine Prognose, die in diese Synopse einbezogen sind, dem im Pariser Klimagipfel vereinbarten 2-Grad-Ziel gerecht – mit Ausnahme des Sustainable Development Szenarios der IEA und des Even Faster Transition Szenarios von BP. In diesen Szenarien ist das Erreichen des Klimaziels allerdings als Prämisse gesetzt. Die Einhaltung des Pariser Klimaabkommens stellt somit eine gewaltige Herausforderung dar, der die Weltgemeinschaft nur durch eine Verstärkung der internationalen Zusammenarbeit gerecht werden kann.

Zur künftigen weltweiten Entwicklung von Angebot und Nachfrage im Energiebereich legen verschiedene Institutionen regelmäßig Analysen vor. Dies sind insbesondere der World Energy Council (WEC), die International Energy Agency (IEA), die U.S. Energy Information Administration (EIA) sowie die internationalen Öl- und Gaskonzerne ExxonMobil, Shell und BP. Die Ergebnisse aktuell veröffentlichter Studien werden nachfolgend skizziert.

Berücksichtigt sind der *International Energy Outlook 2017* der EIA, der *World Energy Outlook 2017* der IEA, der *2018 Outlook for Energy: A View to 2040* von ExxonMobil und der *BP Energy Outlook – 2018 Edition*. Die jüngste globale Szenarien-Studie von Shell erschien 2013. Sie war bisher nur durch die Studie *New Lenses*

Städte der Zukunft im Jahr 2014 ergänzt worden. Der WEC wird im September 2019 im Rahmen der Weltenergiekonferenz in Abu Dhabi eine Neuauflage der zuletzt im Oktober 2016 veröffentlichten *World Energy Scenarios* vorstellen.

World Energy Outlook 2017 der IEA

Im November 2017 hat die International Energy Agency den World Energy Outlook 2017 (WEO 2017) vorgelegt. Dem Ausblick mit Zeithorizont 2040 liegen drei Szenarien zugrunde, für die – abhängig von den jeweils getroffenen Annahmen – ein quantifizierter Ausblick zur Entwicklung von Angebot und Nachfrage nach Energieträgern unter Differenzierung nach Weltregionen gegeben wird. Bei den Szenarien handelt es sich ausdrücklich nicht um Prognosen, sondern um – unter den getroffenen Annahmen – mögliche konsistente Zukunftsbilder.

- Das Szenario *New Policies* (NP) zeigt auf, wie sich das Energiesystem bei Zugrundelegung der aktuellen Politik und der angekündigten Pläne entwickeln könnte.
- Das Szenario *Current Policies* (CP) geht von unveränderten energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen aus, berücksichtigt also nur die bis Mitte 2017 rechtlich verbindlich in Kraft gesetzten Regelungen.
- Das Szenario *Sustainable Development* (SD) beschreibt einen integrierten Ansatz zur Verwirklichung der energiebezogenen Aspekte der UN-Ziele für nachhaltige Entwicklung, das heißt entschlossene Klimaschutzmaßnahmen, universeller Zugang zu zeitgemäßer Energie bis 2030 und drastische Reduzierung der Luftverschmutzung. Dies sind die drei Bereiche, in denen die Entwicklung im New Policies Szenario hinter den Erfordernissen zurückbleibt.

Ergänzend wird ein *Low Oil Price Scenario* betrachtet.

Das New Policies Szenario wird von der IEA als das zentrale Szenario klassifiziert. Diese Wahl macht, wie in der Szenario-Technik üblich, keine Aussage über die Wahrscheinlichkeit des Eintretens oder die Wünschbarkeit dieses Szenarios oder eines der anderen Szenarien. Vielmehr werden die Entwicklungstrends veranschaulicht,

die sich unter den jeweiligen Rahmenbedingungen nach Einschätzung der IEA abzeichnen. Angesichts der Klassifikation des New Policies Scenarios als zentrales Szenario konzentrieren sich die folgenden Aussagen darauf.

→ Der bis 2040 im New Policies Scenario erwartete Zuwachs im globalen Primärenergieverbrauch von 3,8 Mrd. toe entspricht dem heutigen Energieverbrauch von China und Indien

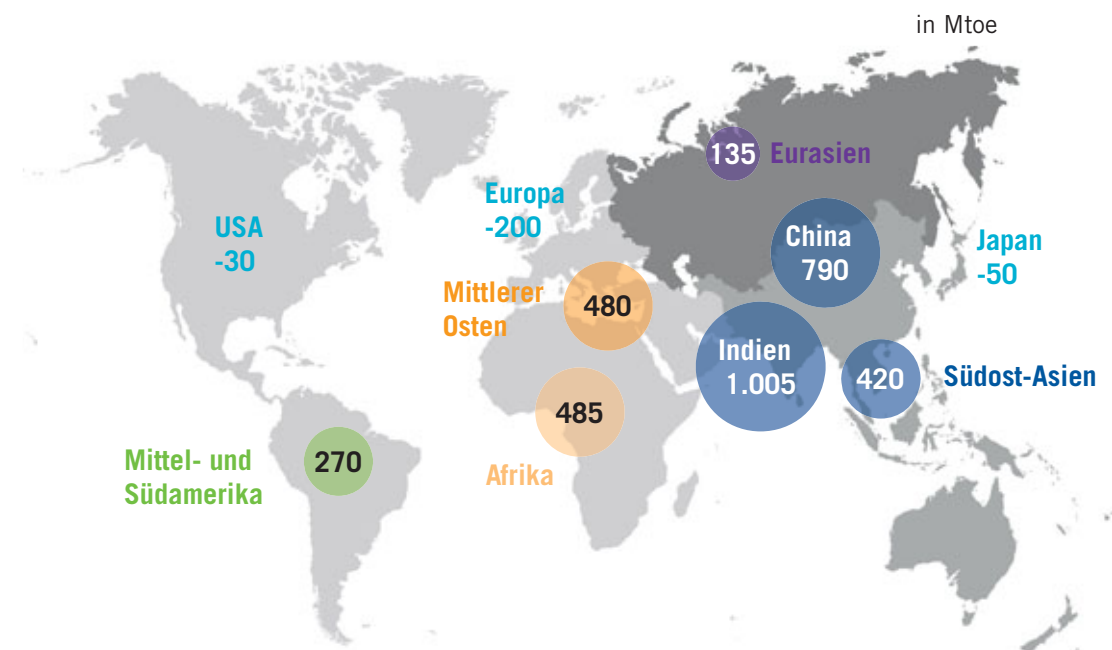
Der weltweite Primärenergieverbrauch nimmt von 13,8 Milliarden Tonnen Öläquivalent (Mrd. toe) im Jahr 2016 um 28 % auf 17,6 Mrd. toe im Jahr 2040 zu. Das ist mit durchschnittlich 1,0 % pro Jahr eine deutlich geringere Zunahme als in der Vergangenheit. Allerdings hat der bis 2040 erwartete Zuwachs trotzdem noch eine Dimension, die dem heutigen Energieverbrauch von China und Indi-

en zusammen entspricht. Ursache ist ausschließlich der Anstieg in den Entwicklungs- und Schwellenländern.

Vom gesamten Zuwachs im globalen Primärenergieverbrauch werden 60 % durch konventionelle Energien – also Öl, Erdgas, Kohle sowie Kernenergie – und 40 % durch erneuerbare Energien gedeckt. Damit verringert sich der Anteil der konventionellen Energien am Primärenergieverbrauch von 86 % im Jahr 2016 auf 80 % im Jahr 2040. Die einzelnen Energiearten verzeichnen eine unterschiedliche Entwicklung:

- Der Verbrauch an Erdöl erhöht sich global bis 2040 um 10 %. Wichtigster Treiber ist die wachsende Nachfrage des Transportsektors und der Petrochemie.
- Der Verbrauch an Kohle nimmt weltweit bis 2040 noch um 5 % zu. Zunahmen im Kohleverbrauch werden im Wesentlichen nur noch in einer Reihe von Entwicklungs- und Schwellenländern in Asien, vor allem in Indien, erwartet. Im China hat der Kohleverbrauch 2014 den bisher höchsten Stand erreicht. Bis 2040 wird mit einem Rückgang um 13 % gegenüber

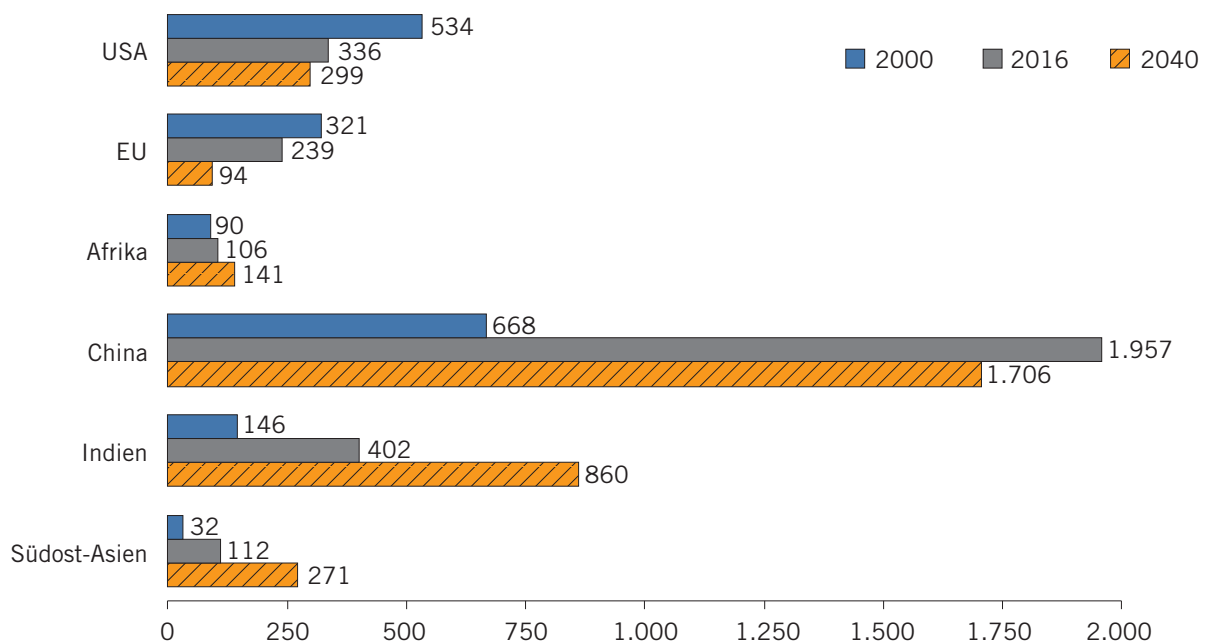
Abbildung 2.12: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Weltregionen bis 2040



Wachstum konzentriert sich auf Südost-Asien, den Mittleren Osten, Afrika und Südamerika. Rückgang in USA, Europa und Japan.

Quelle: IEA, World Energy Outlook 2017

Abbildung 2.13: Entwicklung des Verbrauchs an Kohle nach Staaten/Weltregionen bis 2040, in Mtoe



Quelle: IEA, World Energy Outlook 2017, Paris 2017

2016 gerechnet. Für die EU wird eine Reduktion des Kohle Verbrauchs um 61 %, für die USA um 11 % im Vergleich zu 2016 ausgewiesen.

- Erdgas ist der einzige fossile Energieträger, dessen Anteil am Weltenergieverbrauch bis 2040 zunimmt, und zwar von 22 % auf 25 %. In den 2030er Jahren löst Erdgas damit die Kohle als zweitwichtigsten Energieträger – nach Erdöl – ab.
- Die Perspektiven der Kernenergie haben sich im Vergleich zum World Energy Outlook 2016 eingetrübt. Der bis 2040 erwartete Zuwachs entspricht nur noch 47 %. Im WEO2016 war noch ein Plus von 78 % angesetzt worden.
- Die Produktion erneuerbarer Energien erhöht sich bis 2040 um 80 %; deren Anteil am Primärenergieverbrauch steigt von 14 % im Jahr 2016 auf 20 % im Jahr 2040.

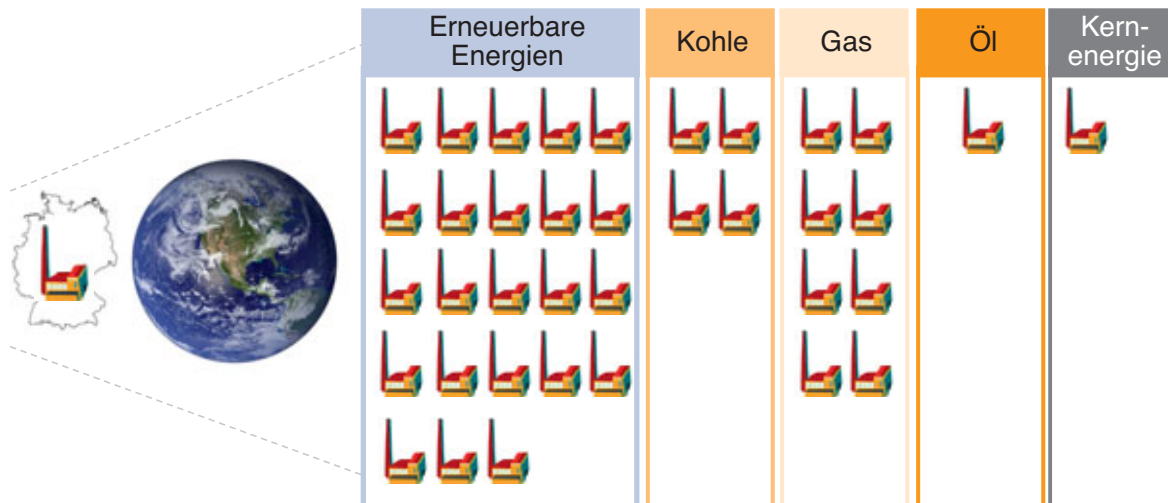
➔ Der weltweite Stromverbrauch wächst doppelt so stark wie der Primärenergieverbrauch.

Die weltweite Stromnachfrage nimmt bis 2040 um 59 % und damit doppelt so stark zu wie der Primärenergieverbrauch. 64 % der Steigerung entfallen auf die Region Asien/Pazifik. Dort verdoppelt sich der Stromverbrauch bis 2040. In China beträgt der Zuwachs 68 %, in Indien sogar 200 %. Im Vergleich dazu verzeichnet der Stromverbrauch der EU mit + 8 % bis 2040 gegenüber 2016 nur ein sehr bescheidenes Wachstum. Nach Energieträgern zeichnet sich folgende Entwicklung ab:

- Die weltweite Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigt im Zeitraum 2016 bis 2040 um 160 %. Damit decken die erneuerbaren Energien zwei Drittel des gesamten Zuwachses der Stromnachfrage ab. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der globalen Stromerzeugung steigt von 24 % im Jahr 2016 auf 40 % im Jahr 2040.
- Die Stromerzeugung aus Kohle legt demgegenüber nur um 9 % zu. Damit sinkt der Anteil von Kohle an der weltweiten Stromerzeugung von 37 % im Jahr 2016 auf 26 % im Jahr 2040. Kohle wird als Hauptenergieträger für die Stromerzeugung von den erneuerbaren Energien abgelöst.

Abbildung 2.14: Weltweiter Zubau an Stromerzeugungskapazität nach Energieträgern bis 2040

(davon knapp ein Drittel Ersatz bestehender Anlagen) entspricht ...



... **36 x** im Vergleich zur heutigen Stromerzeugungskapazität in Deutschland (210 GW)

Quelle: International Energy Agency, World Energy Outlook 2017, New Policies Scenario

- Die Stromerzeugung aus Erdgas erhöht sich um 57 % in absoluten Größen und damit im Gleichschritt mit der gesamten globalen Stromnachfrage. Entsprechend bleibt der Anteil mit 23 bis 24 % stabil.
- Der Beitrag von Öl zur Stromerzeugung vermindert sich von 4 % auf 1 %.
- Der Zubau von Kernkraftwerken konzentriert sich auf Länder, in denen diese Technologie staatliche Unterstützung erfährt. Dies sind vor allem China, Indien und Russland sowie auch Staaten des Mittleren Ostens. Weltweit verringert sich der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung von 11 % im Jahr 2016 auf 10 % im Jahr 2040.

➔ **Kohle wird als Hauptenergieträger für die Stromerzeugung von den erneuerbaren Energien abgelöst.**

Die globalen energiebedingten CO₂-Emissionen nehmen bis 2040 noch um 11 % im Vergleich zu 2016 zu. Zwar flacht der Emissionsanstieg im Vergleich zur Vergangenheit deutlich ab. Allerdings würde mit einer solchen Entwicklung das Ziel, den Temperaturanstieg auf unter 2 Grad Celsius zu begrenzen, deutlich verfehlt.

In dem IEA-Szenario *Sustainable Development* wird u. a. aufgezeigt, wie die CO₂-Emissionen verlaufen müssten, um sie in Einklang mit dem Pariser Klimaabkommen zu bringen – Rückgang um mehr als 40 % bis 2040 im Vergleich zu 2016. Um diesem Zielszenario gerecht zu werden, sind Weichenstellungen mit folgenden Konsequenzen im Vergleich zum Szenario *New Policies* erforderlich:

- Stabilisierung des gesamten Primärenergieverbrauchs in etwa auf heutigem Niveau durch verstärkte Energieeffizienz
- Drastischer Rückgang im Verbrauch von Kohle und Öl
- Verdoppelung des Beitrags der Kernenergie gegenüber dem heutigen Stand

- Verzehnfachung der Nutzung neuer erneuerbarer Energien, insbesondere Wind und Sonne, bei gleichzeitigem Ausbau der Nutzung auch von Wasserkraft und Biomasse.

➔ Im SD-Szenario verzehnfacht sich die Nutzung erneuerbarer Energien, insbesondere von Wind und Sonne, bis 2040.

Der Anteil erneuerbarer Energien erhöht sich bis 2040 im SD-Szenario auf 30 % – gemessen am Primärenergieverbrauch und auf 63 % an der weltweiten Stromerzeugung.

Bewertung

Die Ergebnisse des World Energy Outlooks 2017 der IEA sind geprägt durch die in den Modellrechnungen getroffenen Annahmen. Die unterstellten Kosten für die verschiedenen Energietechnologien haben ebenso einen großen Einfluss auf die Ergebnisse wie die Annahmen zu den künftigen Preisen für CO₂. Das zeigt insbesondere ein Vergleich zwischen dem Szenario New Policies und dem Zielszenario Sustainable Development. Vergleicht man die aktuell von der IEA vorgelegten Ergebnisse mit den Modellrechnungen der Vergangenheit, so wird insbesondere deutlich, dass die Erwartungen zur Kernenergie deutlich herabgesetzt wurden, während die Perspektiven für die erneuerbaren Energien von Jahr zu Jahr positiver eingeschätzt wurden. Trotzdem könnten die Zubauten für Kernkraftwerke auch im WEO 2017 noch zu hoch angesetzt sein.

Auf der anderen Seite dürfte auch für diese Publikation gelten, dass die Aussichten der erneuerbaren Energien immer noch unterschätzt werden, im Szenario CP ohnehin, aber auch im dem zentralen Szenario NP. Anders ist die Situation im Szenario SD. Dabei ist allerdings der besondere Charakter dieses Szenarios zu berücksichtigen, in dem nicht aufgezeigt wird, was künftig zu erwarten ist, sondern was geschehen müsste, damit die ambitionierten Anforderungen der UN-Ziele für nachhaltige Entwicklung eingehalten werden.

International Energy Outlook 2017 der EIA

Die U.S. Energy Information Administration (EIA) veröffentlichte im September 2017 den International Energy Outlook 2017 (IEO 2017). In diesem Ausblick auf die

globale Entwicklung von Energieangebot und -nachfrage bis 2040 handelt es sich nicht um eine Prognose, was geschehen wird, sondern um Szenarien, deren Ergebnisse vor dem Hintergrund der jeweils getroffenen Annahmen zu interpretieren sind. Im Mittelpunkt der Studie steht ein Reference Case (RC) – ergänzt um alternative Szenarien, die durch höheres bzw. niedrigeres Wirtschaftswachstum sowie durch höhere bzw. niedrigere Weltmarktpreise für Öl im Vergleich zum Reference Case gekennzeichnet sind. Die im Folgenden für den IEO 2017 ausgewiesenen Ergebnisse beziehen sich ausschließlich auf den RC. Der RC kann als business-as-usual-Szenario charakterisiert werden, die sich auf folgende Vorgaben stützt:

- Globales Wirtschaftswachstum von durchschnittlich 3 % pro Jahr im Zeitraum 2015 bis 2040
- Kontinuierliche Verbesserung bekannter Technologien
- Fortbestand der derzeit gültigen politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der bestehenden Ziele und Verpflichtungen – etwa zum Klimaschutz – über den gesamten Betrachtungszeitraum.

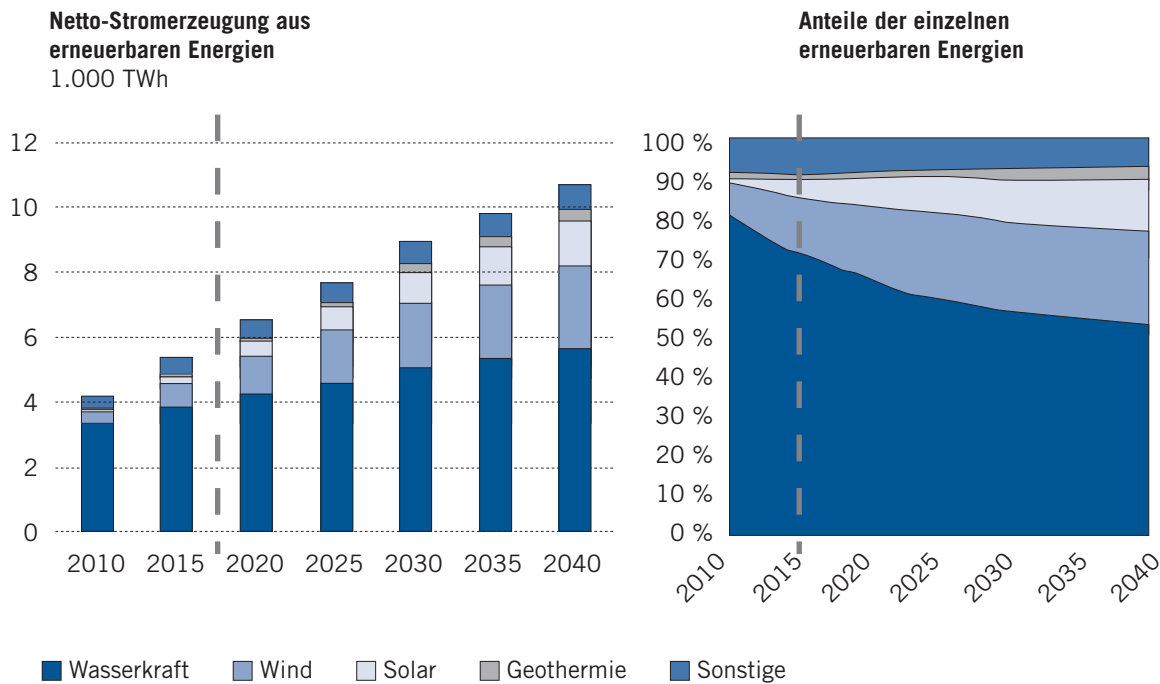
Der Projektion liegt zugrunde, dass sich der Weltmarktpreis für Rohöl von gegenwärtig knapp 50 \$/Barrel auf 109 \$/Barrel bis 2040 – gemessen im Geldwert des Jahres 2016 – erhöht.

Die auf dieser Basis durchgeführten Modellrechnungen kommen zu dem Ergebnis, dass sich der globale Primärenergieverbrauch bis 2040 im Vergleich zu 2015 um 28 % erhöht. Dieser Zuwachs geht vor allem auf den zunehmenden Energiebedarf der Entwicklungs- und Schwellenländer zurück (+ 41 %). Im Unterschied dazu wird für die Industriestaaten ein Anstieg von lediglich 9 % erwartet.

➔ Zur Deckung des künftig noch wachsenden Energieverbrauchs tragen alle Energieträger – mit Ausnahme der Kohle – bei.

Zur Deckung des wachsenden Bedarfs tragen alle Energieträger – mit Ausnahme der Kohle – bei. Das stärkste Wachstum unter den fossilen Energieträgern wird mit 1,4 % pro Jahr für Erdgas ausgewiesen – verglichen mit + 0,7 % pro Jahr für Öl. Der größte Teil der zunehmen-

Abbildung 2.15: Entwicklung der weltweiten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2040



den Ölnachfrage wird durch eine steigende Förderung im Mittleren Osten gedeckt. Die Produktion an Erdgas weist ebenfalls im Mittleren Osten die stärkste Dynamik auf. Zusätzliche Erdgasmengen werden außerdem insbesondere in den USA und in China bereitgestellt, dort vor allem in Form von Schiefergas.

➔ **Ab 2018 werden die USA Nettoexporteur von Erdgas.**

Für den weltweiten Handel mit LNG wird bis 2040 fast mit einer Verdreifachung gerechnet. Auch die Pipeline-Infrastruktur wird weiter ausgebaut. 2040 dürften damit die internationalen Gasflüsse jeweils zur Hälfte über Pipelines und in Form von LNG erfolgen. Ab 2018 werden die USA Nettoexporteur von Erdgas.

70 % des weltweiten Kohleverbrauchs entfallen auf drei Länder: China, Indien und USA. In Indien verdoppelt sich der Kohleverbrauch bis 2040 nahezu im Vergleich zu heute. Demgegenüber geht die Kohlenachfrage in China und in den USA zurück. China wird die erwartete deutliche Zunahme der Elektrizitätsnachfrage durch wachsen-

de Beiträge von Erdgas, Kernenergie und erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung decken. Allerdings wird für 2040 noch ein Kohleanteil an der Stromerzeugung in China von 47 % errechnet – gegenüber dem heutigen Anteil von mehr als zwei Drittel.

Am Primärenergieverbrauch sind fossile Energien 2040 weltweit mit 77 % beteiligt – gegenüber 83 % im Jahr 2015. Auf Kernenergie entfallen konstant 5 %.

➔ **Von dem bis 2040 erwarteten Ausbau der Kernenergie entfallen mehr als zwei Drittel auf China.**

Der globale Anteil der Kernenergie an der Deckung der bis 2040 um 45 % steigenden Stromnachfrage bleibt mit knapp 11 % unverändert. Von dem bis 2040 erwarteten Ausbau der Kernenergie entfallen mehr als zwei Drittel auf China. Daneben wird insbesondere in Indien, in Russland, im Mittleren Osten und in Japan mit einer Erhöhung der Stromerzeugung aus Kernenergie im Vergleich zum Stand des Jahres 2015 gerechnet. In Nord-

amerika und in Europa geht die Stromerzeugung aus Kernenergie dagegen zurück.

Den erneuerbaren Energien wird das stärkste Wachstum zugeschrieben. Deren Anteil an der weltweiten Stromerzeugung vergrößert sich von 23 % im Jahr 2015 auf 31 % im Jahr 2040. Das heißt aber gleichzeitig, dass gemäß RC der EIA auch 2040 noch 58 % der Stromerzeugung auf fossilen Energien basieren. Dazu tragen Kohle mit 31 % und Erdgas mit 26 % bei.

Die CO₂-Emissionen erhöhen sich von 33,9 Milliarden Tonnen im Jahr 2015 um 16 % auf 39,3 Milliarden Tonnen im Jahr 2040. Eine Trendwende zeichnet sich somit in den bevorstehenden Jahrzehnten laut dem Reference Case der U.S. Energy Information Administration nicht ab, auch wenn sich die jährlichen Zuwachsraten gegenüber 1,3 % im Zeitraum 1990 bis 2015 künftig auf 0,6 % halbieren.

Bewertung

In dem Bericht der EIA wird explizit darauf hingewiesen, dass die vorgelegte Projektion keine Prognose darstellt, was künftig geschehen könnte, sondern dass es sich um Ergebnisse von Modellrechnungen handelt, die ausweisen, wie sich die Entwicklung unter den getroffenen Annahmen darstellen könnte. Die Annahmen insbesondere zur politischen Rahmensetzung unterstellen ein Festhalten am Status Quo. Tatsächlich zu erwarten sind allerdings deutlich veränderte Weichenstellungen, die sich signifikant auf die künftige Energieversorgung auswirken. Entsprechend ist insbesondere mit einem deutlich stärkeren Wachstum der erneuerbaren Energien zu rechnen, als im RC der EIA zum Ausdruck kommt. Dies gilt vor allem für die Wind- und die Solarenergie, deren tatsächliche Perspektiven durch die Modellrechnungen der EIA nicht abgebildet werden.

Global Energy Outlook 2018 von ExxonMobil


In der Publikation *2018 Outlook for Energy: A View to 2040* wird für den Zeitraum 2016 bis 2040 ein Anstieg der weltweiten Energienachfrage um 23 % prognostiziert. Die zusätzliche Nachfrage entspricht der Summe des heutigen Energieverbrauchs der USA und Indiens.

Die Erhöhung des globalen Energieverbrauchs geht ausschließlich auf die zunehmende Nachfrage in den Entwicklungs- und Schwellenländern zurück. Dort steigt der Energieverbrauch bis 2040 um 40 %, während für die

OECD-Staaten mit einem Rückgang um 3 % gerechnet wird.

Treiber sind das Wachstum der Weltbevölkerung von 7,4 Milliarden im Jahr 2016 auf 9,2 Milliarden im Jahr 2040. In derselben Zeit verdoppelt sich die weltweite Wirtschaftsleistung. Die Energieintensität, ausgedrückt als Energieverbrauch pro Einheit GDP, sinkt in dem genannten Zeitraum um 37 %. Der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch steigt von 14,5 % im Jahr 2016 auf 16,4 % im Jahr 2040. Der Beitrag der Kernenergie nimmt von 4,9 % auf 6,7 % zu. Entsprechend verringert sich der Beitrag der fossilen Energien von 80,6 % auf 76,9 %.

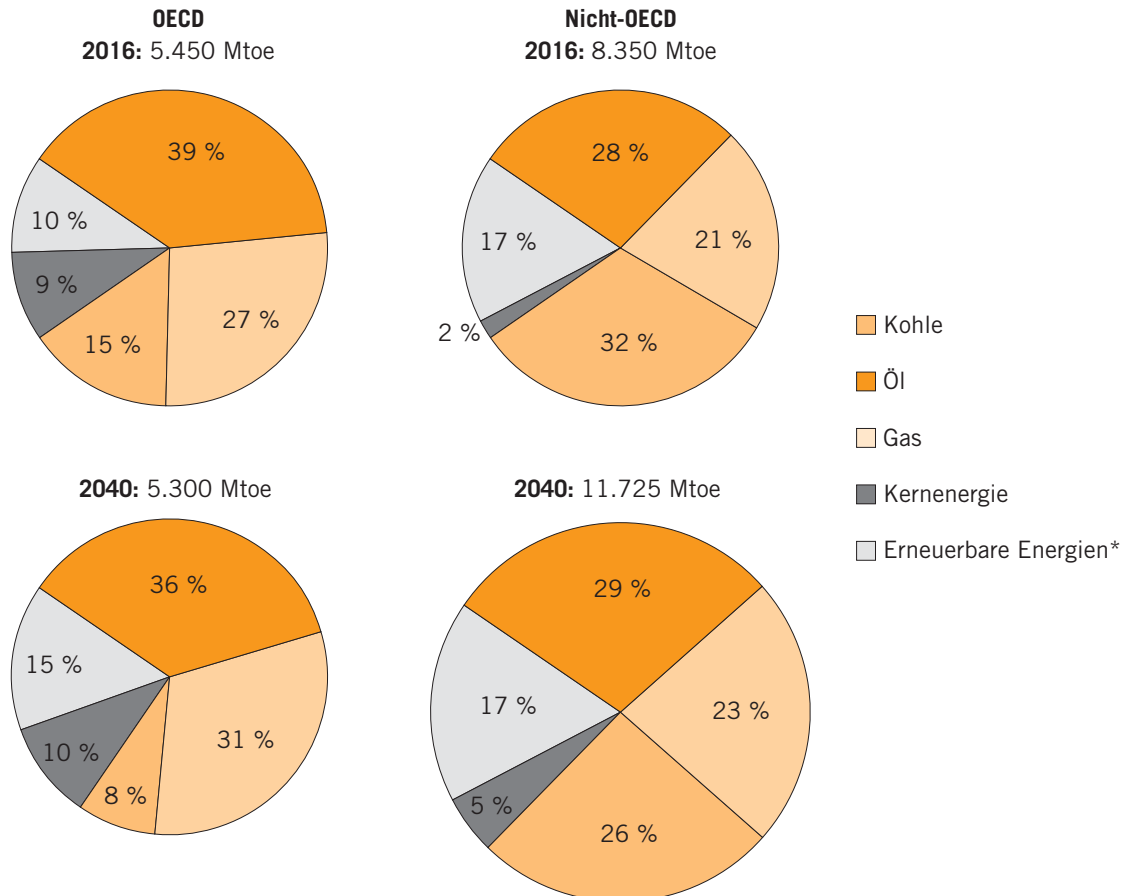
Die Verringerung der Energieintensität, der von 19,4 % auf 23,1 % wachsende Beitrag CO₂-freier Energien sowie der sich ändernde Mix der fossilen Energien zulasten von Kohle und zugunsten von Erdgas sorgen dafür, dass die Zunahme der weltweiten energiebezogenen CO₂-Emissionen bis 2040 auf 11 % begrenzt bleibt. So werden 36,3 Milliarden Tonnen CO₂-Emissionen für 2040 erwartet – gegenüber 32,7 Milliarden Tonnen im Jahr 2016.

 **Erdgas und Erdöl leisten mit rund 60 % den größten Beitrag zur Deckung der bis 2040 erwarteten zusätzlichen Energienachfrage.**

Zwar verringert sich künftig der Anteil der fossilen Energien am globalen Energieverbrauch; gleichwohl leisten Erdgas und Erdöl mit rund 60 % den größten Beitrag zur Deckung der bis 2040 erwarteten zusätzlichen Energienachfrage. Kernenergie ist zu 15 % beteiligt, und die erneuerbaren Energien decken 25 % des Bedarfszuwachses ab.

- Erdöl bleibt weltweit wichtigster Energieträger. Der Verbrauch steigt um 19 %. Damit sinkt dessen Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch von 32 % im Jahr 2016 auf 31 % im Jahr 2040.
- Erdgas löst die Kohle als zweitwichtigsten Energieträger in der ersten Hälfte der 2020er Jahre ab. Der Verbrauchszuwachs von Erdgas ist mit 38 % doppelt so groß wie die Steigerung bei Erdöl. Damit nimmt der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch von 23 % im Jahr 2016 auf 26 % im Jahr 2040 zu.
- Der Kohleverbrauch stagniert weltweit. Konsequenz ist ein Rückgang im Anteil dieses Energieträgers am Pri-

Abbildung 2.16: Entwicklung des Energieverbrauchs – differenziert nach OECD- und Nicht-OECD-Staaten bis 2040



* einschließlich Biomasse/Abfall

Quelle: ExxonMobil, 2018 Outlook for Energy: A View to 2040

märenergieverbrauch von 25 % im Jahr 2016 auf 20 % im Jahr 2040.

➔ **Mineralölprodukte bleiben nach Einschätzung von ExxonMobil die bei weitem wichtigste Energieform im Transportsektor.**


Im **Transportsektor** wird von einer um 29 % global steigenden Energienachfrage ausgegangen. Milliarden Menschen werden künftig zur Mittelschicht gehören – mit der Konsequenz steigender Mobilität, welche verbunden ist mit mehr Pkw auf den Straßen, einem zunehmenden

Schwerlastverkehr und einem stark wachsenden Flugverkehr. Mineralölprodukte bleiben nach Einschätzung von ExxonMobil die bei weitem wichtigste Energieform im Transportsektor. So wird mit einem Anstieg im Ölverbrauch von 22 % im Zeitraum 2016 bis 2040 gerechnet, vor allem bedingt durch die wachsende Nachfrage im Straßen-Gütertransport und im Flugverkehr. Dennoch sinkt der Anteil von Öl im Verkehrssektor von 95 % im Jahr 2016 auf 89 % im Jahr 2040, wenn auch nur leicht. Biokraftstoffe, Gas und Strom werden zunehmende Anteile gewinnen, aber in Summe auf einen Beitrag von 11 % zur Deckung der Energienachfrage des Transportsektors begrenzt bleiben.

Im Sektor **Private Haushalte** sowie **Gewerbe/Handel/Dienstleistungen** wird von einem Anstieg der Energienachfrage um 22 % im Zeitraum 2016 bis 2040 ausge-

gangen. Die Zunahme der Bevölkerung und der wachsende Wohlstand führen zu einer Erhöhung der Energienachfrage für Wohngebäude, Büros, Schulen, Geschäftshäuser und Krankenhäuser. Rund 90 % des Nachfragewachstums in diesem Sektor werden durch Strom gedeckt.

Ein Anstieg des Energieverbrauchs von ebenfalls 22 % wird für die **Industrie** prognostiziert. Das größte Wachstumspotenzial wird der Chemischen Industrie zugeschrieben. Die steigende Nachfrage nach Kunststoffen und anderen petrochemischen Produkten sind hier die entscheidenden Treiber. Zusätzliche Anteile an der Bedarfsdeckung werden vor allem für Erdgas und für Strom, daneben in geringerem Umfang auch für Öl, erwartet. 2040 decken diese drei Energieträger rund drei Viertel des Energiebedarfs der Industrie – gegenüber gut zwei Drittel im Jahr 2016. Der Rest entfällt auf Kohle und andere Energien.

 **Am stärksten wächst die Stromerzeugung auf Basis von Wind und Sonne, zusammen um etwa 400 % bis 2040 im Vergleich zu 2016.**

Die gesamte weltweite **Stromnachfrage** steigt von 21.300 TWh im Jahr 2016 um 60 % auf 33.985 TWh im Jahr 2040. In den Entwicklungs- und Schwellenländern wird annähernd mit einer Verdoppelung des Stromverbrauchs gerechnet. Demgegenüber bleibt der Anstieg in den OECD-Staaten auf 20 % begrenzt. Der Mix der Einsatzenergien zur Stromerzeugung verschiebt sich. Am stärksten wächst die Stromerzeugung auf Basis von Wind und Sonne – zusammen um etwa 400 % bis 2040 im Vergleich zu 2016. Der Anteil von Wind und Sonne an der globalen Stromversorgung wird mehr als verdreifacht und steigt von 5 % im Jahr 2016 auf etwa 17 % im Jahr 2040.

Zum Wachstum der anderen erneuerbaren Energien trägt die Wasserkraft zu 80 % bei. Daneben werden stärkere Zuwächse für Erdgas erwartet. Auch die Kernenergie legt zu. Mehr als 50 % des Zubaus an Kernkraftwerkskapazität erfolgt in China. Der Anteil von Kohle sinkt von etwa 40 % im Jahr 2016 auf weniger als 30 % – gemessen an der globalen Stromerzeugung.

In einer *Special Section* positioniert sich ExxonMobil zu dem im **Pariser Klimaabkommen** verabredeten Ziel, den globalen Temperaturanstieg unter 2 Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Es wird

festgestellt, dass zwischen dem Ergebnis der Prognose und dem 2-Grad-Pfad eine Lücke klafft. Statt des erwarteten Anstiegs müssten die CO₂-Emissionen bis 2040 auf den Stand des Jahres 1980 zurückfallen. Das wird als eine enorme Herausforderung gesehen angesichts der Tatsache, dass 2040 die Weltbevölkerung doppelt so groß und die Wirtschaftsleistung fünf Mal so hoch sein wird wie 1980.

Um die Emissionen an Treibhausgasen zügig zu reduzieren, bedarf es nach Auffassung von ExxonMobil verstärkter politischer Interventionen, verbunden mit massiven Auswirkungen auf die wirtschaftliche Aktivität und den Lebensstil der Bevölkerung. Eine Politik, die Innovation fördert und Flexibilität durch Wettbewerb und freie Märkte ermöglicht, wird als entscheidend angesehen, damit die kosteneffizientesten Möglichkeiten zur Senkung der Emissionen an Treibhausgasen ausgeschöpft werden. Die hierzu erforderlichen Technologien schließen die Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus Kohle, Erdgas und Biomasse sowie fortentwickelte Biokraftstoffe und Batterietechnologien ein. Ohne eine robuste Entwicklung dieser Technologie-Optionen wird die Gesellschaft durch die mit dem Klimaschutz verbundenen Kosten deutlich stärker belastet.

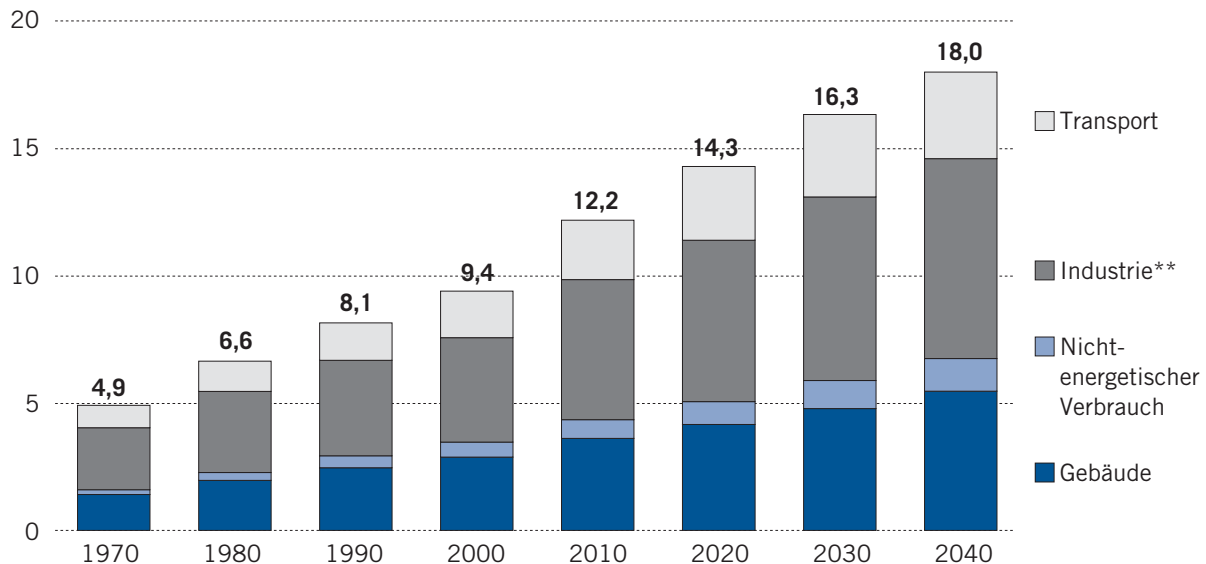
Bewertung

Die Einschätzung zur Entwicklung der erneuerbaren Energien ist von ExxonMobil im Vergleich zu letztjährigen Prognosen schrittweise heraufgesetzt worden. Allerdings dürfte die Dynamik der Entwicklung immer noch unterschätzt sein. In Deutschland hat der Anteil von Wind und Sonne an der Stromerzeugung mit 19 % bereits 2016 den Anteilswert übertroffen, den ExxonMobil global für 2040 vorausschätzt. 2017 hat sich der Beitrag dieser beiden erneuerbaren Energiequellen in Deutschland weiter deutlich erhöht, und zwar auf 23 % der Stromerzeugung. Zwar ist nicht davon auszugehen, dass die erneuerbaren Energien global eine mit Deutschland vergleichbare finanzielle Unterstützung erfahren. Allerdings hat sich die Attraktivität des Ausbaus erneuerbarer Energien aufgrund der erreichten Kostensenkungen generell erhöht und damit Investitionen in den Ausbau dieser Energien begünstigt.

Auch die Rolle, die dem Energieträger Strom künftig zukommt, dürfte zu restriktiv veranschlagt worden sein. Durch Sektorenkopplung können auch außerhalb der Stromerzeugung deutlich größere Potenziale zur CO₂-Emissionsminderung mobilisiert werden als dies von dem Konzern gesehen wird. Verstärkte Fortschritte etwa im

Abbildung 2.17: Primärenergieverbrauch nach Endverbrauchssektoren bis 2040

in Milliarden Tonnen Öläquivalent (Mrd. toe)



* Der Primärenergieverbrauch zur Stromerzeugung ist den Endverbrauchssektoren gemäß deren Stromverbrauch zugeordnet.

** Industrie ohne nichtenergetischen Verbrauch

Quelle: 2018 BP EnergyOutlook

Bereich der Elektromobilität wären mit einem niedrigeren Beitrag von Mineralölprodukten im Verkehrssektor verbunden. Aber auch in diesem Fall bliebe Öl im Transportsektor unverändert die dominierende Energiequelle. Für das Erreichen ambitionierter Klimaschutzziele befürwortet ExxonMobil Technologie-Offenheit unter Verzicht auf Diskriminierung einzelner Technologien. Dieser Ansatz wird zu Recht als wirksamer Schlüssel zur Verminderung der weltweiten Treibhausgas-Emissionen gesehen.

BP Energy Outlook – 2018 Edition

Am 20. Februar 2018 hat BP einen Ausblick auf die **weltweite Entwicklung von Energieangebot und -nachfrage bis 2040** vorgelegt. Bei der Studie handelt es sich nicht um eine Prognose. Vielmehr werden in verschiedenen Szenarien die möglichen Auswirkungen unterschiedlich gesetzter Annahmen, insbesondere bezüglich der politischen Rahmensetzung, dargelegt. Schwerpunkt ist das **Szenario Evolving Transition** (ET). In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass sich die Politiken der Regierungen, technologische Innovationen sowie die Präferenzstrukturen der Gesellschaft in gleicher Geschwindigkeit weiterentwickeln, wie dies für die jüngste Vergangen-

heit zu beobachten war. Die nachfolgenden Aussagen beziehen sich auf dieses – auch von BP in den Vordergrund gestellte – Szenario.

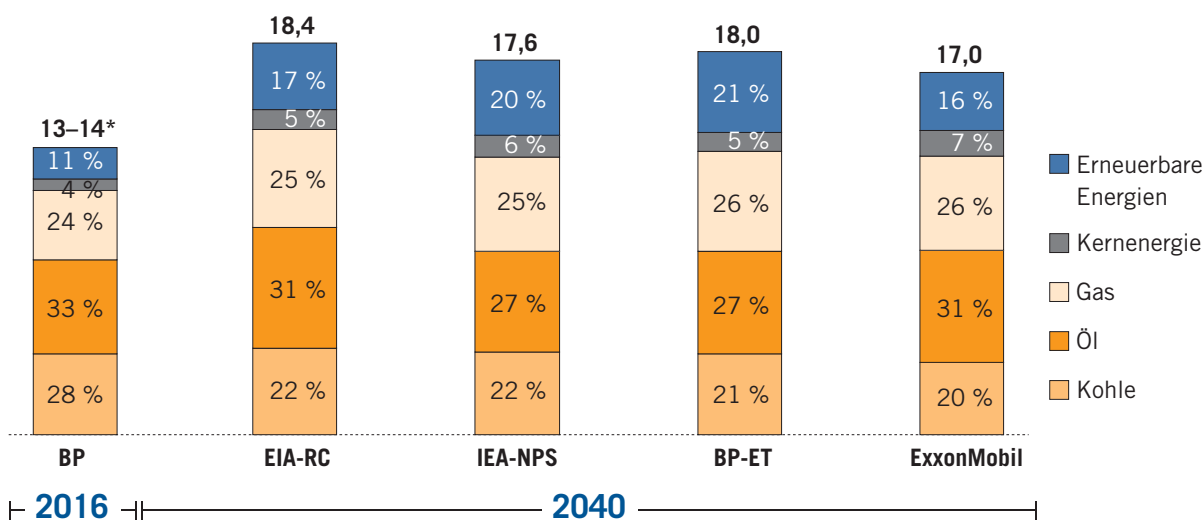
Zu den **Grundannahmen** gehört, dass die Weltbevölkerung von 7,5 Milliarden im Jahr 2016 auf 9,2 Milliarden im Jahr 2040 wächst. Bezüglich der globalen Wirtschaftsleistung (GDP) wird von einem jahresdurchschnittlichen Wachstum von 3,2 % ausgegangen. Das bedeutet mehr als eine Verdopplung des GDP – verbunden mit einem steigenden Wohlstand vor allem in den schnell wachsenden Schwellenländern.

Zentrale Ergebnisse sind: Der globale Primärenergieverbrauch erhöht sich im Betrachtungszeitraum um 35 %. Der Stromverbrauch nimmt um 69 % zu. Damit entkoppeln sich das Energie- und auch das Stromverbrauchs-wachstum aufgrund der erwarteten Effizienzverbesserungen von der Entwicklung der Wirtschaftsleistung. Der Energiemix verändert sich zugunsten der erneuerbaren Energien, und zwar deutlich stärker als BP das noch vor einem Jahr erwartet hatte.

Für den **Primärenergieverbrauch** werden insbesondere folgende Trends aufgezeigt:

Abbildung 2.18: Synopse von Ergebnissen der EIA, IEA, BP und ExxonMobil zum weltweiten Primärenergieverbrauch bis 2040

in Milliarden Tonnen Öläquivalent (Mrd. toe)



* Spanne der in den einbezogenen Studien für 2016 angegebenen Werte liegt zwischen 13 und 14 Mrd. toe.

Quelle: EIA, International Energy Outlook 2017; IEA, World Energy Outlook 2017; BP Energy Outlook – 2018 Edition; ExxonMobil, 2018 Outlook for Energy: A View to 2040.

- Der Anteil fossiler Energien verringert sich von 85 % im Jahr 2016 auf 74 % im Jahr 2040, wobei Erdgas stark und Erdöl moderat wachsen, während der Kohleverbrauch weltweit konstant bleibt. In den Industriestaaten halbiert sich der Kohleverbrauch, in China wird ab 2030 mit einem Rückgang gerechnet. Diese Entwicklung wird durch Zuwächse in Indien und anderen asiatischen Schwellenländern kompensiert.
- Der Anteil der Kernenergie steigt von gut 4 % auf 5 %.
- Der Anteil erneuerbarer Energien (einschließlich Wasserkraft) erhöht sich von 11 % auf 21 %.

50 % des Anstiegs im Primärenergieverbrauch werden durch erneuerbare Energien, insbesondere Sonne und Wind, gedeckt. Aber auch fossile Energien tragen mit 43 % zur Deckung des wachsenden Bedarfs bei, Kernenergie mit 7 %.

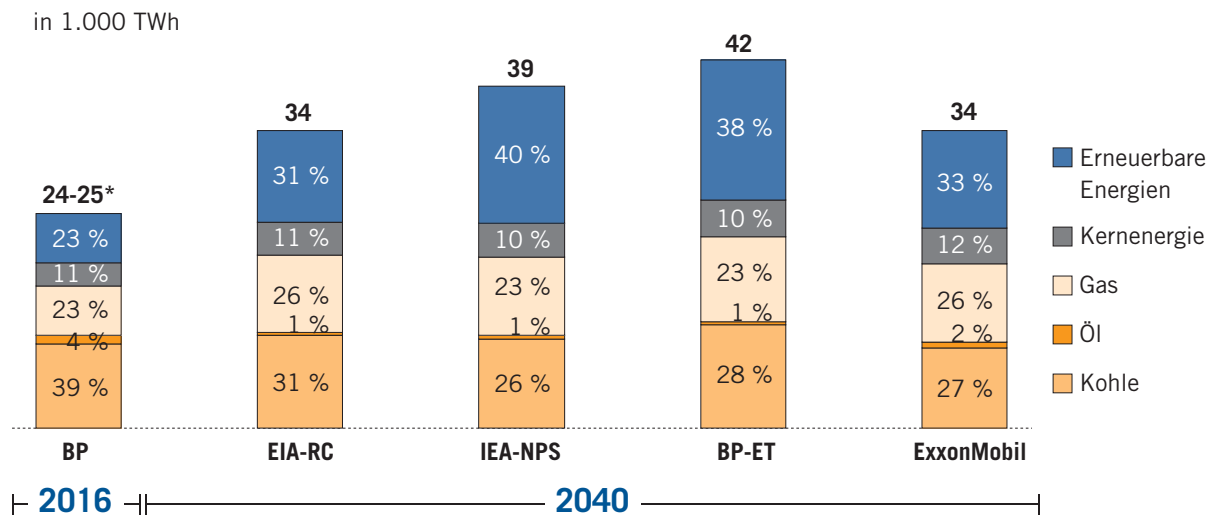
➔ **70 % des Anstiegs im Primärenergieverbrauch sind durch den Stromsektor bedingt.**

Die Welt wird elektrischer. 70 % des Anstiegs im Primärenergieverbrauch sind durch den Stromsektor bedingt. Strom gewinnt in allen Verbrauchssektoren an Bedeutung. Für das Wachstum des Primärenergieverbrauchs sind die Industrie zu 50 %, der Gebäudebereich für ein Drittel und der Transportsektor für etwa 17 % verantwortlich. Im Gebäudebereich ist Strom fast die alleinige Wachstumsenergie; Air Conditioning und verbesserte Ausstattung mit elektrischen Geräten in den Schwellenländern sind die entscheidenden Treiber.

➔ **Erneuerbare Energien lösen Kohle als wichtigsten Energieträger zur Stromerzeugung ab.**

Die weltweite **Stromerzeugung** steigt von 24.816 TWh im Jahr 2016 mit durchschnittlich 2,2 %/Jahr auf 41.819 TWh im Jahr 2040. In absoluten Größen nimmt die Stromerzeugung auf Basis aller Energieträger, außer Öl, zu. Dies geschieht allerdings in sehr unterschiedlicher Intensität.

Abbildung 2.19: Synopse von Ergebnissen der EIA, IEA, BP und ExxonMobil zur weltweiten Stromerzeugung bis 2040



*Spanne der in den einbezogenen Studien für 2016 angegebenen Werte zur Stromerzeugung liegt zwischen 24.000 und 25.000 TWh; ExxonMobil stellt auf die Stromnachfrage ab, die für 2016 mit 21.300 TWh beziffert wird.

Quelle: EIA, International EnergyOutlook 2017; IEA, World EnergyOutlook 2017; BP EnergyOutlook – 2018 Edition; ExxonMobil, 2018 Outlook for Energy: A View to 2040.

- **Erneuerbare Energien** lösen Kohle als wichtigsten Energieträger zur Stromerzeugung ab. Der Anteil erneuerbarer Energien (einschließlich Wasserkraft) steigt von 23 % im Jahr 2016 auf 38 % im Jahr 2040. Das stärkste Wachstum vollzieht sich in China. Ab 2030 rückt Indien an die zweite Position.
- Der Anteil der **Kohle** sinkt von 39 % im Jahr 2016 auf 28 % im Jahr 2040.
- Der Anteil von **Erdgas** bleibt mit 23 % konstant.
- Der Anteil von **Kernenergie** vermindert sich von 11 % auf 10 %
- **Öl** hält 2040 nur noch unbedeutende 1 % gegenüber 4 % im Jahr 2016.

Erneuerbare Energien decken 60 % des Wachstums des Stromverbrauchs. Fossile Energien tragen mit 32 % dazu bei – vor allem Erdgas, aber auch Kohle. Kohle spielt eine wachsende Rolle in Indien und anderen asiatischen Schwellenländern, während für die Industriestaaten mit einem Rückgang des Kohleeinsatzes zur Stromerzeugung gerechnet wird. Kernenergie deckt 8 % des Verbrauchsanstiegs ab. 90 % des Wachstums der Kernenergie

vollziehen sich in China, während die Nutzung der Kernenergie in den USA und in Europa an Bedeutung verliert.

Die **Elektromobilität** nimmt künftig Fahrt auf. Der gesamte Pkw-Bestand verdoppelt sich laut BP bis 2040 auf rund 2 Milliarden. Davon entfallen 323 Millionen auf Elektroautos (169 Millionen Plug-In-Hybrid und 154 Millionen Battery Electric). Das entspricht 16 % des Gesamtbestandes. Der Bestand an Pkw mit Verbrennungsmotoren wird 2040 bei 1.648 Millionen liegen. Öl bleibt der mit Abstand wichtigste Brennstoff im Transportsektor. Der Anteil von Öl im gesamten Transportsegment sinkt von 94 % im Jahr 2016 auf 85 % im Jahr 2040.

Die **CO₂-Emissionen** erhöhen sich im Szenario ET noch um rund 10 % bis 2040 gegenüber 2016. Das verbindet BP mit der Aussage, dass ein umfassendes Bündel zusätzlicher Maßnahmen notwendig ist, um eine Entwicklung zu bewirken, die im Einklang mit dem Pariser Klimaabkommen steht. Dazu gehören insbesondere auch eine globale Bepreisung von CO₂.

Bewertung

Im Vergleich zu seinen letztjährigen Outlooks hat BP die erneuerbaren Energien deutlich hochgestuft und den Beitrag von Kernenergie runtergesetzt. Damit haben die getroffenen Einschätzungen deutlich an Plausibilität gewonnen. Ferner wird ein stärkerer Fuel Switch zugunsten von Gas und zulasten von Kohle angenommen, als in Vorjahren. Insbesondere für Solar- und Windenergie werden jetzt Zuwachsraten von jährlich 7 % erwartet, die deutlich über die in der Vergangenheit getroffenen Annahmen hinausgehen.

Aber auch nach dieser Neueinschätzung müssen fossile Energien vergrößerte absolute Beiträge zur Bedarfsdeckung leisten. Allein durch die Zuwächse bei erneuerbaren Energien lässt sich der wachsende Bedarf im Szenario ET nicht decken. Ergänzend hat BP in einem der Zusatzszenarien, dem **Even Faster Transition** (EFT-Szenario) ermittelt, was passieren müsste, um dem 2-Grad-Ziel gerecht zu werden. Dazu müssten die CO₂-Emissionen bis 2040 um 40 % gegenüber dem Stand des Jahres 2016 sinken. Die größte Anpassungslast wird in diesem Szenario dem Stromerzeugungssektor zugeschrieben. Der wäre bis 2040 fast vollständig zu dekarbonisieren, unter anderem auch durch beschleunigte Implementierung der Technologie der CO₂-Abscheidung und -Nutzung bzw. -Speicherung.

Fazit

Der Zeithorizont aller vier in den Vergleich einbezogenen Studien reicht bis 2040. Dies erlaubt einen Vergleich der zentralen Erkenntnisse, die für diesen Zeitraum benannt werden. Gemeinsame Ergebnisse der in die Synopse einbezogenen Zukunftspfade sind:

- Der weltweite Primärenergieverbrauch steigt auch künftig weiter an – getrieben durch den wachsenden Wohlstand der Schwellenländer.
- Die Zuwachsraten des Primärenergieverbrauchs sind allerdings deutlich niedriger als in der Vergangenheit.
- Der Stromverbrauch nimmt etwa doppelt so stark zu wie der Primärenergieverbrauch.
- Der Energiemix ändert sich. Insbesondere Solar- und Windenergie verzeichnen hohe Wachstumsraten. Erneuerbare Energien entwickeln sich zur wichtigsten Säule der Stromerzeugung.

- Fossile Energien behalten auch künftig eine zentrale Rolle für das globale Energieversorgungssystem.
- Die wachsende Nachfrage nach fossilen Energien richtet sich vor allem auf Erdgas, während der Kohleverbrauch praktisch stagniert. Öl bleibt im Transportbereich die dominierende Energiequelle – trotz der zunehmenden Elektrifizierung.

Unterschiede zeigen sich insbesondere hinsichtlich der Einschätzung zum künftigen Energiemix. Dies gilt vor allem für die Rolle der neuen erneuerbaren Energien, wie Sonne und Wind. Dafür weisen die IEA im NP Szenario und BP im ET Szenario für den Zeitraum 2016 bis 2040 mit durchschnittlich 7,0 % pro Jahr die höchsten Wachstumsraten auf, während die EIA im RC und ExxonMobil nur auf 4,6 % pro Jahr kommen. Mit diesem unteren Wert dürfte die tatsächlich zu erwartende Entwicklung deutlich unterschätzt werden.

Größte Herausforderung bleibt der Klimaschutz. Bei allen in den Vergleich einbezogenen Zukunftspfaden wird das in Paris vereinbarte Klimaziel deutlich verfehlt. Nur im SD-Szenario der IEA und im EFT-Szenario von BP wird das 2-Grad-Ziel erreicht, dies aber per Definition. In diesen beiden Zielszenarien wird deutlich, dass global verstärkte politische Rahmensetzungen zugunsten des Klimaschutzes unter Nutzung aller verfügbaren Optionen notwendig sind, also neben verstärkter Effizienzsteigerung, der gesteigerten Ausbau erneuerbarer Energien, die Nutzung der Kernenergie und die breite Implementierung der Technologie der Abscheidung und Nutzung bzw. Speicherung von CO₂.

2.3 Klimaverhandlungen COP 23 von Fidschi in Bonn

Zwei Jahre nach dem Abkommen von Paris mit dem dort vereinbarten Ziel, die globale Erwärmung auf unter 2 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen, fehlen noch immer die konkreten Regeln zur Umsetzung. Das Regelwerk sollte nun durch die COP 23 entworfen werden, damit es auf der COP 24 im Dezember 2018 in Kattowitz (Polen) verabschiedet werden kann. Auf dieser Basis sollen dann ab 2020 alle Staaten – und nicht wie bisher alle Industrieländer – zum Klimaschutz beitragen.

Ergebnisse der COP 23

Die Basis für die COP 24 in Kattowitz wurde mit einem Entwurf für das Regelwerk gelegt. Dieses Regelwerk soll im Dezember 2018 verabschiedet werden und dazu dienen, den internationalen Handel mit CO₂-Emissionen zu ermöglichen. Dazu notwendig ist vor allem eine Einigung auf gemeinsame Prinzipien bei der Erfassung von Treibhausgasemissionen, d.h. standardisierte Verfahren zur Messung und Berichterstattung (MRV: Measurement, Reporting and Verification). Damit können dann schließlich die von den Staaten gemeldeten Klimaziele verglichen und überprüft werden.

Die Präsidentschaft aus Fiji schlug einen sogenannten Talanoa-Dialog vor, um zu klären, wie das 2 °C-Ziel erreicht werden kann. Dieser Dialog funktioniert nach drei Leitfragen: Wo stehen wir? Wo wollen wir hin und wie schaffen wir das? Und er zeichnet sich durch eine inklusive und transparente kollektive Entscheidungsfindung aus. Allerdings steht der Beweis seiner Effektivität noch aus. Dieser Prozess wird sicherlich auch beeinflusst von der progressiven Fortschreibung der Klimaziele, die alle fünf Jahre erfolgen soll – dieser Überprüfungsdialog wird 2018 beginnen. Zusätzlich soll der Weltklimarat ein Sondergutachten vorlegen, wie das 1,5 °C-Ziel noch erreicht werden kann.

➔ **Stärker in den Fokus der Klimaverhandlungen rückte die Landwirtschaft, die für etwa ein Viertel der weltweiten Treibhausgasemissionen verantwortlich zeichnet.**

In den deutschen Medien war im Zusammenhang mit der Bundestagswahl im Herbst 2017 auch der Kohleausstieg ein wichtiges Thema. Zusätzlich angeheizt wurde die Debatte durch die Erklärung „Powering Past Coal Alliance“ von 25 Ländern und Bundesstaaten, die ihre Kohlekraftwerke vor 2030 abschalten wollen. Der Kohleverbrauch der beteiligten Länder steht dabei für rund 2 % des globalen Kohleverbrauchs – zum Vergleich: rund 40 % der weltweiten Stromerzeugung kommt aus Kohle.

Einige Länder der „Alliance“, z. B. Frankreich oder UK, setzen stattdessen verstärkt auf Kernenergie.

Stärker in den Fokus der Klimaverhandlungen rückte die Landwirtschaft, die für etwa ein Viertel der weltweiten Treibhausgasemissionen verantwortlich zeichnet – und damit hinter dem Energiesektor auf Platz 2 liegt. Hier wurden erste Schritte unternommen, indem die Länder um Ideen gebeten wurden, wie ein weiteres Arbeitspaket für die Landwirtschaft aussehen kann.

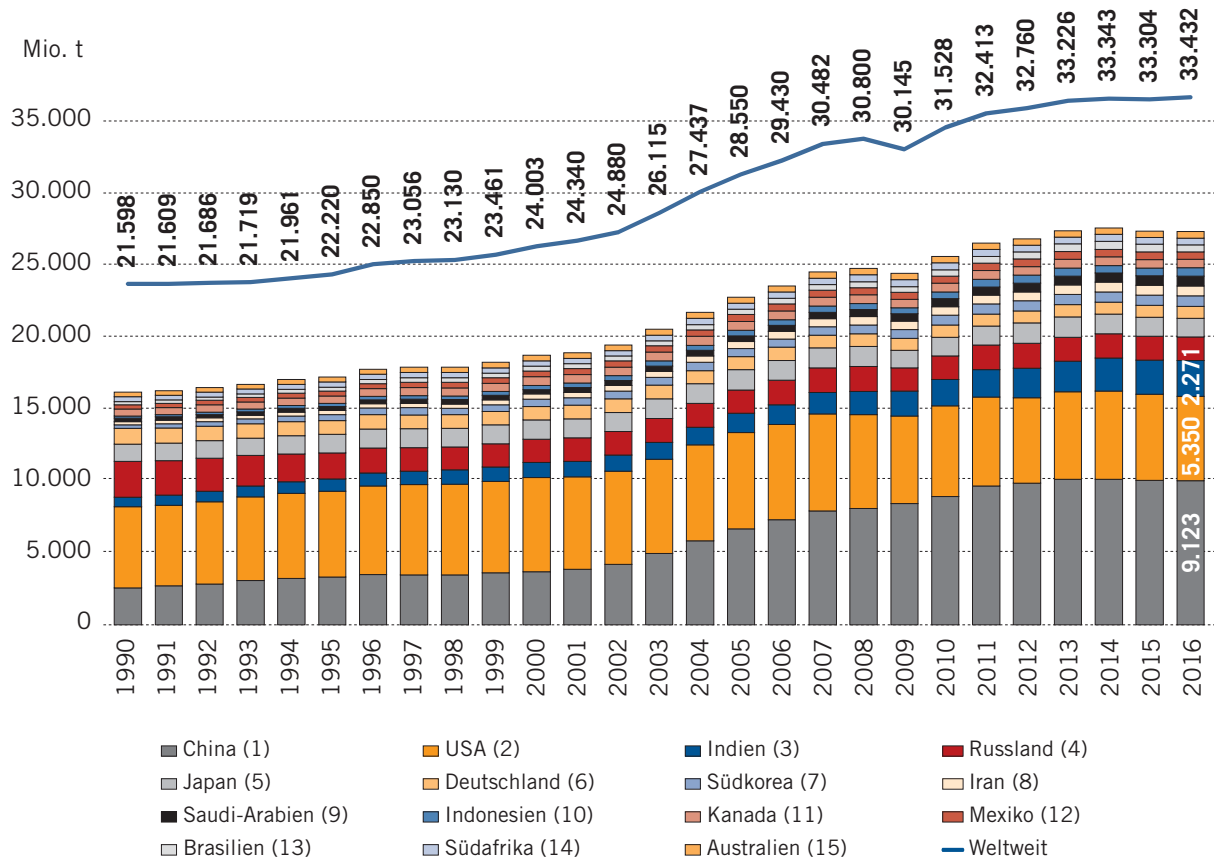
Bewertung

Große Ergebnisse waren von der COP 23 nicht zu erwarten – sie diente in erster Linie der Vorbereitung der nächsten COP, wo dann das Regelwerk verabschiedet werden soll. Sicherlich wird in Kattowitz auch ein Regelwerk verabschiedet werden – die große Frage ist jedoch, wie stringent es in Bezug auf die Vergleichbarkeit der Daten von Treibhausgasemissionen sein wird.

Der **Weltenergieat** war im Rahmen von side events an den öffentlichen Diskussionen am Rande der COP 23 beteiligt. Der Trilemma-Report 2017 wurde hier erstmalig vorgestellt und im Rahmen einer Panel-Diskussion erörtert, wie der Trilemma-Index für die Fortentwicklung des Energiesystems in Bezug auf Dekarbonisierung, Dezentralisierung und Digitalisierung genutzt werden kann. Zusammen mit der Deutschen Energie-Agentur dena wurde darüber hinaus die zweite Runde des „Start Up Energy Transition Awards“ gestartet. Hier sollen die vielversprechendsten Start-ups im Bereich Energiewende und Klimaschutz gefunden werden.

Die COP 24 wird von Polen organisiert und vom 3. bis zum 14. Dezember 2018 in Kattowitz stattfinden. Gastgeber der COP 25 soll Brasilien sein.

Abbildung 2.20: Die fünfzehn größten CO₂-Emittenten im Jahr 2016



Quelle: BP Statistical Review of World Energy 2017

Die Entwicklung der CO₂-Emissionen weltweit

Die Steigerungsrate der CO₂-Emissionen nahm wieder zu: von 2015 auf 2016 stiegen die CO₂-Emissionen um 128 Mio. t, von 2014 auf 2015 um 36 Mio. t. Das globale Bruttoinlandsprodukt stieg von 2015 auf 2016 um rund 2,44 %. Damit sehen wir nach wie vor eine Entkopplung des Wirtschaftswachstums und des CO₂-Anstiegs auf globaler Ebene: Die globalen CO₂-Emissionen stiegen 2016 um 0,4 %, das globale Bruttosozialprodukt um 2,4 %.

Die 15 größten CO₂-Emittenten haben einen Anteil von knapp 75 % an den globalen CO₂-Emissionen. Von ihnen schafften es seit 1990 nur zwei, ihre CO₂-Emissionen zu senken: Russland (-768 Mio. t) und Deutschland (-242 Mio. t). Herausgefallen aus der Liste der größten fünfzehn Emittentenländer ist das Vereinigte Königreich, neu hinzugekommen ist Australien.

Global nahmen die Emissionen seit 1990 jedoch um etwas weniger als 12.000 Mio. t zu, d. h. um rund 55 %.

2.3.1 INDC und NDC: Wie wird Klimaschutz umgesetzt?

Mittels nationaler Klimaschutzbeiträge („Nationally Determined Contributions“, NDC) werden die globalen Klimaziele auf Staatenziele heruntergebrochen. Das wesentliche globale Klimaziel ist die Begrenzung des Anstiegs der Erwärmung auf deutlich unter zwei Grad Celsius. Die NDCs spielen nun in der internationalen Klimadiplomatie die wesentliche Rolle. Bis zur Klimakonferenz in Paris 2015 wurde stets von INDCs gesprochen: das „I“ stand dabei für „intended“. Die Festlegung der 2030er-Klimaziele soll aber auf verbindlicher Basis, d. h. auf Basis von NDCs erfolgen. Im Unterschied zu den vertraglich bestimmten Klimazielen des Kyoto-Protokolls, bieten die Staaten nun über die NDCs ihre Ziele dem UN-Klimase-

ekretariat an. Letzteres fasst dann alle eingereichten NDCs zusammen und errechnet den Effekt auf das Klima. Für den Fall, dass die Klimaziele nicht erreicht werden, ist eine Nachschärfung der NDCs geplant. Mit dem Vorgehen soll letztendlich mehr Akzeptanz für die Klimaziele der Staaten erreicht werden.

Die NDC-Meldungen umfassen neben dem Klimaziel eines Staates auch die nationalen Rahmenbedingungen, zum Beispiel welche rechtlichen Maßnahmen ergriffen werden, in welchen Bereichen die Einsparungen an Treibhausgasen geschehen soll und warum der jeweilige nationale Beitrag zum globalen Klimaschutz einen fairen Beitrag darstellt. Bei der COP in Paris wurde zudem ein langfristiger Prozess vereinbart, bei dem die Staaten alle fünf Jahre neue NDCs mit ambitionierteren Zielen vorlegen sollen. Erstmals soll 2018 geprüft werden, ob die vorgelegten nationalen Maßnahmen der Regierungen in der Summe in den Bereichen Minderung, Anpassung und Unterstützung reichen. Der Schwerpunkt soll dabei auf der Vermeidung von Treibhausgasemissionen liegen, denn bereits bei der COP in Paris wurde deutlich, dass die eingereichten Klimaschutzbeiträge für das Zwei-Grad-Ziel nicht ausreichend sind. Bis zum Jahr 2020 wurde nun eine neue Frist gesetzt, damit die nationalen Beiträge der Staaten angepasst werden können. Die meisten der eingereichten NDCs betrafen die Jahre 2021

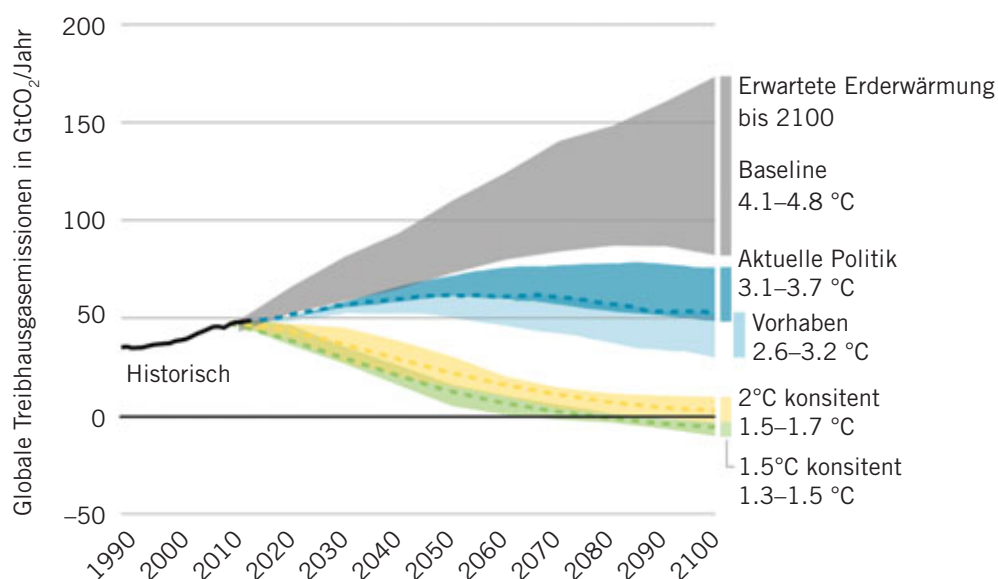
bis 2025, viele gingen jedoch bis 2030. Die nächste turnusgemäße Überprüfung der NDCs würde dann 2023 anstehen.

Wie ehrgeizig allerdings die verschiedenen NDCs sind, ist nicht klar zu entscheiden: Neben den üblichen Schwankungen beim Basisjahr, z. B. ob 1990 oder 2005 gewählt wird, gibt es noch die Freiheitsgrade, absolute Ziele in Tonnen Treibhausgasen oder spezifische Ziele in Treibhausgasausstoß je Einheit des Bruttoinlandprodukts zu wählen oder die zukünftige Reduktion gegenüber einem „business-as-usual“-Szenario zu definieren. Teilweise werden konkrete Zahlen auch vermieden.

Inzwischen sind auf der Seite des UN-Klimasekretariats (Stand 2.3.2018) 169 NDCs gemeldet und können dort eingesehen werden. Das erlaubt eine erste Abschätzung, wie sich die bisherigen nationalen Ziele global niederschlagen würden. Der „Climate Action Tracker“ kommt zu dem Schluss, dass die bisherigen NDCs nicht ausreichen werden und demzufolge deutliche Nachschärfungen nötig sind (Stand: 1. November 2017). Dazu verfolgen sie 32 Staaten, welche für rund 80 % der globalen Emissionen und rund 70 % der Weltbevölkerung stehen. Das Ergebnis: die bisherigen Anstrengungen führen zu einer Temperaturbegrenzung von 3,16 °C, mit dem modellbedingten Unsicherheitsintervall zwischen 2,6 °C und 4 °C.

Abbildung 2.21: Prognosen zur Erderwärmung im Jahr 2100

Emissionen und erwartete Erderwärmung auf Basis von Vorhaben und aktueller Politik



Quelle: Netherlands Environmental Assessment Agency PBL

2.4 Entwicklung der weltweiten Stromerzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien

2017 war erneut ein Rekordjahr beim weltweiten Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung. So stieg die Stromerzeugungskapazität von Ende 2016 bis Ende 2017 auf Basis von Wasserkraft, Wind, Solarenergie, Bio-Energie, Geothermie und Meeresenergie um 167 Gigawatt (GW). Im Vergleich zum Jahresende 2008 hat sich die Kapazität der Anlagen bis Ende 2017 mit jahresdurchschnittlichen Zuwachsraten von 8,4 % auf 2.179 GW mehr als verdoppelt. Deutschland ist an dieser globalen Kapazität mit 5,2 % beteiligt.

Weltweit wurden die größten Kapazitätswachse von Ende 2008 bis Ende 2017 bei Wind mit 399,1 GW, Solarenergie mit 375,5 GW und Wasserkraft mit 287,5 GW erzielt – gefolgt von Bio-Energie mit 55,4 GW, Geothermie mit 3,4 GW und Meeresenergie mit 0,3 GW. Während bis zum Jahr 2010 die Zuwächse bei Wasserkraft noch größer als bei Wind und Sonne ausgefallen waren, hat sich das Bild seitdem zugunsten von Wind und im Jahr 2017 vor allem zugunsten von Solarenergie gewandelt. Die Kapazität von Windanlagen hat sich bis Ende 2017 gegenüber dem Stand von Ende 2008 auf 514 GW mehr als vervierfacht. Die weltweite Erzeugungsleistung der Solaranlagen war Ende 2017 mit 391 GW sogar 26mal so groß wie Ende 2008. Die Kapazität von Wasserkraftwerken (ohne Pumpspeicher) hat in dem genannten Zeitraum um ein Drittel auf 1.152 GW zugenommen. Die Leistung von Bio-Energie-Anlagen hat sich auf 119 GW verdoppelt. Geothermie hat um 36 % auf 13 GW zugelegt. Die Kapazität von Meeresenergie konnte zwar ebenfalls verdoppelt werden; allerdings betrug die globale Kapazität Ende 2017 nur 0,5 GW.

Abbildung 2.22: Globale Kapazität der Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien 2017

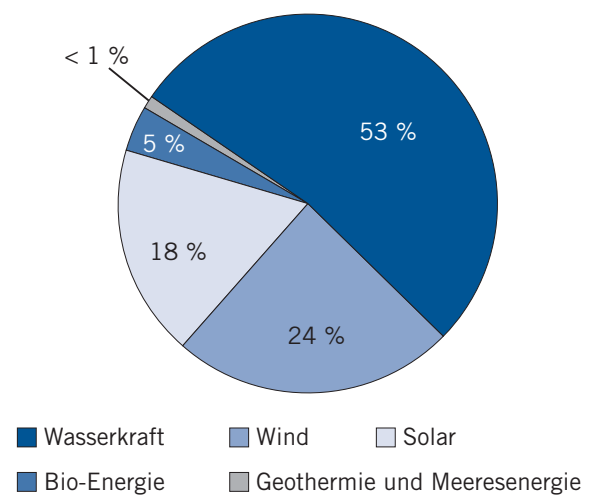


Abbildung 2.23: Weltweites Ranking Stromerzeugungskapazitäten erneuerbare Energien Ende 2017

Erneuerbare Energien insges. (MW)

1. China	618.803
2. USA	229.913
3. Brasilien	128.293
4. Deutschland	113.058
5. Indien	106.282
6. Kanada	98.697
7. Japan	82.696
8. Italien	51.951
9. Russland	51.779
10. Spanien	47.989

darunter Wasserkraft (MW)

1. China	312.700
2. Brasilien	100.319
3. USA	83.841
4. Kanada	81.304
5. Russland	50.122
6. Indien	46.596
7. Norwegen	31.947
8. Japan	28.263
9. Türkei	27.273
10. Frankreich	23.792

Quelle: IRENA, Renewable Capacity Statistics 2018

China ist nicht nur das Land mit dem weltweit höchsten Energie- und Kohleverbrauch. Vielmehr dominiert China auch die Welt-Ökostromerzeugung. Ende 2017 waren mit

→ **Die globale Kapazität von Windanlagen hat sich bis Ende 2017 gegenüber dem Stand von Ende 2008 auf 514 GW mehr als vervierfacht.**

619 GW entsprechend 28,4 % der gesamten globalen Stromerzeugungskapazität auf Basis erneuerbarer Energien in China installiert. An zweiter Stelle rangieren die USA, an dritter Position Brasilien. Deutschland steht mit 113 GW auf Platz 4 im weltweiten Kapazitäts-Ranking.

Auch bei differenzierter Betrachtung nach den einzelnen Erneuerbare-Energien-Technologien führt China die Rangliste bei Wasser, Wind und Solarenergie an. Nur bei Bio-Energie und bei Geothermie stehen andere Staaten an erster Stelle.

Bei Wasserkraft belegen Brasilien, USA, Kanada, Russland, Indien, Norwegen, Japan, Türkei und Frankreich die Plätze 2 bis 10. Deutschland gehört mit einer Kapazität von 6 GW nicht zu den 20 weltweit führenden Wasserkraft-Nationen.

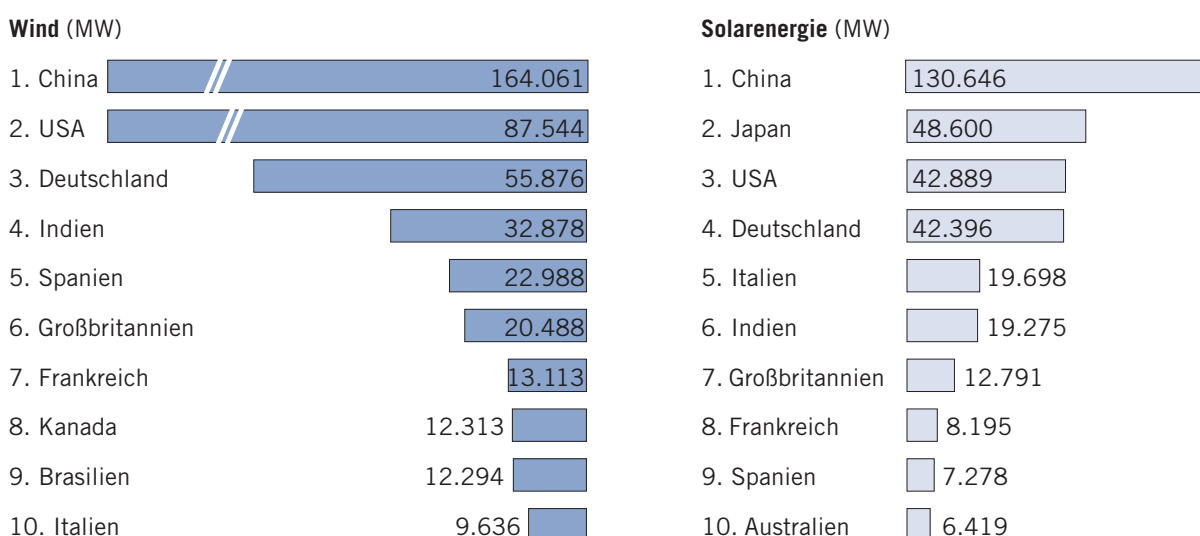
Anders ist die Situation vor allem bei Wind und Solarenergie. Bei Wind rangiert Deutschland (Stand Ende 2017) – hinter China und USA – auf Platz 3, bei Offshore Wind – hinter Großbritannien und vor China – sogar auf Platz 2. An vierter Stelle steht Deutschland im weltweiten Ranking der Solarkapazitäten – in diesem Fall hinter China, Japan und USA.

Bei Bio-Energie belegt Deutschland Ende 2017 den fünften Rang – hinter Brasilien, USA, China und Indien. Bei Geothermie gehören zu den TOP 10 die USA, Indonesien, Philippinen, Türkei, Neuseeland, Mexiko, Italien, Island und Japan.

→ **Deutschland steht im weltweiten Länderranking bei Windkraft an dritter, bei Solarenergie an vierter und bei Bio-Energie an fünfter Stelle.**

In allen Weltregionen ist die Kapazität der Strom-Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien in den letzten Jahren stark gestiegen. Die größte Dynamik wurde in Mittel- und Südost-Asien verzeichnet. Dies gilt insbesondere auch für die Entwicklung im Jahr 2017. So nahm die Stromerzeugungskapazität auf Basis erneuer-

Abbildung 2.24: Weltweites Ranking Wind- und Solar-Kapazität Ende 2017



Quelle: IRENA, Renewable Capacity Statistics 2018

Abbildung 2.25: Weltweites Ranking Bio-Energie und Geothermie – Stromerzeugungskapazität Ende 2017**Bio-Energien (MW)**

1. Brasilien	14.583
2. USA	13.151
3. China	11.365
4. Indien	9.533
5. Deutschland	8.990
6. Großbritannien	5.326
7. Schweden	4.860
8. Thailand	3.824
9. Italien	3.439
10. Finnland	2.226

Geothermie (MW)

1. USA	2.488
2. Indonesien	1.950
3. Philippinen	1.928
4. Türkei	1.064
5. Neuseeland	986
6. Mexiko	914
7. Italien	767
8. Island	710
9. Kenia	673
10. Japan	521

Quelle: IRENA, Renewable Capacity Statistics 2018

barer Energien in China von Ende 2016 bis Ende 2017 um rund 78 GW zu. Das entspricht 47 % des weltweiten Kapazitätszuwachses des vergangenen Jahres. Indien konnte mit 16 GW im Jahr 2017 die weltweit zweitgrößten Kapazitätszuwächse bei Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien verbuchen. In beiden Ländern machte die Zunahme an Solarkapazitäten den größten Anteil aus. Die drittgrößten Kapazitätszuwächse verzeichneten die USA mit knapp 15 GW. In Deutschland erhöhte sich die Stromerzeugungsleistung auf Basis erneuerbarer Energien 2017 um gut 8 GW. Damit steht Deutschland – bezogen auf die Kapazitätsaufstockung von Ende 2016 bis Ende 2017 – vor Japan und Brasilien – an vierter Stelle.

Von Ende 2008 bis Ende 2017 hat sich die Stromerzeugungskapazität auf Basis von Wasser, Wind, Solar, Bio-Energie, Geothermie und Meeresenergie in Mittel- und Südost-Asien verdreifacht. In Europa hat sich die installierte Leistung im gleichen Zeitraum fast verdoppelt. In Nordamerika wurden die Kapazitäten um zwei Drittel ausgebaut. Um 80 % wurde die Leistung von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien in Afrika aufgestockt – allerdings bezogen auf ein sehr niedriges Ausgangsniveau. Im Mittleren Osten betrug der Kapazitätszuwachs – ebenso wie in Ozeanien knapp drei Fünftel. In Mittel- und Südamerika hat die Leistung um 48 % zugenommen. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass sich die Verhältnisse in Südamerika wegen der dort bereits vor 2008 installierten erheblichen Wasserkraft-Kapazitäten

Tabelle 2.1: Entwicklung der Kapazität von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien 2008 bis 2017 (jeweils zum Jahresende) nach Technologien in Megawatt (netto)

Technologie	2008	2012	2016	2017
Wasserkraft	864.440	986.409	1.131.282	1.151.900
Wind	114.799	269.642	467.227	513.939
Solarenergie	15.165	98.423	296.873	390.625
Bio-Energie	53.858	78.382	104.274	109.213
Geothermie	9.454	10.468	12.249	12.894
Meeresenergie	245	509	525	529
Insgesamt	1.057.962	1.443.834	2.012.430	2.179.099

Ohne Pumpspeicher, aber einschließlich Off-Grid-Kapazität

Quelle: IRENA (2018), Renewable Capacity Statistics 2018, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi

Tabelle 2.2: Entwicklung der Kapazität von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien 2008 bis 2017 (jeweils zum Jahresende) nach Weltregionen in Megawatt (netto)

Weltregion	2008	2012	2016	2017
Afrika	23.381	28.485	38.603	42.139
Asien ¹⁾	311.727	478.239	812.276	918.655
Mittlerer Osten	11.910	13.940	18.021	18.920
Eurasien ²⁾	66.344	76.694	91.402	96.326
Europa	273.874	394.398	488.715	512.348
Nordamerika ³⁾	207.611	264.855	331.270	347.635
Mittelamerika ⁴⁾	7.049	9.291	13.406	13.801
Südamerika	138.894	156.544	193.097	202.120
Ozeanien ⁵⁾	17.172	21.389	25.640	27.155
Insgesamt	1.057.962	1.443.834	2.012.430	2.179.099

Ohne Pumpspeicher, aber einschließlich Off-Grid-Kapazität

1) ohne Eurasien und ohne die Staaten des Mittleren Ostens

2) Armenien, Aserbaidschan, Georgien, Russland und Türkei

3) USA, Kanada, Grönland, Mexiko, Bermuda sowie St. Pierre und Miquelon

4) einschließlich Karibik

5) Australien, Neuseeland und Südsee

Quelle: IRENA (2018), Renewable Capacity Statistics 2018, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi

deutlich von der Lage in den meisten anderen Weltregionen unterscheiden. Der prozentual geringste Ausbau fand im Zeitraum von Ende 2008 bis Ende 2017 mit einem Zuwachs von 45 % in der Region Eurasien statt. Dies erklärt sich durch die Zunahme von lediglich 10 % in Russland, das mehr als die Hälfte der Erneuerbare-Energien-Stromerzeugungskapazitäten dieser Region repräsentiert.

➔ Asien ist Marktführer bei erneuerbaren Energien.

Als Folge dieser Entwicklung hat sich Asien zur führenden Region bei erneuerbaren Energien entwickelt. Zum 31. Dezember 2017 entfielen 42 % der Gesamtkapazitäten auf Mittel- und Südost-Asien, 24 % auf Europa, 16 % auf Nordamerika, 10 % auf Mittel- und Südamerika, 4 % auf Eurasien (Russland, Armenien, Aserbaidschan, Georgien und Türkei), 2 % auf Afrika sowie je 1 % auf Ozeanien (Australien, Neuseeland und Südsee) und den Mittleren Osten.

Das bisher ungenutzte Potenzial an erneuerbaren Energien ist in Afrika am größten. Die auf Basis erneuerbarer Energien installierte Stromerzeugungskapazität beträgt auf dem gesamten Kontinent gerade einmal 42 GW. Die dort installierte Windleistung macht lediglich 8 % der in Deutschland bestehenden Kapazität aus. Bei Solarener-

gie sind es ebenfalls 8 % im Vergleich zu Deutschland – und dies trotz der für Wind- und Solarenergie meist günstigeren natürlichen Bedingungen, die eine deutlich bessere Auslastung der Anlagen ermöglichen. Auf Basis Bio-Energie wird für Afrika eine Stromerzeugungskapazität von 1 GW angegeben. Das sind 14 % der in Deutschland installierten Leistung. Bei Wasserkraft (ohne Pumpspeicher) verfügt der gesamte Kontinent Afrika mit 32 GW über eine Stromerzeugungskapazität, die ebenso hoch ist wie die in Norwegen installierte Wasserkraft-Leistung.

Fazit

Weltweit findet eine Transformation der Energieversorgung statt, bisher insbesondere konzentriert auf die Stromerzeugung. Dass diese Transformation Realität ist, kommt auch darin zum Ausdruck, dass sich die Kapazitätswachse von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien während der letzten zehn Jahre in absoluten Größen Jahr für Jahr gesteigert haben. Trotzdem werden die konventionellen Energien in vielen Bereichen auch auf Jahrzehnte noch eine wichtige Rolle spielen. Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien ist deshalb unverzichtbar, die Energieeffizienz weiter zu steigern und die Umsetzung der Technologie der Abscheidung und Speicherung beziehungsweise Nutzung von CO₂ voranzubringen.

Quelle der in Text, Tabellen und Grafiken ausgewiesenen Zahlen:
http://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2018.pdf

2.5 Globale Entwicklung der Kernenergie

Der Ausstieg aus der Kernenergie ist ein wesentlicher Aspekt der Energiewende in Deutschland. Mit der 13. Änderung des Atomgesetzes beschloss die Bundesregierung im Jahr 2011 das Ende der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung. Das Gesetz sieht vor, spätestens im Jahr 2022 das letzte Kernkraftwerk in Deutschland abzuschalten. Aus globaler Sicht bleibt die Kernenergie jedoch ein wichtiger Energieträger mit Zubau vor allem in Asien.

Seit 1962 wurden in Deutschland insgesamt 37 Kernkraftwerke errichtet, die in den kommerziellen Leistungsbetrieb übergegangen sind. In 2018 sind noch sieben Kernkraftwerke in Betrieb, die nach folgendem Zeitplan jeweils zum Jahresende abgeschaltet werden: 2019: Philippsburg 2; 2021: Grohnde, Gundremmingen C und Brokdorf; 2022: Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2.

Damit gibt es erstmals ein verbindliches Datum für den Kernenergieausstieg in Deutschland, der von einem breiten gesellschaftlichen Konsens getragen wird. Der Rückbau der kerntechnischen Anlagen sowie die Vorbereitung der Endlagerung des zu entsorgenden radioaktiven Materials werden darüber hinaus noch einige Jahrzehnte in Anspruch nehmen, wie zum Beispiel der Rückbau an den Standorten Lubmin und Rheinsberg zeigt.

➔ Breiter Konsens für den Kernenergieausstieg in Deutschland

Der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung in Deutschland fällt entsprechend weiter und lag 2017 bei 11,7 % (2016: 13,1 %); der Beitrag zum Primärenergieverbrauch lag bei 6,1 % (2016: 6,9 %).

Weltweit nach wie vor relevant

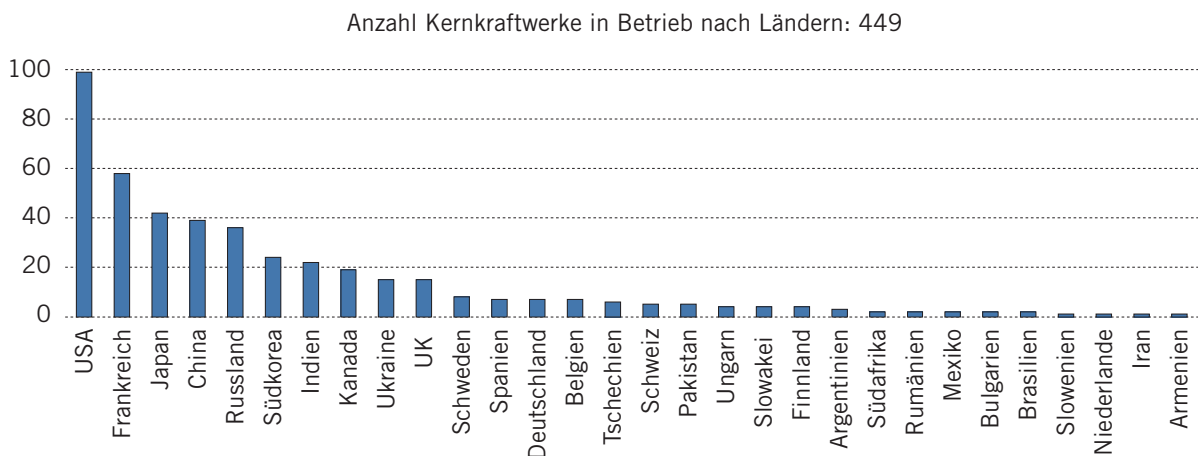
Aus globaler Sicht bleibt die Kernenergie ein nachgefragter Energieträger. Sie deckt heute etwa 11 % des weltweiten Strombedarfs aus 449 Reaktoren mit einer Nettokapazität von rund 392 GWe. Asien hat mit 139 Reaktoren insgesamt die größte Anzahl von Kernkraftwerken in Betrieb, gefolgt von Nordamerika mit 118, Westeuropa mit 112, Zentral- und Osteuropa mit 71, Lateinamerika mit 7 sowie Afrika mit 2.

➔ Weltweit erzeugen 449 Reaktoren 11 % des Strombedarfs mit Kernenergie

Kernkraftwerke sind in 30 Ländern weltweit in Betrieb und kommen insgesamt auf eine Erfahrung von rund 17.500 Reaktorjahren. Durch grenzüberschreitende Übertragungsnetze werden darüber hinaus weitere Länder zum Teil von der Kernenergie mit versorgt: Italien und Dänemark zum Beispiel beziehen einen Teil ihres Strombedarfs aus importierter Kernenergie.

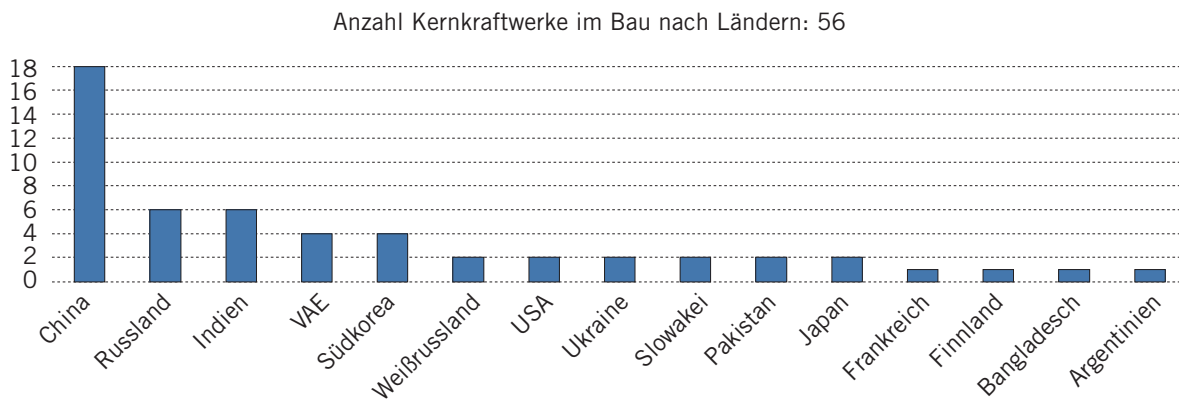
Darüber hinaus nutzen 50 Länder die Kerntechnik in rund 225 Forschungsreaktoren. Neben der Forschung

Abbildung 2.26: Anzahl der Kernkraftwerke in Betrieb nach Ländern



Quelle: IAEA, Power Reactor Information System (PRIS)

Abbildung 2.27: Anzahl der Kernkraftwerke in Bau nach Ländern



Quelle: IAEA, Power Reactor Information System (PRIS)

werden diese Reaktoren zur Herstellung medizinischer und industrieller Isotope sowie zur Ausbildung eingesetzt.

In Bau und in Planung

Im März 2018 befanden sich 56 Kernreaktoren in 15 Ländern im Bau mit einer Nettokapazität von rund 57 GWe – darunter allein 18 in China, jeweils sechs in Indien und Russland, sowie jeweils vier in den Vereinigten Arabischen Emiraten und Korea. Über 150 weitere Reaktoren in rund 25 Ländern befinden sich im Planungsstadium. Gemäß Prognosen wird die Nachfrage nach Kernenergie vornehmlich in Asien langfristig weiter steigen, ebenso in Zentral- und Osteuropa.

Es gibt daneben einige Länder, die überlegen, in die Nutzung der Kernenergie einzusteigen, darunter zum Beispiel Polen, die Türkei, Vietnam und Ägypten.

Unterschiedlich hoher Kernenergieanteil im Strommix der Länder

Die Länder setzen zu unterschiedlich hohen Anteilen auf Kernenergie in ihrem Portfolio der Stromerzeugung. Frankreich bezieht mit rund 70 % den meisten Strom aus Kernenergie. In Ungarn, der Slowakei und der Ukraine sind es mehr als 50 %. Belgien, Tschechien, Finnland, Schweden, der Schweiz, Slowenien, Südkorea und Bulgaren kommen jeweils auf mehr als 30 %. Mit gut

20 % sind die USA, Großbritannien, Spanien, Rumänien und Russland aus Kernenergie versorgt.

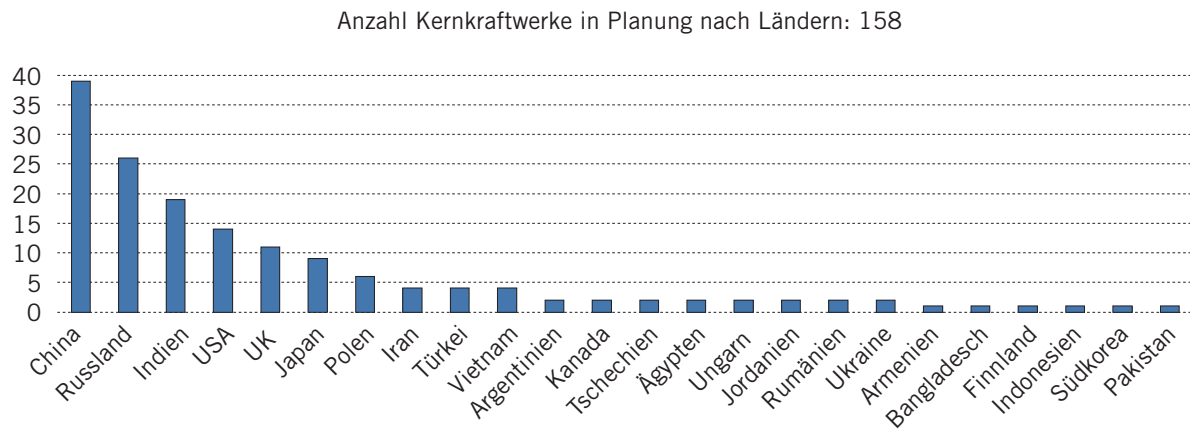
Internationale Szenarien sehen Zukunft vor allem in Asien

Die Aussichten für die Kernenergie haben sich im World Energy Outlook der **Internationalen Energieagentur** (IEA) in 2017 gegenüber dem Vorjahr etwas eingetrübt, aber China führt weiterhin einen allmählichen Anstieg der Kernkraftkapazität an und überholt die Vereinigten Staaten bis 2030 als größten Produzenten von Kernenergiestrom. Im ehrgeizigen „Sustainable Development Szenario“ verdoppelt sich der Anteil kohlenstoffarmer Quellen am Energiemix bis 2040 auf 40 %. Mit unter anderem einem Anteil der erneuerbaren Energien von über 60 % und der Kernenergie von 15 % wäre die Stromerzeugung 2040 in diesem Szenario überwiegend dekarbonisiert.

➔ **Stabiler Anteil von 10 % an der globalen Stromerzeugung prognostiziert**

Der **World Energy Council** (WEC) kam in seinen Szenarien in 2016 zu der Einschätzung, dass die Rolle der Kernenergie mittel- und längerfristig mit einem Beitrag von etwa 10 % zur globalen Stromerzeugung weitgehend stabil bleibt, auch durch ihren Beitrag zum Klimaschutz. Ein Zubau an Kernenergie-Kapazitäten kann nur in den Ländern erwartet werden, in denen eine starke regierungs-

Abbildung 2.28: Anzahl der Kernkraftwerke in Planung nach Ländern



Quelle: IAEA, Power Reactor Information System (PRIS)

seitige Unterstützung zugunsten dieser Technologie erfolgt. Das gilt insbesondere für China, Indien, Russland, den Mittleren Osten sowie einigen Staaten in Europa. In den Industriestaaten, insbesondere in Europa, aber auch in den USA, werde der Marktanteil der Kernenergie künftig zurückgehen.

Bevölkerungswachstum und Dekarbonisierung als Gründe für die Kernenergie

Deutschland hat sich vor allem zur Befriedung eines langjährigen gesellschaftlichen Konflikts durch mangelnde Akzeptanz der Kernenergie für den Ausstieg entschieden. Global gesehen erklären das Ausmaß des künftigen Strombedarfs und die Herausforderung der Dekarbonisierung der Stromversorgung das Festhalten anderer Länder an der Kernenergie.

Für einige Länder sprechen der Klimaschutz und die knapper werdenden Rohstoffe für die Nutzung dieser Technologie, bei der nahezu keine klimaschädlichen Treibhausgase emittiert werden. In dem im November 2016 in Kraft getretenen Pariser Klimaabkommen haben mehrere Länder die Kernenergie in ihren nationalen Strategien zur Emissionsreduzierung explizit erwähnt. Den hohen Anfangsinvestitionen in die Technologie, die praktisch nur mit staatlicher Unterstützung getragen werden können, sowie den Kosten für den Rückbau der Kernkraftwerke inklusive Endlagerung der radioaktiven Abfälle, steht die Preisstabilität von Kernenergie gegenüber, die anders als bei fossilen Energieträgern kaum vom Preis des Brennstoffs abhängt.

➔ **Im Pariser Klimaabkommen nennen mehrere Länder die Kernenergie in ihren nationalen Strategien als Maßnahme zur Emissionsreduzierung.**

Für andere Länder ist es der Vorteil einer zuverlässigen Stromversorgung. Die Nachfrage nach Strom nimmt weltweit kontinuierlich zu, besonders in bevölkerungsreichen Ländern wie China, Indien und Brasilien, die seit Jahren ebenso ein hohes Wirtschaftswachstum zeigen. Gemäß den Schätzungen der IEA wird der weltweite Elektrizitätsbedarf bis 2040 um 40 % wachsen – zwei Drittel davon entfallen auf die Länder Asiens, der Rest auf den Nahen Osten, Afrika und Lateinamerika. Um den zunehmenden Bedarf zu decken, muss zum Beispiel China seine Strominfrastruktur bis 2040 in einem Umfang vergrößern, der dem heutigen Stromsystem der Vereinigten Staaten entspricht.

Internationale Zusammenarbeit für eine hohe Sicherheitskultur

Nach der Naturkatastrophe in Japan 2011, die zu dem schweren Reaktorunfall in Fukushima geführt hat, haben viele Länder ihre kerntechnischen Anlagen Stresstests unterzogen und ihre Energiepolitik auf den Prüfstand gestellt. Nach eingehender Analyse des Unfalls kam die japanische Regierung zu dem Schluss, dass die Ursache nicht die Technik, sondern die mangelnde Sicherheits-

kultur in Fukushima war. Der zunehmende internationale Sicherheitsstandard war nicht, wie in anderen Ländern, mittels technischer Nachrüstungen umgesetzt worden. Fast alle Kernenergienationen kamen daher zu dem Schluss, dass es bei Einhalten der internationalen Sicherheitsstandards aus technischer Sicht für sie keinen Grund gibt, auf die Kernenergie zu verzichten.

→ Deutschland wird sein Know-how weiter in die internationale Sicherheitsforschung einbringen.

Auch Deutschland wird sich trotz des Ausstiegsbeschlusses weiter in nuklearer Sicherheitsforschung engagieren und seine umfassenden Erfahrungen und Kompetenz international einbringen, damit Unfälle zukünftig verhindert werden. So ist die Bundesrepublik unter anderem in folgenden internationalen Organisationen der Kerntechnik vertreten: European Nuclear Safety Regulators Group (ENSREG), Nuclear Energy Agency der OECD (NEA), International Atomic Energy Agency (IAEA), International Nuclear Regulators' Association (INRA), Nuclear Suppliers Group (NSG).

Zukunftsstrategien: Neue Reaktorgenerationen und Fusion

International wird bereits an Kernkraftwerken der nächsten Generation geforscht. Dem 2001 gegründeten **Generation IV International Forum** (GIF) gehören viele Staaten und Institutionen an, darunter die Europäische Atomgemeinschaft (EURATOM), in der auch Deutschland vertreten ist. Anlagen der neuen Generation IV sollen Brennstoff effizienter nutzen, weniger radioaktiven Abfall produzieren, wirtschaftlich wettbewerbsfähig sein und strenge Sicherheitsstandards erfüllen. Das Ziel sind sogenannte „inhärent sichere“ Systeme, die Störungen und Unfälle passiv vermeiden können.

Dazu zählen unter anderem der schnelle natriumgekühlte Reaktor SFR (Sodium-Cooled Fast Reactor), der Höchsttemperaturreaktor VHTR (Very High Temperature Reactor), der schnelle bleigekühlte Reaktor LFR (Lead-Cooled Fast Reactor) oder der Flüssigsalzreaktor MSR (Molten Salt Reactor).

→ „Inhärent sichere“ neue Reaktorgeneration soll Störungen und Unfälle passiv vermeiden.

Großes Interesse könnten in den kommenden Jahrzehnten kleinere, dezentrale Anlagen hervorrufen, so genannte **„Small Modular Reactors“** (SMR) mit einer Leistung von unter 500 MW. Sie könnten in Fabriken als Module in Masse produziert und dann vor Ort zu größeren Kraftwerkseinheiten zusammengesetzt werden. Dies würde sie als Investition günstiger machen als die großen Kernkraftwerksblöcke von heute.

Darüber hinaus wird weltweit an der **Kernfusion** geforscht, die nach 2050 zum Einsatz kommen könnte. Ein Vorteil der Kernfusion liegt darin, dass beim Fusionsprozess keinerlei radioaktive Abfälle entstehen. Im experimentellen Kernfusionsreaktor „Wendelstein 7-X“ in Greifswald werden derzeit die Voraussetzungen für Kernverschmelzungsprozesse erforscht. Im französischen Cadarache soll ab 2020 die Fusionsenergie im internationalen Fusionsreaktor „ITER“ (International Thermonuclear Experimental Reactor) im Kraftwerksmaßstab untersucht werden.

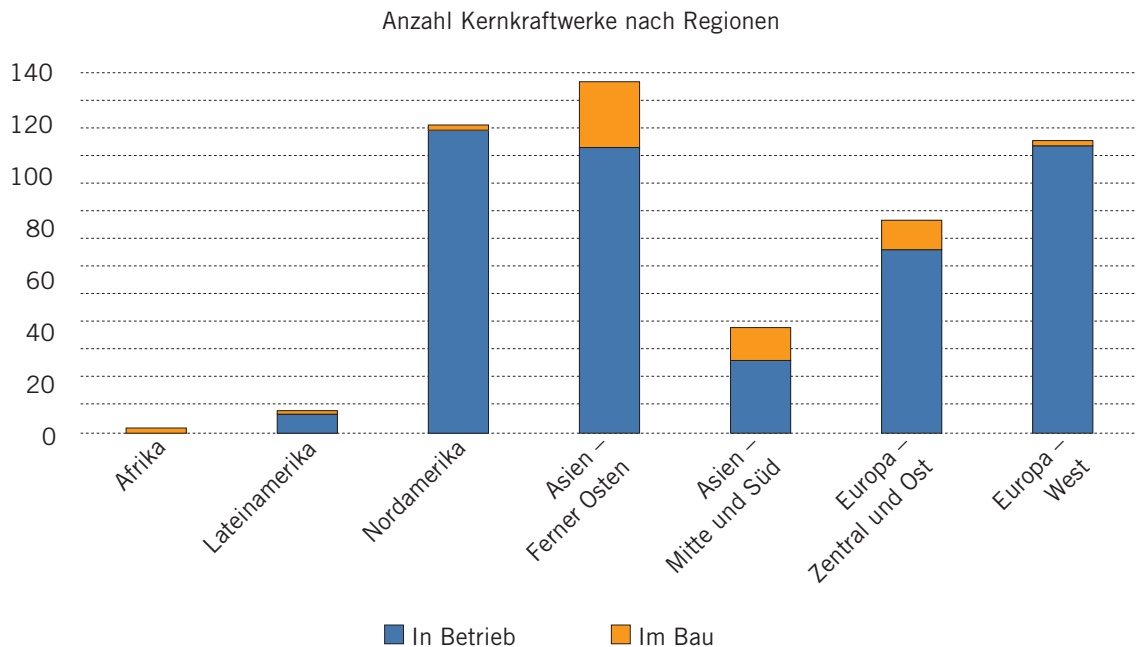
Analyse der Regionen

Russland und Asien mit ehrgeizigen Ausbauprojekten

Russland verfügt über 35 laufende Kernkraftwerke, die 17 % der Elektrizität des Landes decken. Das Land plant, jährlich zwei Neubauten in Betrieb zu nehmen. Derzeit stehen sechs Reaktoren in Bau, darunter das weltweit erste schwimmende Kernkraftwerk, das in der Küstenregion zur Arktis zum Einsatz kommen soll und voraussichtlich 2018 fertiggestellt wird. Darüber hinaus exportiert die russische Kernenergieindustrie in starkem Maße: Sie ist derzeit an neuen Reaktorprojekten in Weißrussland, China, Ungarn, Indien, Iran und der Türkei beteiligt, sowie als Investor unter anderem in Bangladesch, Indonesien, Jordanien und Südafrika.

China ist erst Anfang der 1990er-Jahre in die Kernenergie eingestiegen, verfügt jedoch inzwischen über fast 40 Kernkraftwerke. Deren Anteil am Strommix beträgt nur rund 5 %, jedoch mit stark wachsender Tendenz: 18 Kernkraftwerke stehen im Bau und fast 40 weitere sind geplant. Der starke Impuls für die Entwicklung neuer

Abbildung 2.29: Anzahl Kernkraftwerke in Betrieb und im Bau nach Regionen



Quelle: IAEA, Power Reactor Information System (PRIS)

Kernkraftwerke in China resultiert aus der Notwendigkeit, die Luftqualität in den Städten zu verbessern und die Treibhausgasemissionen zu reduzieren.

→ China plant Kernkraftwerke zur Verbesserung der Luftqualität und Reduktion der Treibhausgasemissionen

Konkrete Baupläne gibt es zudem in **Bangladesch**. Das Land hat 2017 mit dem Bau des ersten von zwei russischen Reaktoren begonnen, der bis 2023 in Betrieb genommen werden soll. Derzeit produziert Bangladesch nahezu seinen gesamten Strom aus fossilen Brennstoffen.

In **Indien** werden sechs Reaktoren gebaut, rund 20 weitere sind in Planung. Die 22 bestehenden Kernkraftwerke mit einer Nettoleistung von 6,2 GWe erzeugen rund 3 % der Elektrizität des Landes. Die indische Regierung hat sich verpflichtet, ihre Kernenergiekapazitäten im Rahmen ihres massiven Infrastrukturentwicklungsprogramms auszubauen. Bis 2024 sollen rund 15 GWe

Kernkraftkapazität bestehen. Auch **Pakistan** baut zu den bestehenden fünf noch zwei weitere Anlagen.

Japan verfügt über 42 Kernreaktoren mit einer Nettoleistung von 40 GWe. Anfang 2018 waren erst fünf Reaktoren wieder in Betrieb, weitere 21 befinden sich nach dem Unfall von Fukushima im Jahr 2011 im Prozess der Wiederanfahr genehmigung. Vor Fukushima stammten rund 30 % des Stroms aus der Kernenergie; zuletzt waren es nur etwa 2 %.

→ Japan nach Fukushima im langwierigen Prozess des Wiederanfahrens

Die neue Regierung Südkoreas kündigte in 2017 erste Pläne an, aus der Kernenergie auszusteigen. Derzeit baut das Land neben seinen 24 laufenden vier neue Anlagen. Eine weitere in Planung befindliche Anlage könnte bei einem tatsächlichen Ausstiegsbeschluss gestrichen werden. Südkorea verfügt über eine stark exportorientierte Kernenergieindustrie, die zum Beispiel die Vereinigten Arabischen Emirate beim Bau der ersten Kernkraftwerke des Landes unterstützt.

USA und Westeuropa mit nur geringem Zubau

Die **USA** erzeugen rund 20 % ihres Strombedarfs mit Kernenergie. Es werden derzeit zwei Reaktoren amerikanischer Bauart errichtet. Zwei weitere Bauprojekte wurden gestoppt, vor allem bedingt durch Leistungserhöhungen bestehender Anlagen, aber auch durch günstig verfügbares Erdgas. Im Jahr 2016 wurde der erste neue Kernreaktor des Landes seit 20 Jahren in Betrieb genommen. Die Trump-Regierung hat angekündigt, die Kernenergie im Vergleich zu Erdgas und erneuerbaren Energien wettbewerbsfähiger machen zu wollen und eine Lösung für die Abfallentsorgung herbeizuführen.

In **Finnland** ist am Standort Olkiluoto das fünfte Kernkraftwerk des Landes in Bau, eine neue Generation des europäischen Druckwasserreaktors. Zudem laufen Vorbereitungen für den Bau eines russischen Druckwasserreaktors am neuen Standort Hanhikivi. Das Land versucht damit seine Abhängigkeit von russischen Stromlieferungen zu reduzieren. Finnland deckt rund 35 % seines Strombedarfs mit Kernenergie.

Ein weiterer europäischer Druckwasserreaktor neuer Generation wird derzeit in **Frankreich** am Standort Flamanville gebaut. Frankreich verfügt über 58 Kernreaktoren mit einer Gesamtnettopkapazität von 63 GWe und erzeugt rund 70 % seines Stroms aus Kernenergie. Das Ziel, den Kernenergieanteil bis 2025 auf 50 % zu reduzieren, wurde im November 2017 durch die französische Regierung zeitlich nach hinten verschoben, da es die Kohlendioxidemissionen des Landes erhöhen, sowie Versorgungssicherheit und Arbeitsplätze gefährden würde.

→ Frankreich bezieht rund 70 % seines Stroms aus Kernenergie.

Großbritannien hatte Anfang 2008 entschieden, alternde Kernkraftwerke durch neue zu ersetzen. Das Land plant gegenwärtig den Bau von elf Anlagen, um die Abhängigkeit von fossilen Energien und deren Emissionen zu reduzieren. Damit würde der Kernenergieanteil von heute rund 20 % auf 40 % verdoppelt. Am weitesten fortgeschritten ist das Bauprojekt von Hinkley Point im Süden Englands, wo zwei europäische Druckwasserreaktoren neuer Generation gebaut werden sollen.

Aus der Kernenergie langfristig aussteigen wird hingegen die **Schweiz**. Im Mai 2017 stimmten die Schweizer in einer Volkabstimmung für die Energiewende, die die starke Förderung erneuerbarer Energien vorsieht und den Bau

neuer Kernkraftwerke unterbindet. Zuvor hatten sich die Schweizer im November 2016 gegen eine Begrenzung des Betriebs von Kernkraftwerken auf 45 Betriebsjahre entschieden. Dies bedeutet, dass Schweizer Kernkraftwerke so lange in Betrieb bleiben können, wie die Sicherheit gewährleistet ist.

→ Die Schweiz stimmte 2017 für die Energiewende und den Kernenergieausstieg

Osteuropa will Abhängigkeit von Kohle und Gas reduzieren

Mehrere mittel- und osteuropäische Länder wollen ihre Abhängigkeit von Kohle- und Erdgasimporten verringern oder ihre bestehenden Kernkraftwerke durch moderne Anlagen ersetzen. So sind in der **Slowakei** gegenwärtig zwei russische Reaktoren in Bau. **Rumänien** hatte im Jahr 2007 sein bisher jüngstes Kernkraftwerk in Betrieb genommen, einen kanadischen Schwerwasserreaktor. Das Land plant, in den nächsten Jahren mit chinesischer Unterstützung zwei weitere Anlagen desselben Typs fertigzustellen. Auch Ungarn will neue Kernkraftwerke bauen. Es schloss deshalb mit Russland 2014 ein Abkommen zum Bau zweier Anlagen russischer Bauart ab.

Naher Osten und Südamerika mit Ausbauplänen

Da Erdöl der einzige nicht erneuerbare Energierohstoff ist, bei dem in den kommenden Jahrzehnten eine steigende Nachfrage wahrscheinlich nicht mehr gedeckt werden kann, diversifizieren Staaten wie die **Vereinigten Arabischen Emirate** (VAE) ihren Strommix weiter. So errichten die VAE derzeit vier Kernkraftwerke koreanischer Bauart, die bis 2020 in Betrieb gehen sollen. Auch die **Türkei** plant, zwei Kernkraftwerke russischer Bauart an der Mittelmeerküste errichten zu lassen, sowie zwei weitere Anlagen durch ein französisch-japanisches Konsortium am Schwarzen Meer. **Argentinien, Brasilien und Mexiko** bereiten ebenfalls den Ausbau ihres Kernkraftwerk-parks vor.

Quellen:

- BGR (2017): BGR Energiestudie 2017 – Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung (21). – 184 S.; Hannover.
https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/energiestudie_2017.pdf
- Nuclear Energy Agency (OECD-NEA), „Nuclear Energy Data – 2017“. – 100 S.; Frankreich
<http://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2017/7365-ned-2017.pdf>
- EURATOM Supply Agency (ESA), ANNUAL REPORT 2016. – 67 S.; Luxemburg
<http://ec.europa.eu/euratom/ar/last.pdf>
- World Nuclear Association (WNA): Nuclear Power in the World Today (Update Februar 2018)
<http://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/nuclear-power-in-the-world-today.aspx>
- World Nuclear Association (WNA): World Nuclear Power Reactors & Uranium Requirements (Update Februar 2018)
<http://www.world-nuclear.org/information-library/facts-and-figures/world-nuclear-power-reactors-and-uranium-requireme.aspx>
- Deutsches Atomforum e. V.
<http://www.kernenergie.de>
- International Atomic Energy Agency (IAEA), aktuelle Datenbank aller Kernkraftwerke auf Länderbasis
<https://www.iaea.org/pris/>
- International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook 2017
www.oecd-ilibrary.org/energy/world-energy-outlook-2017_weo-2017-en
- Swissnuclear: Kernenergie weltweit
<https://www.kernenergie.ch/de/strom-aus-kernenergie/kernenergie-weltweit.html>
- Spektrum.de: Kernkraftwerke der Zukunft (Dezember 2017)
<http://www.spektrum.de/news/kernkraftwerke-der-zukunft/1527265>

2.6 Rohstoffnachfrage durch die Elektrifizierung der Mobilität

Der Boom der Elektromobilität wird die Nachfrage nach mineralischen Rohstoffen in den kommenden Jahren beflügeln. Dies betrifft vor allem die Rohstoffe, die für die Speicherung der Energie in modernen Traktionsbatterien notwendig sind, aber auch Metalle wie Seltene Erden und Kupfer, die für die Antriebseinheit benötigt werden. Durch die einziehende Elektrifizierung des Verkehrs rücken damit Fragen nach der Verfügbarkeit und der zukünftigen Preisentwicklung insbesondere der Batterierohstoffe auf die Agenda der Industrie und der Politik.

Wie kaum eine andere Technologie erfährt die Elektromobilität derzeit einen rasanten Boom. Hinter dieser Entwicklung verbirgt sich viel mehr als die Senkung der Emissionen des Verkehrs gemäß den internationalen Klimaschutzzielen. Die Mobilitätswende und die damit verbundene Elektrifizierung des Antriebsstrangs stehen zusammen mit dem autonomen Fahren und der Digitalisierung für das Automobil der Zukunft. Die Ankündigungen und Initiativen der Automobilbranche zum Ausbau der Fahrzeugflotte, aber auch internationale Vorstöße zur Einführung von Quoten für Elektroautos wie aktuell in Norwegen oder China zeigen, dass staatliche Regulierung (von Grenzwerten, Flottenzielen oder Quoten) die Elektrifizierung der Mobilität der Zukunft erfolgreich hervorbringen wird und Elektromobilität ein wichtiger Bestandteil zukünftiger PKW-Flotten sein wird. Die entscheidende Frage ist daher nicht, ob, sondern vor allem auch mit Blick auf die Rohstoffnachfrage, wann und wie schnell der Markthochlauf der Elektromobilität erfolgen wird. Klar ist jedoch auch, dass es in allen Bereichen des individuellen Verkehrs ein Mit- und Nebeneinander der verschiedenen Antriebskonzepte geben wird. Dabei ist grundsätzlich zwischen konventionellen Verbrennungsmotoren, Hybriden, Plug-in-Hybriden und rein batteriebetriebenen Automobilen zu unterscheiden.

Bei den konventionellen Antrieben sind Gas, Diesel und Benzinmotoren zu nennen. Diese fahren heute mit fossilen Kraftstoffen, können jedoch auch mit sogenannten E-Fuels betrieben werden. Das sind Kraftstoffe, die aus erneuerbarem Strom mit aus der Luft gewonnenem CO₂ hergestellt werden und somit bei der Verbrennung faktisch CO₂ neutral sind – eine zunehmend intensiv betriebene Forschungsrichtung. Hybrid-Modelle (HEV) mit kleinen Batterieeinheiten für den Stadtverkehr werden ebenfalls noch den konventionellen Antrieben zugeordnet. In dem Bereich der Elektromobilität werden vollelektrische batteriebetriebene Autos (BEV), Plug-In-Hybride (PHEV) und sogenannte Range Extender (REEV) zusammengefasst.

Die Batteriegrößen unterscheiden sich je nach Fahrzeuggattung und -klasse stark. Fast alle Hersteller setzen für die Energiespeicherung in Elektroautos auf Lithium-Ionen-Traktionsbatterien. Moderne Elektroautos der Kompaktklasse verfügen dabei über eine Batteriegröße zwischen 25 bis 45 KWh. Einige Hersteller bieten sogar

Batterien mit bis zu 100 KWh an. In Elektro-Bussen oder in Elektro-LKW kann die Größe der Batterie auch 300 KWh übersteigen. Im Unterschied dazu liegt bei Plug-Ins die durchschnittliche Batteriegröße bei 6 bis 12 KWh.

➔ Der Marktanteil elektrisch betriebener PKW wird in den kommenden Jahren rasant steigen – damit wird auch die Nachfrage nach bestimmten mineralischen Rohstoffen stark zunehmen

Batterien, die seit Jahren in Hybridautos zum Einsatz kommen, sind deutlich kleiner. Sie haben meist weniger als 2 KWh Leistung. Hierbei wird keine Lithium-Ionen-Batterie verwendet, sondern beispielsweise ein Nickel-Metallhydrid-Akku eingesetzt. Während diese reinen Hybridautos, die im Gegensatz zu den Plug-In-Hybriden nicht zusätzlich über das Stromnetz, sondern während des Betriebs aufgeladen werden, nicht zur Klasse der Elektroautos zählen, muss man für die Betrachtung der gesamten Flotte auch das Brennstoffzellenauto (FCEV) berücksichtigen. Hier erfolgt die Bereitstellung der Energie nicht durch eine Traktionsbatterie, sondern durch Nutzung von Wasserstoff. Wie beim Elektroauto wird damit ein Elektromotor angetrieben.

Das Nebeneinander der verschiedenen Fahrzeugsegmente zeigt, dass man bei der Berechnung der zukünftigen Rohstoffnachfrage für die Elektromobilität zahlreiche Parameter beachten muss. Szenarien zum möglichen Rohstoffbedarf müssen dabei nicht nur den Marktanteil der batteriebetriebenen Fahrzeuge an den globalen Neuzulassungen in den kommenden Jahren abschätzen, sondern beispielsweise auch den Anteil zwischen PHEV und BEV berücksichtigen. Aufgrund der unterschiedlichen Batteriegrößen besteht hier ein großer Hebel. Einen wichtigen Parameter für die Rohstoffnachfrage stellen ferner die verschiedenen Zellchemien moderner Traktionsbatterien dar.

Die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) geht in Szenarien für das Jahr 2025 weltweit von einem E-Fahrzeugabsatz (BEV, PHEV) von 6,4 – 17,8 Mio. Einheiten

Abbildung 2.30: Flottenstrategie der Automobilbranche



Quelle: bearbeitet nach NPE 2012

aus. Dies entspricht, unter Berücksichtigung der Parameter zur Batteriegröße von BEV und PHEV, in etwa 150–390 GWh. Für diesen erwarteten Markthochlauf der Elektromobilität werden zahlreiche mineralische Rohstoffe benötigt.

Für den Antrieb der Elektroautos wird vor allem die Nachfrage nach Kupfer und Seltenen Erden zunehmen. Die Seltenen Erd-Elemente Neodym und Dysprosium kommen in den Magneten der Elektromotoren zum Einsatz. In den meisten Batterien besteht die Kathode aus einem Gemisch aus Lithium, Kobalt, Mangan und Nickel, für die Anode wird natürliches und synthetisches Graphit genutzt.

Die Rohstoffe werden weiterverarbeitet beispielsweise als Sulfat, Hydroxid oder Karbonat eingesetzt. Im Falle des Graphits handelt es sich um einen aufwendig verarbeiteten sog. Kugelgraphit. Aufgrund der hohen Kosten des Kobalts wird derzeit intensiv daran gearbeitet, in zukünftigen Batteriegenerationen den Kobaltanteil zu reduzieren. Entsprechend wird der Nickelanteil in Traktionsbatterien als Substitut für Kobalt in den kommenden Jahren zunehmen. Unter Annahme verschiedener Kathodenty-

pen und zukünftiger Zellchemien ergeben sich für den Markthochlauf der Elektromobilität verschiedene Szenarien der Rohstoffnachfrage.

Bezogen auf die globale Jahresproduktion der einzelnen Rohstoffe zeigt sich, dass sich die Elektromobilität in erheblichem Maße auf die Rohstoffnachfrage auswirken wird. In Relation zur heutigen Produktion wird sich gemäß den von der Deutschen Rohstoffagentur (DERA) berechneten Szenarien insbesondere die Nachfrage nach Lithium stark erhöhen. So könnte der Bedarf alleine für die Elektromobilität bis 2025 das Doppelte der heutigen Jahresproduktion erreichen.

➔ In Relation zur heutigen Nachfrage wird für Lithium von allen Batterierohstoffen das größte Nachfragewachstum erwartet.

Auch bei Kobalt und Graphit wird in diesen Szenarien die Rohstoffnachfrage durch die Elektromobilität in Relation zur aktuellen Produktion stark zunehmen. Die spezifi-

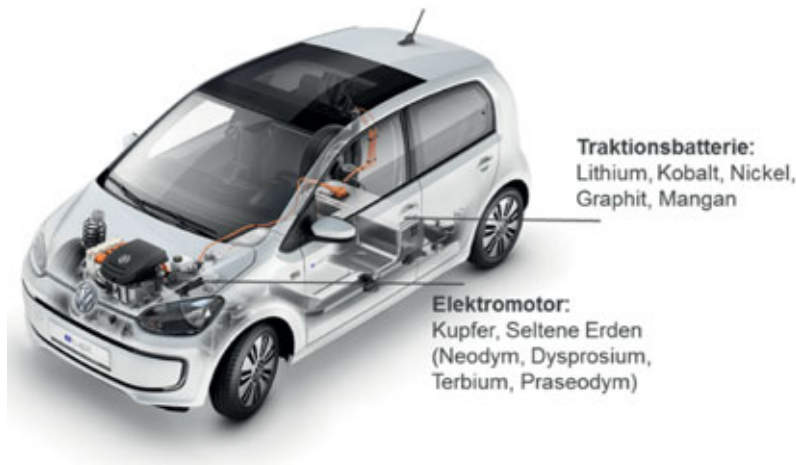
Tabelle 2.3: Szenarien der Rohstoffnachfrage

Nachfrage 2025	Lithium (t Li-Inh.)	Kobalt (t Co-Inh.)	Graphit (t C-Inh.)	Nickel (t Ni-Inh.)
Szenario 1 (Nachfrage EV = 200 GWh)	36.000	27.000	170.000	126.000
Szenario 2 (Nachfrage EV = 370 GWh)	66.650	55.500	320.000	230.000
Weltjahresproduktion 2015	33.011 ¹	92.000 ¹	650.000 ²	1.990.000 ¹

¹ Raffinadeproduktion, ² Flockengraphit, geschätzt

Quelle: DERA 2018

Abbildung 2.31: Fahrzeugkomponenten der Rohstoffnachfrage



Bildquelle: Volkswagen AG

sche Kobaltnachfrage könnte sich bis 2025 auf rund 60 % der heutigen Raffinadeproduktion erhöhen, die von Graphit auf rund 70 % der heutigen Bergwerksförderung von Flockengraphit (als Ausgangsmaterial des Kugelgraphits). Selbst auf den Massenmarkt Nickel wird sich die Elektrifizierung der Mobilität spürbar auswirken. Bis 2025 könnte die Nachfrage aus dem Bereich der Lithium-Ionen-Batterien auf über 10 % der Gesamtnickelnachfrage ansteigen. Damit werden Batterien auch bei Nickel zu einem bedeutenden Wachstumstreiber.

Durch den erheblichen Einfluss der Mobilitätswende auf die Rohstoffnachfrage rücken Fragen nach der Verfügbarkeit der Batterierohstoffe und der zukünftigen Preisentwicklung auf die Agenda der Industrie und der Politik. Da die Materialkosten einen erheblichen Teil der Batterie ausmachen, ist ein sicherer und wettbewerbsfähiger Rohstoffbezug von großer Bedeutung. Aber auch der verantwortungsvolle Rohstoffeinkauf spielt bei einer „grünen Technologie“ wie der Elektromobilität, die zu einer Reduzierung der Verkehrsemissionen beitragen soll, eine gewichtige Rolle.

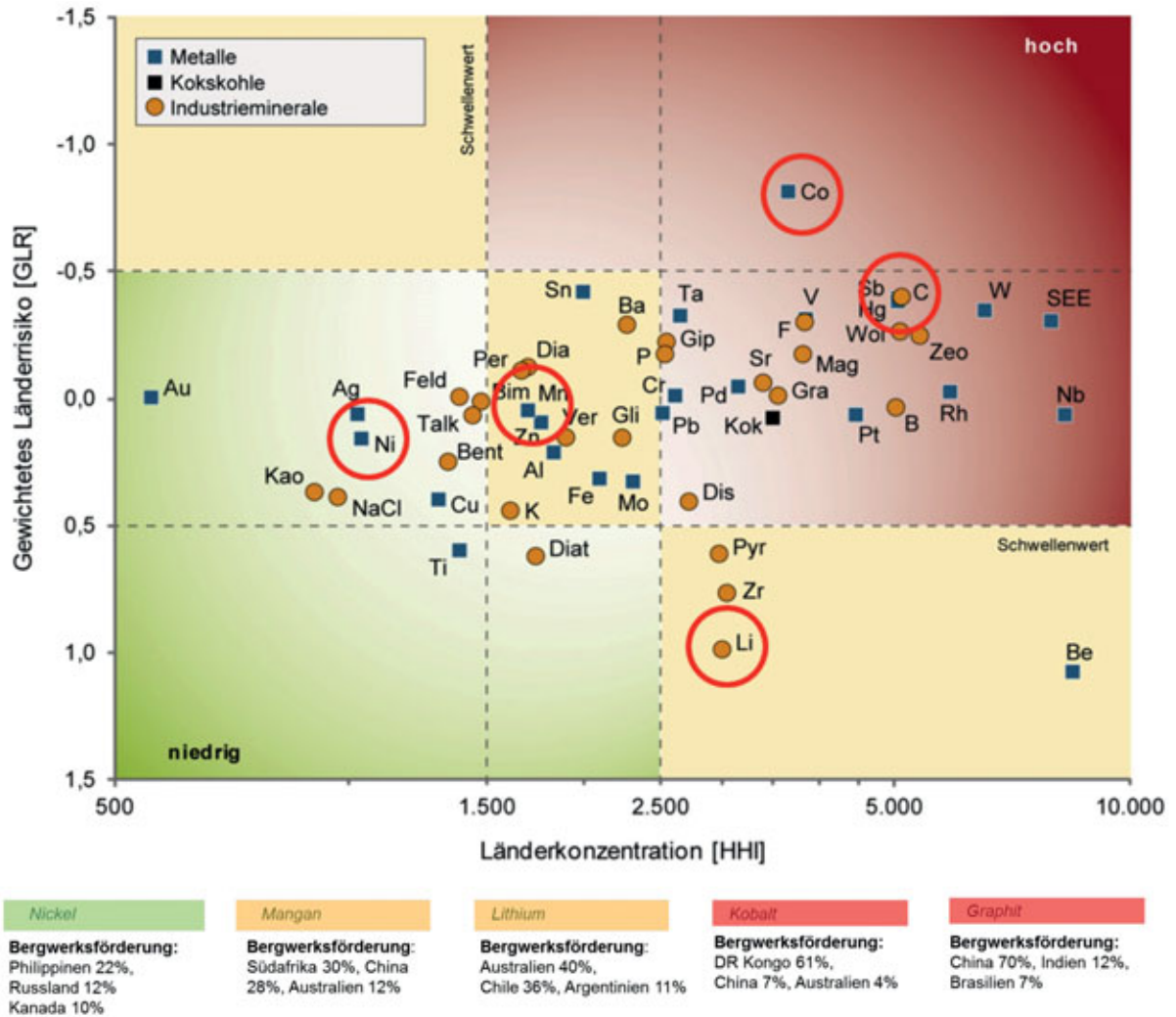
Keiner der „Batterierohstoffe“ ist aus geologischer Sicht knapp. Ob für einen Markthochlauf genügend Rohstoffe zur Verfügung stehen, hängt vor allem von der Fähigkeit und der Bereitschaft der Bergbaubranche ab, auf die steigende Nachfrage schnell zu reagieren und die notwendigen Bergbau- und Weiterverarbeitungskapazitäten für die speziellen Batteriequalitäten aufzubauen. Gelingt dies nicht, rutschen die Märkte zumindest temporär in

ein Angebotsdefizit. Dies hätte steigende Preise zur Folge und kann kurzfristig zu Engpässen bei der Verfügbarkeit führen. Davon betroffen sind nicht nur die Elektromobilität, sondern auch die anderen Anwendungsbranchen dieser Rohstoffe. Beispielsweise wird Lithium in der Glas- und Keramikindustrie verwendet, Graphit, Kobalt und Nickel sind vor allem für die Stahlindustrie unverzichtbar. Mittel- und langfristig (vor allem dann, wenn durch das Recycling der gebrauchten Traktionsbatterien dem Markt auch größere Mengen an sekundären Rohstoffen zufließen), geht die DERA jedoch davon aus, dass der Markt auch die stark steigende Nachfrage bedienen wird.

Daneben sind jedoch auch politische Beschaffungsrisiken zu beachten. Zum Teil ist die Förderung und Weiterverarbeitung der Rohstoffe, ebenso die Zell- und Batterieherstellung auf sehr wenige Produzenten konzentriert. Entsprechend hoch sind die Marktmacht und die Abhängigkeit in den Lieferbeziehungen.

Mit Blick auf die aktuelle Marktsituation weist insbesondere Kobalt die höchsten potenziellen Beschaffungsrisiken auf. Kobalt wird als Nebenprodukt der Nickel- und Kupferproduktion gewonnen. Die Demokratische Republik Kongo ist mit einem Anteil von etwa 60 % an der weltweiten Bergwerksförderung (140.000 t Co-Inh.) der größte Kobaltproduzent. Das Land verfügt zudem über etwa 50 % der weltweiten Kobaltreserven und wird daher auch zukünftig der größte Produzent von Kobalt bleiben. Die Weiterverarbeitung der Kobalterze und -konzentrate erfolgt überwiegend in China. Das Land hat seine Raf-

Abbildung 2.32: Angebotskonzentration und gewichtetes Länderrisiko



Quelle: DERA 2016

finadekapazitäten in den letzten Jahren kontinuierlich ausgebaut und ist mit einem Weltanteil von 50 % vor Finnland, Belgien und Kanada der führende Produzent.

Der Kobaltpreis hat sich zwischen Dezember 2016 und März 2018 fast verdreifacht. Zu diesem Preisanstieg haben neben der Unsicherheit über die politische Stabilität der DR Kongo vor allem auch Bedenken über die zukünftige Marktdeckung beigetragen. Die Entwicklung neuer Kobalt-Projekte ist wegen der Vergesellschaftung mit Kupfer und Nickel sehr komplex und kapitalintensiv. Ferner muss die Kobaltförderung im Hinblick auf die sozialen und ökologischen Folgen des Kleinbergbaus betrachtet werden.

➔ **Batterierohstoffe sind aus geologischer Sicht nicht knapp. Temporäre Angebotsdefizite können jedoch den Einkauf und das Risikomanagement vor Herausforderungen stellen.**

Auch die Bergwerksförderung von **natürlichem Graphit** (1,1 Mio. Tonnen) ist auf wenige Länder konzentriert. China (70 %), Brasilien (11 %) und Indien (4 %) sind die drei wichtigsten Förderländer. Große Reserven befinden

sich auch in Ostafrika (Mosambik, Tansania, Madagaskar). Zahlreiche Projekte werden derzeit hier entwickelt. Für die Lithium-Ionen-Batterien wird vor allem Flockengraphit benötigt. Hier verfügt wiederum China über die größte Produktion. Aufgrund der hohen Marktmacht Chinas sind auch bei Graphit die Preis- und Lieferrisiken erhöht. Noch größer ist die Angebotskonzentration bei der Produktion des batterie-spezifischen Kugelgraphits. Diese sehr energieintensive Weiterverarbeitung findet heute und auch mittelfristig vor allem in China statt. Zwar ist der Graphitmarkt seit einigen Jahren von Überkapazitäten geprägt, das strikte Vorgehen der chinesischen Behörden in jüngster Zeit zur Konsolidierung und Überwachung des Bergbaus könnte jedoch das Graphitangebot in der Zukunft temporär belasten.

➔ **Kobalt hat aktuell die höchsten Beschaffungsrisiken – vor allem der Demokratischen Republik Kongo geschuldet.**

Die Förderung von **Lithium** (33.033 t Li-Inh.) ist im wesentlichen auf drei Länder konzentriert. Australien (40 %) hat in den letzten Jahren die Produktion stark erhöht und ist mittlerweile der größte Produzent. Lithium wird hier aus Hartgestein gewonnen, das Lithiumkonzentrat wird überwiegend nach China exportiert wo die Weiterverarbeitung stattfindet. Südamerika ist, insbesondere mit Chile (36 %) und Argentinien (11 %), die zweite wichtige Abbauregion. Hier wird Lithium aus salzhaltigen Solen gewonnen. Die Weiterverarbeitung zu Lithiumkarbonat findet überwiegend lokal statt. Südamerika verfügt zudem über die größten Lithiumreserven. Für Lithium werden derzeit global, vor allem aber in Australien und Südamerika, neue Produktionskapazitäten aufgebaut. Trotz zahlreicher neuer Projekte bleibt die hohe Angebotskonzentration auf nur wenige Lieferländer bestehen. Die Auswertung dieser neuen Projekte durch die DERA (Schmidt 2018) zeigt, dass es gelingen kann, den Markt bis 2025 mit ausreichend Lithium für die Elektromobilität zu versorgen. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass sich v. a. asiatische Abnehmer bereits durch langfristige Lieferverträge abgesichert haben, was die verfügbare Menge auf dem Weltmarkt reduziert. Insbesondere der starke Preisanstieg von Lithiumkarbonat seit Ende 2016, ähnlich wie bei Kobalt, ist Ausdruck des derzeit engen Marktes.

Die Bergwerksförderung von **Nickel** beträgt aktuell rund 2,1 Mio. t Ni-Inh. Damit zählt Nickel zu den Massenrohstoffen. Die Produktion erfolgt in zahlreichen Ländern,

das Angebot ist damit breit diversifiziert. Die Philippinen (22 %) sind vor Russland (12 %) und Kanada (10 %) aktuell das größte Förderland. Auch die Raffinadeproduktion ist relativ breit diversifiziert. Größter Produzent ist China. Aufgrund des relativ niedrigen Nickelpreises sind in den vergangenen Jahren einige Projekte gestundet worden, sodass der Markt 2017 in ein Angebotsdefizit gerutscht ist. Hohe Lagerbestände haben dieses Defizit jedoch zum Teil kompensiert. Mit Blick auf den Einsatz von Nickel in Batterien gilt es, insbesondere die Weiterverarbeitungskapazitäten im Bereich des Nickelsulfats zu beobachten. Hier sind weitere Investitionen erforderlich, um die stark steigende Nachfrage zu bedienen. Bis 2025 werden Batterien zum zweitgrößten Anwendungsbereich und damit zum größten Wachstumstreiber für Nickel.

➔ **Langfristig wird es genügend Lithium für den Ausbau der Elektromobilität geben. Kurzfristige Lieferengpässe sind jedoch möglich.**

Fazit

Seit Ende 2016 haben sich die Preise für Lithium und Kobalt mehr als verdoppelt, im Falle Kobalts sogar verdreifacht. Wenngleich diese Preishausse auf eine Nervosität und Überreaktion der Rohstoffmärkte deutet, zeigt sich mit Blick auf aktuelle Ankündigungen aus der Branche auch ein anderes Bild: So sehen wir aktuell einen regelrechten Investitionshype bei Lithium und Kobalt, der das Angebot in den kommenden Jahren stark erhöhen wird. Dies zeigt wiederum das Funktionieren der Rohstoffmärkte, die in der Lage sind, auf eine steigende Nachfrage zu reagieren. Aufgrund der derzeit zu beobachtenden Schnellebigkeit der Märkte sollten Unternehmen die Batterierohstoffmärkte intensiv beobachten und geeignete Ausweichstrategien wie etwa langfristige Lieferverträge oder Projektbeteiligungen gegen temporäre Lieferengpässe und volatile Preise entwickeln.

Energie in der Europäischen Union

- 3.1 Zahlen und Fakten
- 3.2 Energiepolitik in Frankreich
- 3.3 Reform des Europäischen Emissionshandelssystems (ETS)
- 3.4 Die Verbindlichkeit der deutschen und internationalen Klimaziele
- 3.5 Eine Einordnung zur Bedeutung russischen Erdgases für den EU-Binnenmarkt am Beispiel von Nord Stream 2



3.1 Zahlen und Fakten

Die Energiemärkte in der EU-28 befinden sich im Spannungsfeld zwischen den Vereinbarungen für Emissionsminderungen und der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Mit der Zunahme der fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Solar wird der Bedarf für großvolumige Langzeitenergiespeicher und intelligente Netze immer offensichtlicher. Zudem erfordert eine weitreichende Dekarbonisierung eine umfangreiche Elektrifizierung und die Einführung von „grünen Brennstoffen“ in allen Verbrauchssektoren.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

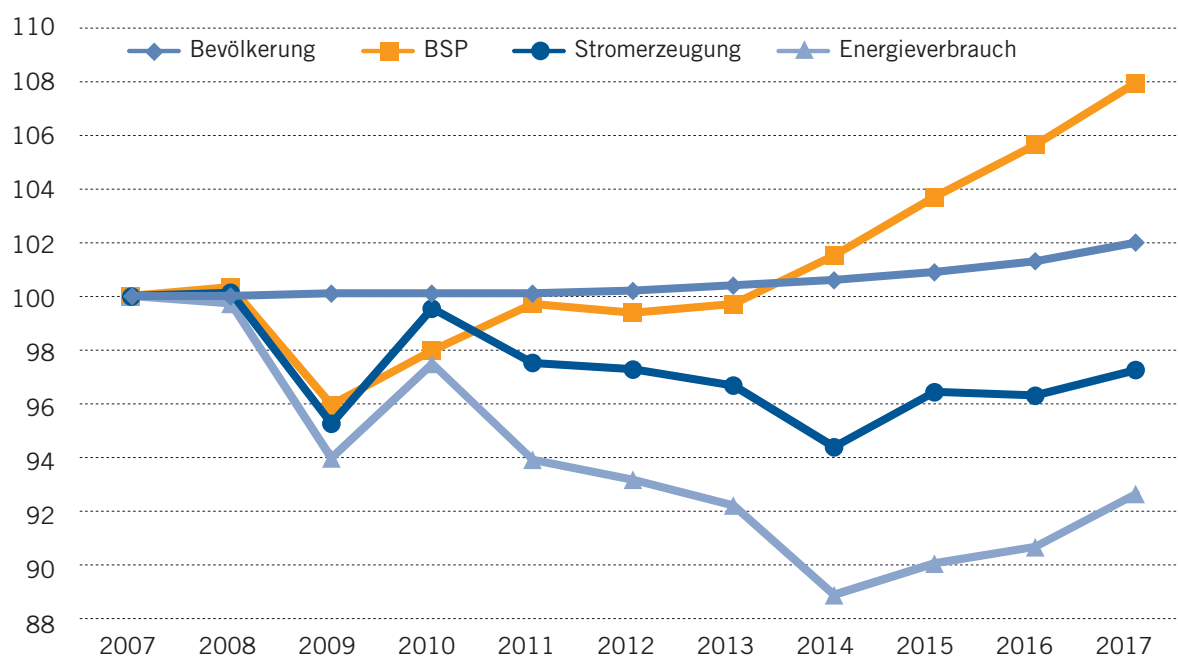
Die Wirtschaft in der Europäischen Union konnte im nunmehr vierten aufeinanderfolgenden Jahr ein signifikantes Wachstum aufweisen. Das Brutto sozialprodukt (BSP) nahm 2017 in der EU-28 real um 2,2 % im Vergleich zum Vorjahr zu. Das größte absolute Wachstum verzeichneten die Länder Deutschland, Großbritannien Frankreich und Spanien.

Die Energieintensität (Verhältnis zwischen eingesetzter Energie und Wirtschaftsleistung) ist seit 2007 stetig gesunken und erreichte in 2017 einen Wert von 0,109 kgoe/€. Sie lag damit ca. 15 % unterhalb des Wertes für 2007. Darin spiegelt sich die steigende Energieeffizienz in allen Verbrauchssektoren wider.

Primärenergieverbrauch steigt erneut an

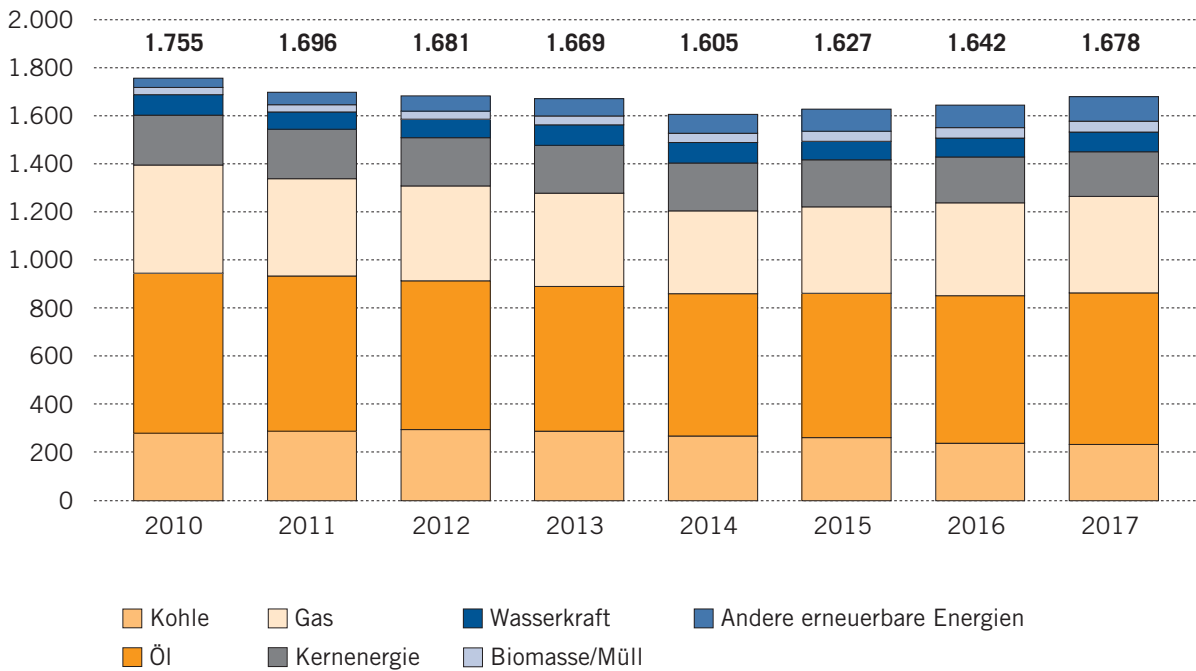
Der Primärenergieverbrauch in der EU-28 betrug nach ersten Schätzungen in 2017 ca. 1.678 Mtoe. Dies bedeutet einen Anstieg von 2,2 % gegenüber dem Vorjahresniveau. Seit dem zwischenzeitlichen Rekordwert in 2010 sank der Primärenergieverbrauch bis 2014 kontinuierlich. Seit 2014 ist der Verbrauch aber wieder gestiegen, wenn auch mit geringen Wachstumsraten. Dies ist insbesondere dem Wirtschaftswachstum geschuldet. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch betrug in 2017 13,6 %, was eine Erhöhung gegenüber dem Vorjahr um einen halben Prozentpunkt bedeutet. Die EU-Kommission schlug kürzlich eine Anhebung der Zielvorgabe für 2030 von bisher 27 % auf nunmehr 35 % vor.

Abbildung 3.1: Bevölkerungszahl, Brutto sozialprodukt, Primärenergie- und Stromverbrauch in der EU-28 2007–2017 (indiziert 2007=100)



Quellen: GlobalInsight, IHS, Eurostat, IEA Statistiken, BP Statistical Review

Abbildung 3.2: Primärenergieverbrauch, EU-28, 2010–2017 in Mtoe

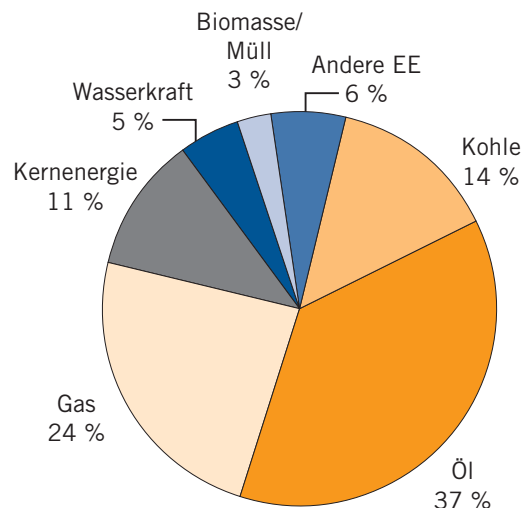


Quellen: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, BP Statistical Review, nationale Statistiken

Die Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch gestaltet sich deutlich schwieriger als im Stromsektor. Die Klimaschutzvereinbarungen von COP21 erfordern aber auch hier eine Beschleunigung in der Entwicklung. Die EU-Kommission nimmt sich verstärkt des Themas an, z. B. durch ein Effizienzprogramm oder eine Brennstoffregulierung („Clean Fuel Strategy“).

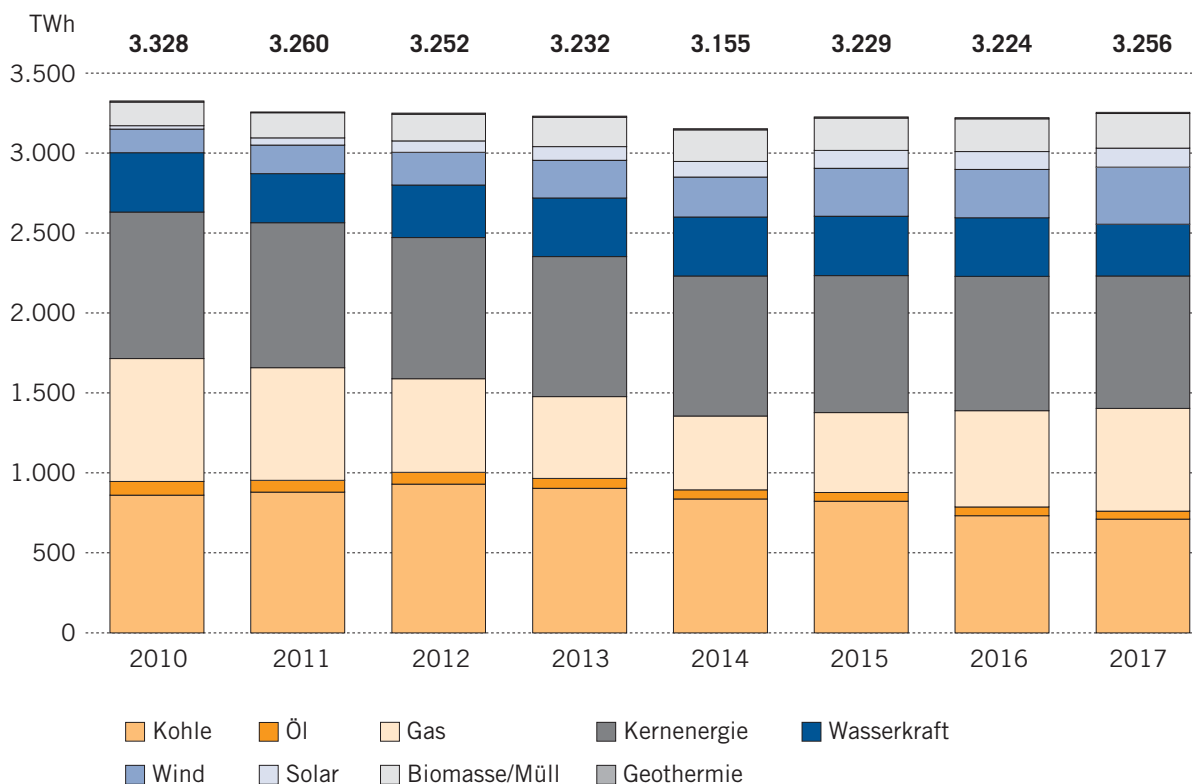
Beim Primärenergieverbrauch gab es innerhalb der fossilen Brennstoffe eine Verschiebung in den Anteilen von Kohle (-2,2 %) hin zu Erdöl (+2,6 %) und insbesondere Erdgas (+3,9 %). Dies resultiert zum einen aus dem höheren Transportaufkommen und zum anderen aus dem Ersatz von Kohle durch Gas in der Stromerzeugung. Der höhere Anteil von Erdgas spiegelt die deutlich geringeren Preise für Erdgas in 2017 wider, die zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit und deshalb einem vermehrten Einsatz dieses Energieträgers führten. Der Anteil der Kernenergie nahm um ca. 2 % ab. Ein besonders hohes Wachstum von 8 % konnten die erneuerbaren Energien wie Biomasse, Wind und Solar verzeichnen, die insbesondere im Stromsektor zulegen.

Abbildung 3.3: Struktur des Primärenergieverbrauchs EU-28, 2017, absolut 1.678 Mtoe



Quellen: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, BP Statistical Review, nationale Statistiken

Abbildung 3.4: Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung EU-28, 2010–2017, in TWh



Quelle: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, Agora/Sandberg, nationale Statistiken

Stromverbrauch steigt ebenfalls wieder leicht an

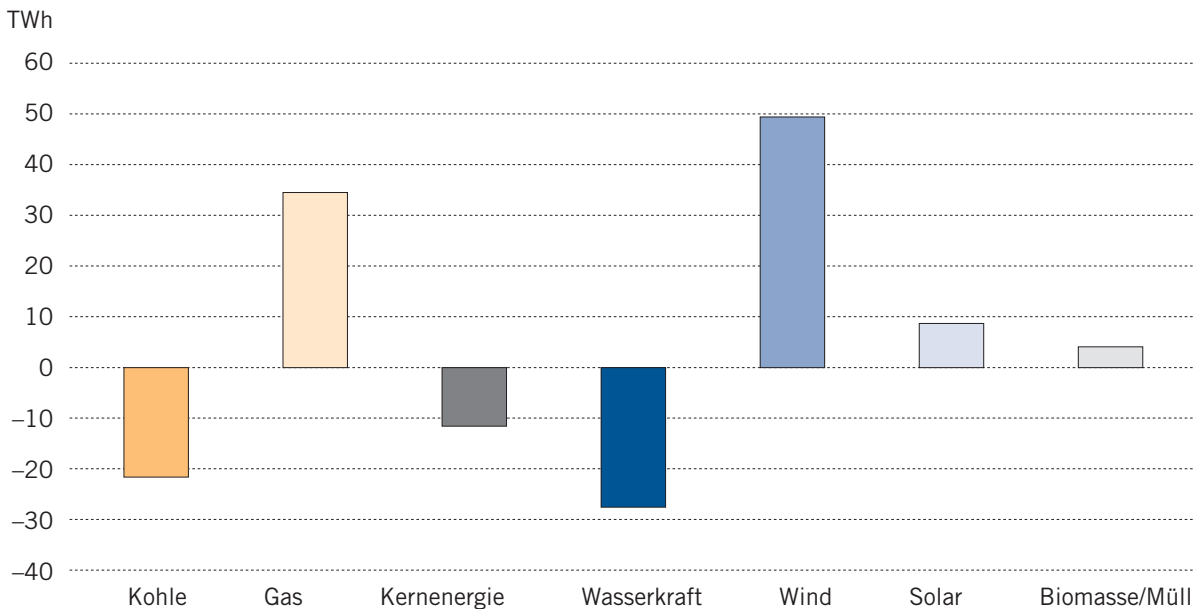
Die Brutto-Stromerzeugung der EU-28 lag in 2017 nach den bisher verfügbaren statistischen Daten mit ca. 3.256 TWh geringfügig (+1 %) über dem Vorjahresniveau. Das Wachstum in der Stromproduktion ist überwiegend im Einklang mit der Wirtschaftsentwicklung. Ein besonders hohes Wachstum in der Stromerzeugung wiesen die Länder Deutschland, Italien, Schweden und Polen auf. Ein deutlicher Rückgang in der Stromproduktion war in Frankreich und Spanien zu verzeichnen.

Der Anteil der erneuerbaren Energien einschließlich Wasserkraft in der Stromerzeugung lag mit mehr als 31 % in 2017 nur geringfügig (+0,6 %) höher als im Vorjahr. Das Wachstum wurde hauptsächlich getrieben durch die Windenergie, die überdurchschnittlich um 18 % zulegte. Dies ist zum einen in dem dynamischen Ausbau der Windparks, hierbei insbesondere auch durch eine nennenswerte Inbetriebnahme von Offshore-Anlagen, und zum anderen durch überdurchschnittliche Windverhältnisse begründet. Die solare Stromerzeugung legte um ca. 8 % zu.

➔ Es gab eine Verschiebung von Kohle zu Erdgas, wobei der Anteil von Kohle um ca. 3 Prozentpunkte abnahm und Erdgas um ca. 6 Prozentpunkte zulegen konnte.

Besonders in Großbritannien wurde die Erzeugung aus Kohle wegen der hohen Abgaben für CO₂-Emissionen („Carbon Price Floor“) deutlich reduziert. Damit setzte sich dieser Trend seit 2014 kontinuierlich fort. Trotz des niedrigen CO₂-Preises im ETS-System erlangten die Gaskraftwerke durch die günstigen Gaspreise eine Verbesserung in der Wirtschaftlichkeit gegenüber der Kohle. Auch der Anteil von Kernenergie fiel in der EU-28 um mehr als einen Prozentpunkt zurück, u.a. wegen der verminderten Leistung in Deutschland und der zeitweisen Außerbetriebsetzung von Kernkraftwerken in Frankreich zu Beginn des Jahres 2017.

Abbildung 3.5: Entwicklung der Stromerzeugung einzelner Energieträger in 2017 im Vergleich zu 2016, in TWh



Quelle: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, Agora/Sandberg, nationale Statistiken

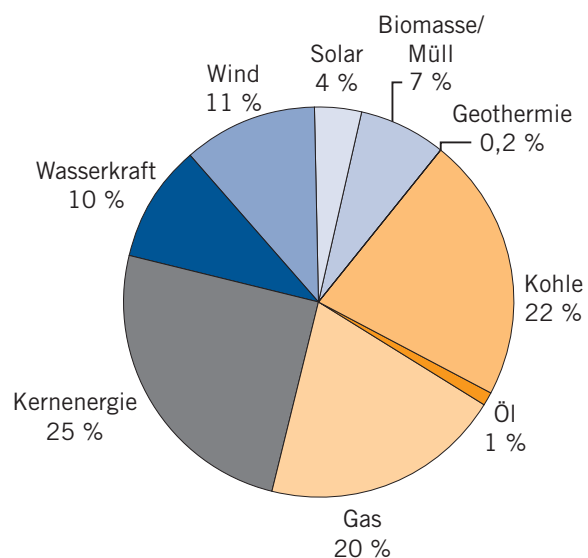
Innerhalb der erneuerbaren Energien konnte insbesondere Wind deutlich zulegen (+49 TWh), während für Solar und Biomasse nur ein geringes Wachstum von +9 bzw. +4 TWh zu verzeichnen war. Die Wasserkraft hatte dagegen im Vergleich zu 2016 ein eher schwächeres Ertragsjahr.

→ Trotz des intensiven Ausbaus der erneuerbaren Energien im Stromsektor dominierte mit einem gemeinsamen Anteil ca. 68 % nach wie vor die konventionelle Stromerzeugung aus fossilen und nuklearen Energieträgern.

Deren gemeinsamer Anteil war damit weniger als einen Prozentpunkt niedriger als im Vorjahr. Den größten Anteil innerhalb der konventionellen Stromerzeugung hatte weiterhin trotz der rückläufigen Entwicklung die Kernenergie mit 25 %, gefolgt von Kohle mit einem Anteil von 22 % und Erdgas mit einem Anteil von nunmehr 20 %.

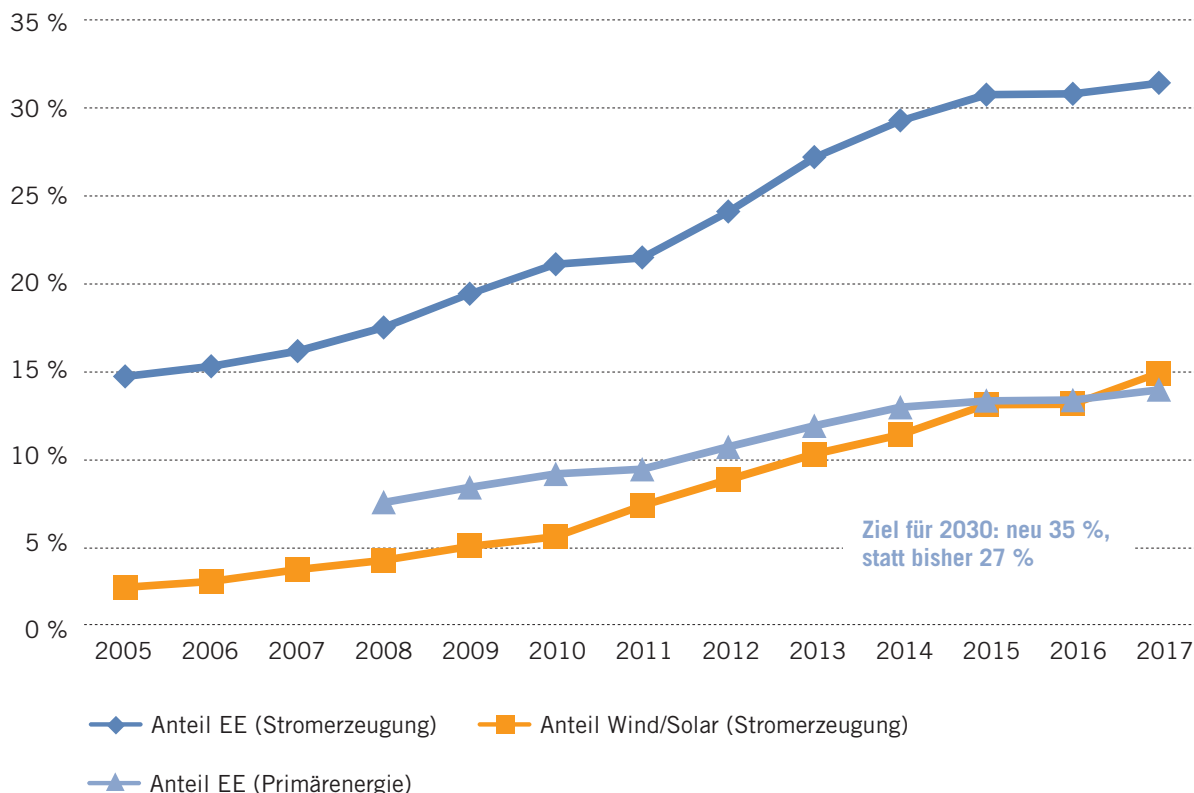
Innerhalb der erneuerbaren Energien rangierte 2017 erstmals die Windenergie mit einem Anteil von 11 % vor

Abbildung 3.6: Struktur der Brutto-Stromerzeugung EU-28, 2017, absolut ca. 3.256 TWh



Quelle: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, Agora/Sandberg, nationale Statistiken

Abbildung 3.7: Anteil der erneuerbaren Energien in der Primärenergie- und Stromversorgung 2010–2017 in der EU



Quelle: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, nationale Statistiken

der Wasserkraft mit einem Anteil von 10 %. Die Stromerzeugung aus Biomasse/Müll erreichte einen Beitrag von 7 %, während die Solarenergie gemittelt über alle Mitgliedsländer einen Anteil von 4 % erzielen konnte. Die Stromerzeugung aus Solarenergie war in den einzelnen Mitgliedsländern allerdings sehr unterschiedlich. In den Ländern Deutschland, Italien und Spanien war ihr Anteil mit 6 % bis 8 % deutlich höher als der EU-Durchschnitt.

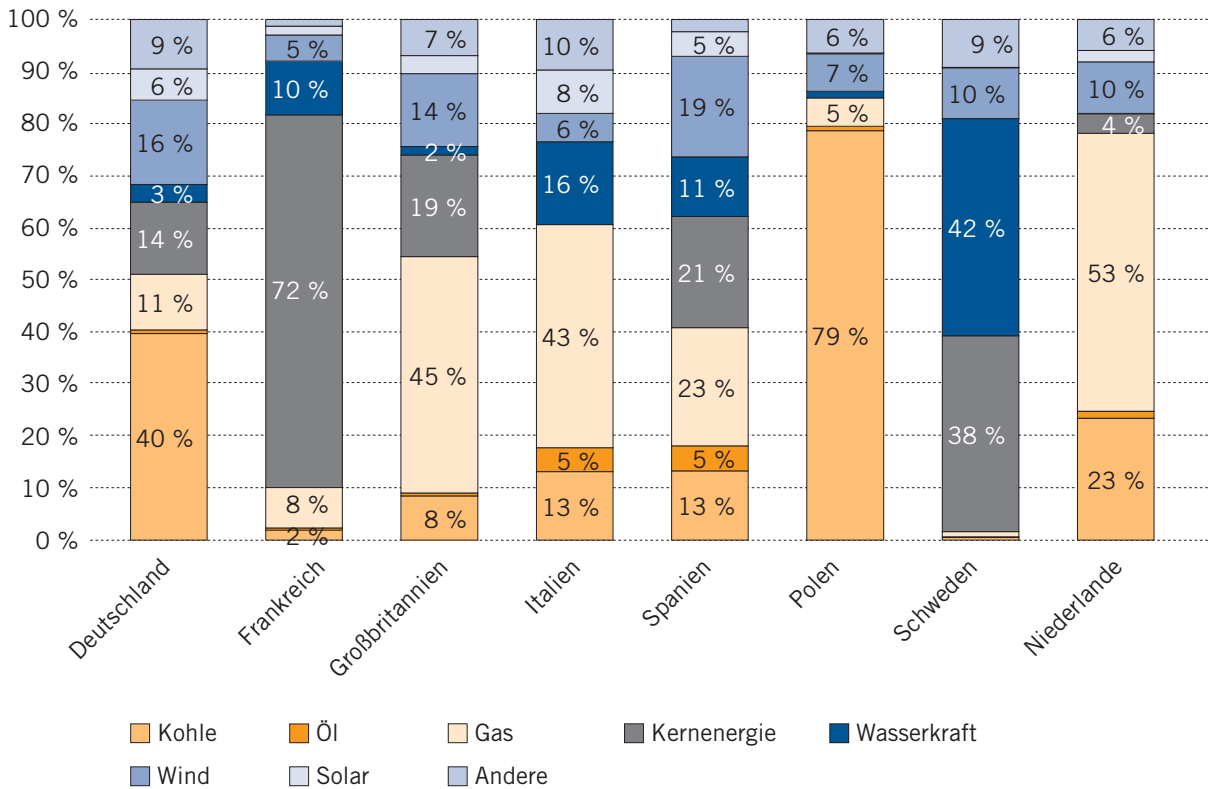
Trotz der zurzeit moderaten Preise für die fossilen Brennstoffe Kohle, Öl und Erdgas in 2017, bleibt die wirtschaftliche Situation für die konventionellen Kraftwerke schwierig. Der Großhandelspreis für Grundlaststrom fiel wegen der vermehrten Einspeisung der erneuerbaren Energien in einigen Ländern auf einen Wert unterhalb von 30 Euro pro MWh. In der zweiten Jahreshälfte gab es wieder einen moderaten Anstieg im Großhandelspreis, der aber weiterhin nur eine geringe Marge („Spark Spread“) bei den variablen Betriebskosten erlaubt. Die seit Jahren kontinuierlich zurückgehende Auslastung der konventionellen Kraftwerke wegen der wachsenden Einspeisung

von erneuerbaren Energien stellt eine weitere Herausforderung für die bestehenden Kraftwerke dar. An eine Refinanzierung von Kraftwerksneubauten aus dem „Energy-Only-Market“ ist unter diesen Randbedingungen nicht zu denken. Der alternde Kraftwerkspark in der EU-28 und auch die neuen Anforderungen an Flexibilität und Versorgungssicherheit erfordern aber grundsätzlich mehr Investitionen in neue Kraftwerksanlagen.

Der Energiemix in der Stromerzeugung ist in den einzelnen Mitgliedsländern der EU-28 sehr unterschiedlich. Der Stellenwert der einzelnen Energieträger ist in den Ländern bedingt durch die historische Entwicklung, der Versorgungsmöglichkeit mit einzelnen Energieträgern (nationale Ressourcen bzw. Importmöglichkeiten) sowie durch die Energiepolitik der nationalen Regierungen in den letzten ein bis zwei Dekaden definiert.

So hat die Kohle in Polen einen sehr hohen Anteil von nahezu 80 %. Aber auch in Deutschland liegt der Anteil von Kohle mit 40 % weit über dem EU-Durchschnitt.

Abbildung 3.8: Energiemix in der Stromerzeugung für ausgewählte Länder der EU-28, 2017



Quelle: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, Agora/Sandberg, nationale Statistiken

In Großbritannien reduzierte sich der Anteil der Kohle bereits in 2016 drastisch um ca. 14 %-Punkte und dieser Trend setzte sich in 2017 fort auf nunmehr 9 %. Damit machte Großbritannien einen großen Schritt bezüglich seines erklärten Ziels, die Stromerzeugung aus Kohle bis 2025 zu beenden.

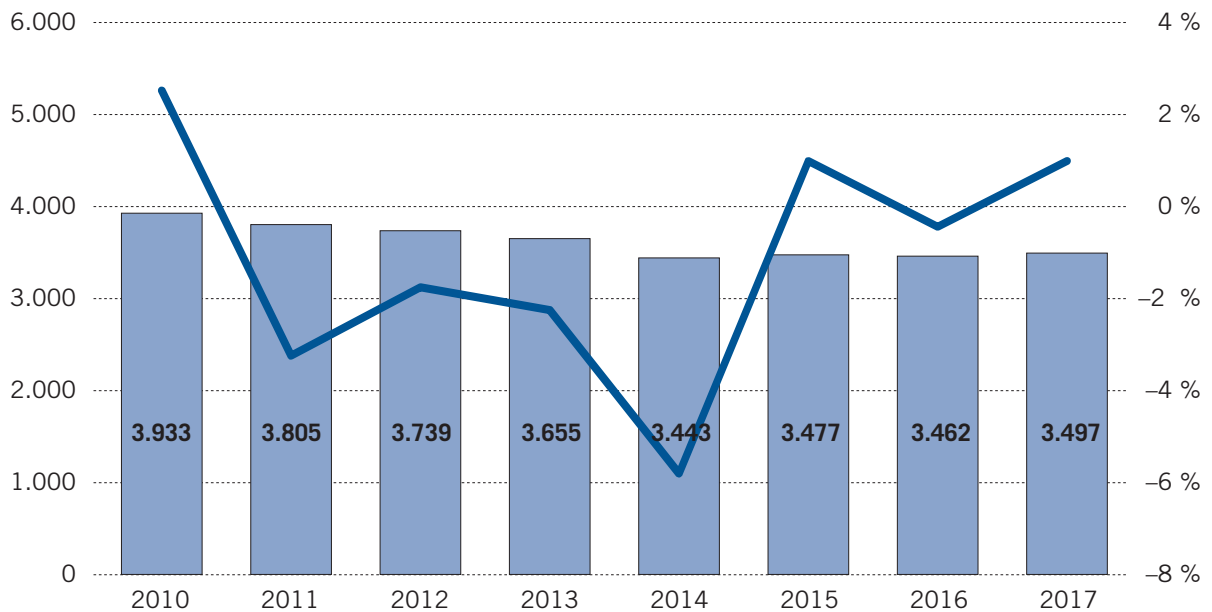
Besonders hohe Anteile an erneuerbarer Energie hat Schweden mit 61 % (davon allein 42 % aus Wasserkraft), gefolgt von Italien, Spanien und Deutschland mit Anteilen zwischen 40 % und 34 %. Bei den kombinierten Anteilen von Wind- und Solarenergie liegen Spanien und Deutschland mit 24 % bzw. 22 % in Führung.

CO₂-Emissionen steigen wieder leicht an

Die CO₂-Emissionen sind nach den bisherigen ersten Schätzungen in 2017 auf EU-28 Ebene um ca. 1 % gestiegen. Der Anstieg resultiert maßgeblich aus dem höheren Primärenergieverbrauch um mehr als 2 % aufgrund

der positiven wirtschaftlichen Entwicklung der EU-28. Dieser Anstieg konnte durch den vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energien nicht gänzlich abgefangen werden. Nach einer kontinuierlichen Reduktion der Emissionen bis 2014 stagnierten die CO₂-Emissionen seitdem nahezu auf demselben Niveau. Dieser Stillstand wurde maßgeblich durch den Verkehrssektor bewirkt, der aufgrund des erhöhten Verkehrsaufkommens im letzten Jahr sogar einen Anstieg der Emissionen aufweist. Die EU-Kommission erkennt aber den Handlungsbedarf und initiiert bereits diverse Programme für eine Emissionsminderung im Verkehrssektor („Strategy for Low-Emission Mobility“, „Fuel Quality Directive“).

➔ Die CO₂-Emissionen sind nach den bisherigen ersten Schätzungen in 2017 auf EU-28 Ebene um ca. 1 % gestiegen.

Abbildung 3.9: CO₂-Emissionen in der EU-28; Absolutwerte in Mt und Änderungsraten in %

Quelle: IEA, BP Statistical Review, CarbonBrief

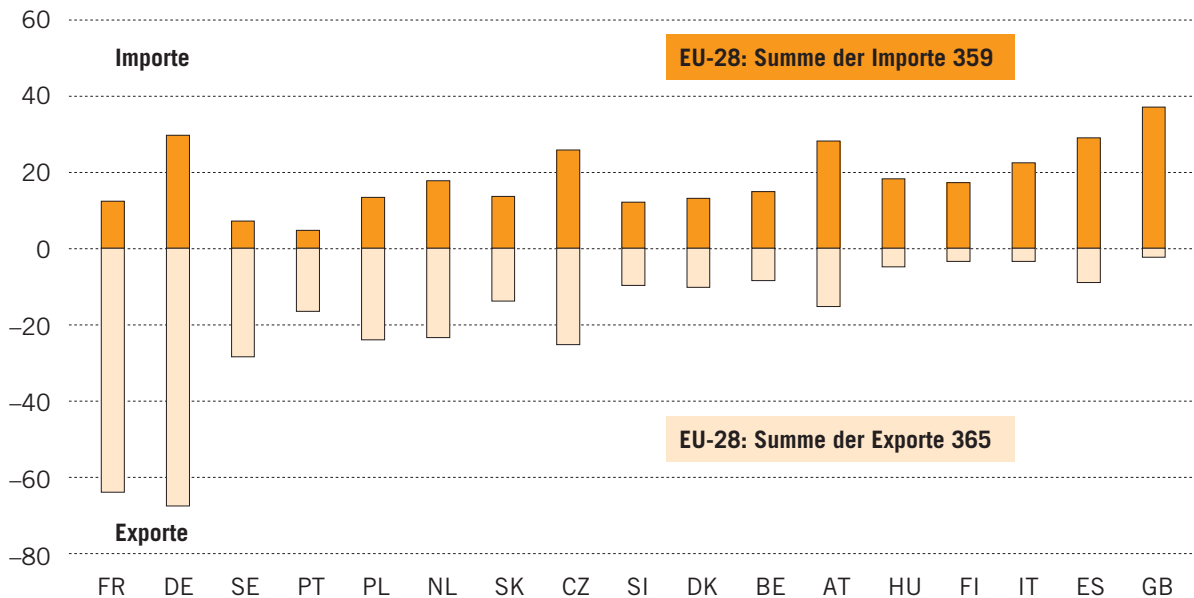
Stromtausch innerhalb der EU-28 weiterhin auf hohem Niveau

Der Stromtausch zwischen den Mitgliedsländern in der EU-28 betrug 2017 ca. 360 TWh (Stromexporte 365 TWh, Stromimporte 359 TWh, die Differenz resultiert aus Stromtausch mit nicht-EU Mitgliedsländern). Der Stromtausch entspricht damit etwa 11 % der Stromerzeugung in der EU-28. Deutschland hatte mit ca. 100 TWh den größten kumulierten Stromimport und -export. Der größte Netto-Stromexporteur der EU in 2017 war aber Frankreich mit einem Export-/Importsaldo von 52 TWh. Frankreich konnte damit seine traditionelle Position als Rekord-Stromexporteur zurückerobern, nachdem im Winter 2016/17 mehrere Kernkraftwerksblöcke wegen Sicherheitsüberprüfungen über mehrere Monate stillstanden und damit die Stromexporte minderten. Im Frühjahr 2017 nahmen aber alle Blöcke wieder ihren Betrieb auf. Der außergewöhnlich hohe CO₂-Preis in Großbritannien begünstigte den Stromexport von Frankreich als auch von Deutschland aus nach Großbritannien. Dieser Trend wird vermutlich wegen der knapper werdenden Kapazitäten in Großbritannien aufgrund der Stilllegung von Kohle- und Kernkraftwerken andauern. Zurzeit werden die Transferkapazitäten zwischen Großbritannien und dem Kontinent per Seekabel von 2 auf 4 GW verdoppelt.

➔ **Deutschland ist mit einem Export-/Importsaldo von 54,9 TWh der größte Stromexporteur.**

In Deutschland belief sich der Saldo auf 54,9 TWh, war also höher als die angegebenen 52 TWh für Frankreich. Der steigende Stromtausch zwischen den EU-Ländern ist vom EU-Parlament gewünscht, um die Markttransparenz zu erhöhen und damit die Strompreisfindung zu optimieren. Auch soll der Ausbau der Übertragungskapazitäten der Versorgungssicherheit dienen. Es besteht aber die Gefahr, dass der zeitliche Ausgleich der nationalen Lasten und die momentane Verfügbarkeit der erneuerbaren Energie zum Zeitpunkt der Spitzenlast im europäischen Stromsystem überschätzt werden. Dieser Ansatz soll vor dem Hintergrund der geplanten Stilllegung von Kohle- und Kernkraftwerken den Bedarf für neue konventionelle Kraftwerkskapazität minimieren. Ereignisse in der jüngeren Vergangenheit, wie z. B. der temporäre Ausfall von ca. 12 GW Kernkraftwerksleistung in Frankreich im Winter 2016/17 (was nur etwa 1 % der gesamten Stromerzeugungskapazität in der EU entspricht), führten aber zu Preissprüngen auf über 120 €/MWh und zeigten, wie empfindlich die Balance von Angebot und Nachfrage im Stromsektor in der EU ist.

Abbildung 3.10: Stromimporte/-exporte in der EU-28, 2017, in TWh



Quelle: ENTSOE, Eurostat

Rund 1.000 GW installierte Stromerzeugungsanlagen in der EU

Die installierte Leistung aller Stromerzeugungsanlagen in der EU-28 betrug ca. 1.000 GW in 2017. Sie wuchs nur geringfügig gegenüber dem Vorjahr (+19 GW), da der Zubau bei den erneuerbaren Energien von insgesamt +22 GW gegenüber 2016 durch die Stilllegung von konventionellen Kraftwerken zum Teil kompensiert wurde. Diese parallele Entwicklung ist seit einigen Jahren zu beobachten. Den stärksten Zubau in 2017 hatte die Windenergie mit nahezu 16 GW (Onshore +12,2 GW, Offshore +3,2 GW), gefolgt von Photovoltaik mit +6 GW.

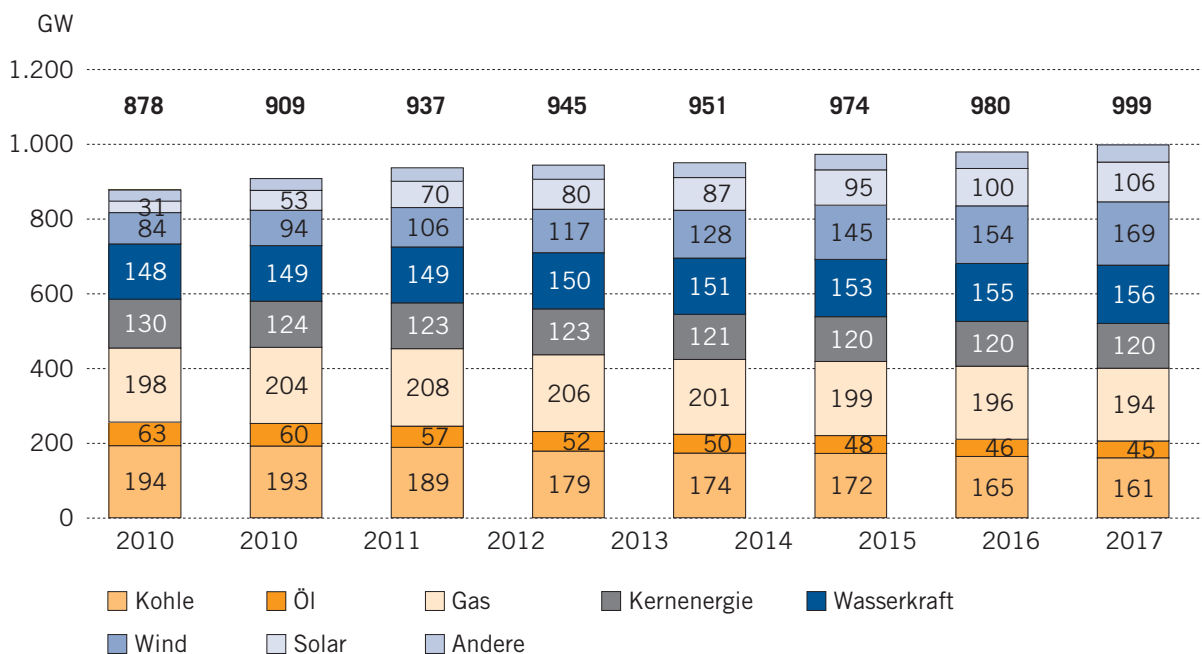
➔ **Offshore-Wind erreichte eine installierte Gesamtleistung von 15,5 GW und Wind nahezu 170 GW EU-weit. Die solare Stromerzeugung erzielte bis Ende 2017 eine Gesamtkapazität von 106 GW.**

Der Zubau bei Windenergie fiel in 2017 sehr hoch aus (zweithöchster Jahreswert nach dem Jahr 2014 mit ca. 17 GW), da zum einen die Offshore-Installationen mit

Netzanbindung nunmehr ausgereift sind. Zum anderen stehen in mehreren Ländern Umstellungen in den Fördermechanismen (Auktionen statt feste Einspeisevergütungen) an, die zu einem Vorziehen der Installationen in das Jahr 2017 führten. Auch für solare Großanlagen wurden inzwischen Auktionen eingeführt. Die Auktionen haben sich bewährt, da die Vergabepreise durchweg deutlich unterhalb der früheren Einspeisetarife lagen. Die Neuinstallationen von Solaranlagen liegen aber signifikant unter den Rekordwerten von 14 bis 22 GW pro Jahr in den Jahren 2009 bis 2013, da zahlreiche Länder Zielkorridore für die Auktionen und die Entwicklung der Kapazität insgesamt vorgegeben haben.

Der Rückbau von konventionellen Kraftwerken ist seit einigen Jahren zu beobachten. Er erfolgt zum Teil beim Erreichen der technischen Lebensdauer der Anlagen, aber auch vorzeitig aus wirtschaftlichen Gründen – da die vermehrte Einspeisung von erneuerbarem Strom die Auslastung der konventionellen Kraftwerke kontinuierlich sinken lässt. Die geringere Auslastung gepaart mit niedrigen Börsenpreisen hat dazu geführt, dass die Einkünfte aus dem Stromverkauf allein („Energy-Only Market“) kaum noch ausreichend für den Betrieb der Kraftwerke sind. Eine Refinanzierung von Kraftwerksneubauten ist unter diesen Marktbedingungen nicht möglich. Da einige Länder aber bereits Ausstiegsbeschlüsse für die Stromerzeugung aus Kohle gefasst haben, nimmt die Kapazität

Abbildung 3.11: Installierte Kraftwerksleistung EU-28, 2010–2017, in GW



Quellen: IHS, IEA, WindEurope, Europe Solar Production (ESP), eigene Abschätzungen

von Kohlekraftwerken seit Jahren stetig ab. Diese Reduktion in der Leistung fossiler Kraftwerk gepaart mit den Stilllegungsplänen für Kernkraftwerke u. a. in Deutschland, Großbritannien und Frankreich werden mittelfristig zu einer knapperen Reservekapazität führen. Der aktuelle Bericht der ENTSO-E zur langfristigen Systemkonformität weist ebenfalls daraufhin.

Es wird häufig argumentiert, dass in der EU bisher erhebliche Überkapazitäten vorliegen und der Ausbau der Transferkapazitäten im Netz trotz einer Reduktion der konventionellen Kraftwerkskapazitäten eine ausreichende Versorgungssicherheit garantiere. In der EU-28 sind aber bis 2025 noch erhebliche Stilllegungen von Kernkraftwerken (z.B. in Deutschland, Schweiz, Belgien, Großbritannien, Frankreich) und von Kohleblöcken (z.B. Deutschland, Großbritannien, Niederlande, Schweden) geplant. Damit wird in nennenswertem Umfang sicher verfügbare Kraftwerkskapazität aufgegeben, für die noch kein entsprechender Ersatz z.B. in Form von Reservekraftwerken, Batteriespeichern oder Lastmanagement geschaffen wurde. Bislang wurden auf EU-Ebene auch noch keine neuen Marktmechanismen eingeführt, um die Versorgungssicherheit langfristig zu garantieren. Zum Teil führen Regierungen auf nationaler Ebene Kapazitätsmärkte in unterschiedlicher Ausgestaltung ein (z.B.

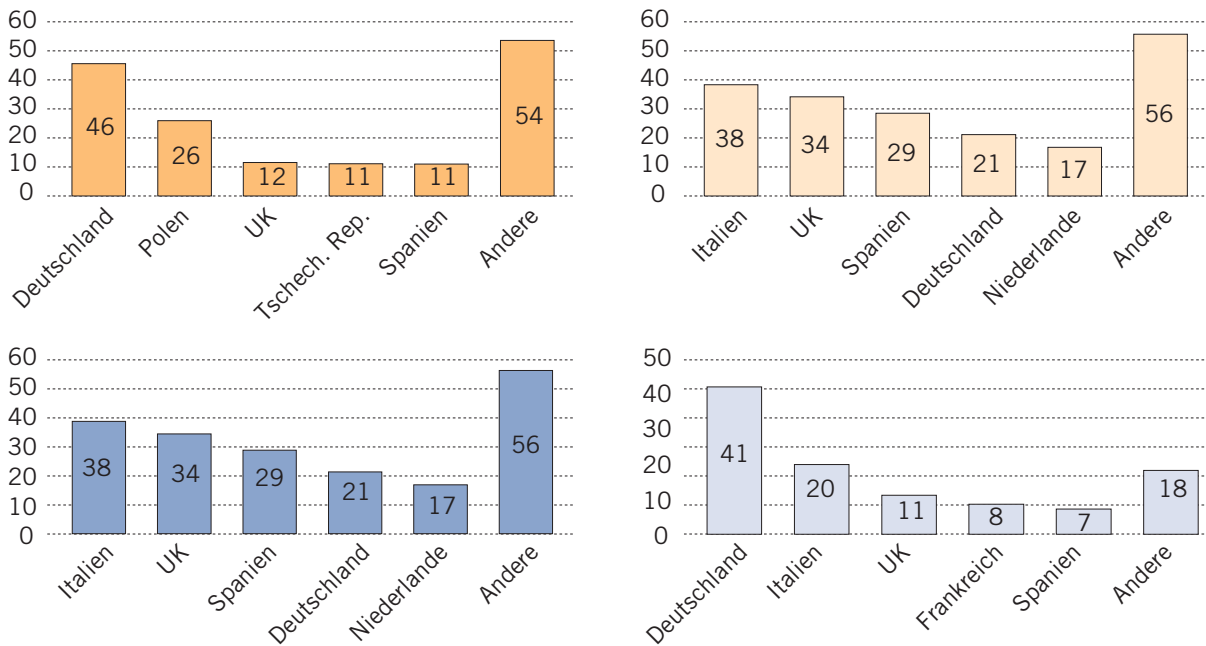
Großbritannien, Frankreich, Polen). Nationale Regelungen führen aber zu Marktverzerrungen und verhindern eine effektive Regelung auf EU-Ebene.

➔ In 2017 wurden insgesamt 3.148 MW neue Offshore-Windkapazität in Betrieb genommen – dies entspricht einer Verdopplung im Vergleich zu 2016.

Die Installationen erfolgten in Großbritannien (1.679 MW, Deutschland 1.247 MW und Belgien Finnland und Frankreich (zusammen 227 MW). In 2017 wurde die erste schwimmende Wind-Offshore Plattform (Hywind in Schottland) in Betrieb genommen. Zurzeit sind noch 2,9 GW Wind Offshore-Kapazität im Bau befindlich.

Die Auktionsergebnisse für Windenergie in 2017 bewegten sich für Onshore zwischen 3,3 und 5,7 €/ct/kWh, für Offshore inkl. Netzanbindung zwischen 5,8 und 8,8 €/ct/kWh. Diese Auktionsergebnisse liegen deutlich unter den Vergütungen früherer Jahre und spiegeln den starken Wettbewerb unter den Projektentwicklern wider. In 2017

Abbildung 3.12: Installierte Kraftwerksleistung für Kohle, Gas, Wind und Solar für die Top 5-Länder in 2017, in GW



Quellen: IHS, IEA, WindEurope, Europe Solar Production (ESP), eigene Abschätzungen

erfolgten sogar erste Angebote für Wind Offshore-Anlagen (allerdings ohne Netzanbindung) ohne zusätzliche Vergütung und damit eine reine Refinanzierung über den Stromverkauf an der Börse. Dafür mussten die Börsenpreise trotz der erwarteten Kostenreduktionen für die Windturbinen aber deutlich steigen.

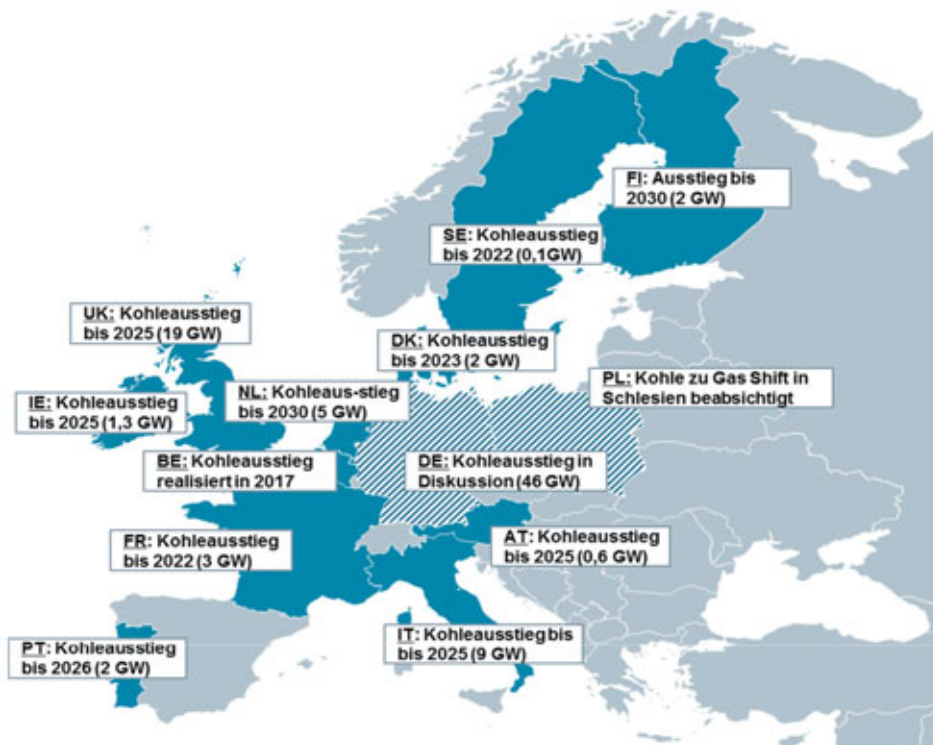
Die Neuinstallationen für Solar PV lagen in 2017 bei ca. 8,8 GW, das ist etwa auf dem Level der Inbetriebnahmen in den Jahren 2014 bis 2016, aber deutlich unter den Rekordvergabejahren 2011 und 2012 mit jeweils 22,7 bzw. 17,7 GW. Die Auktionsergebnisse für solare Großanlagen lagen in 2017 zwischen 5 und 6,5 € ct/kWh und damit ebenfalls deutlich unter der Einspeisevergütungen früherer Jahre. Die Neuinstallationen werden aber insgesamt durch die Vorgabe von Zubaukorridoren definiert.

➔ Zahlreiche Länder in der EU haben Beschlüsse zum Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Kohle getroffen.

Hierunter sind einerseits Länder mit einer geringen Kapazität an Kohlekraftwerken, für die der Ausstieg keine besondere Relevanz hat. Andererseits gibt es aber auch Länder mit einer nennenswerten Kapazität, wie z. B. Großbritannien, Italien und die Niederlande, die ebenfalls relativ kurzfristige Ausstiegsbeschlüsse gefasst und im Fall von Großbritannien auch schon maßgeblich vorangetrieben haben.

Vom Europa-Parlament wurde in der Strommarktverordnung die Einführung eines Emissionsstandards von 550 g CO₂/kWh vorgeschlagen für alle Kraftwerke, die eine Vergütung aus Kapazitätsmarktssystemen erlangen wollen. Dies würde faktisch alle Kohlekraftwerke ausschließen. Die Umsetzung der kürzlich alternativ vorgeschlagenen Begrenzung auf 200 kg CO₂/kW wäre für Kohlekraftwerke mit einer Teilnahme am Kapazitätsmarkt mit nur sehr geringer Auslastung von ca. 200 bis 300 Stunden pro Jahr verbunden. Die EU kann noch keine gemeinsame Linie für die Einführung eines einheitlichen Kapazitätsmarktes finden. Deshalb wird er auf nationaler Ebene in Ländern wie Großbritannien, Frankreich, Belgien, Polen, Italien und Griechenland eingeführt. In Deutschland und einigen skandinavischen Ländern wählte man dagegen die „strategische Reserve“ als Lö-

Abbildung 3.13: Beschlüsse über Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Kohle in der EU



Quelle: IHS, nationale Regierungen

sungsansatz für die Versorgungssicherheit im Stromsektor. Um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden, wäre es aber sinnvoll, längerfristig eine Vereinheitlichung zu erreichen.

Ausblick – Energiemärkte im Umbruch

Die Vereinbarungen von COP21 sehen eine Treibhausgas-Neutralität in der 2. Hälfte des 21. Jahrhunderts vor.

➔ Die EU hat das Ziel einer CO₂-Reduktion von 80 % bis 2050.

Ziel ist es, die globale Erwärmung auf maximal 2 °C Temperaturanstieg gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Mittlerweile wurden die im Abkommen enthaltenen Zielsetzungen der EU-28 in einigen Ländern bereits in nationale Zielvorgaben, wie z.B. in Deutschland mit dem Klimaschutzplan, umgesetzt.

Diese neuen, alle Sektoren umfassenden Zielvorgaben stellen eine neue Dimension in der Transformation der Energiemärkte dar, die weit über die bisherigen „Energiewenden“ hinausgehen. Neben einer Beschleunigung der bis dato schon im Fokus stehenden Transformation in dem Stromsektor ist nunmehr auch ein allumfassender Ansatz in allen Endverbrauchersektoren erforderlich. Dies betrifft wegen des hohen Energiebedarfs insbesondere den Verkehrssektor und die Wärmeversorgung in der Industrie sowie in den Haushalten und im Gewerbe.

➔ Sektorkopplung als Hebel für Reduzierung des Energiebedarfs.

Ein wichtiger Hebel für die Reduzierung des Energiebedarfs wird in einer Kopplung dieser Sektoren mit dem Stromsektor gesehen. Eine weitreichende Elektrifizierung der bisher mit fossilen Brennstoffen versorgten Anwendungen wie Verkehr, Prozess- und Raumwärme verspricht eine signifikante Erhöhung der Energieeffizienz und ermöglicht eine deutliche Erhöhung des Anteils er-

neuerbarer Energien. Neben der Elektrifizierung über z. B. Elektromobilität und Wärmepumpen sind aber auch innovative Technologien wie die Erzeugung synthetischer Brennstoffe basierend auf dem Strom aus erneuerbaren Energien erforderlich. Diese können helfen, den vom Stromnetz unabhängigen Energiebedarf von Anwendungen wie Flugverkehr, Schifffahrt, Langstrecken-LKW, von energieintensiven Industrieprozessen sowie Petrochemie-Bedarf abzudecken. Andererseits ermöglichen die synthetischen Brennstoffe die zwingend erforderliche Langzeitspeicherung von aus erneuerbaren Energien erzeugter Energie. Letzteres ist erforderlich, um eine ausreichende Versorgungssicherheit über das ganze Jahr zu gewährleisten.

Zurzeit werden zahlreiche Demoprojekte für „grünen“ Wasserstoff bzw. auf erneuerbare Energien basierte synthetische Brennstoffe in diversen Anwendungen wie Raffinerien, Metallindustrie oder Brennstoffe für den Verkehrssektor initiiert. Auch wird bereits der Einsatz von Wasserstoff in Gasturbinen zur Wiederverstromung in Betracht gezogen. All diese Anwendungen weisen den Weg in eine gänzlich CO₂-freie Energieversorgung. Die notwendigen Technologien wie Elektrolyseure und Syntheseanlagen stehen bereit. Die Reifung und Standardisierung dieser Technologien und die notwendige Kostenreduktion werden, wie schon zuvor bei den erneuerbaren Energien beobachtet, Hand in Hand gehen. Die Politik ist aufgefordert, diese Entwicklung durch entsprechende Rahmenbedingungen und Fördermaßnahmen für Demoprojekte zu unterstützen.

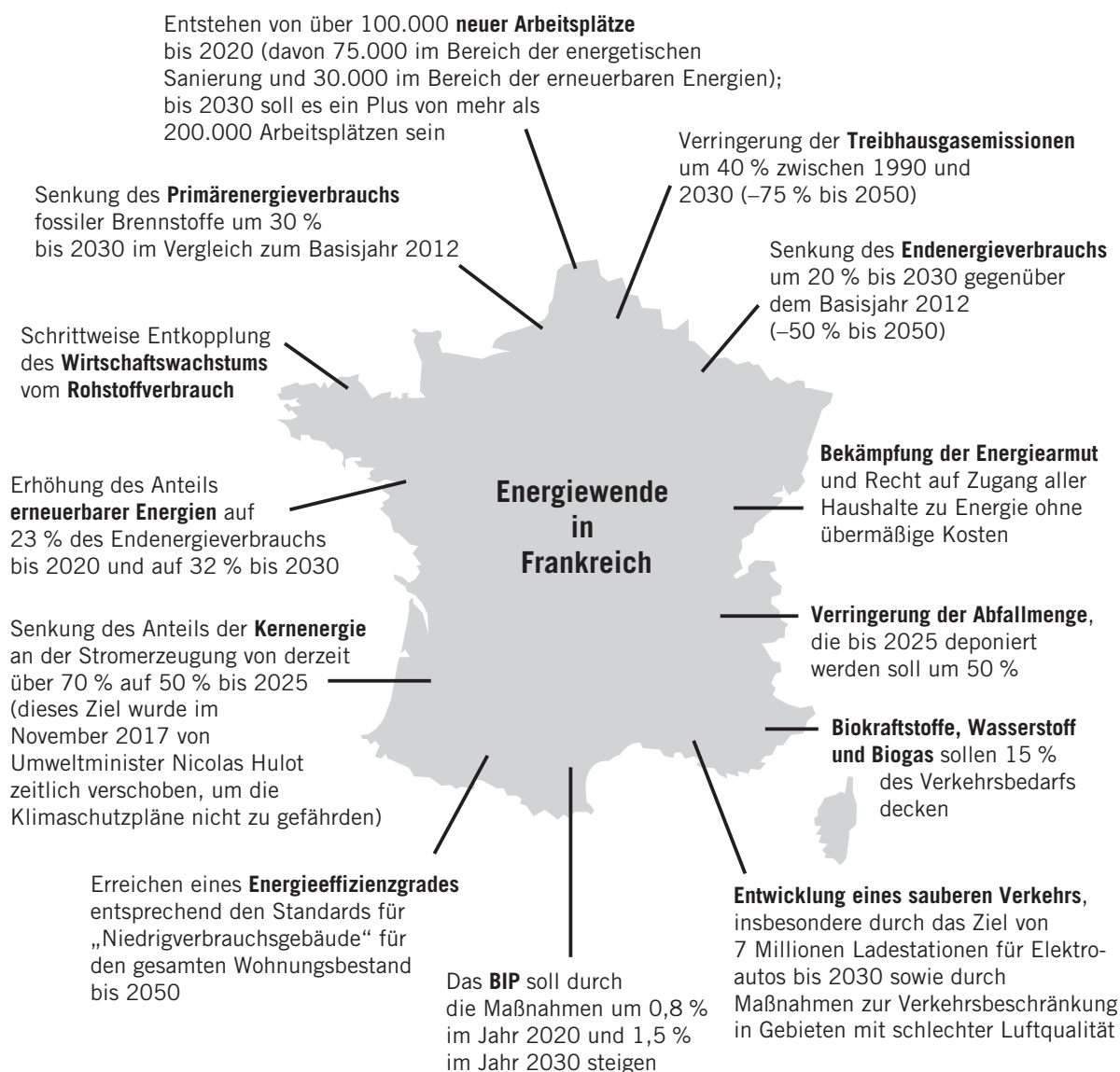
3.2 Energiepolitik in Frankreich

Frankreichs Energiewende zielt auf ein robustes und nachhaltiges Energiesystem ab, dass den Herausforderungen der Energieversorgung, der zukünftigen Preisentwicklung, der Ressourcenverknappung und des Umweltschutzes gerecht werden soll. Die Abhängigkeit von Kernenergie, der wichtigsten Energiequelle des Landes, soll langfristig reduziert werden. Der Ausbau erneuerbarer Energien und die Maßnahmen zur Energieeffizienz sollen beschleunigt werden, um bis zum Jahr 2050 weitgehende Klimaneutralität zu erreichen.

Den Grundstein für die Energiewende in Frankreich legte das im August 2015 von der damaligen sozialistischen Regierung unter Staatspräsident François Hollande verabschiedete „Gesetz zur Energiewende für grünes Wachstum“ (LTECV: Loi de transition énergétique pour la crois-

sance verte). Die dazugehörigen Aktionspläne sollen Frankreich in die Lage versetzen, einen wirksameren Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels und zum Umweltschutz zu leisten und seine Unabhängigkeit im Energiebereich zu stärken. Erklärtes Ziel ist es, Unter-

Abbildung 3.14: Mittel- und langfristige Ziele des LTECV



nehmen und Bürgern Zugang zu Energie zu wettbewerbsfähigen Kosten zu ermöglichen sowie Wachstums-, Wettbewerbs- und Beschäftigungsmöglichkeiten für bestehende Industrien und künftige Sektoren zu nutzen.

Plan Climat: Fossiles Energiezeitalter wird beendet

Im Juli 2017 legte die neue französische Regierung unter Staatspräsident Emmanuel Macron und Umweltminister Nicolas Hulot ihren **Klimaplan (Plan Climat)** vor. Damit soll das Pariser Klimaabkommen unumkehrbar gemacht, das fossile Energiezeitalter beendet, CO₂-Neutralität hergestellt und Frankreich ein Spitzenplatz in der ökologischen Wirtschaft verschafft werden. Im Fokus stehen Forschung und Innovation zur Erreichung der Klimaziele.

Der Dekarbonisierung wird absoluter Vorrang eingeräumt. Ziel ist es, dass Frankreich bis zum Jahr 2050 klimaneutral ist. Frankreich wird sich auf europäischer Ebene weiterhin für die Einführung eines CO₂-Preises einsetzen, der hoch genug ist, um die Dekarbonisierung des Stromsektors zu gewährleisten.

So will Frankreich bis zum Jahr 2040 aus der Förderung von Erdöl und Gas aussteigen. Allerdings produziert Frankreich nur einen geringen Prozentsatz des Verbrauchs selber und wird weiterhin fossile Rohstoffe importieren. Der Verkauf von Benzin- und Dieselfahrzeugen soll beendet werden. Zu dem Maßnahmenpaket gehört weiterhin, die Stromgewinnung aus Kohle bis 2022 zu beenden und stärker auf erneuerbare Energien zu setzen.

→ **Frankreich plant, bis 2040 aus der Förderung von Öl und Gas auszusteigen.**

Bereits umgesetzte Maßnahmen

Um die Ziele der Energiewende zu erreichen, wurden viele Maßnahmen bereits angestoßen. Zum Beispiel wurde im Jahr 2016 ein Bonus für den Kauf von Elektro- und Hybridautos eingeführt, der je nach Bedingungen bis zu 10.000 Euro betragen kann, wenn er von der Entsorgung eines alten Bestandsfahrzeuges begleitet wird. Darüber hinaus wurde ein Rechtsrahmen für das Erforschen autonomer Fahrzeuge geschaffen, was die französische Regierung als „nächste Mobilitätsrevolution“ bezeichnet.

→ **Förderung der E-Mobilität durch Einsatz von 7 Millionen Ladestationen bis 2030.**

Seit 2016 kann der Arbeitgeber den Arbeitnehmern, die mit dem Fahrrad zur Arbeit kommen, einen Kilometerzuschuss zahlen (25 Cent pro Kilometer). Ein „Energiegutschein“ soll einkommensschwachen Haushalten helfen soll, ihre Energierechnungen zu bezahlen.

Reduktion des Kernenergieanteils auf 50 % verschoben

Das Ziel, den Kernenergieanteil bis 2025 auf 50 % zu reduzieren, wurde im November 2017 durch die französische Regierung zeitlich nach hinten verschoben, da es die CO₂-Emissionen des Landes erhöhen sowie Versorgungssicherheit und Arbeitsplätze gefährden würde. Wollte man die Energieversorgung in Frankreich weiterhin sicherstellen, müsse im Gegenzug die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen weiter angekurbelt werden – auf Kosten der Klimaschutzziele. Umweltminister Hulot werde einen konkreten Fahrplan erarbeiten, wann wie viele Reaktoren nach welchen Kriterien stillgelegt werden, um das Reduktionsziel langfristig (ggf. bis 2030 oder 2035) zu erreichen.

Der französische Übertragungsnetzbetreiber RTE hatte zuvor Szenarien für die künftige Entwicklung der Stromversorgung in Frankreich vorgelegt. Demzufolge würde der CO₂-Ausstoß stark ansteigen, falls das Ziel von nur noch 50 % Kernenergie im Strommix realisiert würde. Statt 22 Millionen Tonnen CO₂ im Jahr 2016 würden demnach 2025 je nach Szenario 38 bis 55 Millionen Tonnen des klimaschädlichen Gases emittiert.

→ **Szenarien mit nur 50 % Kernenergieanteil prognostizieren mehr als Verdoppelung der CO₂-Emissionen in 2025.**

Frankreich verfügt derzeit über 58 Kernreaktoren mit einer Gesamtnettokapazität von 63 GWe und erzeugt über 70 % seines Stroms aus Kernenergie. Ein weiterer europäischer Druckwasserreaktor neuer Generation wird derzeit am Standort Flamanville in der Normandie gebaut und soll nach Inbetriebnahme Ende 2018 das dann still-

Abbildung 3.15: Ziele des Französischen Klimaplane

Zeitachsen

- 2018** – Entwicklung einer Strategie zur Beendigung des Imports von Produkten wie Palmöl und Soja aus den tropischen Urwäldern (Amazonien, Südostasien, Kongo), die zur Entwaldung führen. Diese Entwaldung ist für 10 % der Treibhausgasemissionen verantwortlich.
- 2022** – Schließung aller Kohlekraftwerke in Frankreich
- 2022** – Stufenweise Beseitigung der Preisdifferenz zwischen Benzin und Diesel. Zugleich soll der Preis für fossile Energien weiter steigen. Frankreich wird sich zudem dafür einsetzen, dass gemäß Pariser Klimaabkommen bis 2020 25 % und bis 2050 50 % der Emissionen CO₂-steuerpflichtig werden.
- 2025** – Reduzierung des Anteils des Stroms aus Kernenergie auf 50 %.
- 2025** – Recycling von 100 % des Plastikmülls im Rahmen der Kreislaufwirtschaft und Reduzierung der Deponieabfälle um die Hälfte. Dabei Nutzung des Beschäftigungspotenzials. Nach Angaben der Denkfabrik *France Stratégie* sind heute schon 800.000 Personen in der Kreislaufwirtschaft tätig.
- 2027** – Wärmedämmung aller schlecht isolierten Wohnungen, die für die Bewohner oft unkalkulierbare Kostentreiber sind. Besonders in ländlichen Gebieten wird die Produktion von erneuerbaren Energien für den Eigenbedarf (Sonnenenergie und Biogas) staatlich gefördert.
- 2030** – Steigerung des Anteils alternativer Energien (Windkraft zu Land und zu Wasser, Sonnenenergie, Biomasse) auf 32 %, u.a. auch durch die Ausgestaltung von Ausschreibungsbedingungen.
- 2040** – Beendigung der Förderung fossiler Energieträger (Öl, Gas)* (*Der Ausstieg aus der Kohleförderung erfolgte schon 2004). Die Förderung von Schiefergas- und Erdölvorkommen bleibt verboten. Da aber etwa 90 % der fossilen Energie importiert werden, gilt ein Hauptaugenmerk der Reduzierung des Verbrauchs.
- 2040** – Einstellung des Verkaufs von brennstoffbetriebenen Fahrzeugen bis 2040. Aktuell gibt es 100.000 Elektroautos in Frankreich.
- 2050** – Erreichen einer Emissionsneutralität (Ausstoß und natürlicher Abbau) bis 2050. Frankreich ist mit Schweden und Costa Rica eines der ersten Länder, die sich solche Ziele gesetzt haben.

Quelle: Französische Botschaft, November 2017

zulegende älteste Kernkraftwerk Frankreichs Fessenheim an der Grenze zu Deutschland ersetzen.

Kritiker sehen hohen Finanzierungsbedarf

Trotz zahlreicher Maßnahmen und Initiativen zur Energiewende befindet sich Frankreich gemäß Beobachtern derzeit noch nicht auf Erfolgskurs und muss den Einsatz weiterer finanzieller Mittel einplanen. Beispielsweise seien die Treibhausgasemissionen in den letzten Jahren angestiegen anstatt zu sinken – dies werde sich durch Reduktion des Kernenergieanteils weiter fortsetzen. Darüber hi-

naus habe die Kernenergie in Frankreich traditionell viele Befürworter. Der staatliche Energiekonzern EDF plant, zum Erreichen von Laufzeitverlängerungen die bestehenden Anlagen zu modernisieren („Grand Carénage“).

Noch dazu sei Frankreich nach wie vor eines der am weitesten zurückliegenden Länder in Europa beim Einsatz erneuerbarer Energien. Die Verzögerungen resultierten aus wesentlich längeren Genehmigungszeiten als in anderen EU-Ländern, überhöhten administrativen Anforderungen sowie Schwierigkeiten beim Anschluss an Netze, die sich nur langsam an eine dezentrale Energieerzeugung anpassen. Der Ausbau erneuerbarer Energien

soll mit 400 Millionen Euro gefördert werden, wobei vor allem neue Offshore-Windparks vorgesehen sind.

→ Frankreich liegt beim Ausbau erneuerbarer Energien im EU-Vergleich weit zurück.

Im Verkehrssektor sollten neben der E-Mobilität auch Alternativen zum individuellen Straßenverkehr stärker in den Fokus gerückt werden (z.B. öffentlicher Personenverkehr, Fahrgemeinschaften, Telearbeitsplätze etc.). Im Gebäudebereich seien die Ziele der energetischen Sanierung noch lange nicht erreicht. Haus- und Wohnungsbesitzer sollen künftig zu energieeffizientem Sanieren verpflichtet werden und im Gegenzug steuerliche Erleichterungen erhalten.

Kritiker mahnen, dass all diese Pläne nur schwer mit dem erklärten Ziel der Wirtschaftlichkeit und Bezahlbarkeit der Energiewende in Einklang zu bringen seien und befürchten, dass sich z.B. die traditionell günstigen Strompreise für die Verbraucher auf Dauer nicht halten lassen.

Stromdaten Frankreichs

Kernenergie bleibt wichtigste Energiequelle

Die Stromproduktion in Frankreich erfolgte in 2017 auf fast 90 % aus CO₂-armen Quellen, trotz eines leichten Anstiegs der fossilen Brennstoffe im Mix. Bedingt durch einen Rückgang von Kernenergie und Wasserkraft stiegen die strombedingten CO₂-Emissionen in 2017 zum dritten Mal infolge an (+20,5 %), bewegen sich aber insgesamt auf einem sehr niedrigen Niveau: Frankreich verfügt über einen der CO₂-ärmsten Energiemixe in Europa (unter 80 g CO₂/kWh im Vergleich zu über 300 g CO₂/kWh im EU-Durchschnitt und etwa 500 g CO₂/kWh in Deutschland).

→ Stromproduktion in Frankreich zu fast 90 % aus CO₂-armen Quellen.

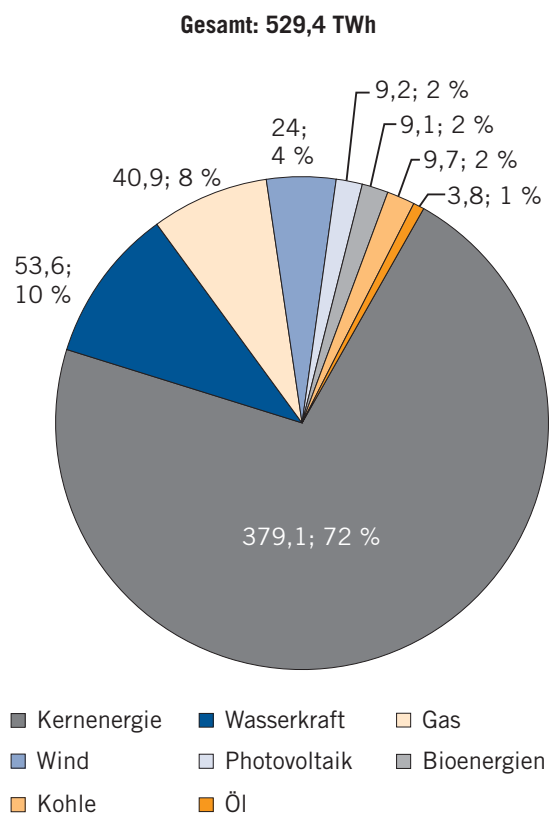
Der Anteil der Kernenergie ging 2017 leicht zurück und betrug 71,6 % (2016: 72,3 %; 2015: 76,3 %). Die 58 Reaktoren des französischen Kraftwerksparks produzierten im vergangenen Jahr 379,1 TWh. Zweitgrößte Strom-

quelle des Landes ist die Wasserkraft mit 53,6 TWh. Sie ging um 16,3 % im Vergleich zum Vorjahr zurück, da in 2017 weniger Niederschläge fielen.

Gas liegt auf Platz drei der Stromerzeugung mit 40,9 TWh (7,7 %). Die Produktion aus Gaskraftwerken war bereits 2016 stark gestiegen (+60,8 %), insbesondere durch die Inbetriebnahme des Gas- und Dampfturbinenkraftwerks Bouchain im Norden Frankreichs. Kohle mit 9,7 TWh (1,8 %) und Öl mit 3,8 TWh (0,7 %) spielen hingegen nur eine nachgeordnete Rolle im Strommix.

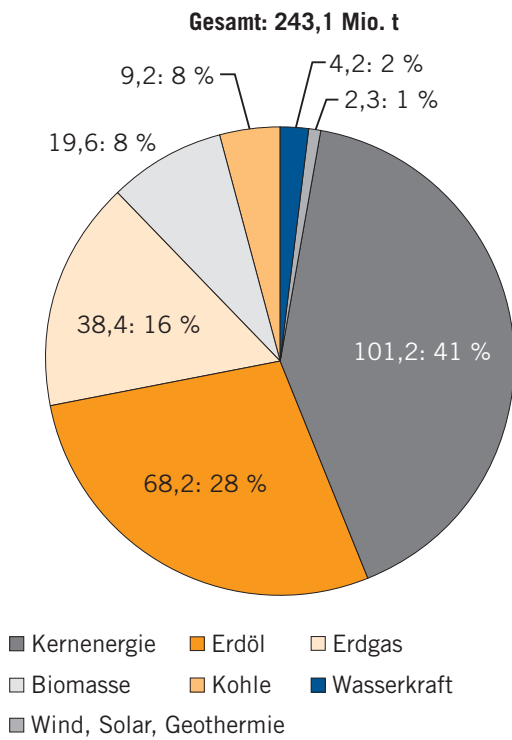
Erneuerbare Energien stiegen zwar leicht an, kommen aber zusammen erst auf einen Anteil von 7,9 % an der Stromerzeugung. Die Windenergie kletterte im Jahr 2017 um 14,8 % auf 24 TWh, gefolgt von der Photovoltaik (9,2 TWh) und Bioenergie (9,1 TWh).

Abbildung 3.16: Stromerzeugung in Frankreich nach Energieträgern in 2017 (in TWh)



Quelle: RTE

Abbildung 3.17: Primärenergieverbrauch in Frankreich nach Energieträgern in 2017 (in Millionen Tonnen Öläquivalent)



Quelle: Enerdata

➔ Kernenergie und Erdöl wichtigste Primärenergieträger.

Kernenergie ist auch der wichtigste Primärenergieträger in Frankreich mit einem Anteil von 41 %, gefolgt von Erdöl mit 28 % und Erdgas mit 16 %. Die erneuerbaren Energieträger repräsentieren zusammen ca. 11 % mit 8 % Biomasse, 2 % Wasserkraft und 1 % für Wind, Solar und Geothermie. Kohle deckt 8 % des Primärenergieverbrauchs.

3.3 Reform des Europäischen Emissionshandelssystems (ETS)

Hohe Überschussmengen an Emissionsrechten haben eine erneute Reform des europäischen Emissionshandelssystems (ETS) notwendig gemacht. Damit soll das System robuster gegenüber Nachfrageschwankungen werden, indem schneller auf Überschussmengen oder drohende Unterdeckungen reagiert werden kann. Es wird weiterhin einen Schutz für Industrien geben, die in besonders intensivem internationalen Wettbewerb stehen. Schutzmaßnahmen für andere Industrien werden schrittweise abgebaut.

Das Emissions Trading System (ETS) ist das Hauptinstrument des Europäischen Klimaschutzes. Es ist nahezu fortlaufend Gegenstand von Reformmaßnahmen. Die aktuelle, 2018 in Kraft tretende Reform der ETS-Richtlinie für die vierte Handelsperiode (ab 2021) geht auf eine Entschließung der Europäischen Regierungschefs vom Oktober 2014 und auf einen auf dieser Grundlage entwickelten Vorschlag der Europäischen Kommission vom Juli 2015 zurück.

Ausgelöst wurde die Reformdebatte vor allem durch hohe Überschussmengen an Emissionszertifikaten, in deren Folge dauerhaft niedrige Preise für Emissionsrechte auftraten. Die Hintergründe dieser Entwicklung waren vielfältig, wie die langanhaltende Schwäche der europäischen Konjunktur, aber auch der schnelle Ausbau der erneuerbaren Energien in einigen Mitgliedstaaten. Ein wesentliches Problem des Mechanismus lag bisher im starren Angebot der dem Markt zur Verfügung zu stellenden Zertifikatmengen im Falle von derartigen, nicht prognostizierten Entwicklungen.

Außerdem mussten die Vorgaben mit Blick auf die Erreichung des EU-Ziels der Senkung der Treibhausgasemissionen von 40 % bis 2030 (gegenüber 1990) angepasst werden. Dem Gipfelbeschluss von 2014 zufolge sollen dabei die vom ETS erfassten Sektoren eine Senkung ihrer Treibhausgasemissionen im Umfang von 43 % bis 2030 gegenüber 2005 erzielen.

→ Im ETS erfasste Sektoren sollen THG-Emissionen um 43 % bis 2030 senken.

Erste Versuche, dem beschriebenen Problem des Überangebots an Zertifikaten im Markt mit Hilfe einer befristeten Entnahme von Emissionsrechten aus dem System (sogenanntes Backloading) beizukommen, haben bislang allenfalls eine geringe Wirkung entfaltet. Mit der aktuellen Reform wurden zum einen Maßnahmen ergriffen, um Emissionsrechte zusätzlich zu verknappen und den Marktpreis zu stärken. Daneben wurden jene Vorkehrungen reformiert, die dazu dienen, Industrien zu schützen, die durch die Exposition gegenüber dem CO₂-Preis Wettbewerbsnachteile auf den Weltmärkten zu erleiden dro-

hen. Darüber hinaus sollte die Förderung effizienter und klimafreundlicher Technologien intensiviert werden.

Die Maßnahmen im Einzelnen

Kern der Reformen ist ein ambitionierteres Mengengerüst. So wird der „lineare Reduktionsfaktor“, also das Ausmaß, in dem die Anzahl der verfügbaren Emissionsrechte jährlich gemindert wird, ab 2021 auf 2,2 % erhöht (bislang: 1,74 %). Damit tritt eine stärkere Verknappung von Emissionsrechten ein.

→ Stärkere Verknappung von Emissionsrechten ab 2021.

Daneben wird die – 2015 beschlossene und zum 1. Januar 2019 einzuführende „Marktstabilitätsreserve“ (MSR) nochmals in zwei Aspekten modifiziert. Die MSR sieht die Entnahme von Überschusszertifikaten aus dem Markt und deren Rückgabe in den Markt in Zeiten von Knappheiten vor, um den Marktpreis im Zeitablauf zu stabilisieren. Die jährliche Entnahmerate zur Auffüllung der MSR („Einstellungsrate“) ist in der bisherigen MSR auf 12 % der Überschussmenge begrenzt. Bei wieder eintretender Knappheit werden jährlich 100 Mio. Zertifikate aus der Reserve in den Markt zurückgeführt. Im Rahmen der aktuellen Reform wurde die maximale jährliche Einstellungsrate von 2019 bis Ende 2023 auf 24 % verdoppelt, was eine schnellere Reaktion der MSR auf die aktuelle Überschussituation bewirken soll. Herrscht Knappheit im Markt, können nun jährlich 200 Mio. Zertifikate in den Markt zurückgeführt werden.

Ab 2023 darf die Größe der MSR nicht mehr die jährliche Menge der auktionierten Emissionsrechte des Vorjahres übersteigen. Tut sie es dennoch, werden die Überschussmengen in der Reserve gelöscht. Die MSR wäre damit nicht mehr „cap-neutral“ und würde ggf. selbst ein ergänzendes Instrument zur Mengenreduzierung des linearen Reduktionsfaktors. Die MSR wird zudem für die Ausstattung von Neuanlagen mit unentgeltlichen Zertifikaten genutzt. So können einmalig 200 Mio. Zertifikate aus der MSR für Neuanlagen verwendet werden – zu-

sätzlich zu den nicht genutzten gratis zuteilungsfähigen Zertifikaten aus der jetzigen (dritten) Handelsperiode.

Eine weitere Maßnahme betrifft Mitgliedstaaten, die durch unilaterale Maßnahmen CO₂-Einsparungen herbeiführen, indem Kohlekraftwerke stillgelegt werden. Diese Mitgliedstaaten können künftig Emissionsrechte, die ihnen zur Versteigerung zur Verfügung stehen, einbehalten und löschen. Dabei darf die Menge der gelöschten Zertifikate allerdings nicht die durchschnittlichen Emissionen der stillgelegten Kraftwerke der letzten fünf Jahre überschreiten.

Die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie soll auch weiterhin durch unentgeltliche Zuteilungen unterstützt werden. Wie bisher richten sich diese allerdings nach vorgegebenen Effizienzstandards (Benchmarks), die die technologische Entwicklung im Zeitablauf nachzeichnen (Benchmarkdegression). Eine Anlage kann unentgeltliche Zuteilungen nur maximal in Höhe des Benchmarks erhalten. Die insgesamt 54 Benchmarks werden nunmehr auf Grundlage der Daten der Jahre 2016 und 2017 festgelegt; die Degression beträgt je nach Sektor zwischen 0,2 % und 1,6 % jährlich. Eine vollständige Gratiszuteilung (bei Anwendung der Benchmarks) erhalten nur Industrien, die im internationalen Wettbewerb stehen (sog. Carbon-Leakage-Industrien). Die anderen Industrien, die nicht oder nur eingeschränkt Carbon-Leakage gefährdet sind, erhalten ab 2020 eine Gratiszuteilung von 30 % – allerdings gilt diese Regel nur bis 2025. In den Folgejahren bis 2030 wird die Gratiszuteilung in den genannten Sektoren schrittweise auf null reduziert.

→ Wesentlicher Bestandteil der ETS-Reform sind der Innovations- und der Modernisierungsfonds.

Ein wesentlicher Bestandteil der aktuellen ETS-Reform sind der Innovations- und der Modernisierungsfonds. Der Innovationsfonds ist eine Neuauflage einer bestehenden EU-„Fazilität“ zur Förderung von CO₂-armen Innovationen wie erneuerbaren Energien oder CCS. Für seine Finanzierung können künftig insgesamt 400 Millionen Zertifikate verwendet werden. Der Modernisierungsfonds richtet sich auf Mitgliedstaaten mit einem Pro-Kopf-Einkommen von unter 60 % des Unionsdurchschnitts und soll dort Investitionen in die Modernisierung des Energiesystems und Energieeffizienz fördern. Die Förderung von Erzeugung aus festen fossilen Brennstoffen wird weitgehend ausgeschlossen. Der Modernisierungsfonds wird

über die Versteigerung von 2 % der Emissionsrechte finanziert. Neben dem Modernisierungsfonds besteht auch die bisherige Möglichkeit dieser Länder zur freien Zuteilung für den Energiesektor zum Zwecke der Modernisierung fort.

Die Regelungen der neuen Emissionshandelsrichtlinie sind in Deutschland innerhalb 18 Monate nach Inkrafttreten durch entsprechende Änderungen des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes (TEHG) umzusetzen. Dabei kann die Bundesregierung auch darüber entscheiden, ob sie ein Opt-Out aus dem Emissionshandel für Kleinstemittenten (weniger als 2.500 Tonnen CO₂ in jedem der drei Vorjahre) oder Reserve- oder Backupkraftwerke mit weniger als 300 jährlichen Betriebsstunden einführen möchte.

3.4 Die Verbindlichkeit der deutschen und internationalen Klimaziele

Eine Reihe von Zielen und Instrumenten in der deutschen Energiepolitik werden mit völkerrechtlicher Verbindlichkeit deutscher Zusagen im Pariser Klimaschutzabkommen begründet. Im Pariser Klimaschutzabkommen von 2015 ist hingegen allein die unter dem Dach der EU-28 eingegangene Zusage völkerrechtlich verbindlich, gemeinsam die Treibhausgasemissionen der EU bis 2030 gegenüber 1990 um 40 % zu senken.

Internationale rechtsverbindliche Ziele

Die EU-28 verpflichtet sich als Ganzes und jeder einzelne Mitgliedstaat individuell, dieses gemeinsame EU-Ziel einzuhalten. Der an die UNFCCC übermittelte Beitrag Deutschlands, wie der aller anderen Mitgliedstaaten auch, beschränkt sich daher allein auf die Meldung der gemeinsamen EU-28 Beiträge.¹

Wie sich der Austritt Großbritanniens als zweitgrößte europäische Volkswirtschaft auf die Zusage der EU auswirken wird, ist offen. Diese Folgen werden ebenso im Rahmen der BREXIT-Verhandlungen geklärt, wie auch mögliche Konsequenzen für den europäischen Emissionshandel.

➔ Das Kyoto-Ziel wurde bereits 2016 übererfüllt

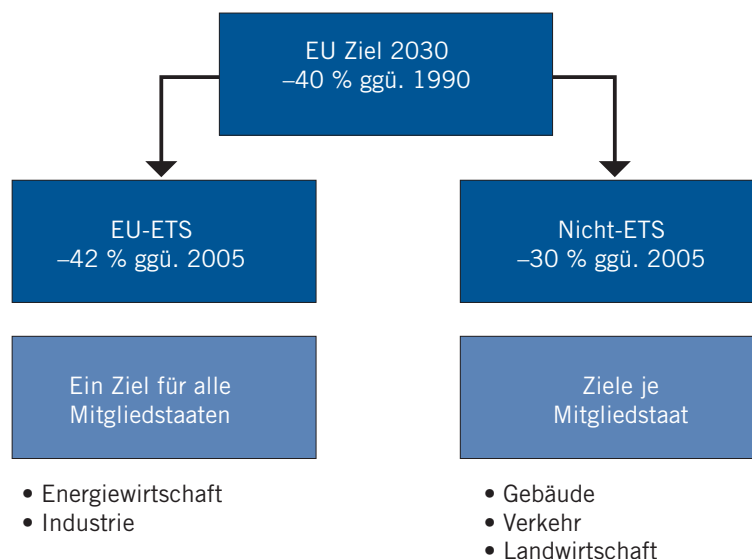
Neben dem Pariser Klimaabkommen ist auch das im Rahmen des Kyoto-Abkommens beschlossene 2020-Klimaziel der EU von –20 % Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 völkerrechtlich verbindlich. Die EU-28 hat dieses Kyoto-Ziel bereits 2016 nicht nur vorzeitig erreicht, sondern mit –23 % übererfüllt.

Aufteilung der verbindlichen EU-Klimaziele...

Die verbindlichen EU-Klimaziele für die Jahre 2020 und 2030 werden innerhalb der EU auf den EU-Emissionshandel (EU-ETS) und die nicht vom Emissionshandel (Nicht-ETS) erfassten Sektoren verteilt, wie die untenstehende Grafik vereinfacht darstellt.

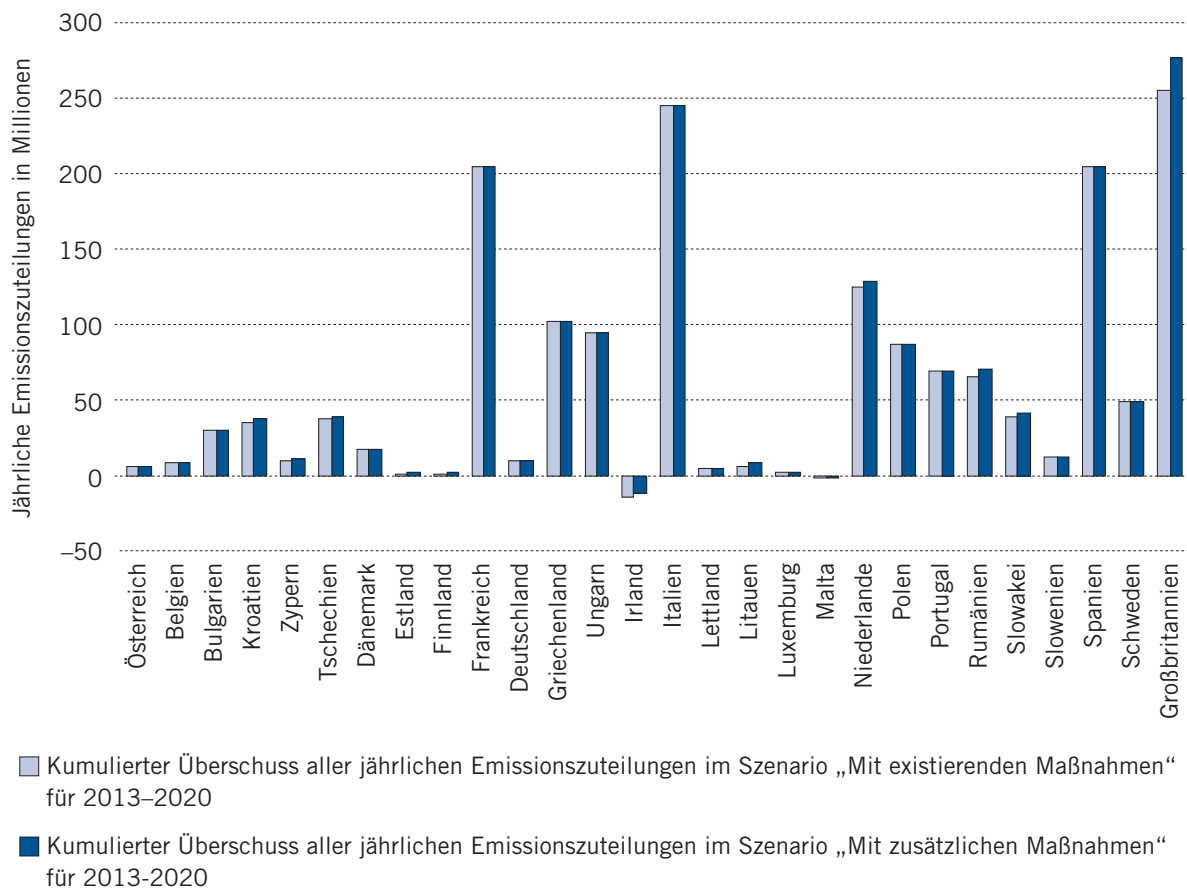
¹ Die Beiträge werden dabei als sogenannte NDC („nationally determined contributions“) gemeldet. <http://www4.unfccc.int/ndcregistry/Pages/All.aspx>

Abbildung 3.18: Übersicht der EU-Klimaziele nach ETS und Nicht-ETS Sektoren



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 3.19: Projizierte kumulierte Überschüsse der Nicht-Emissionshandelssektoren 2013–2020



Quelle: EEA, November 2017

... auf den EU-Emissionshandel

Dabei wurde das Ziel im EU-Emissionshandel bewusst nicht auf die Ebene der Mitgliedstaaten heruntergebrochen und länderspezifisch festgelegt. Starre Ländervorgaben widersprechen dem Prinzip des Cap & Trade und der kosteneffizienten Emissionsreduktion innerhalb des Binnenmarktes.

Der Emissionshandel sorgt dafür, dass in den enthaltenen Sektoren europaweit nicht mehr emittiert werden kann, als an Zertifikaten ausgegeben wird. Durch die jährlich sinkende Emissionsobergrenze wird die angestrebte Minderung von -21 % in 2020 bzw. -43 % in 2030 (Bezugsjahr 2005) sicher eingehalten. Eine Zielverfehlung ist durch die Mechanik des EU-Emissionshandels ausgeschlossen, unabhängig von den Emissionsminderungsbeiträgen der jeweiligen Mitgliedstaaten.

➔ Eine zielgerichtete und effiziente Emissionssenkung wird durch den Emissionshandel gewährleistet.

Das Emissionshandelsziel für 2020 von -21 % Treibhausgasemissionen gegenüber dem Jahr 2005 wurde bereits im Jahr 2016 mit -26 % übererfüllt. Würde die bisherige jährliche Minderungsrate beibehalten, wird auch das Ziel für 2030 mit -43 % gegenüber 2005 mehr als erreicht werden.

Der Emissionshandel ist ein Mengensteuerungsinstrument, der Zertifikatepreis ergibt sich aus Angebot und Nachfrage. Aufgrund der frühzeitigen Zielerreichung für 2020 ist es daher wenig verwunderlich, dass sich die von

Tabelle 3.1: International verbindliche Ziele

International verbindliche Ziele (ggü. 2005)	Zielerreichung 2016	Kyoto-Ziel 2020	EU Beitrag zum Paris-Ziel 2030
EU-28 (hier ggü. 1990)	-23 %	-20 %	-40 %
EU-Emissionshandel (EU-ETS)	-26 %	-21 %	-43 %
Nicht EU-Emissionshandel EU (ESD/ESR)	-11 %	-10 %	-30 %
Nicht Emissionshandel Deutschland (ESD/ESR)	-6 %	-14 %	-38 %

Quelle: Eigene Darstellung

diversen Stakeholdern erwarteten Zertifikatepreise von 30 bis 70 €/t CO₂ nicht im Markt zeigen.

... auf den Nicht-Emissionshandel

Um die Gesamtminderung der verbindlichen EU-Ziele sicherzustellen, muss in den nicht vom EU-Emissionshandel erfassten Sektoren eine Treibhausgasreduktion von 10 % bis 2020 und 30 % bis 2030 (Bezugsjahr 2005) erbracht werden. Zur Erreichung dieser Ziele gibt es aktuell kein europäisches Instrument analog zum EU-ETS. Daher werden diese EU-Ziele im Rahmen der „Effort Sharing Decision“ (ESD) auf die Mitgliedstaaten heruntergebrochen. Diese nationalen Ziele sind rechtlich verbindlich, aber die zur Erreichung einzuführenden Instrumente und die jeweiligen Beiträge der einzelnen Sektoren liegen im Ermessen der Mitgliedstaaten.

Deutschland ist verpflichtet, seine Emissionen in den Sektoren außerhalb des EU-Emissionshandels (i. W. Verkehr, Gebäude und Landwirtschaft) bis 2020 um insgesamt -14 % (Bezugsjahr 2005) zu senken. Emissionsminderungen aus emissionshandelspflichtigen Anlagen der Industrie oder Energiewirtschaft können hierfür nicht angerechnet werden. Dies bedeutet, dass ein Kohleausstieg der Bundesregierung nicht bei der Erreichung ihrer verbindlichen ESD-Ziele hilft.

→ Isolierte, sektorspezifische Maßnahmen verfehlen bisher ihre Wirkung

Auf Basis des aktuellen Projektionsberichts des BMUB erwartet die Europäische Umweltagentur (EEA) zwar, dass Deutschland das verbindliche ESD-Ziel bis 2020 einhalten wird. Nur Irland würde sein Ziel verfehlen.

Im Jahr 2016 hatte Deutschland seine Emissionen außerhalb des Emissionshandels aber erst um -6 % reduziert. Die seit Jahren weitgehend stabile Entwicklung in den drei Sektoren Verkehr, Gebäude und Landwirtschaft, die weiterhin robuste Konjunktur, das Bevölkerungswachstum und die große Systemträchtigkeit bei politischen Eingriffen in diese Sektoren lässt nicht erwarten, dass die Deckungslücke von weiteren 8 % bis 2020 geschlossen werden kann.

Deutschland wird diese Lücke absehbar nur durch den zulässigen Zukauf von Emissionsminderungen aus anderen Mitgliedstaaten, welche ihre ESD-Ziele übererfüllen, schließen können. Für die Jahre 2017 und 2018 profitiert Deutschland noch von frühzeitigen, Emissionsminderungen im Nicht-Emissionshandel und kann einen Zukaufbedarf vermeiden.

Bis 2020 muss aber eine Deckungslücke von wahrscheinlich fast 80 Mio. t CO₂ durch Zukauf geschlossen werden. Bei einem angenommenen Zertifikatspreis von 10 €/t CO₂ müsste der Steuerzahler dafür insgesamt 800 Mio. € aufbringen.²

Diese Situation in den Sektoren außerhalb des EU-Emissionshandels wird sich in Zukunft noch erheblich verschärfen: In der Periode 2021 bis 2030 muss Deutschland seine Emissionen in diesen Sektoren aufgrund der Effort Sharing Regulation (ESR) um 38 % bis 2030 (Basisjahr 2005) senken. Das bedeutet: Die jährliche Minderungsrate in den betroffenen Sektoren steigt von bisher unter 1 % p.a. auf nunmehr 2,4 % p.a. an. Zusätzlich muss Deutschland die bis 2020 auflaufenden Minderungsdefizite aufholen bzw. kompensieren.

² Die Kosten für diese Zukäufe sind aufgrund des bestehenden Gesamtüberschusses in der EU-28 von voraussichtlich mehr als 1.000 Mio. t CO₂ aber noch überschaubar.

Tabelle 3.2: Deutsche Selbstverpflichtungen

Deutsche Selbstverpflichtungen (ggü. 1990)	Zielerreichung 2016	Ziel 2020	Ziel 2030
Deutschland	-27,6 %	-40 %	-55 %
Deutsche Energiewirtschaft ³	-28,3 %		-61 bis -62 %

Quelle: Eigene Darstellung

Bei jährlichen Zielverfehlungen Deutschlands drohen Strafen von zusätzlich 8 % der Zielverfehlung. Gleichzeitig wird der Zukauf von Emissionsrechten anderer Mitgliedstaaten zukünftig deutlich schwerer fallen. Da die überschüssigen Emissionsminderungen der ESD bis 2020 ihre Gültigkeit für die Periode der ESR von 2021 bis 2030 verlieren, werden andere Mitgliedstaaten ihre ab 2021 zusätzlich erzielten Emissionsminderungen kaum weiterverkaufen wollen und stattdessen für ihre eigene Zielerfüllung in späteren Jahre ansparen.

Nationale Ziele für Deutschland

Neben den verbindlichen europäischen Zielen werden die nationalen Klimaschutzziele Deutschlands immer wieder politisch in den Fokus gerückt. Diese sind aber für die internationalen Klimaschutzabkommen nicht rechtlich verbindlich.

Frühere Bundesregierungen haben sich freiwillig politisch selbst dazu verpflichtet, Deutschlands Treibhausgasemissionen bis 2020 gegenüber dem Basisjahr 1990 um mindestens 40 % zu reduzieren. Hierbei war das deutsche -40 %-Ziel anfänglich daran gebunden, dass die EU ihr Klimaziel im Falle des Abschlusses eines entsprechend ambitionierten internationalen Klimaabkommens von -20 auf -30 % anhebt, was aber nicht geschah. Erst als die von CDU/CSU und FDP geführte Bundesregierung mit dem Energiekonzept 2010 die Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke beschloss, wurde diese Konditionierung aufgegeben. Nach dem Reaktorunglück in Fukushima wurde zwar die kurz zuvor beschlossene Laufzeitverlängerung, nicht aber das -40 %-Klimaziel revidiert.

Das dem „Klimaschutzplan 2050“ zugrunde liegende deutsche Reduktionsziel von -55 % bis 2030 ist ebenso eine freiwillige politische Selbstverpflichtung. Es wurde abgeleitet aus dem deutschen -40 % Ziel in 2020 und dem -80 % bis -95 %-Ziel in 2050.

Das deutsche 2030-Klimaschutzziel ist international rechtlich nicht verbindlich. Die Bundesregierung kann die deutschen Reduktionsziele auch jederzeit ändern, wogegen die Reduktionsbeiträge nach dem Pariser Klimaschutzabkommen bei den Bestandsaufnahmen alle 5 Jahre nur erhöht werden dürfen. Somit ist das deutsche 2030-Klimaschutzziel keine zwingende Ableitung zur Erfüllung des Pariser Klimaabkommens. Dennoch hat die Bundesregierung das Ziel im „Klimaschutzplan 2050“ auf Sektorenziele für 2030 heruntergebrochen, um einen weiteren nationalen Beitrag zur COP 22 in Marrakesch vortragen und damit politische Signale senden zu können.

Fazit

Die europäischen Ziele im Bereich des EU-Emissionshandels werden verbindlich und zielgenau erreicht. Mit den Sektorzielen im Klimaschutzplan 2050 hat die Bundesregierung für die Sektoren Energiewirtschaft und Industrie eine Doppelregulierung zum EU-Emissionshandel bewusst in Kauf genommen.

Handlungsbedarf besteht bei den Sektoren außerhalb des EU-Emissionshandels. Hier wird Deutschland seine europarechtlich verbindlichen Ziele verfehlen und gezwungen sein, erhebliche Haushaltsmittel für die Zielerfüllung aufzuwenden.

Die neue Bundesregierung muss ihre Anstrengungen neu fokussieren und auf die Bereiche Gebäude, Verkehr und Landwirtschaft kanalisieren, bei denen echter und nicht nur symbolischer Handlungsbedarf besteht.

³ Nach Abgrenzung des Umweltbundesamtes.

3.5 Eine Einordnung zur Bedeutung russischen Erdgases für den EU-Binnenmarkt am Beispiel von Nord Stream 2

Aufgrund des Rückgangs der eigenen Erdgas-Produktion wird Europa seine Gas-Importe erhöhen müssen. Dafür gibt es ausreichend Alternativen. Die wichtigsten Optionen sind verflüssigtes Erdgas (Liquefied Natural Gas (LNG)) und russisches Pipeline-Gas. Russisches Gas ist ausreichend verfügbar und wettbewerbsfähig⁴. Mit der Inbetriebnahme neuer und moderner Import-Pipelines wird sich der Zugang zu sicherer Versorgung für europäische Verbraucher weiter verbessern. Nord Stream 2 kann die Verbindung zu den europäischen Verbrauchsmärkten – ergänzend zu den vorhandenen zwei Strängen der Nord Stream – mit neuen Gasreserven im Norden Westsibiriens auf dem kürzesten Weg stärken. Der Import von Gasmengen über diese Route schafft eine weitere Option für den europäischen Gasmarkt und seine Kunden. Mit dem zusätzlichen Pipeline-System werden die Liquidität zentraleuropäischer Gas-Handelsplätze erhöht und das Gasportfolio weiter diversifiziert. Der Wettbewerb wird durch zusätzliche Gastransportwege, z. B. Südlicher Korridor für Gas aus dem kaspischen Raum, sowie erhöhte Import-Mengen von LNG nach Europa intensiviert.

Sinkende Eigenproduktion führt zu steigender Import-Nachfrage

Europa benötigt Erdgas zur Erzeugung von Wärme und Strom, für die Industrie und für private Haushalte sowie Mobilität. Die Produktion aus europäischen Quellen in Deutschland, den Niederlanden, dem Vereinigten Königreich und Norwegen deckt einen immer kleineren Teil dieses Bedarfs. Prognosen zufolge wird die Gasproduktion in der EU-28 von 135 Mrd. Kubikmetern im Jahr 2015 auf 90 Mrd. Kubikmeter im Jahr 2030 zurückgehen. Gründe hierfür sind die Erschöpfung konventioneller Felder, mittelfristig schwächere Gaspreise und große Vorbehalte der Öffentlichkeit hinsichtlich der nicht-konventionellen Gasproduktion.

Andererseits wird ein leichter Anstieg des Erdgasverbrauchs in der EU-28 erwartet: von 455 Mrd. Kubikmeter im Jahr 2015 auf 480–520 Mrd. Kubikmeter im Jahr 2030. Das Wachstum wird vor allem den Stromsektor betreffen zur Einhaltung der politisch gesetzten Klimaziele. Die EU-28 strebt an, ihre CO₂-Emissionen bis 2030 um 40 % gegenüber dem Stand von 1990 zu reduzieren. Erneuerbare Energien spielen dabei eine wesentliche Rolle, sind aber derzeit noch nicht ausreichend verfügbar und versorgungssicher. Um die wachsende Import-Lücke für Erdgas zu schließen, bestehen zwei wesentliche Alternativen: LNG und Pipeline-Gas.

Erdgas für Europa: LNG und/oder Pipeline-Gas

Aufgrund des gut versorgten europäischen Gasmarktes wird es zwischen LNG und Pipeline-Gas künftig zu einem noch intensiveren Wettbewerb kommen. Der europäische Gasmarkt wird auf absehbare Zeit ein Käufermarkt bleiben. Geopolitische Fragen wirken sich mitunter auf die Wahl von Bezugsquellen aus, doch in transparenten

Rohstoffmärkten dominiert vornehmlich der Bezugspreis. Russisches Gas besitzt aufgrund der kurzen Pipeline-Distanz und niedriger Produktionskosten gegenüber LNG kurz- und langfristig Preisvorteile.⁵

Russland ist dank seiner hohen Reserven und niedriger Produktionskosten weiterhin in der Lage, neben der Deckung des Bedarfs im eigenen Lande ein bedeutender Gaslieferant für die EU zu sein⁶. Dem stehen ein zunehmender Wettbewerb mit LNG, Streitigkeiten mit Transitländern und politische Bemühungen einiger EU-Länder, unabhängiger von russischen Gaslieferungen zu werden entgegen. Aktuell wirkt sich die beschriebene Situation nicht signifikant auf russische Liefermengen aus; diese sind zuletzt sogar weiter angestiegen. Insgesamt positiv für eine Diversifizierung von Erdgas-Importen nach Europa sind steigende LNG-Lieferungen.

Russisches Gas für Europa ist angesichts seiner geographischen Nähe nicht nur eine wettbewerbsfähige Energiequelle, sondern auch aus ökologischer Sicht vorteilhafter als LNG. Denn die Energieverluste während des Pipeline-Transports von Sibirien zu den Kunden in Europa sind weitaus geringer als in der LNG-Wertschöpfungskette, wo schon bei der Verflüssigung von Erdgas zu LNG Energieverluste in Höhe von 13 % auftreten.⁷

In den letzten Jahren ersetzen immer mehr neue Felder im Norden Russlands geförderte Mengen aus südlich gelegenen Lagerstätten. Ein großer Teil des nach Europa gelieferten Erdgases wird seit geraumer Zeit aus dem russischen Gasfeld Bovanenkovo auf der Jamal-Halbinsel hinter dem Polarkreis geliefert. Der Transport von Bovanenkovo über Nord Stream 2 nach Europa ist effizienter als über andere Routen.

5 Zu den Preisvorteilen u. a. Rogers, H., 2017. The Forthcoming LNG Supply Wave: A Case of 'Crying Wolf'. Oxford Energy Insight No. 4, OIES; EIA, 2017. World Energy Outlook. S. 379.

6 Bros, Thierry, 2014. Quarterly Gas Review Analysis of Prices and Recent Events. Oxford Quarterly Gas Review No.1, OIES. S. 4, 6.

7 U.S. Department of Energy, 2014. Fact Sheet: Natural Gas. Greenhouse Gas Emissions.

4 ACER/CEER, 2017. Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016. S. 20.

Abbildung 3.20: Routenverlauf Nord Stream 2 Pipeline



Quelle: Nord Stream 2 AG

enter, ökonomischer und ökologisch vorteilhafter als über bestehende südlicher gelegene Landverbindungen (Brotherhood-Pipeline durch die Ukraine und Slowakei bzw. Jamal-Pipeline durch Weißrussland und Polen).

Das geplante Transport-System Nord Stream 2 ist bis zur EU-Außengrenze um rund 2.400 Kilometer kürzer als die Brotherhood-Pipeline. Der Betrieb mit deutlich höherem Druck sowie mit weniger Verdichterstationen reduziert den Treibgasbedarf und die CO₂-Emissionen zusätzlich. Jährlich könnte ein Einsparpotential von bis zu 8,9 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent (inklusive Methan und Stickoxiden) realisiert werden.⁸ Die aktuell genutzten Import-Routen über Land werden seit 40 bis 50 Jahren betrieben und müssten mit großem Aufwand für einen sicheren Gastransport in der Zukunft ertüchtigt werden.

Neue Transport-Routen nach Europa senken die Treibhausgas-Vorkettenemissionen und reduzieren Energieverluste beim Transport in Pipelines. Neben Technologiefortschritten sowie deutlich verbesserten Standards bei der Gasproduktion in Russland führte die zunehmende Nutzung des effizienten „nördlichen Transport-Korridors“ (Nord Stream) bereits zu einer deutlichen Reduktion der Vorkettenemissionen russischen Erdgases.⁹ Die geplante Verdopplung der Kapazitäten durch Nord Stream 2 wird helfen, die Emissionen weiter zu senken.¹⁰

⁹ Dies.

¹⁰ Thinkstep AG, 2017. GHG Intensity of Natural Gas Transport: *Comparison of Additional Gas Imports to Europe by Nord Stream 2 Pipeline and LNG Import Alternatives*.

⁸ DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2016. Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von Erdgas.

Pipeline-Projekt Nord Stream 2

Nord Stream 2 wird Erdgas aus den weltweit größten Reserven Russlands direkt in den EU-Binnenmarkt transportieren. Das minimiert die Gefahr von Störungen beim Transport nach Europa. Die 1.220 Kilometer lange Gas-Pipeline soll über eine Gesamtkapazität von 55 Mrd. Kubikmeter pro Jahr verfügen und Ende 2019 in Betrieb genommen werden. Mit einer Kapazität zur Versorgung von bis zu 26 Millionen Haushalten wird das Pipeline-System die langfristige Energiesicherheit der EU erhöhen und zur Sicherung der europäischen Wettbewerbsfähigkeit beitragen¹¹.

→ **Die 1.220 km lange Gas-Pipeline mit einer Gesamtkapazität von 55 Mrd. Kubikmeter pro Jahr soll Ende 2019 in Betrieb gehen.**

Fünf europäische Energiekonzerne – die französische ENGIE, die österreichische OMV, die niederländisch-britische Shell sowie die deutschen Unternehmen Uniper und Wintershall – unterstützen die im Besitz der PAO Gazprom stehende Nord Stream 2 AG als finanzielle Investoren. Die Konzerne haben sich zu einer langfristigen Finanzierung von 50 % der gesamten Projektkosten von erwarteten 9,5 Mrd. Euro verpflichtet und werden jeweils bis zu 950 Millionen Euro bereitstellen.

Die Diskussion um Nord Stream 2 enthält eine starke geopolitische Komponente, da diversifizierte Interessenlagen bestehen. Zu nennen sind hier Polen und die Ukraine, welche Ertragsrückgänge der Transportgebühren befürchten, aber auch die Baltischen Staaten, die von russischen Gaslieferungen unabhängig werden wollen. Die USA versuchen Europa als Absatzmarkt für Schiefergas-LNG zu erschließen, während Russland seine Position im europäischen Markt stärken will.

Unabhängig davon: Eine vorhandene Infrastruktur ist eine Grundvoraussetzung für einen diversifizierten Energiemarkt. Pipeline-Projekte und einhergehend der Zugang zu Erdgas tragen seit Jahrzehnten zur europäischen Versorgungssicherheit bei. Sie bilden also einen wichtigen Baustein im europäischen Energiesystem. Die EU hat bereits viele Anstrengungen unternommen, um die

verschiedenen Gasmärkte innerhalb ihrer Grenzen miteinander zu verbinden und einen einheitlichen EU-Gasbinnenmarkt zu schaffen. Die Transport-Infrastruktur wurde bedarfsgerecht ausgebaut, um engpassfreie Gasströme zu ermöglichen. Das hat sowohl die Verfügbarkeit von Gas als auch die Versorgungssicherheit erhöht.

Neue Pipelines wie Nord Stream 2 sowie der Ausbau der LNG-Infrastruktur schaffen daher zusätzliche Optionen für den Bezug von Erdgas in der Zukunft.

¹¹ Hecking, Harald u. Florian Weiser, 2017. Impacts of Nord Stream 2 on the EU Natural Gas Market. ewi Energy Research & Scenarios. S. 25.

Energie in Deutschland

- 4.1 Zahlen & Fakten
- 4.2 Erfahrungen bei den bisherigen EEG-Ausschreibungen
- 4.3 Power-to-Gas-Projekte in Deutschland – eine Übersicht
- 4.4 Klimapfade für Deutschland – Klimastudie aus Sicht der deutschen Industrie

A large, white, sans-serif number '4' is centered on a solid blue background. The number is composed of thick, uniform strokes.

4.1 Zahlen & Fakten

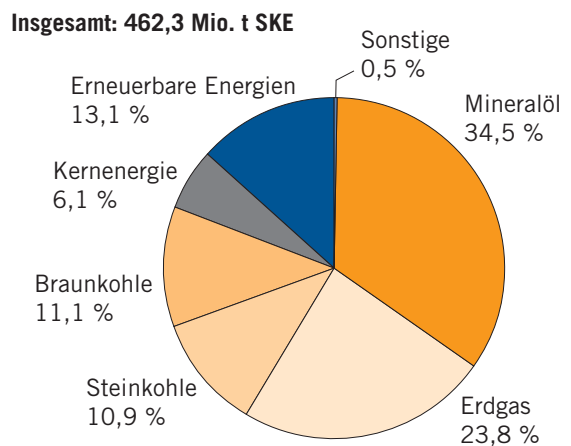
2017 wurden in Deutschland 462,3 Mio. t SKE Energie verbraucht. In der Rangliste der größten Energiemärkte der Welt steht Deutschland an siebter Stelle. Deutschland hat allerdings – nach USA, China und Japan – die weltweit vierthöchste Wirtschaftsleistung erzielt. Pro Einheit Bruttoinlandsprodukt ist der Energieverbrauch in Deutschland halb so hoch wie im weltweiten Durchschnitt. 70 % des Energieverbrauchs in Deutschland wurden 2017 durch Importe gedeckt. Wichtigster Energie-Rohstofflieferant ist Russland. Erneuerbare Energien und Braunkohle sind die einzigen heimischen Energiequellen. Erneuerbare Energien trugen 2017 mit 36 % zur Stromversorgung in Deutschland bei. Damit hat sich deren Anteil – gemessen am Brutto-Stromverbrauch – seit dem Jahr 2000 mehr als verfünffacht.

Eckdaten des deutschen Energiemarktes

Im Jahr 2017 wurden in Deutschland 462,3 Mio. t SKE Energie entsprechend 319 Mio. t Öleinheiten verbraucht (2016: 458,1 Mio. t SKE). Damit steht Deutschland in der Rangliste der größten Energiemärkte der Welt nach China, USA, Russland, Indien, Japan und Kanada an siebter Stelle. Der Pro-Kopf-Verbrauch an Energie beträgt in Deutschland 5,6 t SKE pro Jahr. Dies entspricht dem Doppelten des weltweiten Durchschnitts, andererseits der Hälfte des Vergleichswertes der USA.

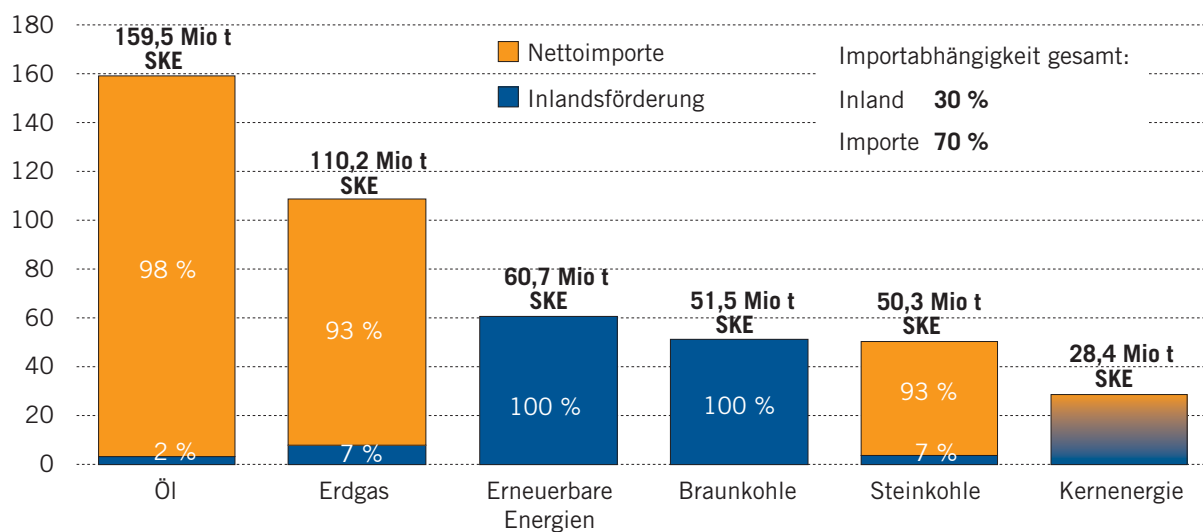
Nimmt man die erwirtschafteten Güter und Dienstleistungen zum Maßstab, so zeigt sich, dass in Deutschland Energie sehr effizient genutzt wird. So erreichte der Energieverbrauch in Deutschland 2017 rund 142 kg SKE pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt. Im weltweiten Durchschnitt ist dieser spezifische Energieverbrauch doppelt so hoch.

Abbildung 4.1: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2017



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen März 2018

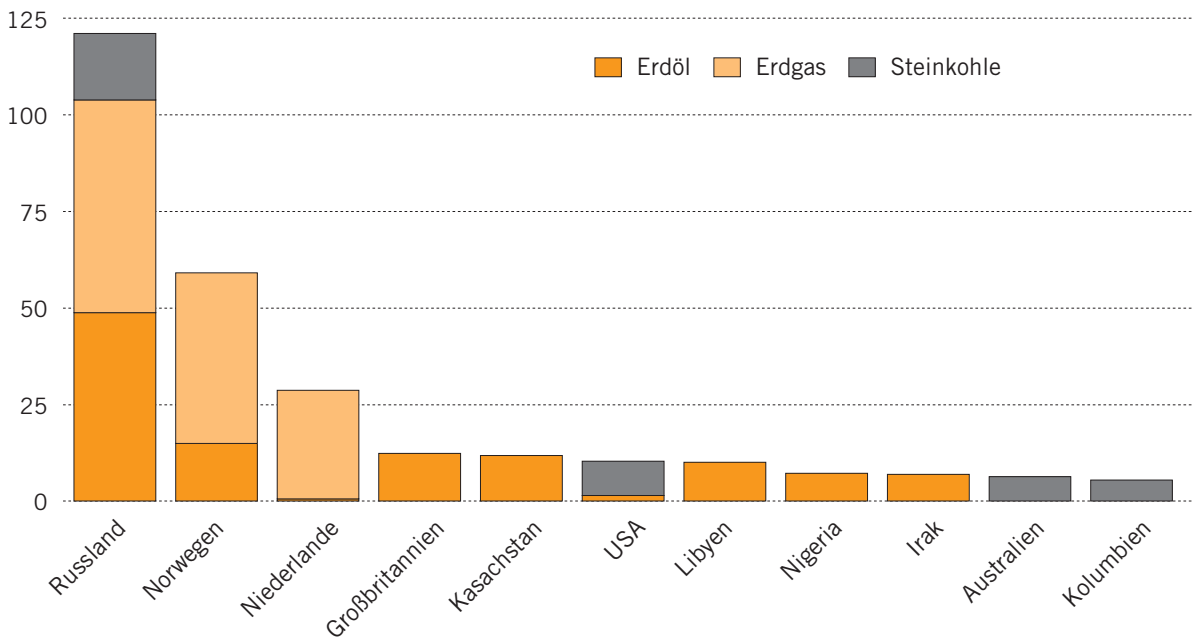
Abbildung 4.2: Energie-Importabhängigkeit Deutschlands im Jahre 2017



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 03/2018 (Prozentzahlen als Anteile der Inlandsförderung am jeweiligen Primärenergieverbrauch errechnet); einschließlich Sonstiger Energien, wie o. a. Außenhandelsaldo Strom, von 1,7 Mio. t SKE ergibt sich der gesamte Primärenergieverbrauch von 462,3 Mio. t SKE.

Abbildung 4.3: Energie-Rohstofflieferanten 2017

Angaben für Deutschland in Mio. t SKE



Quelle: H.-W. Schiffer (ermittelt auf Basis BAFA)

Im Zeitraum 1990 bis 2017 hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz – gemessen als Primärenergieverbrauch je Einheit reales Bruttoinlandsprodukt – um etwa 38 % verbessert.

→ Nimmt man die erwirtschafteten Güter und Dienstleistungen zum Maßstab, so zeigt sich, dass in Deutschland Energie sehr effizient genutzt wird.

Deutschlands eigene Energiereserven sind gering. Deshalb ist das Land in besonders hohem Ausmaß auf Importe angewiesen. Der Anteil der Importe an der Deckung des Primärenergiebedarfs beträgt bei Mineralöl, Erdgas und Steinkohle mehr als 90 %. Erneuerbare Energien und Braunkohle sind die einzigen heimischen Energiequellen, über die Deutschland in größerem Umfang verfügt.

Die Deckung des Energieverbrauchs erfolgte 2017 zu 30 % durch heimische Energien. Erneuerbare Energien

trugen 2017 (2016) mit 61,6 (58,1) Mio. t SKE zur inländischen Energiegewinnung bei. Es folgt Braunkohle mit 52,6 (52,7) Mio. t SKE. Die inländische Gewinnung an Erdgas belief sich 2017 auf 7,9 Mio. t SKE (8,6), an Steinkohle auf 3,7 (3,9) Mio. t SKE, an Mineralöl mit 3,8 (4,0) Mio. t SKE sowie an sonstigen Energien, wie zum Beispiel der nicht-biogene Anteil im Hausmüll, auf 8,2 (8,4) Mio. t SKE.

Importenergien decken 70 % des Energieverbrauchs. Die Energieimporte sind nach Energieträgern und Herkunftsländern diversifiziert. Die bedeutendsten Energie-Rohstofflieferanten der Bundesrepublik Deutschland waren 2017 Russland, Norwegen, Niederlande, Großbritannien, Kasachstan, Libyen, USA, Nigeria, Irak, Australien und Kolumbien.

Russland steht bei Rohöl, Erdgas und Steinkohle auf Platz 1 der für Deutschland wichtigsten Energie-Rohstofflieferanten. Aus Norwegen bezieht Deutschland Erdöl und Erdgas. Schwerpunkt der Lieferungen aus den Niederlanden ist Erdgas. Aus Großbritannien wird insbesondere Erdöl importiert. Aus Kasachstan, Libyen, Nigeria und Irak führt Deutschland Rohöl ein; USA, Australien

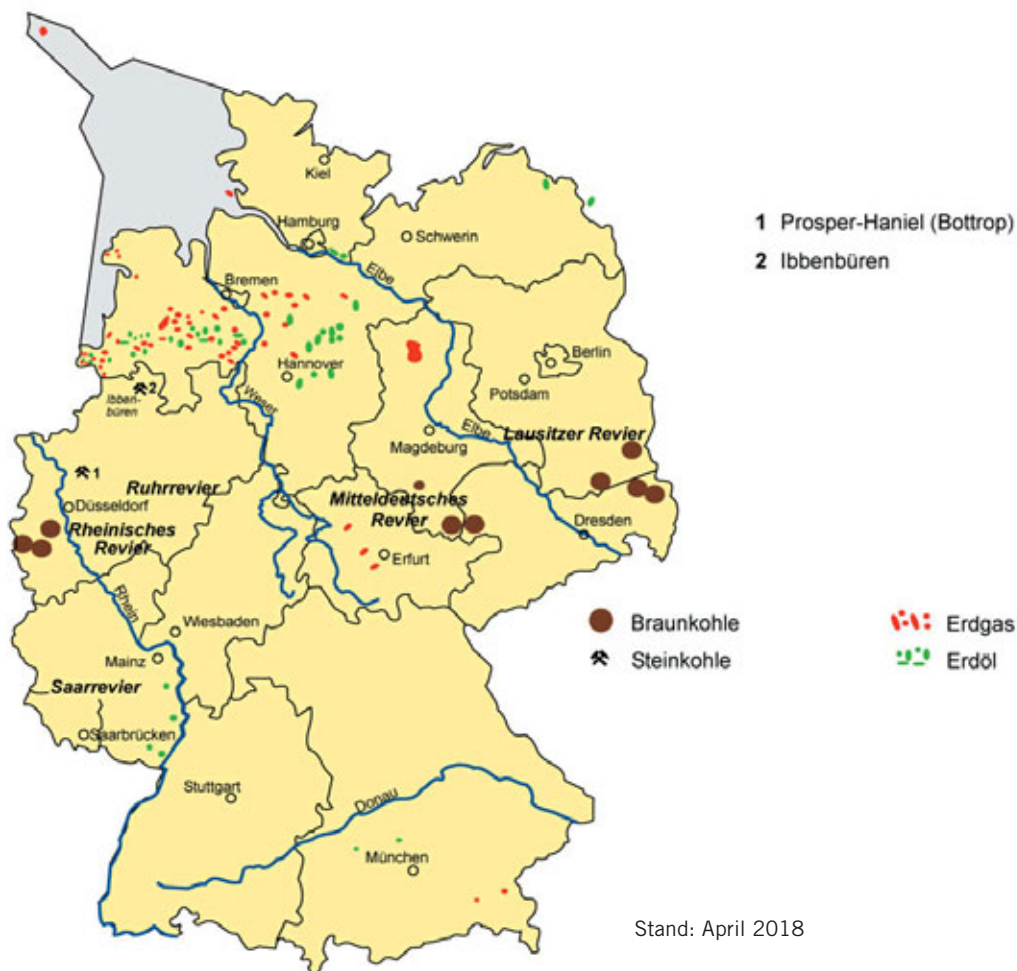
und Kolumbien waren 2017 – nach Russland – die wichtigsten Steinkohlelieferanten.

➔ Russland steht bei Rohöl, Erdgas und Steinkohle auf Platz 1 der für Deutschland wichtigsten Energie-Rohstofflieferanten.

entsprechend 24 % auf 60,8 Mrd. € zugenommen. Dieser Anstieg erklärt sich vor allem durch die Preisentwicklung auf den internationalen Ölmärkten. Die Netto-Öleinfuhren machten mit 38,6 Mrd. € den größten Teil der deutschen Netto-Einfuhrrechnung aus (2016: 31,3 Mrd. €). Die zweitwichtigste Position hielten die Einfuhren von Erdgas mit 18,6 Mrd. € (2016: 16,0 Mrd. €). Auf Kohle entfielen 5,2 Mrd. € (2016: 3,5 Mrd. €) und auf Uran 0,2 Mrd. € (2016: 0,1 Mrd. €). Für Strom errechnet sich ein Exportsaldo von 1,8 Mrd. € (2016: 1,8 Mrd. €).

Der Saldo des Außenhandels mit Energieträgern hat 2017 – auf Basis der Angaben des Statistischen Bundesamtes – von 49,1 Mrd. € im Jahr 2016 um 11,7 Mrd. €

Abbildung 4.4: Schwerpunkte der Energiegewinnung



Quelle: H.-W. Schiffer, Energiemarkt Deutschland

Tabelle 4.1: Installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland

Energieträger	Netto-Leistung Ende 2016	Netto-Leistung Ende 2017
	MW	MW
Braunkohle	21.033	21.033
Kernenergie	10.799	10.799
Steinkohle	27.711	25.341
Erdgas	29.606	29.645
Mineralölprodukte	4.728	4.474
Erneuerbare Energien, davon:	104.024	112.404
Windkraft onshore	45.384	50.251
Windkraft offshore	4.150	5.429
Wasserkraft	5.598	5.605
Photovoltaik	41.275	43.300
Biomasse	7.578	7.780
Geothermie	39	39
Pumpspeicher	5.710	5.710
Übrige Energien	6.421	6.440
Gesamt	210.032	215.846

Stand: Februar 2018

Quelle: BDEW, VGB, Bundesnetzagentur, AGEE Stat

Strom

2017 betrug die gesamte Brutto-Stromerzeugung 654,7 TWh. Davon entfielen 91,5 % auf Kraftwerke der Energieversorger (einschließlich von Dritten betriebene Anlagen) und 8,5 % auf Industrie-Kraftwerke.

Unter Abzug des Eigenverbrauchs der Kraftwerke von 34,2 TWh ermittelt sich für 2017 eine Netto-Stromerzeugung von 620,5 TWh. Die Struktur der Netto-Stromerzeugung nach Einsatzenergien zeigte 2017 folgendes Bild: Erneuerbare Energien 34,4 %, Braunkohle 22,0 %, Steinkohle 13,6 %, Erdgas 13,5 %, Kernenergie 11,6 %, sowie Heizöl und sonstige Energien 4,9 %.

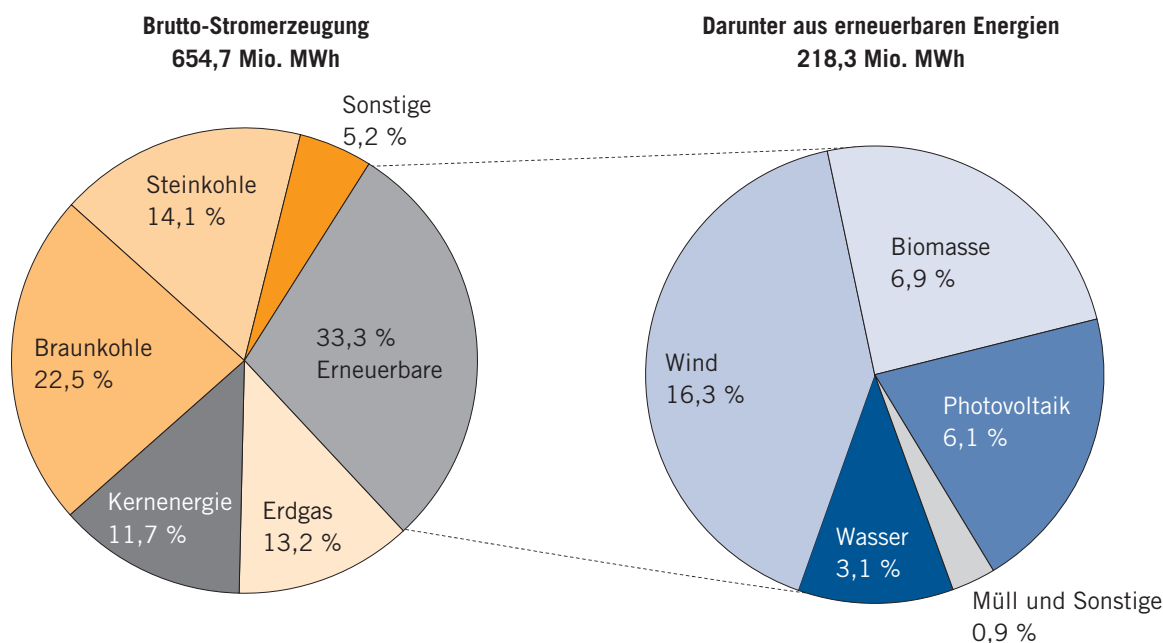
Die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen belief sich gegen Ende 2017 auf (netto) 215.846 MW. Davon entfiel gut die Hälfte auf erneuerbare Energien. Die Kraftwerksleistung auf Basis konventioneller Energien verteilte sich mit 29.645 MW auf Erdgas, mit 25.341 MW auf Steinkohle, mit 21.033 MW auf Braunkohle, mit 10.799 MW auf Kernenergie und mit 4.474 MW auf Öl. Des Weiteren trugen unter anderem Pumpspeicherkraftwerke mit 5.710 MW zur Sicherung der Stromversorgung in Deutschland bei. Angesichts des starken Zubaus von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien ist die installierte Leistung im Bereich der allgemeinen Versorgung inzwischen zweieinhalb Mal so groß wie die Jahreshöchstlast.

Die durchschnittliche Ausnutzung der Stromerzeugungsanlagen unterscheidet sich erheblich – unter anderem abhängig von der technischen Verfügbarkeit, den natürlichen Bedingungen (bei Wasser, Wind und Sonne) sowie der Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Anlagen. Für 2017 hat der BDEW folgende Jahresvolllaststunden ermittelt:

• Kernenergie:	6.880
• Braunkohle:	6.490
• Biomasse:	5.720
• Lauf- und Speicherwasser:	3.570
• Steinkohle:	3.570
• Wind offshore:	3.690
• Erdgas:	2.820
• Wind onshore:	1.820
• Öl:	1.130
• Pumpspeicher:	1.020
• Photovoltaik:	940

Die Ausnutzungsdauer kennzeichnet den Einsatz der Stromerzeugungsanlagen. Sie geht von der Netto-Leistung und den 8.760 Stunden des Jahres aus. Bedeutsame unterjährige Leistungsveränderungen sind entsprechend berücksichtigt.

Abbildung 4.5: Energiemix in der Stromerzeugung 2017



Quelle: BDEW, Februar 2018

➔ Angesichts des starken Ausbaus erneuerbarer Energien ist die installierte Leistung im Bereich der allgemeinen Versorgung inzwischen zweieinhalb Mal so groß wie die Jahreshöchstlast.

Die Erzeugung an deutschen Standorten wurde ergänzt durch Einfuhren von Elektrizität, die 2017 rund 28,4 TWh betragen. Die Ausfuhren an Strom beliefen sich 2017 auf 83,3 TWh. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Stromeinfuhren um 5,2 %. Die Stromausfuhren nahmen um 3,2 % zu. Der Saldo aus Exporten und Importen belief sich 2017 auf 54,9 TWh gegenüber 53,7 TWh im Jahr 2016.

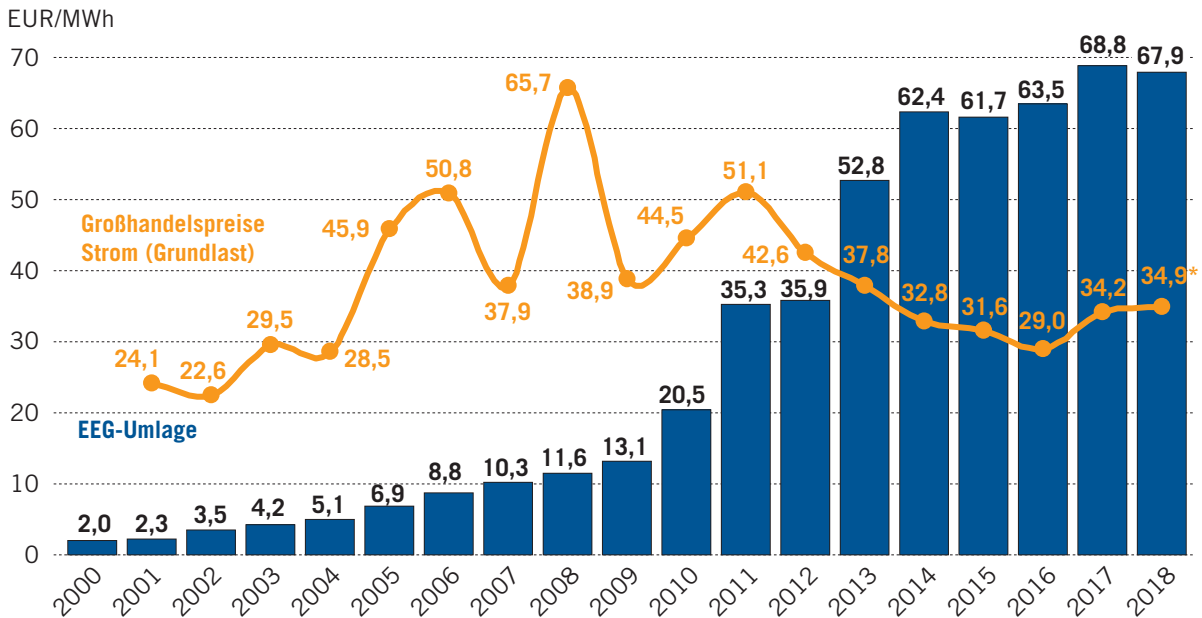
Der Brutto-Stromverbrauch erreichte 599,8 TWh nach 596,9 TWh im Jahr 2016. Der Netto-Stromverbrauch von 530,0 TWh (ohne Netzverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) verteilte sich 2017 mit 46,9 % auf die Industrie, mit 24,3 % auf private Haushalte mit 26,6 % auf Handel sowie Gewerbe, öffentliche Einrichtungen und Landwirtschaft sowie 2,2 % auf den Verkehr.

Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien trugen 2017 mit 13,1 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei. Die Energiebereitstellung durch erneuerbare Energien erfolgt für die Stromerzeugung sowie für die Deckung des Wärme- und Kraftstoffverbrauchs. Dem Einsatz zur Stromerzeugung kam 2017 mit einem Anteil von 57,1 % – gemessen am Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energien – die größte Bedeutung zu. 5,5 % des Primärenergieverbrauchs erneuerbarer Energien wurden in Kraftwerken zur Wärmeerzeugung (Fernwärme) genutzt. Der Verbrauch bei Umwandlung machte (einschließlich Verluste) 1,4 % aus. Auf den Endenergieverbrauch erneuerbarer Energien entfielen 36,0 %.

Erneuerbare Energien waren im Jahr 2017 nach Angaben des BDEW mit 218,3 TWh (2016: 189,4 TWh) entsprechend 36,4 % an der Stromversorgung in Deutschland (Bruttoerzeugung gemessen am Bruttoinlandsverbrauch) beteiligt (2016: 31,8 %). Die Netto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien belief sich 2017 auf 213,3 TWh. Davon entfielen auf die Windenergie 104,6 TWh, auf die Photovoltaik 39,9 TWh, auf die Wasserkraft 20,0 TWh und auf sonstige erneuerbare Energi-

Abbildung 4.6: Entwicklung von Großhandelspreisen für Strom und EEG-Umlage 2000 bis 2018



* Stand 12. Februar 2018 (Durchschnitt 2.Quartal 2018 bis 1. Quartal 2019)

Quelle: EEX und Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

en (insbesondere Biomasse) 48,7 TWh. Bei Wasser sind Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss nicht den erneuerbaren Energien zugeordnet. Insgesamt nahm die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 2017 um 15,6 % gegenüber 2016 zu. Ursache für den starken Anstieg der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien waren die gegenüber 2016 günstigeren Windverhältnisse und der Zubau an Anlagen.

Die stärksten Kapazitätswachse verzeichnete 2017 die Windkraft. Der Netto-Zubau bei Windenergieanlagen an Land (WEA) betrug 4.867 MW. Ferner speisten im Jahr 2017 erstmals 222 Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) mit einer Leistung von 1.250 MW in das Netz ein. Nach Angaben der Deutsche WindGuard GmbH wurden im Jahr 2017 in Deutschland 1.792 **Windenergieanlagen (WEA) an Land** mit einer Leistung von 5.334 MW errichtet. Dies entspricht einer Steigerung um 15 % gegenüber dem Vorjahr. 2017 ist damit das zubaustärkste Jahr seit Beginn der Windenergieentwicklung in Deutschland.

Der Bruttozubau enthält gemäß den erhobenen Daten 315 Repowering-Anlagen mit einer Leistung von 952 MW; unter Repowering werden in dieser Statistik WEA bezeichnet, für deren Errichtung eine Altanlage im selben

oder angrenzenden Landkreis abgebaut wurde. Des Weiteren wurden 387 im Jahre 2017 abgebaute WEA mit einer Gesamtleistung von 467 MW erfasst. Damit ergibt sich für 2017 ein Netto-Zubau von 4.867 MW. Zum 31.12.2017 stieg der kumulierte WEA-Bestand an Land auf 28.675 WEA mit 50.251 MW.

➔ 2017 ist das zubaustärkste Jahr seit Beginn der Windenergieentwicklung in Deutschland.

Die durchschnittliche im Jahr 2017 an Land errichtete WEA hatte eine Nennleistung von 2.976 kW, einen Rotor Durchmesser von 113 m und eine Nabenhöhe von 128 m.

Die Verteilung des Windenergiezubaues im Jahr 2017 auf die Bundesländer stellt sich wie folgt dar: In Niedersachsen wurden mit 1.436 MW rund 27 % der insgesamt 2017 in Deutschland errichteten Leistung installiert. Nordrhein-Westfalen erreicht im bundesweiten Vergleich den zweiten Platz mit 870 MW neu installierter Leistung. Schleswig-Holstein steht mit 552 MW an dritter Stelle. Es

folgen Brandenburg mit 535 MW, Baden-Württemberg mit 401 MW, Hessen mit 280 MW und Bayern mit 261 MW. Die genannten sieben Bundesländer stellen 81 % des bundesweiten Gesamtzubaus.

Mit 10.582 MW führt Niedersachsen die Liste an. An zweiter und dritter Stelle stehen Schleswig-Holstein mit 6.863 MW und Brandenburg mit 6.794 MW installierter Leistung. Es folgen Nordrhein-Westfalen mit 5.449 MW, Sachsen-Anhalt mit 5.118 MW, Rheinland-Pfalz mit 3.400 MW, Mecklenburg-Vorpommern mit 3.253 MW und Bayern mit 2.493 MW.

Im Jahr 2017 speisten nach Angaben der Deutsche WindGuard GmbH 222 **Offshore-Windenergieanlagen** (OWEA) mit einer Leistung von 1.250 MW erstmalig in das Netz ein. Zusätzlich wurde die Nennleistung von sechs Bestandanlagen im Jahresverlauf 2017 um insgesamt 29 MW erhöht. Damit hat sich die Kapazität der insgesamt ins Netz einspeisenden OWEA zum Jahresende 2017 auf 5.429 MW erhöht.

Die durchschnittliche Leistung der Anlagen mit Netzeinspeisung beträgt 4.609 kW. Die Anlagen, die 2017 erstmals ins Netz eingespeist haben, verfügen über eine durchschnittliche installierte Nennleistung von 5.644 kW. Der durchschnittliche Rotordurchmesser dieser neuen Anlagen beträgt 138 m. Die durchschnittliche Nabenhöhe der 2017 zugebauten Anlagen liegt bei 96 m über dem Meeresspiegel. Die mittlere Küstenentfernung aller einspeisenden OWEA in Deutschland beträgt 64 km. Im Durchschnitt stehen diese OWEA in 29 m tiefem Wasser.

→ 50 % der installierten Stromerzeugungskapazitäten der erneuerbaren Energien sind Windanlagen.

Die installierte Leistung der **Photovoltaik** hat sich von 41.275 MW zum Jahresende 2016 auf 43.300 MW zum Jahresende 2017 erhöht.

Die Leistung aller auf Basis erneuerbarer Energien installierten Anlagen vergrößerte sich bis zum Jahresende 2017 auf 112.404 MW. Auf Windanlagen entfällt die Hälfte der insgesamt in Deutschland auf Basis erneuerbarer Energien installierten Stromerzeugungskapazität.

Die gesamten über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderten Einspeisemengen wurden für 2017 auf 187,2 TWh (2016 gemäß nachträglicher Jahresab-

rechnung: 161,5 TWh) prognostiziert. Der für die EEG-Umlage maßgebliche EEG-Umlagebetrag ist von 22,9 Mrd. € im Jahr 2016 (tatsächliche Einnahmen aus EEG-Umlage gemäß nachträglicher Jahresabrechnung) auf 24,0 Mrd. € im Jahr 2017 (gemäß Prognose der Übertragungsnetzbetreiber vom 16. Oktober 2017) gestiegen. Er setzt sich aus drei Bestandteilen zusammen, die für 2017 wie folgt beziffert werden [6]:

- den für das folgende Kalenderjahr prognostizierten EEG-Differenzkosten für erneuerbare Energien (24,4 Mrd. €),
- die Liquiditätsreserve, einer Rückstellung für eventuelle Abweichungen von der Prognose (1,5 Mrd. €), und
- dem Kontoausgleich zum 30. September des Vorjahres (-1,9 Mrd. €).

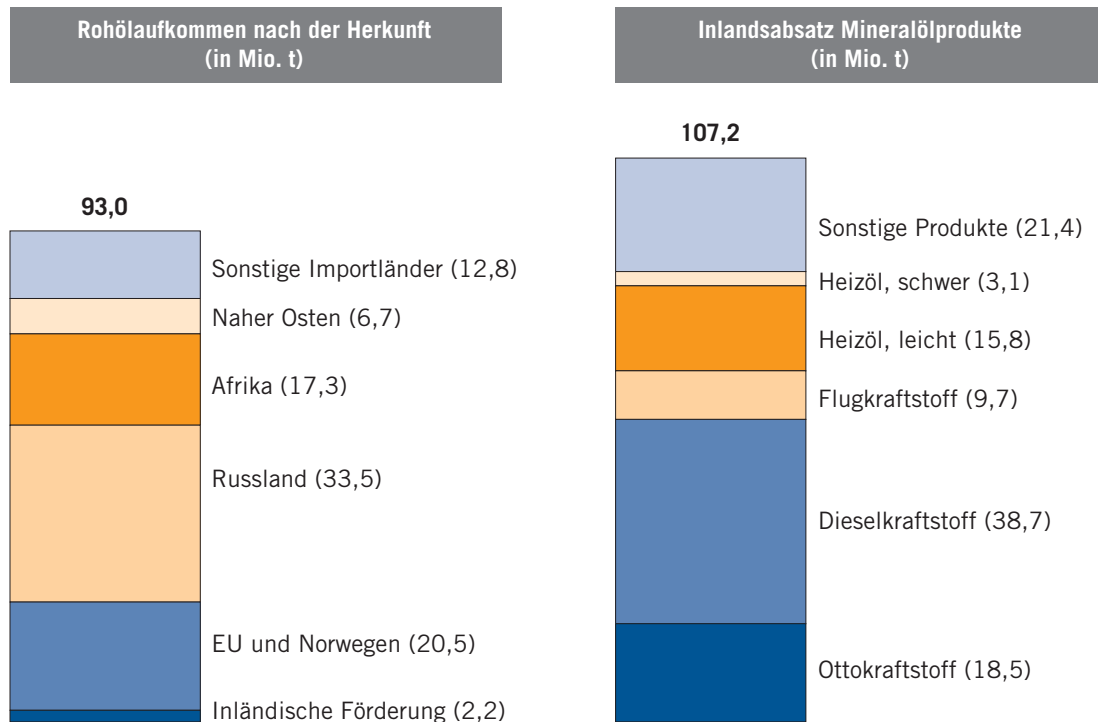
Die ex ante errechneten EEG-Gesamtvergütungszahlungen belaufen sich für 2017 auf 30 Mrd. € (für 2016 ex-post ermittelt: 27,5 Mrd. €). Den Vergütungszahlungen steht ein ermittelter Marktwert der EEG-Strommengen von 4,7 Mrd. € (ex-ante prognostiziert) gegenüber. 2016 waren es 4,3 Mrd. € (ex-post ermittelt). Unter Berücksichtigung der vermiedenen Netzentgelte und sonstiger Kosten und Einnahmen von 0,9 Mrd. € (2016: 1 Mrd. €) ergeben sich für 2017 Differenzkosten von 24,4 Mrd. € (ex-ante) gegenüber 22,2 Mrd. € (ex-post) im Jahr 2016. In diesem Betrag, der die reinen Förderkosten des jeweiligen Kalenderjahres widerspiegelt, sind der Kontoausgleich und die Liquiditätsreserve nicht enthalten. Die von nicht-privilegierten Letztverbrauchern zu entrichtende EEG-Umlage, die sich 2017 auf 6,88 ct/kWh (2016: 6,35 ct/kWh) belaufen hatte, ist für 2018 auf 6,792 ct/kWh abgesenkt worden.

Der Endenergieverbrauch erneuerbare Energien von insgesamt 21,8 Mio. t SKE verteilte sich 2017 nach Verbrauchssektoren wie folgt;

- | | |
|--|----------------|
| • Industrie: | 4 Mio. t SKE |
| • Verkehr: | 3,8 Mio. t SKE |
| • Haushalte sowie Gewerbe/
Handel/Dienstleistungen: | 14 Mio. t SKE |

In der Industrie wurden Biomasse und den erneuerbaren Energien zugerechnete Abfälle eingesetzt. Im Verkehrssektor erfolgte die Nutzung von Biokraftstoffen durch Beimischung zu Otto- und Dieselmotoren. Im Sektor Haushalte sowie Gewerbe/Handel/Dienstleistungen dominierte die Nutzung von Biomasse – gefolgt von Geothermie und Solarenergie.

Abbildung 4.7: Herkunft des Rohöls und Inlandsabsatz in Deutschland 2017



Quelle: BAFA

Mineralöl

Die Basis für die Versorgung sind die Rohöleinfuhren, da nur 2 % des Bedarfs aus inländischer Förderung gedeckt werden können. Sie beliefen sich 2017 (2016) auf 90,7 (91,2) Mio. t. Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 41,7 (38,8) Mio. t zur Bedarfsdeckung bei.

Die Rohöleinfuhren stammten 2017 zu 23 % aus West- und Mitteleuropa (im Wesentlichen Nordsee), zu 49 % aus Osteuropa/Asien, zu 19 % aus Afrika, zu 7 % aus dem Nahen Osten und zu 2 % aus Amerika. Der OPEC-Anteil betrug 24 %.

In Deutschland werden in 13 Raffinerien Rohöl und Halbfertigprodukte verarbeitet. Bei einer Kapazität der Rohölverarbeitung von 102,1 Mio. t pro Jahr zum 31.12.2017 erreichte die Raffinerieauslastung 90,6 %. Die Raffinerieerzeugung belief sich auf 104,6 Mio. t.

Der Inlandsabsatz an Mineralölprodukten (einschließlich Biokraftstoffe: 3,4 Mio. t) betrug 2017 rund 107,2 Mio. t. Hauptprodukte sind die vor allem im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe (Ottokraftstoff: 18,53 Mio. t; Diesel-

kraftstoff: 38,65 Mio. t), das leichte Heizöl mit Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt (15,85 Mio. t), das insbesondere in der Chemie genutzte Rohbenzin (16,64 Mio. t), Flugkraftstoff (9,74 Mio. t), Flüssiggas (4,5 Mio. t) und schweres Heizöl (3,14 Mio. t).

➔ **Die Rohöleinfuhren stammten 2017 zu 23 % aus West- und Mitteleuropa (im Wesentlichen Nordsee), zu 49 % aus Osteuropa/Asien, zu 19 % aus Afrika, zu 7 % aus dem Nahen Osten und zu 2 % aus Amerika.**

Der Absatz an Ottokraftstoff hat 2017 um 1,6 % im Vergleich zu 2016 zugenommen. Die Nachfrage nach Dieselmkraftstoff hat sich um 2 % erhöht. Dies resultiert vor allem aus der konjunkturbedingt verstärkten Nachfrage des Transportgewerbes. Der Absatz von leichtem Heizöl ist 2017 im Vergleich zum Vorjahr um 0,3 % gestiegen. Die Ablieferungen an Rohbenzin waren 2017 um 5,3 %

höher als 2016. Der Absatz an Flugturbinenkraftstoff, der 2016 rund 9,2 Mio. t betragen hatte, hat 2017 um 6,1 % im Vergleich zum Vorjahr zugelegt. Bei schwerem Heizöl war ein Zuwachs um 8,3 % zu verzeichnen. Für Flüssiggas wurde gemäß den Erhebungen des BAFA ein besonders starker Anstieg ermittelt, und zwar um 45,3 % im Vergleich zu 2016.

Die Aufteilung des gesamten Inlandsabsatzes nach Verbrauchsbereichen stellte sich 2017 wie folgt dar:

- Verkehr: 60 %
- Industrie: 21 %
- Haushalte und Kleinverbraucher: 17 %
- Kraftwerke: 2 %

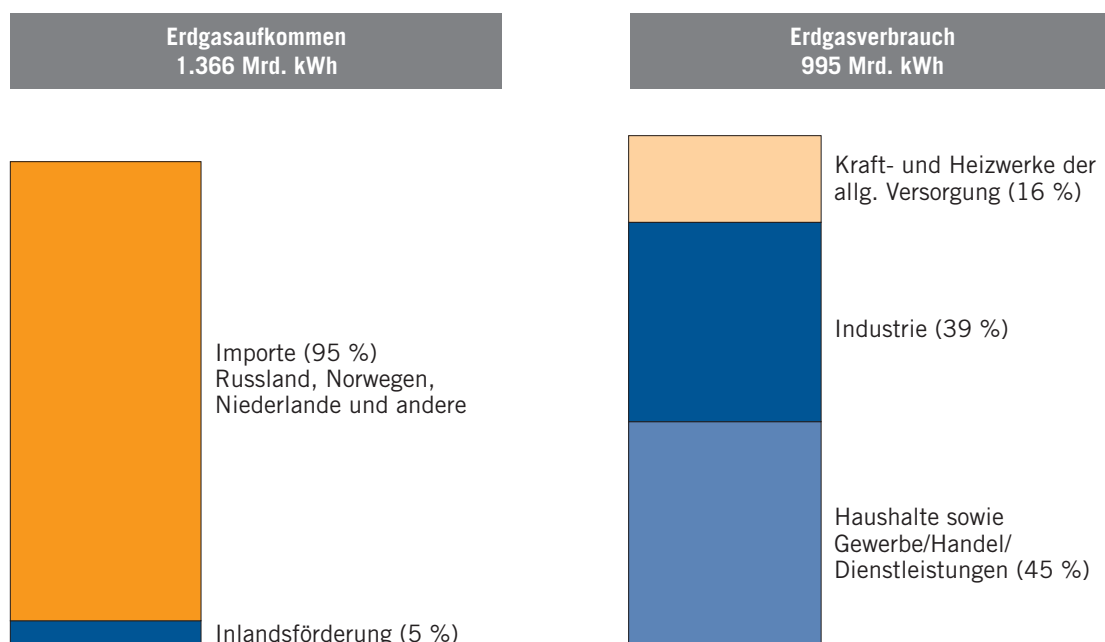
Erdgas

Der Erdgasverbrauch betrug 2017 (2016) rund 995 (936) TWh; das entspricht 101,8 (95,8) Mrd. Nm³. Auf den Sektor Haushalte und Kleinverbrauch (HuK) entfielen 45 %. Dahinter steht nicht zuletzt die hohe Zahl gasbeheizter Wohnungen. Ende 2017 hatten rund 50 % aller Wohnungen eine Erdgasheizung. Die Industrie war mit 39 % am Erdgasverbrauch beteiligt. Der Einsatz in Kraft-

werken der Strom- und Wärmeversorger machte 16 % aus. Wichtigste Ursachen für den 2017 verzeichneten Verbrauchsanstieg um rund 6 % im Vergleich zum Vorjahr waren die erhöhte Erdgasnachfrage der Industrie und des HuK-Sektors sowie der vergrößerte Einsatz von Erdgas in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung als Folge der verbesserten Margen in der Stromerzeugung.

Die Erdgasversorgung in Deutschland stützt sich auf eine diversifizierte Bezugsbasis. Das Erdgasaufkommen in Höhe von 1.366 TWh stammte 2017 zu 5 % aus heimischer Förderung und zu 95 % aus Importen verschiedener Herkunft: Wichtigster Lieferant ist Russland, gefolgt von Norwegen und den Niederlanden. Mit der Liberalisierung der Energiemärkte haben sich Spot- und Terminmärkte für Erdgas zügig entwickelt. Der Gashandel an den europäischen Hubs zeigt insgesamt ein deutliches Wachstum. An den virtuellen Handelspunkten entstehen heute wesentliche angebots- und nachfragebasierte Preissignale für den europäischen und damit auch deutschen Markt.

Abbildung 4.8: Erdgasaufkommen und Erdgasverbrauch in Deutschland 2017



Quelle: BDEW

➔ **Das Erdgasaufkommen in Höhe von 1.366 TWh stammte 2017 zu 5 % aus heimischer Förderung und zu 95 % aus Importen verschiedener Herkunft.**

Für den Transport und die Verteilung des Erdgases steht ein ausgebautes Leitungsnetz mit einer Länge von insgesamt etwa 500.000 km zur Verfügung, das in die europäischen Transportsysteme integriert ist. Zur Infrastruktur gehört auch eine Vielzahl von Untertagespeichern. Im Rahmen des Monitorings 2017 hatten Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 37 Untertageerdgasspeicheranlagen (USG) mit einem maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen von 25,3 Mrd. Nm³ erfasst. Davon entfallen 11,8 Mrd. Nm³ auf Kavernenspeicher, 11,5 Mrd. Nm³ auf Porenspeicheranlagen und 2 Mrd. m³ auf andere Speicheranlagen. Das entspricht einem Viertel der in Deutschland jährlich verbrauchten Erdgasmenge. Die deutsche Gaswirtschaft verfügt damit über das größte Speichervolumen in der EU.

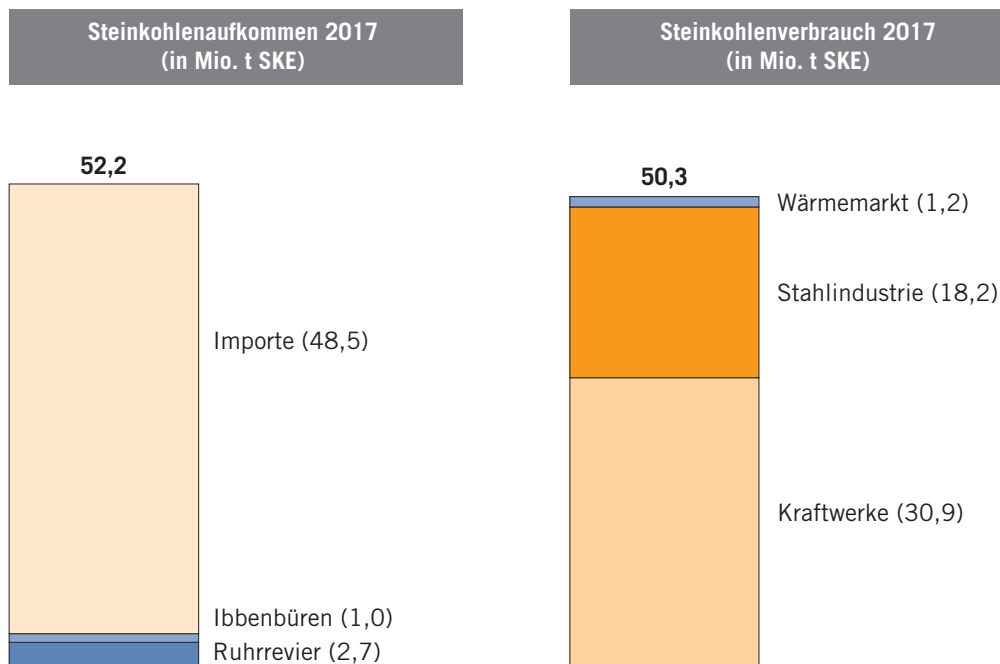
Steinkohle

In Deutschland wurden im Jahr 2017 rund 3,7 Mio. t SKE Steinkohle gefördert. Davon entfielen 73 % auf das Ruhrrevier und 27 % auf die Zeche Ibbenbüren.

Nach Stilllegung des Bergwerks Auguste Victoria zum 1. Januar 2016 befinden sich in Deutschland noch zwei Schachtanlagen in Betrieb. Das sind das Bergwerk Ibbenbüren sowie das Bergwerk Prosper-Haniel in Bottrop.

Im Jahr 2017 wurden 48,5 Mio. t SKE Steinkohlen nach Deutschland eingeführt. Das entsprach 93 % des gesamten Steinkohlenaufkommens. Russland baute 2017 mit einem Anteil von 35,2 % seine Position als bedeutendstes Lieferland weiter aus. Mit einem Anteil von 18,4 % kamen die Vereinigten Staaten auf den zweiten Rang. Australien belegte mit einem Anteil von 13 % den dritten Platz im deutschen Kohleimport-Ranking. 11,1 % machten die Einfuhren aus Kolumbien aus. Damit entfielen mehr als drei Viertel der deutschen Gesamtimporte an Steinkohle und Steinkohlenkoks auf die vier genannten Herkunftsländer.

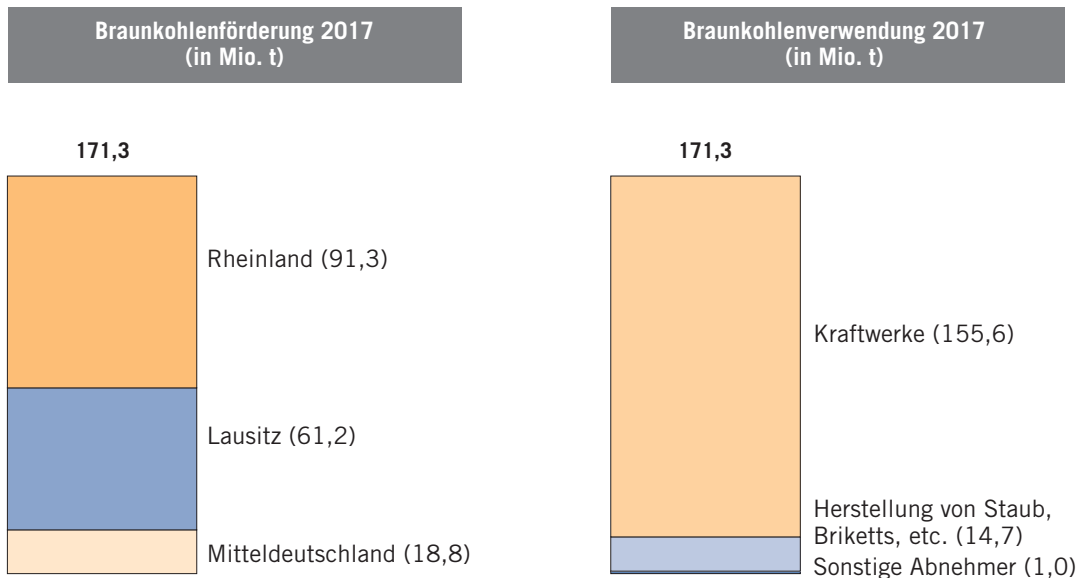
Abbildung 4.9: Steinkohlenaufkommen und Steinkohlenverbrauch in Deutschland 2017



* Differenz zwischen Aufkommen und Verbrauch erklärt sich durch Bestandsveränderungen.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.; Stand: Februar 2018

Abbildung 4.10: Braunkohlenförderung und deren Verbrauch in Deutschland 2017



Quelle: DEBRIV

➔ Russland baute 2017 mit einem Anteil von 35,2 % seine Position als bedeutendstes Lieferland weiter aus.

Der gesamte Steinkohlenverbrauch in Deutschland belief sich im Jahr 2017 auf 50,3 Mio. t SKE. Er verteilte sich mit 30,9 Mio. t SKE auf Kraftwerke, mit 18,2 Mio. t SKE auf die Stahlindustrie und mit 1,2 Mio. t SKE auf den Wärmemarkt.

Im Rahmen des schrittweisen Auslaufprozesses werden die letzten beiden Bergwerke zum Ende des Jahres 2018 stillgelegt.

Braunkohle

In Deutschland wurden 2017 rund 171,3 Mio. t Braunkohle – entsprechend 52,6 Mio. t SKE – gefördert, und zwar ausschließlich im Tagebau. Eingeführt wurden 0,023 Mio. t SKE. Der Anteil der Inlandsgewinnung am Aufkommen erreichte somit 99,9 %.

Die deutsche Braunkohlenförderung konzentrierte sich 2017 auf drei Regionen: Das Rheinische Revier im Wes-

ten von Köln, das Lausitzer Revier im Nordosten von Dresden und das Mitteldeutsche Revier in der Umgebung von Leipzig. 2017 entfielen von der Gesamtförderung 53,3 % auf das Rheinland, 35,7 % auf die Lausitz, 11 % auf Mitteldeutschland.

Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung. 2017 wurden 153,2 Mio. t Braunkohle an Kraftwerke der allgemeinen Versorgung geliefert. Das entsprach knapp 90 % der gesamten Inlandsgewinnung.

➔ Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung.

Nach den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung repräsentieren die Veredlungsbetriebe den wichtigsten Abnahmebereich der Rohbraunkohle. 2017 wurden 14,7 Mio. t Braunkohle zur Herstellung fester Produkte und 2,5 Mio. t in Kraftwerken des Braunkohlenbergbaus eingesetzt. Daraus wurden in den Veredlungsbetrieben des Bergbaus 6,7 Mio. t marktgängige Produkte, wie Brikett, Braunkohlenstaub, Wirbelschichtkohle und Koks erzeugt. Der Absatz an sonstige Abnehmer betrug 0,9 Mio. t.

Die gesamte Brutto-Stromerzeugung aus Braunkohle belief sich 2017 auf 147,5 TWh. Sie verteilte sich 2017 nach Bundesländern wie folgt: Nordrhein-Westfalen: 75,4 TWh, Brandenburg: 32,7 TWh, Sachsen: 32,2 TWh, Sachsen-Anhalt: 6,7 TWh sowie Niedersachsen, Berlin, Hessen, Bayern und Baden-Württemberg: 0,5 TWh.

CO₂-Emissionen

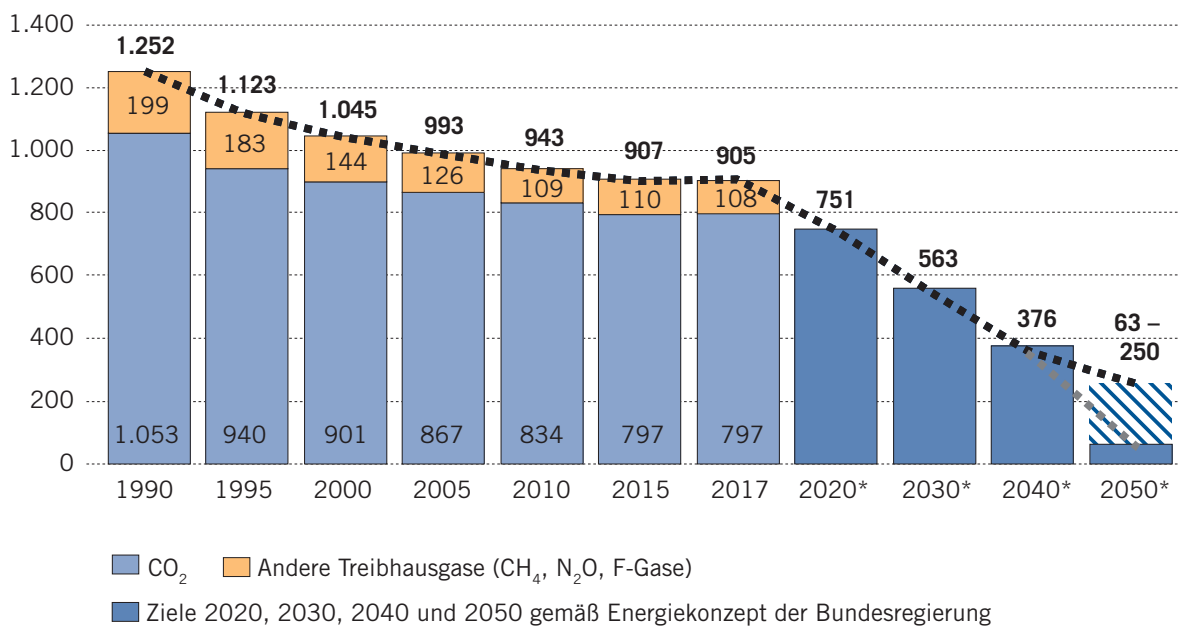
Die CO₂-Emissionen in Deutschland sind 2017 – einschließlich Industrieprozesse und Landwirtschaft im Vergleich zu 2016 leicht gesunken. Vor allem der positive Wirtschaftsverlauf hat zu einem leichten Anstieg des Energieverbrauchs geführt. Der vermehrte Verbrauch an Kraftstoffen ist Indiz dafür, dass die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor zugenommen haben. Anders die Entwicklung in der Stromerzeugung: dort dürften sich die CO₂-Emissionen, die sich 2016 nach Angaben des Umweltbundesamtes auf 306 Mio. t belaufen hatten, um 14 Mio. t auf rund 292 Mio. t im Jahr 2017 vermindert haben.

Entscheidende Gründe waren der anhaltende Zubau von Anlagen insbesondere auf Basis von Wind und PV sowie gute Windverhältnisse. Dem dadurch bedingten deutlichen Anstieg der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien stand ein Rückgang der Stromproduktion vor allem aus Steinkohle gegenüber. Im Gesamtzeitraum 1990 bis 2017 sanken die nicht-temperaturbereinigten Gesamtemissionen an CO₂ um 256 Mio. t entsprechend 24,3 % auf 797 Mio. t. Die gesamten Treibhausgas-Emissionen – unter Einbeziehung der anderen treibhausrelevanten Gase, wie u.a. Methan – haben sich von 1.252 Mio. t CO₂-Äquivalenten im Jahr 1990 um 27,7 % auf 905 Mio. t CO₂-Äquivalente verringert.

Energiesteuern und andere Belastungen

Insgesamt erzielte der Bund – bezogen auf das Jahr 2017 – aus der Erhebung von Verbrauchsteuern auf Energie 49.087 Mio. € und damit 1.353 Mio. € mehr als 2016. Davon entfielen 2017 mit 36.594 Mio. € rund 75 % auf Kraftstoffe. Erdgas trug mit 3.184 Mio. € zum Gesamtaufkommen bei. Andere Heizstoffe als Erdgas –

Abbildung 4.11: Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2017 und Ziele bis 2050
in Mio. t CO₂-Äquivalenten



* Minderung um 40 % bis 2020, um 55 % bis 2030, um 70 % bis 2040 und um 80 bis 95 % bis 2050 – jeweils gegenüber dem Stand 1990.

Quelle: Umweltbundesamt, Nationales Treibhausgasinventar 1990–2016, EU-Submission, Stand: Januar 2018

Tabelle 4.2: Treibhausgas-Emissionen in Deutschland 1990 bis 2017

	1990	2000	2005	2010	2016	2017
Treibhausgas-Emissionen	Mio. t CO₂-Äquivalente					
Kohlendioxid (CO ₂)	1053,0	901,0	867,2	833,7	801,8	797,3
Methan (CH ₄)	120,2	87,7	68,4	58,1	54,4	54,1
Lachgas (N ₂ O)	65,0	43,1	43,3	36,6	37,9	38,1
HFC's	5,9	8,2	10,0	10,8	11,1	} 15,3
PFC's	3,1	1,0	0,8	0,3	0,3	
Schwefelhexafluorid (SF ₆)	4,4	4,1	3,3	3,2	3,9	
Stickstofftrifluorid (NF ₃)**	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	
Gesamtemissionen	1251,7	1045,0	993,1	942,8	909,4	904,7
Kohlendioxid-Emissionen	Mio. t					
Energie	989,8	840,1	812,1	784,7	754,1	748,7
<i>aus Verfeuerung von Brennstoffen</i>	985,7	836,8	808,8	781,9	751,7	746,3
Mineralöle	319,0	317,4	288,2	259,6	252,1	258,1
Erdgas u. Grubengas	116,9	158,4	165,1	176,0	168,2	176,2
Steinkohlen	202,1	178,7	164,8	159,4	142,0	124,0
Braunkohlen	339,4	170,4	176,3	166,6	167,4	166,4
Sonstige	8,2	11,9	14,5	20,2	22,0	21,5
<i>diffuse (flüchtige) Emissionen</i>	4,1	3,3	3,2	2,8	2,4	2,4
Industrie	60,0	58,1	52,8	46,7	44,9	45,9
Mineralische Produkte	23,5	23,4	20,3	19,2	19,6	20,0
Chemische Industrie	8,1	8,4	8,8	8,3	5,6	5,6
Herstellung von Metall	25,1	23,5	21,1	16,4	17,1	17,7
Nichtenerg. Prod. aus Brennstoffen	3,3	2,8	2,6	2,7	2,5	2,5
Landwirtschaft***	3,2	2,8	2,3	2,3	2,8	2,8
Gesamtsumme****	1.053,0	901,0	867,2	833,7	801,8	797,3
Kohlendioxid-Emissionen	Mio. t					
Emissionshandelssektor*****	**	**	474,0	454,8	452,9	437,7
darunter:						
Energiewirtschaft	**	**	379,0	357,2	329,6	311,8
Industrie	**	**	95,0	97,6	123,3	125,9
Nicht-Emissionshandelssektor	**	**	393,2	378,9	348,8	359,9
darunter:						
Verkehr			161,9	180,7	160,0	152,8
Private Haushalte			128,6	117,8	111,0	105,5
Gewerbe/Handel/Dienstleistungen			64,1	45,5	40,0	37,4
Sonstiges*****	**	**	82,2	80,6	56,1	100,5
Gesamtsumme	1.053,0	901,0	867,2	833,7	801,8	797,3

* Bei Redaktionsschluss noch keine Angabe verfügbar.

** Europäischer Emissionshandel ab 2005

*** Die CO₂-Emissionen aus der Landwirtschaft beinhalten Emissionen aus der Kalkung von Böden und der Harnstoffanwendung.

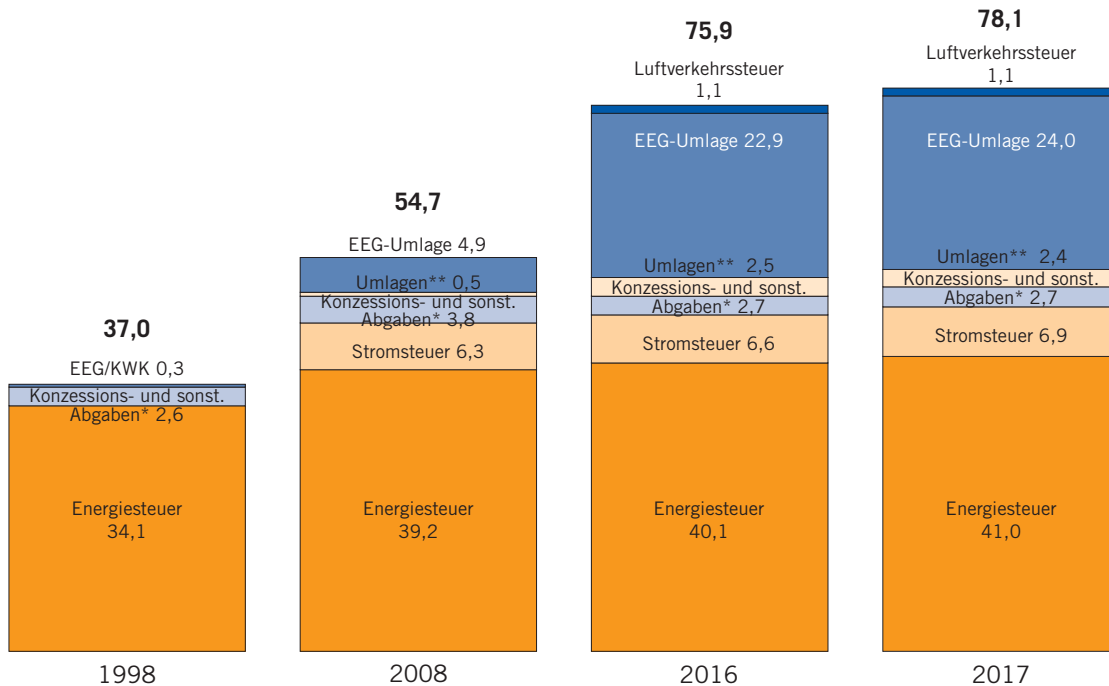
**** Gesamtmission ohne Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft.

***** Ab 2008 einschließlich Anlagen in der chemischen Industrie und „Weiterverarbeitung von Stahl“.

***** Auch Industrieanlagen und Energieumwandlung außerhalb des Emissionshandels (z. B. Anlagen FWL unter 20 MW).

Quellen: Umweltbundesamt, Nationales Treibhausgasinventar 1990–2016, EU-Submission, Stand Januar 2018; DEHSt, Auswertung der ersten Handelsperiode 2005 bis 2007; VET-Bericht 2010 und VET-Bericht 2016, Treibhausgasemissionen der emissionshandelspflichtigen stationären Anlagen und im Luftverkehr in Deutschland im Jahr 2016, Mai 2017; Umweltbundesamt, Pressemitteilung Nr. 4 vom 23. Januar 2018; für 2017: Umweltbundesamt, Pressemitteilung Nr. 8/2018 vom 26. März 2018 und Nr. 9/2018 vom 10. April 2018.

Abbildung 4.12: Energiesteuern und -abgaben in Deutschland 1998 bis 2017
in Mrd. Euro



* Zahlen teilweise geschätzt; davon: Konzessionsabgaben 2,0 Mrd. € im Jahr 1998, 2,17 Mrd. € im Jahr 2008 und 2,15 Mrd. € jeweils in den Jahren 2016 und 2017; Förderabgabe Erdgas und Erdöl: 1998: 0,14 Mrd. €, 2008: 1,22 Mrd. €, 2016: 0,234 Mrd. € und 2017: 0,249 Mrd. € sowie Erdölbevorzugungsabgabe: 0,5 Mrd. € im Jahr 1998, 0,35 Mrd. € im Haushaltsjahr 2007/08, 0,37 Mrd. € im Haushaltsjahr 2008/09, 0,285 Mrd. € im Haushaltsjahr 2014/15, 0,293 Mrd. € im Haushaltsjahr 2015/16 und 0,281 Mrd. € im Haushaltsjahr 2016/17 (ohne MWST).

** KWK G, § 19-StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage und Umlage für abschaltbare Lasten

insbesondere Heizöl – erbrachten ein Aufkommen von 1.244 Mio. €.

Für die Stromsteuer ist ein Aufkommen von 6.944 Mio. € ermittelt worden. Aus der Erhebung der Luftverkehrssteuer erzielte der Bund 2017 Einnahmen von 1.121 Millionen €. Die Einnahmen aus Kernbrennstoffsteuer, die – ebenso wie die Luftverkehrssteuer – zum 1.1.2011 neu eingeführt worden war, mussten 2017 aufgrund einer Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts an die Kernkraftwerksbetreiber zurückgezahlt werden. Dabei handelte es sich um einen Betrag von 7.262 Millionen €. Das um diese Rückzahlung bereinigte kassenmäßige Aufkommen aus der spezifischen Besteuerung von Energie belief sich 2017 somit auf 41.825 Millionen €.

→ Insgesamt erzielte der Bund – bezogen auf das Jahr 2017 – aus der Erhebung von Verbrauchsteuern auf Energie 49.087 Mio. € und damit 1.353 Mio. € mehr als 2016.

Die Verbrauchsteuern halten einen unterschiedlich hohen Anteil an den Produktpreisen. Für Ottokraftstoff wird eine Mineralölsteuer von 65,45 ct/Liter erhoben. Für Diesellochkraftstoff lautet der entsprechende Wert (ebenfalls für schwefelfreie Ware) 47,04 ct/Liter. Berücksichtigt man außerdem die Mehrwertsteuer (seit 01.01.2007: 19 %), so errechnet sich für 2017 ein Steueranteil am Produktpreis von 65 % (Superbenzin) bzw. 57 % (Diesellochkraftstoff).

Bei leichtem Heizöl belief sich der Anteil der Steuern (Verbrauch- und Mehrwertsteuer) – gemessen an dem von privaten Haushalten zu zahlenden Produktpreis – 2017

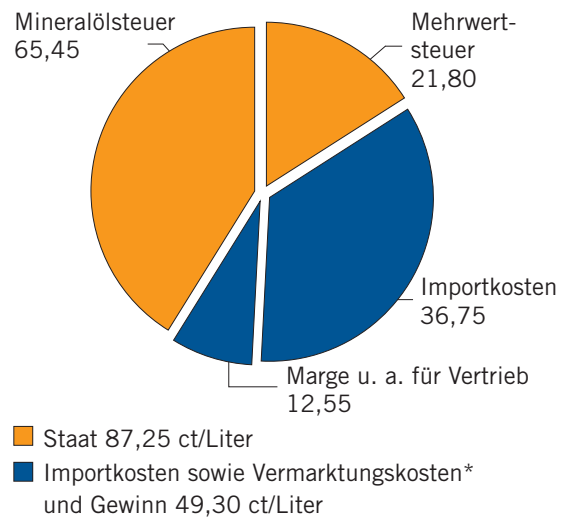
auf 27 %. Für Erdgas lag der Anteil von Steuern und Abgaben (Erdgassteuer, Konzessionsabgaben und Mehrwertsteuer) am Haushaltskundenpreis 2017 bei 26 %.

Der Strompreis, der für private Haushalte mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh zum 1. April 2017 mit durchschnittlich 29,86 ct/kWh (1. April 2016: 29,80 ct/kWh) beziffert wird, setzt sich wie folgt zusammen (mengengewichtetes Preisniveau über alle Vertragskategorien in ct/kWh):

- Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge: 6,42 (2016: 7,34)
- Nettonetzentgelt einschließlich Abrechnung: 6,99 (2016: 6,45)
- Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb: 0,32 (2016: 0,34)
- Konzessionsabgabe: 1,62 (2016: 1,65)
- EEG-Umlage: 6,88 (2016: 6,35)
- KWKG-Umlage: 0,44 (2016: 0,45)
- § 19 StromNEV-Umlage: 0,39 (2016: 0,38)
- Offshore-Haftungsumlage: - 0,03 (2016: 0,04)
- Umlage für abschaltbare Lasten: 0,01 (2016: 0,00)
- Stromsteuer: 2,05 (2016: 2,05)
- Mehrwertsteuer: 4,77 (2016: 4,76)

Damit belief sich der staatlich induzierte Anteil am Haushaltsstrompreis 2017 auf 54 % (2016: 52,6 %).

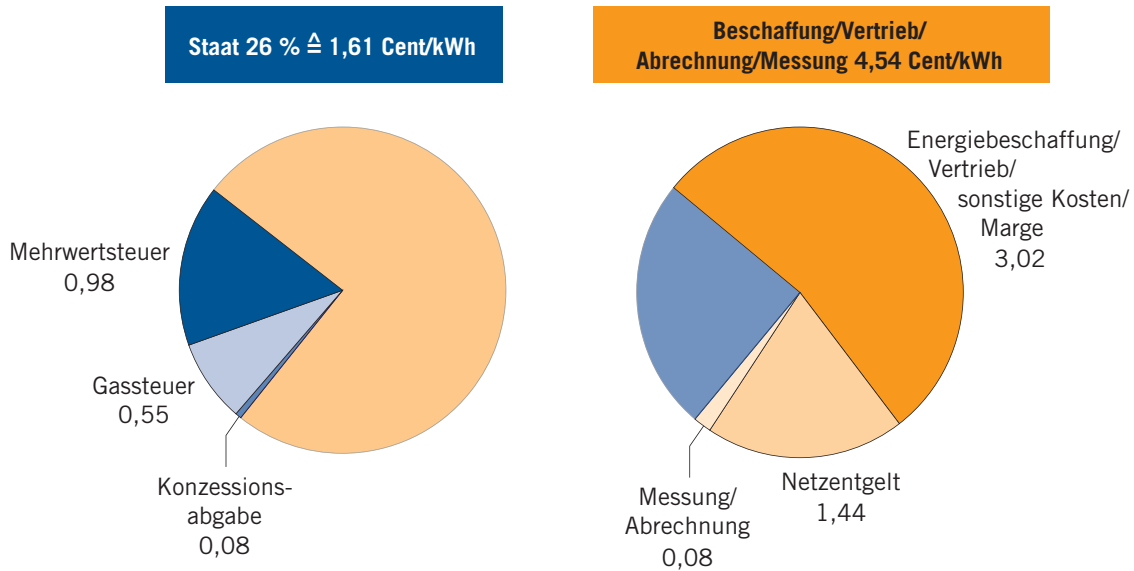
Abbildung 4.13: Benzinpreis 2017:
Staatsanteil von 64 %
 Durchschnittspreis Superbenzin: 136,55 ct/Liter



* Vermarktungskosten (Inlands-Transport, Lagerhaltung, gesetzliche Bevorratung, Verwaltung, Vertrieb sowie Kosten für Beimischung von Bio-komponenten) und Gewinn; Stand: Februar 2018

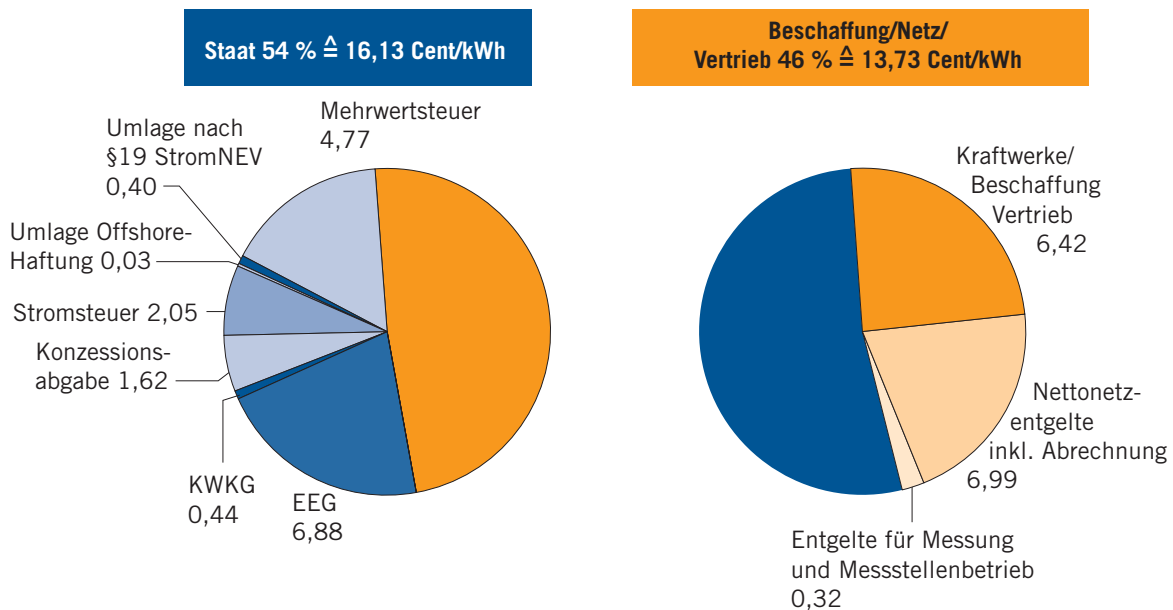
Quelle: Mineralölwirtschaftsverband

Abbildung 4.14: Zusammensetzung des Preises für Gas bei Belieferung von Haushaltskunden 2017
(6,15 Cent/kWh)



Mengengewichteter Mittelwert bei Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen von Sonderverträgen für den Abnahmefall zwischen 5.556 kWh und 55.556 kWh im Jahr zum 1. April 2017 Quelle: Monitoringbericht 2017 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts, Bonn, 2017, S. 390

Abbildung 4.15: Zusammensetzung des Strompreises für private Haushalte 2017
(29,86 ct/kWh)



* einschließlich Umlage für abschaltbare Lasten

Mengengewichteter Mittelwert über alle Vertragskategorien bei einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh zum 1. April 2017

Quelle: Monitoringbericht 2017 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts, Bonn, November 2017, S. 231

4.2 Erfahrungen bei den bisherigen EEG-Ausschreibungen

Die Förderhöhen sind gegenüber den vom Bundestag festgesetzten Fördersätzen stark gesunken. Deutschland liegt oberhalb des gesetzlichen EEG-Ausbaupfades. Schon heute ist das gemäß EEG erst für das Jahr 2020 vorgesehene Ziel von 35 % erreicht.

Die EU-Wettbewerbskommission hat bereits bei der Prüfung des EEG 2014 die Weichen für eine Umstellung des deutschen Fördersystems von staatlich festgelegten und garantierten Fördersätzen auf durch Ausschreibungen ermittelte Förderhöhen gestellt.

Nach ersten Pilotausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen wurden im EEG 2017 Ausschreibungen auch für Windenergie an Land, Windenergie auf See, Photovoltaik und Biomasseanlagen verankert. Zusätzlich sieht das EEG 2017 grenzüberschreitende Ausschreibungen mit anderen EU-Staaten sowie gemeinsame Ausschreibungen von Windenergie an Land und Photovoltaikanlagen vor, um auch erstmals technologieneutrale Ausschreibungen zu testen.

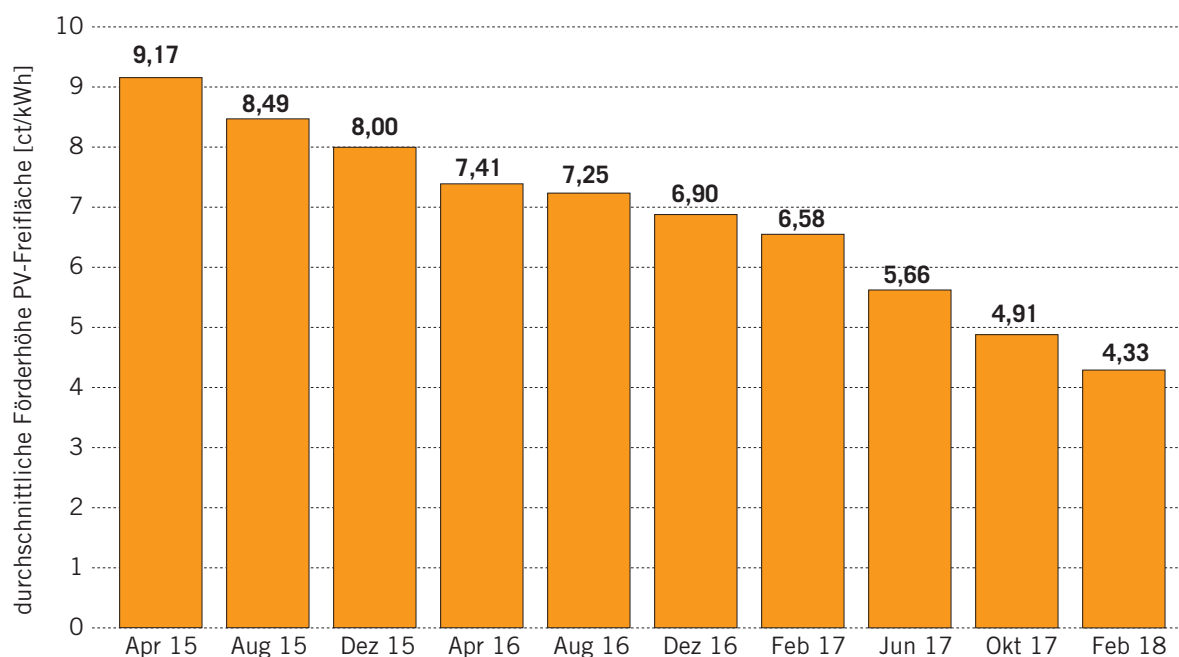
Die bisherigen Ergebnisse der Ausschreibungen sind eindeutig: Die Förderhöhe ist gegenüber den vom Bundestag festgesetzten Fördersätzen stark gesunken.

Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunden

Die Förderhöhe von **Photovoltaikanlagen auf Freiflächen** sank von April 2015 bis Oktober 2017 um fast 50 %. Die letzten Ausschreibungsergebnisse lagen sogar unter denen der grenzüberschreitenden Ausschreibungen mit Dänemark vom November 2016, in der alle Zuschläge für 5,38 ct/kWh an dänische Projekte gingen. Auch Befürchtungen, die niedrigen Ausschreibungsergebnisse würden zu niedrigen Realisierungsraten führen, bewahrheiten sich nicht.

Die Ausschreibung für **neue und bestehende Biomasseanlagen** in 2017 fiel dagegen ab. Von ausgeschriebenen 122 MW konnten nur 27,6 MW bezuschlagt werden. Die geringe Beteiligung resultiert auch daraus, weil viele Marktteilnehmer die zulässigen Höchstgebote als zu niedrig betrachteten. Hier wird der Realisierungsgrad Auskunft darüber geben, wie realistisch die Gebote waren.

Abbildung 4.16: Ausschreibungsergebnisse für PV-Freiflächenanlagen



Quelle: Bundesnetzagentur

Die Ausschreibungen für **Windenergieanlagen an Land** verzeichneten ähnliche Erfolge bei der notwendigen Förderhöhe wie bei der PV. Allerdings wird der direkte Vergleich mit den vorher staatlich festgelegten Förderhöhen durch die Umstellungen auf ein neues Referenzertragsmodell und die konstante Förderung über volle 20 Jahre erschwert. Privilegien sogenannter Bürgerenergiegesellschaften, die keine Genehmigungen vorweisen mussten und um zwei Jahre längere Realisierungsfristen zugestanden bekamen, wirkten preissenkend. Gewerbliche Anbieter bildeten solche Bürgerenergiegesellschaften nach, nutzen die Begünstigungen und erhielten mit jeweils mehr als 90 % fast alle Zuschläge. Zur Ausschreibung im Februar 2018 entfielen diese Privilegien und die Förderhöhen zogen wieder an.

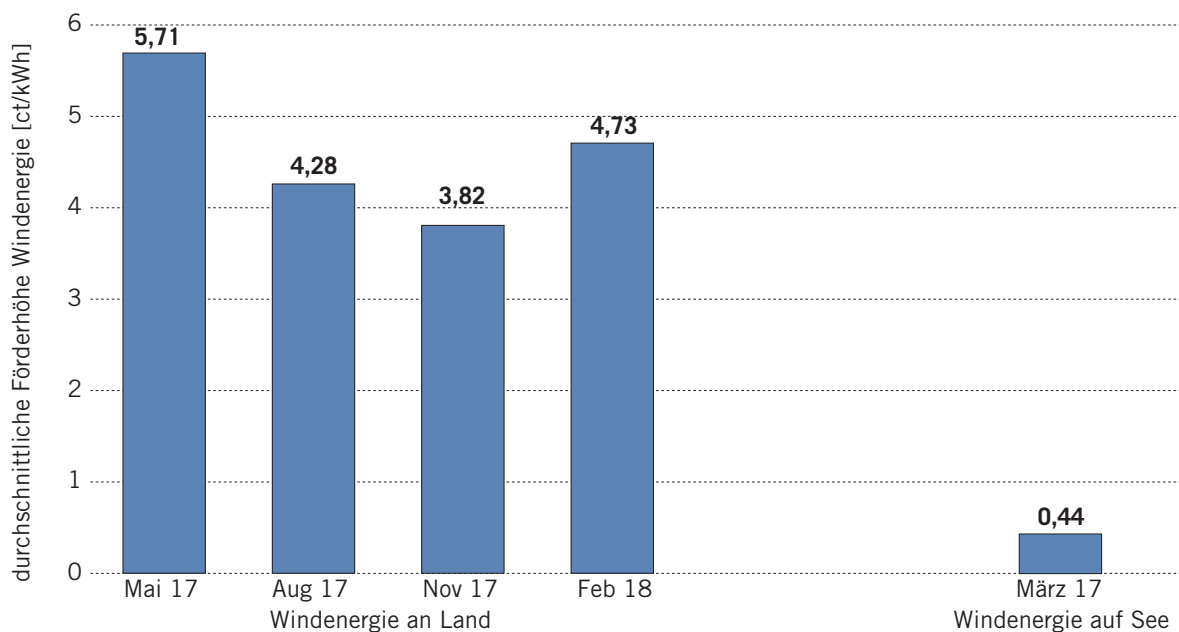
Auch bei **Windenergieanlagen auf See** gab es kostenseitig Überraschungen. Die Zuschläge gingen mit insgesamt 1.440 MW an ein großes Projekt und drei kleinere Projekte. Dabei erhielt nur das kleinste Projekt einen Förderzuschlag von 6 ct/kWh. Alle anderen Projektentwickler verzichteten mit Geboten von Null sogar völlig auf die Förderung.

Die Windenergieanlagen an Land müssen erst ab 2019, die Windenergieanlagen auf See sogar erst bis 2025 fertig gestellt werden. Realisierungsraten sind daher noch nicht abschätzbar.

➔ **Die bisherigen Ergebnisse der Ausschreibungen: Die Förderhöhe ist gegenüber den vom Bundestag festgesetzten Fördersätzen stark gesunken.**

Die Ausschreibungen werden zukünftig weitergeführt und stellen den Erneuerbaren-Ausbau im gesetzlich definierten Umfang sicher. Ob die bislang günstigen Bedingungen für sinkende Förderhöhen auch langfristig weiter fortbestehen, ist schwer abschätzbar. Zum einen wird das Ausnutzen des Bürgerenergieprivilegs bei Windenergie an Land mindestens für zwei weitere Ausschreibungsrunden unterbunden. Zum anderen konnte bisher der Druck des Ausschreibungswettbewerbs von den Projektierern bisher an die Anlagenhersteller weitergegeben werden. Auch ist unklar, wie lange die historisch beispiel-

Abbildung 4.17: Ausschreibungsergebnisse für Windenergieanlagen an Land und auf See



Quelle: Bundesnetzagentur

los günstigen Finanzierungsbedingungen Bestand haben. Schließlich ist die Inflationserwartung ebenfalls sehr niedrig – ein Umstand der bei nominal ausgezahlten Förderungen nicht zu vernachlässigen ist.

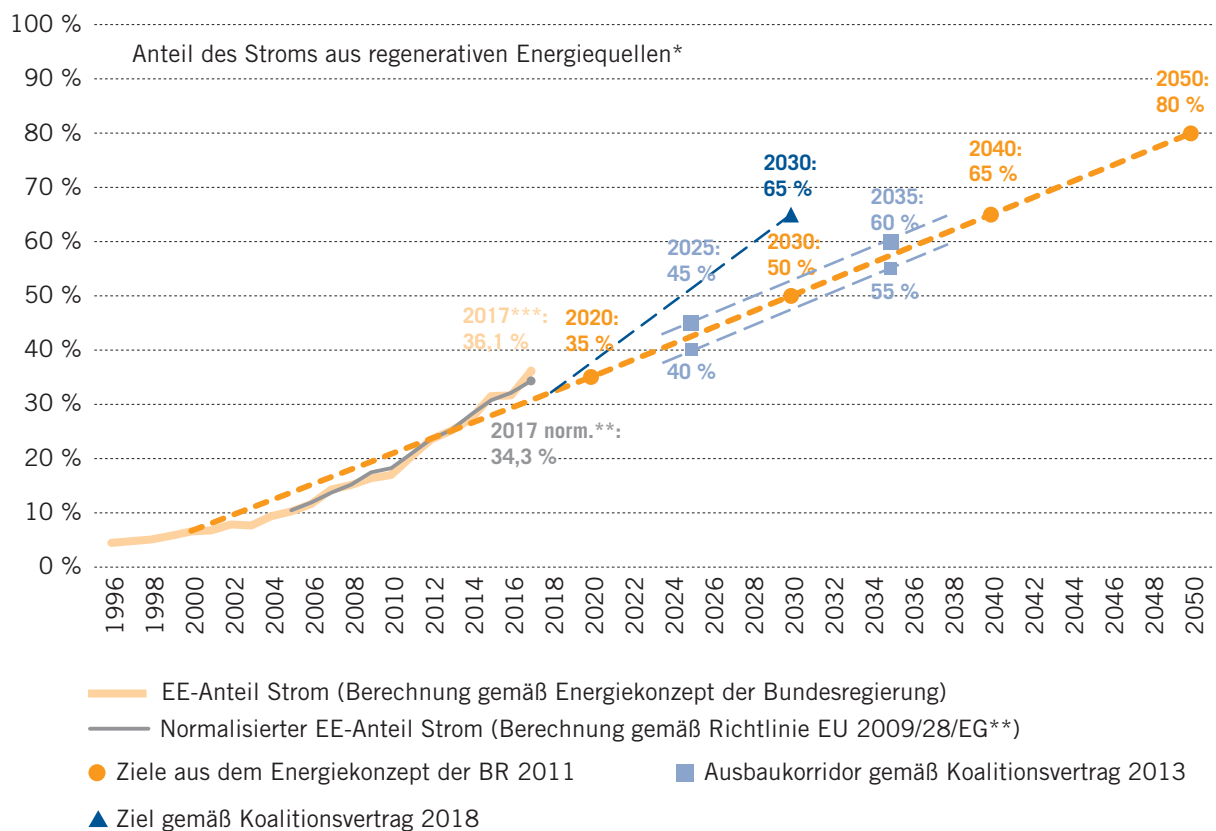
Solange die Bieter mit Nullgeboten nicht auf eine EEG-Förderung verzichten, entstehen auch für günstige Neuanlagen zusätzliche Differenzkosten, die das EEG-Konto weiter belasten. Die EEG-Umlage kann ab Mitte der 2020er Jahre aber trotzdem sinken, wenn sehr teure EEG-Anlagen, die in der Vergangenheit gebaut wurden und von einer quantitativen Förderung für Jahre profitierten, mittelfristig aus der Förderung fallen. Prognosen zur EEG-Umlage sind jedoch mit hohen Unsicherheiten verbunden. Tendenziell wirken die bisherigen Ausschreibungserfolge – sofern sie auch realisiert werden – dem Effekt steigender zu fördernder EEG-Erzeugungsmengen entgegen.

Das EEG liegt über dem gesetzlichen Ausbaupfad

In 2017 wurde ein Einspeiserekord für erneuerbare Energien verzeichnet. Nach ersten Berechnungen wurden 36,1 % des deutschen Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt. Damit liegt Deutschland deutlich oberhalb des gesetzlichen EEG-Ausbaupfades und schon heute über dem gemäß EEG erst für das Jahr 2020 vorgesehenen Ziel von 35 %.

Ein Hauptgrund für diese Zielübererfüllung ist, dass viele Windkraftprojektierer noch nach den alten, staatlich fixierten Förderkonditionen errichten wollten. Im Zeitraum 2014 bis 2018 liegt daher der Nettozubau für Windenergieanlagen an Land deutlich über dem gesetzlichen Ausbaupfad von 2.500 MW/a. Selbst wenn es zu einer Verschiebung der bezuschlagten Bürgerenergieprojekte um zwei Jahre kommt, würde Deutschland dennoch nicht unter den gesetzlichen Ausbaupfad fallen.

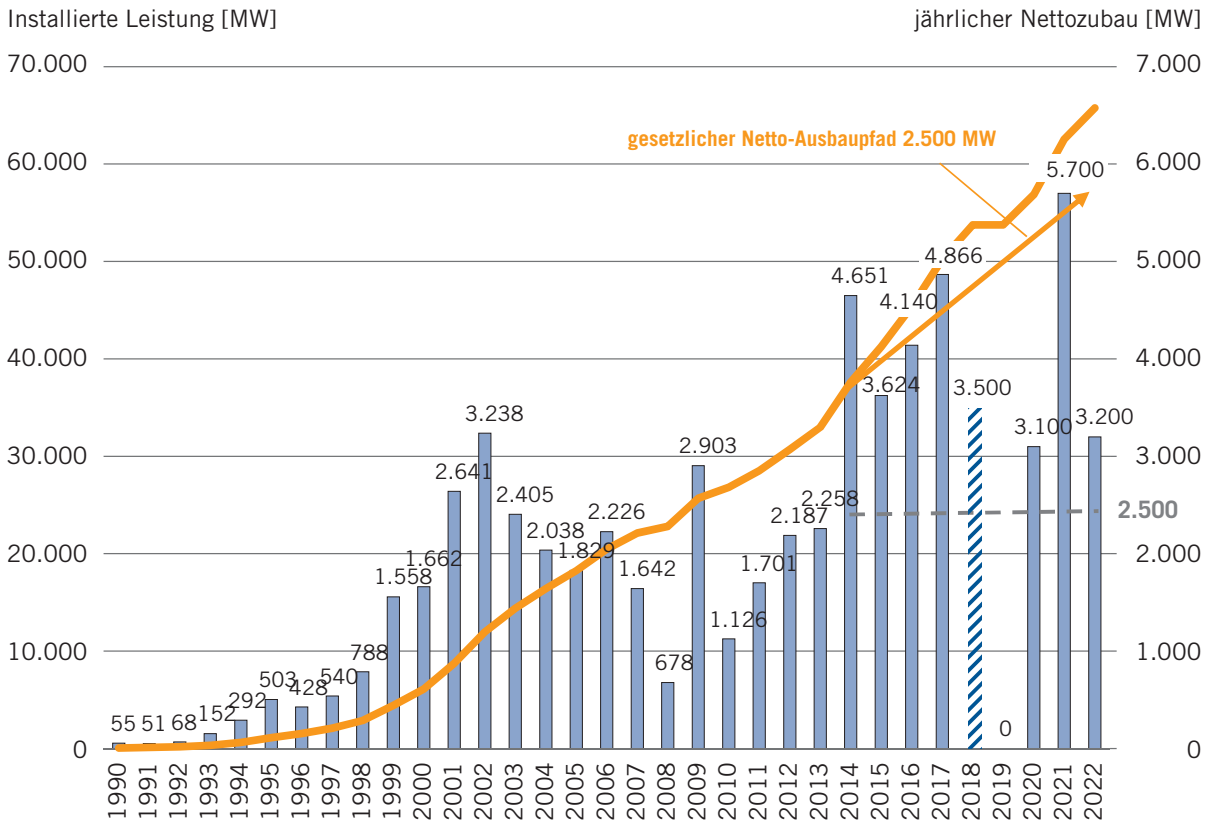
Abbildung 4.18: EEG-Ausbaupfad und die tatsächliche Entwicklung



* Anteil am Brutto-Inlandsstromverbrauch; ** Berechnung gemäß EU 2009/28/EG Art. 30 und Annex II; *** vorläufig

Quelle: BDEW, AGEB Stand 02/2018

Abbildung 4.19: Ausbau von Windenergie an Land mit zweijähriger Verzögerung durch Bürgerenergieprojekte



Quelle: BDEW, AGEF Stand 02/2018

➔ **Damit liegt Deutschland deutlich oberhalb des gesetzlichen EEG-Ausbaupfades und schon heute über dem gemäß EEG erst für das Jahr 2020 vorgesehenen Ziel von 35 %.**

Der Koalitionsvertrag aus dem März 2018 zwischen CDU, CSU und SPD sieht wegen der erhöhten Stromnachfrage durch Sektorkopplung und zur Erreichung der deutschen Klimaschutzziele im Jahr 2030 eine EEG-Zielanhebung von 50 % auf 65 % EEG-Strom vor. Dadurch wird das EEG-Ziel von 2040 auf 2030 vorgezogen. Das Ziel wird allerdings unter den Vorbehalt der Aufnahmefähigkeit der Netze gestellt, welche derzeit allerdings unklar ist. So sieht der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplanes 2030 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber im am-

bitioniertesten Szenario C 2030 einen EEG-Anteil von nur 55 % vor. In dem Szenario wird trotzdem eine erhöhte Stromnachfrage durch Sektorkopplung unterstellt als auch das deutsche Klimaschutzziel 2030 für den Sektor Energiewirtschaft erreicht.

Zielanhebung des EEG-Ausbaupfades in der 19. Legislaturperiode

Trotzdem sieht der Koalitionsvertrag von Union und SPD bis 2020 Sonderausschreibungen von 4 GW PV und 4 GW Windenergie an Land vor. Außerdem soll das EEG-Ausbauziel von 65 % vom Jahr 2040 auf das Jahr 2030 vorgezogen werden. Da dies in Abhängigkeit vom Netzausbau erfolgen soll, wurde eine vierte Novelle seit dem Energieleitungsausbaugesetzes 2009 angekündigt. Sollte der Netzausbau nicht beschleunigt werden können, müssen die Instrumente des Einspeisemanagements von EEG-Anlagen und des Redispatches noch stärker als bisher genutzt werden.

4.3 Power-to-Gas-Projekte in Deutschland – eine Übersicht

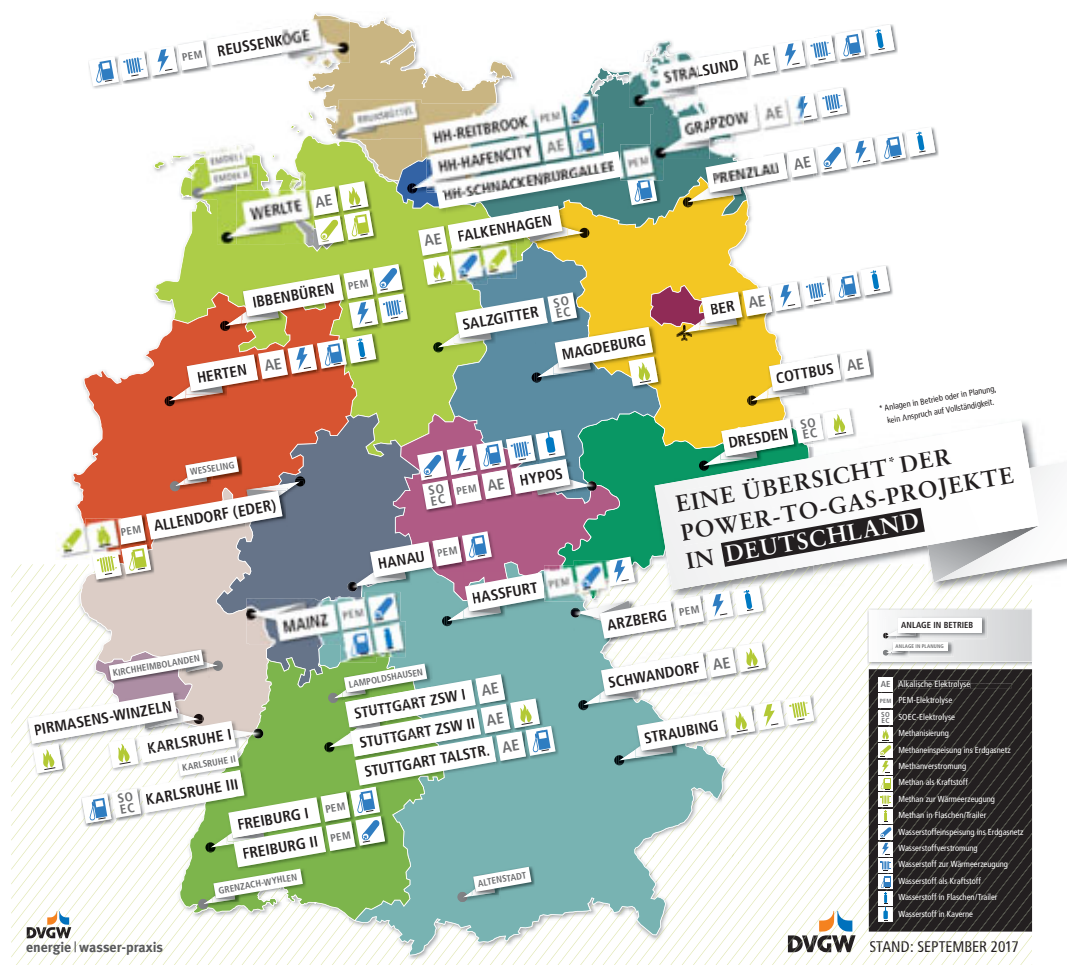
In über 30 Projekten in ganz Deutschland wird die Schlüsseltechnologie der Energiewende bereits erprobt und demonstriert ihre Einsatzmöglichkeiten. In den letzten Jahren wurde das Thema Power-to-Gas (PtG) im Rahmen von zahlreichen Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekten vorangebracht.

Gegenstand der Untersuchungen war insbesondere die Neu- und Weiterentwicklung von Elektrolyse- und Methanisierungsverfahren im Kontext einer auf die Energiewende abgestimmten Betriebsweise. Zusätzlich standen die Demonstration der gesamten Prozesskette von der Gaserzeugung bis zur Einspeisung sowie im Detail die Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz im Fokus. 2013 wurden die ersten PtG-Anlagen an das Gasnetz angeschlossen. Insgesamt befinden sich derzeit in Deutschland über 30 Anlagen in Planung, Bau oder Betrieb. Weitere Projekte in Europa und auch weltweit kommen hinzu oder befinden sich im Aufbau. So sind bei-

spielsweise im von der EU geförderten Projekt „Store & Go“ 27 Partner mit mehreren Anlagen aus Deutschland, Italien und der Schweiz vertreten.

Die Demonstrationsprojekte haben gezeigt, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur in Deutschland gut geeignet ist, gasförmige Energieträger aus regenerativen Quellen aufzunehmen, zu speichern, zu transportieren und bedarfsgerecht an den Verbraucher abzugeben. Die direkte Einspeisung von Wasserstoff ist dabei energetisch und anlagentechnisch günstiger, da ein Umwandlungsschritt wegfällt. Die Erzeugung von Methan bietet vor al-

Abbildung 4.20: Power-to-Gas-Demonstrationsprojekte in Deutschland



Quelle: DVGW

lem den Vorteil, dass die existierende Infrastruktur für Verteilung und Speicherung wie auch die Verbrauchseinrichtungen gänzlich ohne Änderungen und Umstellungen genutzt werden können.

Die Einspeisung von Wasserstoff in Gasnetze ist bereits heute im Maximum „im einstelligen Prozentbereich“ (<10 %) möglich. Es können jedoch örtlich verschiedene Restriktionen bestehen, die diesen Wert absenken, beispielsweise 2 % in Netzgebieten mit Erdgastankstellen. Es wird daran gearbeitet, eine höhere Wasserstoffverträglichkeit des Gesamtsystems zu ermöglichen. Bisherige Untersuchungen der im Wärmemarkt üblichen Wärmeerzeuger in den Haushalten zeigten in einem Feldversuch in einem realen Gasverteilnetz Toleranzen gegenüber Wasserstoff von 10 % und darüber.

→ Die Einspeisung von Wasserstoff in Gasnetze ist bereits heute möglich (< 10 %).

Das bestehende Erdgasnetz ist dabei flexibel einsetzbar und dabei sind verschiedene Optionen denkbar. Diese reichen von der reinen Methaneinspeisung aus PtG-Anlagen, über fluktuierende Wasserstoffgehalte bis hin zu reinen Wasserstoffnetzen (sog. Umwidmungen). Ebenso sind – wie in der Vergangenheit auch – Partitionierungen von Netzen mit unterschiedlichen (konstanten) Gasqualitäten/Wasserstoffgehalten denkbar.

Drei Grundverfahren der Elektrolyse

Unter „Power-to-Gas“ wird die Umwandlung von elektrischer Energie in Wasserstoff mittels Elektrolyse sowie gegebenenfalls eine nachfolgende Synthese von Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid oder Kohlenstoffdioxid zu Methan bzw. synthetischem Erdgas (SNG) verstanden.

Es existieren derzeit mehrere Elektrolyseverfahren. Die wichtigsten in Bezug auf Power-to-Gas Technologien sind:

- Alkalische Elektrolyse (AEC)
- Elektrolyse mit Polymerelektrolytmembran (PEMEC)
- Hochtemperaturelektrolyse mit Festoxid-Elektrolysezellen (SOEC)

Die AEC gilt noch als Standardtechnologie und wird weltweit zur Wasserstofferzeugung vor allem dort angewendet, wo elektrische Energie günstig zur Verfügung steht

bzw. wo kleinere Mengen an reinem Wasserstoff benötigt werden.

Das größte Elektrolysekraftwerk (156 MW, maximal 200 MW) befindet sich am Assuan-Staudamm in Ägypten und wird seit 1960 betrieben.

PEM-Elektrolyseure haben den prinzipiellen Vorteil einer sehr guten Teillastfähigkeit. Der Aufbau ist kompakter und die realisierbaren Stromdichten pro Membranfläche liegen deutlich höher als bei der AEC. Auch das dynamische Verhalten ist schneller gegenüber AEC-Elektrolyseuren, womit Lastschwankungen besser verfolgt werden können. Aufgrund der klaren Vorteile gegenüber AEC und der großen Bedeutung für Power-to-Gas Technologien wird derzeit eine sehr dynamische Marktentwicklung beobachtet und es werden bereits Module im MW-Bereich von mehreren Herstellern angeboten.

AEC und PEM-Elektrolyse sind somit beide bereits heute marktreif und sofort einsetzbar. Die HT-Elektrolyse hingegen steckt noch in den Anfängen. In Deutschland begannen die Tätigkeiten im Bereich der HT-Elektrolyse aber bereits Mitte der 1970er Jahre. Neben den prinzipiellen Wirkungsgradvorteilen stellt die Umkehrbarkeit des Prozesses einen weiteren wichtigen Vorteil: eine SOC-basierte Zelle kann als Brennstoff- oder als Elektrolysezelle gleichzeitig verwendet werden. SOEC-Elektrolyseure haben den Vorteil eines sehr hohen Zellwirkungsgrades (bei thermoneutralem Betrieb 100 %). Insbesondere für Power-to-Gas Anwendungen mit anschließender Methanisierung lässt sich eine optimale wärmetechnische Integration realisieren.

Deutschland als Technologieführer

Aufgrund der lange Zeit führenden Rolle Deutschlands bei der Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem war Deutschland auch als erstes Land mit den Herausforderungen dieses Vorgehens für die Infrastrukturen und Energiesysteme konfrontiert. Power-to-Gas ist dabei ein Bestandteil des Lösungsraumes. Folgerichtig wurde frühzeitig mit der Demonstration dieser notwendigen Technik begonnen, teilweise in vom Staat geförderten Projekten, teils aber auch vollständig mit Kapital aus der Wirtschaft. In den Projekten wurden nicht nur technische und wissenschaftliche Fragen beantwortet, sondern es wird auch ganz praktisch demonstriert, wie sich der Einsatz von Power-to-Gas auf die Energiesysteme auswirken kann.

Ein Beispiel für den erfolgreichen Einsatz der Power-to-Gas-Technologie ist die Audi-E-Gas-Anlage in Werlte, bei der es sich um eins der ersten Projekte im industriellen Maßstab und damit eine der zurzeit größten Anlagen in Deutschland handelt. Aus erneuerbarem Wasserstoff und CO₂ aus Biogas wird hier CNG-kompatibles Gas erzeugt und in das bestehende Gasnetz eingespeist. Bilanziell fahren alle Audi g-tron Modelle gesichert über drei Jahre mit diesem und anderen „grünen Gasen“. So zeigt der Anlagenbetreiber ganz konkret, wie der Mobilitätssektor mit in Serie verfügbaren Autos und erneuerbarem Gas bereits heute dekarbonisiert werden könnte.

Andere Anlagen wiederum blicken etwas weiter in die Zukunft der Mobilität, wie z. B. die Anlage in der Hamburger HafenCity. Seit 2012 versorgt hier eine Wasserstoff-tankstelle Brennstoffzellenbusse der Hamburger HOCHBAHN.

Studien haben gezeigt, dass ein besonders hoher Nutzen für Energiesysteme dann entsteht, wenn Power-to-Gas bereits auf der Stromverteilnetzebene zum Einsatz kommt. Gerade in ländlichen Gebieten ist die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien oft sehr hoch, das Stromnetz jedoch nur selten auch dafür ausgelegt, große Strommengen aufzunehmen. Wird bereits hier durch dezentrale Power-to-Gas-Anlagen für die Speicherung der erneuerbaren Energien gesorgt, führt dies auch zu einer Entlastung der höheren Stromnetzebenen, was sich wiederum kostenmindernd auf den Stromnetzausbau auswirkt.

In Mainz wurde gezeigt, dass die Power-to-Gas-Technologie die technischen Bedingungen für eben diesen Einsatz erfüllt. Seit Juli 2015 hat die Anlage, die mit wissenschaftlicher Begleitung der Hochschule RheinMain errichtet wurde, etwa 18.000 Kilogramm Wasserstoff produziert. Mit dieser Menge könnte ein Brennstoffzellenbus etwa sechs Jahre lang fahren – oder 25 Einfamilienhäuser könnten mehr als ein Jahr klimaneutral beheizt werden. Das Besondere am Energiepark Mainz: Die Anlage war bei Errichtung die weltweit größte Anlage dieser Art und kann den zur Elektrolyse von Wasser notwendigen Strom zum Teil aus den vier benachbarten Windrädern der Mainzer Stadtwerke beziehen.

Dies Beispiel zeigt auch, wie man eine Power-to-Gas-Anlage gleich für mehrere Zwecke nutzen kann. Neben der Einspeisung ins Gasnetz, über das nicht nur die Gasspeicher, sondern alle Sektoren erreichbar sind, wurde hier auch die Direktversorgung der Industrie und einer Wasserstofftankstelle realisiert. Mit solchen kombinierten

Ansätzen lassen sich die Auslastung der Anlage sowie der Nutzen maximieren und insgesamt Kosten sparen.

Im Verbundprojekt HYPOS werden mehrere Studien und Projekte miteinander verknüpft, um die komplette Wertschöpfungskette von der Erzeugung über Transport und Speicherung bis zum Einsatz von grünem Wasserstoff in Industrie, Mobilität und der urbanen Energieversorgung abzubilden. Hierfür werden das Strom- und Gasnetz, Gasspeicher und Wasserstoff-Pipelines zu einer intelligenten Infrastruktur der Stromerzeugung, Wasserstoffgewinnung, des Transports und der Speicherung vernetzt. In diesem Zusammenhang wird z. B. die Entwicklung einer Wasserstoff-Verteilnetzinfrastuktur aus ökonomischer, sicherheitstechnischer und ökologischer Perspektive untersucht und bewertet.

➔ Mit ihren Offshore-Windanlagen ist die Nordsee ein regelrechter Erneuerbare-Energien-Hub.

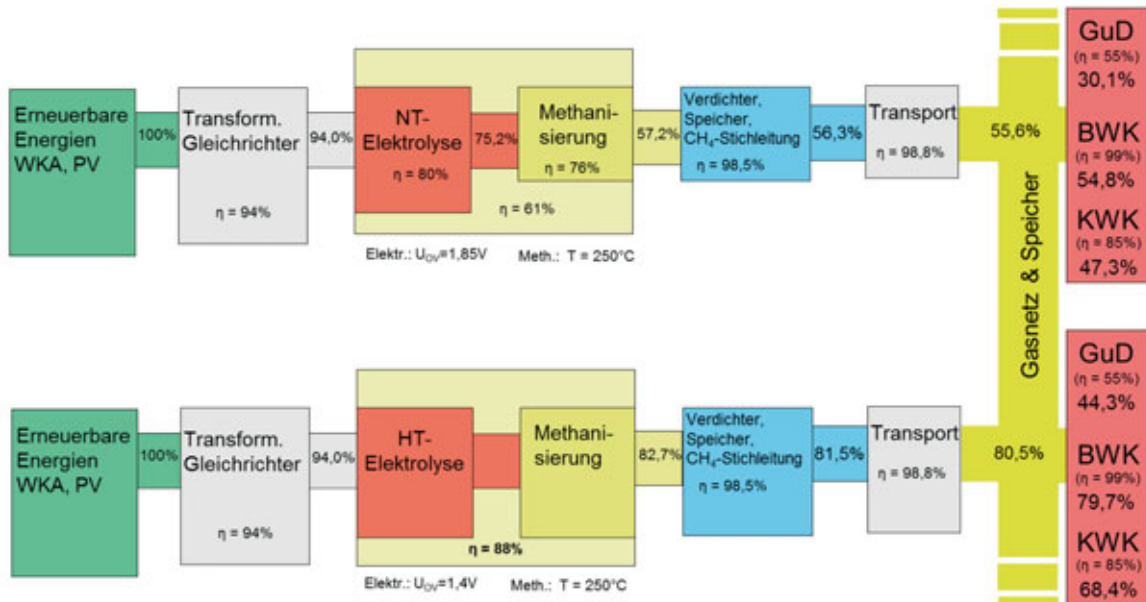
Aber mit Power-to-Gas können nicht nur dezentrale und kleinmaßstäbige Ansätze realisiert werden. Mit ihren Offshore-Windanlagen entwickelt sich die Nordsee derzeit zu einem regelrechten Erneuerbaren-Energien-Hub. Gleichzeitig ist auch hier die Gasinfrastruktur bereits gut etabliert und in Norddeutschland sind viele Gaskavernenspeicher vorhanden. Hier kann Power-to-Gas auch im großen Maßstab eine wichtige Rolle spielen.

Um das in den zahlreichen Demonstrationsprojekten aufgebaute Know-how fortzuentwickeln und die Lernkurve zu steigern, heißt es nun, die nächste Phase mit der Errichtung größerer Anlagen (deutlich über 10 MW) einzuleiten.

Kostendegression zu erwarten

Die Gesteuerungskosten für Wasserstoff bewegen sich heute zwischen 3,70 und 5,12 Euro/kg Wasserstoff bei Strombezugskosten in Höhe von 40 Euro je MWh. Die Stromkosten für den Betrieb der Elektrolyse sind ein ausschlaggebender Faktor für die Gesteuerungskosten. Eine Erhöhung der Volllaststunden und fallende Strombezugskosten weisen damit die höchsten Gesteuerungskosten-senkungspotenziale auf, sodass für grünen Wasserstoff bei Stromkosten von 20 Euro je MWh bei 4.000 Volllaststunden der Elektrolyse-Anlage Wasserstoff-Gesteuerungskosten von 8–11 ct/kWh resultieren.

Abbildung 4.21: Exemplarischer Vergleich der Wirkungsgradkette PtG (SNG) bei Verwendung der NT-Elektrolyse und der thermisch integrierten Hochtemperatur (HT)-Elektrolyse



Quelle: DVGW (in Anlehnung an: Anger, S., Trimis, D.: Potenzial der thermisch integrierten Hochtemperaturelektrolyse und Methanisierung für die Energiespeicherung durch Power-to-Gas (PtG), gwf-Gas/Erdgas, 1–2, 2014, Seiten 50–59.)

Die Kosten für 1 kW installierte Leistung sind seit 2013 bereits von rd. 1500 auf unter 1000 Euro gefallen. Dabei werden die erforderlichen Elektrolyse-„Stacks“ nach wie vor in „Handarbeit“ produziert. Deutliche Kostenreduktionen sind bei einer Umstellung auf halbautomatische bzw. vollautomatische Fertigung zu erwarten. Verschiedene Studien aus 2017 gehen für Deutschland von einem Bedarf an Elektrolysekapazität von rund 50 bis 250 GW aus. Der weltweite Bedarf an PtG-Erzeugungskapazität wurde noch nicht abgeschätzt. Die Hersteller erwarten, dass bereits mit einer halbautomatischen Fertigung der Elektrolyseeinheiten Kosten unter 400 Euro je installierten kW realisierbar sind.

Wirkungsgrade

Der brennwertbezogene Wirkungsgrad von Power-to-Gas-Anlagen der neuesten Generation liegt heute bei knapp über 70 % (Anlage in Mainz) für die Umwandlung von Strom zu Wasserstoff und Nutzung in einem Gasbrennwertgerät (NT-Elektrolyse, ohne Methanisierung). Eine Nutzung der Abwärme und des Sauerstoffes ist dabei noch nicht berücksichtigt, sodass der Gesamtnutzungsgrad bei entsprechender Verwendung noch weit höher liegt.

Eine erste Realisierung eines thermisch integrierten Konzeptes wird aktuell im Rahmen des von der EU geförderten Forschungsprojektes HELMETH (Integrated High-Temperature Electrolysis and Methanation for Effective Power to Gas Conversion) realisiert. Hierbei wird eine erste Pilotanlage für ca. 30 kWel bei Betriebsdrücken von 15–30 bar realisiert. Die thermische Integration zwischen Elektrolyse und Methanisierung erfolgt über die Verdampfung des Wassers im Methanisierungsmodul. Es werden energetische Wirkungsgrade für die Umwandlung zu SNG durch die thermisch integrierte HT-Elektrolyse/Methanisierung von ca. 85 % und darüber erwartet.

Beim Vergleich von Wirkungsgraden ist es einerseits wichtig, die gesamte Kette im Blick zu haben. Andererseits greift eine allein wirkungsgradbezogene Bewertung von PtG jedoch zu kurz und ist daher nicht aussagefähig hinsichtlich der Effizienz im Gesamtsystem. Eine vollständige Bewertung von PtG greift zumindest Kostenvorteile durch vermeidbaren Stromnetzausbau mit auf, berücksichtigt Akzeptanz und bewertet den erreichbaren Grad an Resilienz.

Power-to-Gas in Energiesystemen

Umfassende Sektorenkopplung ist der Leitgedanke eines Energiesystems, dessen Gas-, Strom-, Wärme- und Verkehrsinfrastrukturen technisch gekoppelt sind und dadurch physisch ineinandergreifen. Sektorenkopplung ist die Grundvoraussetzung dafür, dass zunehmend klimafreundliche Energie wirklich effizient genutzt wird – weil sie jederzeit und sektorenübergreifend frei dorthin fließen kann, wo sie gerade am meisten gebraucht wird. Optimal in das Strom- und Gasnetz eingebundene Power-to-Gas-Anlagen verfügen über Mehrfachnutzen, die sektorenübergreifend und über Systemgrenzen hinweg wirken können.

➔ **Sektorenkopplung ist die Grundvoraussetzung für effiziente Nutzung klimafreundlicher Energien.**

Eine wichtige Funktion von PtG liegt in der Speicherung der elektrischen Energie in Form von Gas. Ohne Langzeitspeicher ist eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien in allen Sektoren nicht möglich. Die existierende Gasnetzinfrastruktur ist über Power-to-Gas bereits heute dazu in der Lage, die erforderliche Langzeitspeicherung zu leisten. Im Vergleich der verschiedenen Speicheroptionen wird klar: Substantielle und mehrmonatig verfügbare Speichermengen können heute und auch in Zukunft nur durch Gase und die Gasinfrastruktur erbracht werden. Aus allen Pumpspeicherkraftwerken und Batterien zusammen lassen sich heute lediglich 36 Minuten Stromverbrauch (bei einer Maximallast von ca. 84 GW) in Deutschland überbrücken.

Im Gegensatz hierzu können in deutschen Gasspeichern bereits heute 220 TWh Energie und damit mehr als die zuletzt jährlich erzeugte Strommenge aus erneuerbaren Energien (192 TWh) über Monate hinweg eingespeichert werden. Die Stromspeicherung wird aber erst dann vollendet, wenn eine Rückverstromung stattfindet. Diese kann in unterschiedlichen Anwendungen erfolgen. Eine reine Speicherdefinition schließt aber die Verwendung des „Speichergases“ in anderen Sektoren zunächst einmal aus und beschneidet damit die Nutzungsmöglichkeiten in KWK-Anlagen oder die direkte Nutzung in anderen Sektoren unnötig.

Bei ambitionierten Klimaschutzzielen gibt es oberhalb von 80 % Anteil der erneuerbaren Energien im Stromsektor ein erhebliches marktdienliches Einsatzpotenzial von

Power-to-Gas. Bei signifikanten Akzeptanzproblemen bezüglich des Stromnetzausbaus existiert ein netzdienliches Einsatzpotential von PtG bereits deutlich darunter. PtG kann hier über die Gasnetzinfrastruktur Verzögerungen beim Stromnetzausbau ausgleichen und nachweislich den notwendigen Stromnetzausbau zur vollständigen Integration des Erneuerbaren-Stroms verringern. Darüber hinaus stellt PtG weiteren systemischen Nutzen für das Stromsystem bereit. PtG-Anlagen stellen flexible Lasten dar und können auch zur Frequenzhaltung eingesetzt werden. Positive und negative Regelenergie sind möglich. Viele Demonstrationsanlagen sind für den Regelenergiemarkt qualifiziert.

➔ **PtG-Anlagen stellen flexible Lasten dar und können auch zur Frequenzerhaltung eingesetzt werden.**

Für das Gassystem stellt PtG neben der Biomethaneinspeisung eine weitere wichtige Quelle erneuerbarer Gase dar, die es ermöglicht, eine weitere Energieinfrastruktur mit erneuerbaren Energien zu füllen. Es zeigt sich zunehmend, dass die Weiternutzung der Gastransport- und -verteilnetze zur Versorgung von Endkunden mit grünem Gas deutliche Kostenvorteile gegenüber einer Welt ohne Nutzung der Gasnetze (sog. all electric world) bietet. Die Nutzung der Gasnetze (mit PtG) spart um 2050 jährlich 12,0 Mrd. EUR ein. (frontier economics, RWTH Aachen, u.a. 2017).

Fazit und Ausblick

Deutschland war und ist Vorreiter bei der Weiterentwicklung der Power-to-Gas-Technologie für den Einsatz in der Energiewende. Dadurch ist Power-to-Gas heute weit über den Entwicklungsstatus hinaus. Die Technik funktioniert und ist sofort einsatzbereit, die Herausforderung besteht nun darin, die Anlagen in die betriebswirtschaftliche Praxis zu bekommen. Der Hemmschuh sind hier die derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen, die eine system- und sektorenübergreifende Technologie wie Power-to-Gas noch nicht berücksichtigen. Schon kleine Anpassungen könnten hier den entscheidenden Unterschied machen und erste kommerzielle Einsätze ermöglichen.

Die Umwandlung zunehmend erneuerbar erzeugten Stroms in gasförmige oder flüssige Brenn- und Treibstoffe ermöglicht Treibhausgaseinsparungen auch dort, wo direktelektrische Lösungen nicht in Frage kommen, bei-

spielsweise in bestimmten Industrieanwendungen und in Teilen des Mobilitätssektors. Darüber hinaus erlaubt PtX die netzdienliche Aufnahme von ansonsten abzuregelndem Grünstrom und die Speicherung von Energie.

→ **Derzeitige gesetzliche Rahmenbedingungen berücksichtigen PtG noch nicht.**

Ausgehend von den notwendigen installierten Leistungen bereits zu Beginn der 2030er Jahre ist es bereits heute notwendig, mit der Technologieentwicklung in größerem Maßstab zu beginnen. Nur so können die spätestens ab 2035 zu erwartenden Kostenvorteile eines Energiesystems mit Power-to-Gas von mehreren Milliarden Euro pro Jahr vollständig genutzt werden. Ambitionierter kosteneffizienter Klimaschutz erfordert bereits heute die schrittweise Einführung und mittelfristig den Markthochlauf der Power-to-X Technologien, da das Erreichen der bezogen auf das Jahr 2050 volkswirtschaftlich gewünschten Größenordnung ohne längere Vorlaufzeiten nicht umsetzbar wäre.

Der Stand der über 30 Demonstrationsprojekte legt nahe, dass man sich bereits jetzt stärker auf die Markteinführung von Power to Gas konzentrieren kann.

4.4 Klimapfade für Deutschland – Klimastudie aus Sicht der deutschen Industrie

Das Pariser Klimaabkommen stellte 2015 eine Zäsur in der internationalen Klimapolitik dar. Das Vorgängerabkommen, bekannt als Kyoto-Protokoll, läuft 2020 aus. Dem Pariser Klimaabkommen traten bisher 197 Staaten bei. In einem bottom-up Prozess reichten die einzelnen Staaten ihre nationalen Reduktionsziele (NDC) ein, wobei die EU-28 aggregierte Ziele für ihre Mitgliedsstaaten einreichte und diese als Gesamtziel verpflichtend sind. Die Ankündigung der Bundesregierung, die deutschen Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 % gegenüber 1990 zu reduzieren, ist ein ehrgeiziger Beitrag zu den weltweiten Anstrengungen für die Begrenzung des Klimawandels. Die Umsetzung dieser Ziele ist ein langfristiges politisches, wirtschaftliches und gesellschaftliches Großprojekt von enormer Tragweite.

Für die Erreichung der Ziele werden konkrete Realisierungskonzepte gesucht, die Effizienz und kostengünstige, marktorientierte Lösungen in den Vordergrund stellen. Es braucht technologieoffene und marktwirtschaftliche Rahmenbedingungen, die in Einklang sind mit den europäischen Zielvorgaben und die globale wettbewerbliche Konkurrenz im Blick haben.

Angesichts der von der Bundesregierung für 2018 angekündigten Debatte über den Klimaschutzplan 2050 ist der Bedarf an technologischem Know-how und praktischer Orientierung besonders hoch. Die Studie „Klimapfade für Deutschland“, publiziert vom Bundesverband der deutschen Industrie (BDI) im Januar 2018, bringt hierfür die fachliche Expertise der Industrie ein. Dabei geht es im Kern um die Frage, welche Treibhausgas-Minderungen die deutsche Industrie und ihre Sektoren unter welchen politischen, technologischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen bis 2030 bzw. 2050 leisten

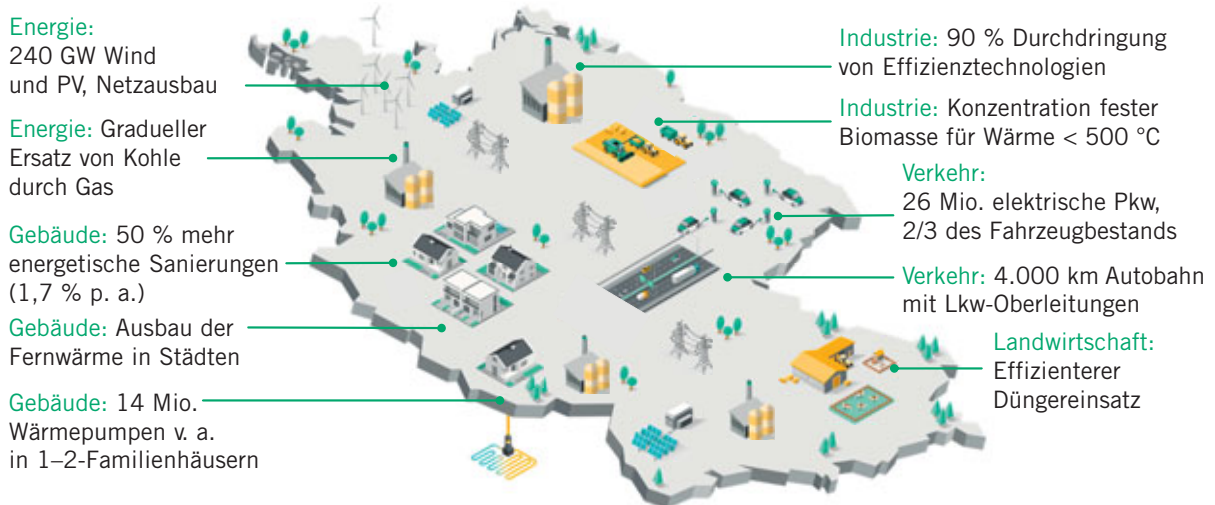
können. Zur Klärung wurden zunächst drei Szenarien betrachtet: ein Referenzszenario sowie die Szenarien „Nationale Alleingänge“ und „Globaler Klimaschutz“.

Annahmen der einzelnen Szenarien

Das Referenzszenario basiert auf nationalen und internationalen klimapolitischen Entwicklungen der letzten Jahrzehnte. Es handelt sich damit um eine „Welt, wie wir sie kennen“. Eine zentrale Annahme aller 3 Szenarien, welche bereits im Referenzszenario verankert ist, stellt ein umfangreicher und effektiver Carbon-Leakage-Schutz dar. Dieser beschränkt die direkten und indirekten CO₂-bedingten Mehrkosten auf jene, die zusätzlich aus dem EU-ETS resultieren. Weitere Annahmen sind die Fest- und Fortschreibung der heute geltenden Gesetze und Verordnungen. Beispiele sind hier insbesondere die Energieeinsparverordnung (EnEV), das Erneuerbare-

Abbildung 4.22: 80 %-Pfad für die Klimapfade-Studie

80 %-Pfad kommt mit bestehenden Technologien aus



PV = Photovoltaik; Alle Zahlen beziehen sich auf 2050

Quelle: Prognos; BCG

Abbildung 4.23: Relevante Annahmen für die Klimapfade-Studie**Vollständiger und effektiver Carbon-Leakage-Schutz**

Bei „nationalen Alleingängen“ ist die energie- und emissionsintensive Industrie von direkten oder indirekten CO₂-bedingten Kosten, welche über das Niveau des heutigen EU-ETS hinaus gehen, befreit.

Infrastruktur im Stromnetz

Veränderte Nachfrage- und Angebotsstrukturen führen nicht zu dauerhaften Netzengpässen. Es finden keine netzengpassbedingten Abschaltungen erneuerbarer Energien statt.

Volkswirtschaftliche Vermeidungskosten

Die Erreichung des Klimaziels für 2050 wird für die deutsche Volkswirtschaft sektorübergreifend kosteneffizient modelliert. Alle Maßnahmen sind nach volkswirtschaftlichen Vermeidungskosten priorisiert.

Perfekte politische Regulierung

Die Politik trifft die richtigen Entscheidungen zur richtigen Zeit und optimiert sektorübergreifend.

Flexibilisierung von Verbrauchern

Es wird unterstellt, dass alle neuen Strom- und Energieverbraucher (u.a. Elektroautos, Wärmepumpen, PtX) sich systemdienlich verhalten können und zur Systemstabilität beitragen.

Technologieentwicklung

Die wesentlichen Entwicklungen über zukünftige Technologien und deren Kosten wurden in Experten-Workshops entwickelt sowie mit wissenschaftlichen Erkenntnissen abgeglichen.

Quelle: Prognos; BCG

Energien-Gesetzes (EEG) bis 2050 sowie die Erhöhung des Anteils Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung auf 80 % bis 2050. Neue Gesetze oder Verordnungen werden nicht berücksichtigt. Zudem wird unterstellt, dass es eine perfekte Regulierung gibt, die Politik also die richtigen Entscheidungen zur richtigen Zeit trifft. Dies betrifft beispielsweise den Netzausbau, der intensiviert werden muss, um Netzengpässe abzubauen. Die Studie simuliert das deutsche Stromnetz als Kupferplatte. Zur Netzstabilität tragen über die Nutzung von Flexibilitäten per Annahme alle Stromverbraucher bei.

Der Studie liegen weiterhin CO₂-Preise und Ölpreise zugrunde. Für das Referenzszenario und das Szenario „Nationale Alleingänge“ wurde ein CO₂-Preispfad unterstellt, der langfristig zwischen den Szenarien Current Policies und New Policies des „World Energy Outlook“ (WEO) 2016 der International Energy Agency (IEA) liegt, jedoch kurz- und mittelfristig langsamer ansteigt. Dabei wurde für das Modell angenommen, dass der CO₂-Preis bis zum Jahr 2050 auf 45 Euro pro Tonne steigt. Der Ölpreis wird im Referenzszenario mit 115 US-Dollar pro Barrel in 2050 unterstellt. Der hohe Ölpreis ist insbesondere durch die steigende Nachfrage in wachsenden Volkswirtschaften bedingt. Technologiekosten wurden von Experten-Gruppen abgeschätzt. Der Einsatz von Technologien zur Emissionsreduktion verlaufen entlang einer Merit-Order.

„Nationale Alleingänge“

Im Szenario „Nationale Alleingänge“ werden die Annahmen des Referenzszenarios übernommen. Ambitionierter Klimaschutz wird lediglich in einem Kerneuropa und vereinzelt anderen Ländern verfolgt. Zentral ist in diesem Szenario, dass ein umfassender und effektiver Carbon-Leakage-Schutz unterstellt wird. Aufgrund fehlender internationaler Klimaschutzambitionen ist dies notwendig, da ohne gleiche Grundvoraussetzungen eine weitgehende Abwanderung industrieller Produktion ins Ausland mit oft geringeren Standards angenommen wird.

„Globaler Klimaschutz“

Das Szenario „Globaler Klimaschutz“ unterstellt gleichermaßen ambitionierte Klimaschutzpolitiken aller Länder. Diese orientieren sich an der Erreichung des Zwei-Grad-Ziels, welches im Pariser Klimaabkommen festgeschrieben wurde. Zusätzliche Annahmen sind international vergleichbare CO₂-Preisniveaus und globale oder global koordinierte Klimaschutzinstrumente. Der CO₂-Preis orientiert sich am Szenario 450 ppm des WEO. Dieser steigt auf 55 Euro pro Tonne CO₂ in 2030 und auf 124 Euro in 2050 an. Der Ölpreis hingegen liegt in diesem Szenario aufgrund stagnierender Weltnachfrage bei real 50 US-Dollar pro Barrel.

Abbildung 4.24: Synopse der Szenarien mit ergänzenden Klimapfaden

Referenz

(„Wie groß sind Gaps?“)

Zielszenarien

(„Welche gesellsch. und polit. Rahmenbedingungen nehmen wir an?“)

R Referenzszenario



G Globaler Klimaschutz



N Nationale Alleingänge



Fortschreibung aktueller und als sicher geltender technischer Maßnahmen (für Deutschland und international)

Ökonomischer und klimapolitischer Hintergrund: Wachstumspfad, eine fundamental verstärkte klimapolitische Zusammenarbeit

Staaten verpflichten sich zu **2 °C-Ziel**
Klimainstrumente werden **international koordiniert**

Wachstum und **offene Märkte**

Investitionen in Klimatechnologien beschleunigen Innovation

Anhaltend **niedrige Preise fossiler Rohstoffe**

Zahlungsbereitschaft für Klimaschutz

Nur einzelne Staaten verfolgen weiter ambitionierte Klimaziele

Es entsteht ein **Nebeneinander nationaler „Sonderwege“**

Trotzdem Wachstum und **offene Märkte**

Rückgang Innovationsgeschwindigkeit

Preise fossiler Brennstoffe steigen an

Fokus liegt auf **Wohlstand**, geringere **Zahlungsbereitschaft** für Klimaschutz

Klimapfade

R *Detaillierte Betrachtung Referenzszenario, u. a. zur Bestimmung von „Gaps“*

G80 *Detaillierte Betrachtung Klimapfad zu 80 %-Ziel*

N80 *Detaillierte Betrachtung Klimapfad zu 80 %-Ziel*

G95 *Detaillierte Betrachtung Klimapfad zu 95 %-Ziel*

N95 *Belastbare Grobbetrachtung Klimapfad zu 95 %-Ziel*

Anmerkung: Detaillierte Strommarktmodellierung nur für R, N80, G95

Quelle: Prognos; BCG

Klimapfade für Deutschland

Den Kern der Studie bilden drei Klimapfade. Ihnen liegen das Referenzszenario und die zwei Zielszenarien („Globaler Klimaschutz“ und „Nationale Alleingänge“) zugrunde, welche die verschiedenen gesellschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen annehmen.

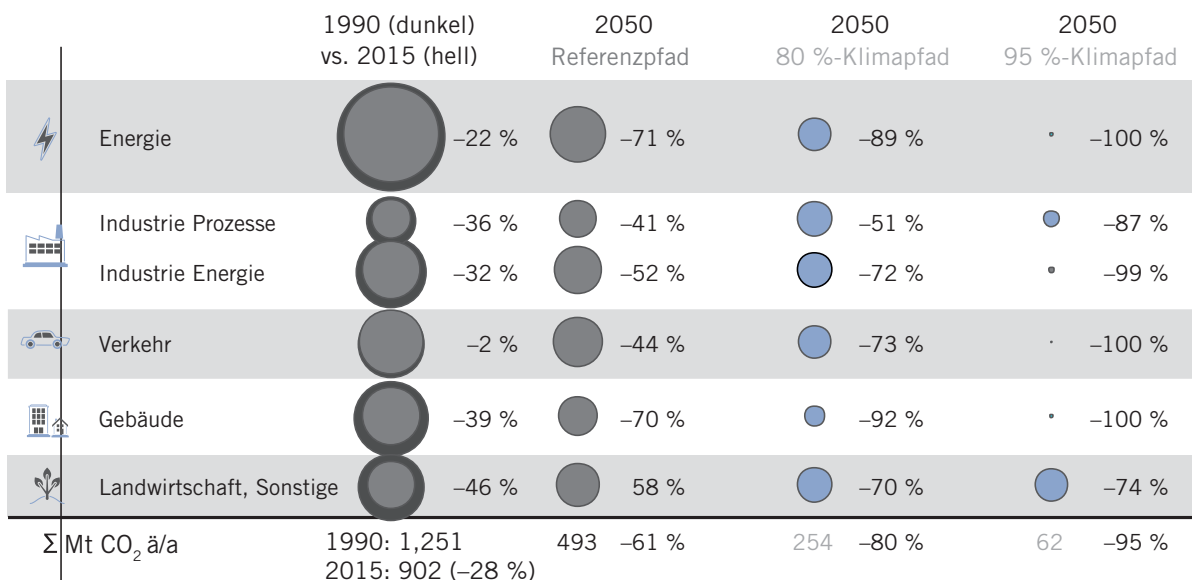
Der Referenzpfad entspricht dem Referenzszenario und führt die bisher beschlossenen Maßnahmen fort und setzt sie effektiv um. Der resultierende Pfad ermöglicht unter anderem die Bestimmung der zu schließenden „Lücke“ zu einem 80 %- bzw. 95 %-Reduktionsziel für 2050 im Vergleich zu 1990. Ihm liegt keine induzierte Emissionsreduktion zugrunde. Diese ergibt sich aus der Modellierung des Referenzpfades. Dem gegenüber sind

den Zielszenarien „Nationale Alleingänge“ (N) und „Globaler Klimaschutz“ (G) jeweils die Reduktionsziele von 80 % bzw. 95 % zugeordnet. Der Referenzpfad bildet folglich zusammen mit N80, G80 sowie N95 und G95 die Klimapfade für Deutschland. Die Klimapfade 80 % und 95 % werden durch die Auswahl verschiedener technischer Maßnahmen volkswirtschaftlich realistisch und kosteneffizient erreicht. Die notwendigen Technologien sind heute bereits vorhanden bzw. deren Marktreife ist auf Basis von Expertendiskussionen im betrachteten Zeitraum darstellbar. Die Auswahl erfolgt dabei konkret wie folgt:

1. Es werden nur technische Maßnahmen eingesetzt, die bereits heute eine ausreichende technische Reife aufweisen und deren Lernkurven und Kostenentwicklungen

Abbildung 4.25: Übersicht zu Sektorentwicklungen im 80 %- und 95 %-Klimapfad

95 % Pfad setzt Nullemissionen in fast allen Sektoren voraus



Quelle: Prognos; BCG

gen damit nach heutigem Kenntnisstand abschätzbar sind.

- Die Maßnahmen werden mit volkswirtschaftlichen CO₂-Vermeidungskosten bewertet und sektorübergreifend priorisiert. Kein Sektor bekommt ex ante vorgeschrieben wie viel er zu leisten hat.
- Es werden explizit praktische Restriktionen sowie gesellschaftliche und politische Akzeptanzbeschränkungen berücksichtigt – z. B. geringe gesellschaftliche Akzeptanz für Fleischverzicht, andere Suffizienzmaßnahmen oder Carbon-Capture-and-Storage (CCS).
- Der Weg wird auf Zielerreichung in 2050 ausgerichtet; Zwischenziele für 2030, wie im Klimaschutzplan 2050 vorgeschrieben, werden explizit nicht definiert.
- Bestehende politische Rahmenbedingungen, die eine potenzielle Limitation für die Umsetzung technologischer Maßnahmen darstellen, werden nicht berücksichtigt.

Die resultierende Merit-Order der technischen Maßnahmen ist volkswirtschaftlich auf das Jahr 2050 optimiert. Die Optimierung berücksichtigt zudem unterschiedliche

Hochlaufzeiten der Technologien und dessen Marktreife. Die beiden Pfade orientieren sich an den völkerrechtlich verbindlich zugesagten Reduktionszielen der EU-28 im Rahmen des Pariser Klimaabkommens und der im Klimaschutzplan 2050 angestrebten Reduktionsziele.

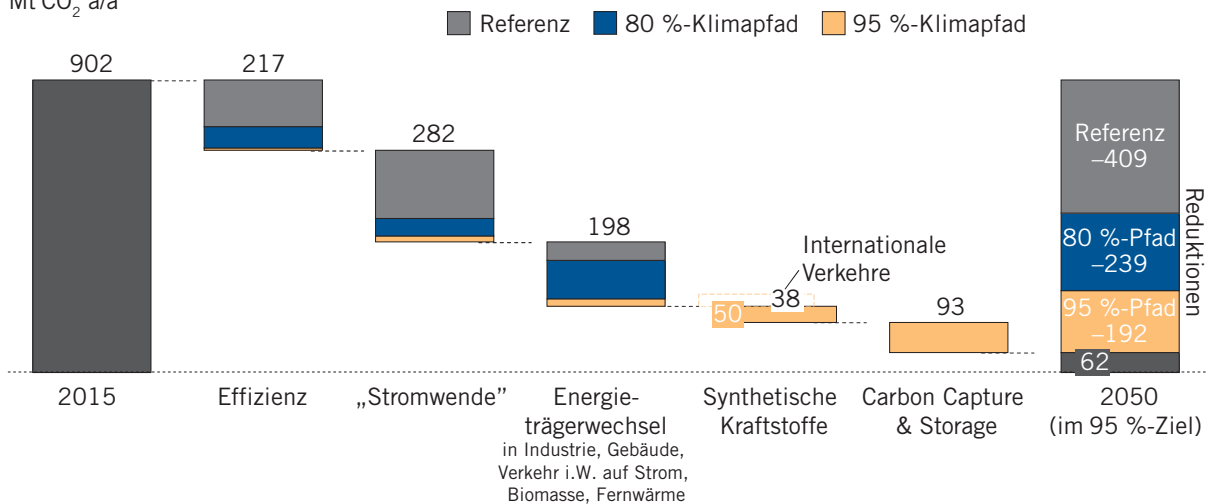
Kernergebnisse der Studie

Mit einer Fortsetzung derzeitiger Anstrengungen in Form bestehender Maßnahmen, beschlossener politischer und regulatorischer Rahmenbedingungen sowie absehbarer Technologieentwicklungen werden im Referenzpfad bis 2050 ca. 61 % Treibhausgas (THG)-Reduktion gegenüber 1990 erreicht. Es verbleibt damit eine Lücke von 19 bis 34 Prozentpunkten zu den Klimazielen der Bundesregierung.

80 % THG-Reduktion sind technisch möglich und in beiden Klimapfaden (N80 und G80) volkswirtschaftlich verkraftbar. Die Umsetzung würde allerdings eine deutliche Verstärkung bestehender Anstrengungen, politische Umsteuerungen und ohne vergleichbare Klimaschutzinstrumente in anderen Staaten einen wirksamen Carbon-Leakage-Schutz erfordern. Die Erreichung des 80 %-Pfa-

Abbildung 4.26: Technologiekombination zur Erreichung der Klimaziele

THG-Einsparungen nach Hebeln

Mt CO₂ ä/a

Quelle: Prognos; BCG

des ist gleichbedeutend mit einer Halbierung der Restemissionen aus dem Referenzpfad.

➔ Kosteneffiziente Klimapfade bedeuten Mehrinvestitionen von bis zu 2,3 Billionen Euro bis 2050.

Die 95 % THG-Reduktion ist an der Grenze absehbarer technischer Machbarkeit und heutiger gesellschaftlicher Akzeptanz. Hierfür müssten die Restemissionen des 80 %-Pfades noch einmal um 75 % gesenkt werden. Eine solche Reduktion erfordert praktisch Nullemissionen für weite Teile der deutschen Volkswirtschaft. Dies würde neben einem weitgehenden Verzicht auf alle fossilen Brennstoffe unter anderem den Import erneuerbarer Kraftstoffe (Power-to-Liquid/-Gas), den selektiven Einsatz aktuell unpopulärer Technologien wie Carbon-Capture-and-Storage (CCS) und weniger Emissionen im Tierbestand bedeuten. Eine erfolgreiche Umsetzung ist nur bei ähnlich hohen Ambitionen in den meisten anderen Ländern vorstellbar, was dem G95-Klimapfad entspricht.

Die kosteneffiziente Erreichung der Klimapfade würde aus heutiger Sicht in Summe Mehrinvestitionen von 1,5 bis 2,3 Billionen Euro bis 2050 gegenüber einem Szenario ohne verstärkten Klimaschutz erfordern. Die Fortschreibung bereits bestehender Anstrengungen im Referenzpfad kostet ca. 530 Milliarden Euro. Dies entspricht bis 2050 durchschnittlichen jährlichen Mehrinvestitionen in Höhe von ca. 1,2 bis 1,8 % des deutschen Bruttoinlandsprodukts (BIP). Die direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten der Klimapfade nach Abzug von Energieeinsparungen lägen bei etwa 470 bis 960 Milliarden Euro bis 2050, davon ca. 240 Milliarden Euro für bestehende Anstrengungen. Das entspricht durchschnittlichen jährlichen Mehrkosten von 15 bis 30 Mrd. Euro, wobei diese im Zeitverlauf ansteigen. Die Mehrkosten können so auf bis zu 75 Mrd. Euro pro Jahr anwachsen.

➔ Eine volkswirtschaftlich sinnvolle Maßnahme lohnt sich für Entscheider betriebswirtschaftlich nicht zwangsweise.

➔ Eine volkswirtschaftlich sinnvolle Maßnahme lohnt sich für Entscheider betriebswirtschaftlich nicht zwangsweise.

Eine solche volkswirtschaftlich kosteneffiziente Erreichung der Klimapfade bedeutet allerdings nicht, dass sich die technischen Maßnahmen aus betriebswirtschaftlicher Sicht für jeden Entscheider rechnen. Gemäß der detaillierten Berechnungen der Studie amortisieren sich 80 % der technischen Maßnahmen aus betriebswirtschaftlicher Sicht aktuell nicht. Eine Verbesserung der Rahmenbedingungen kann die Schließung der Rentabilitätslücke unterstützen.

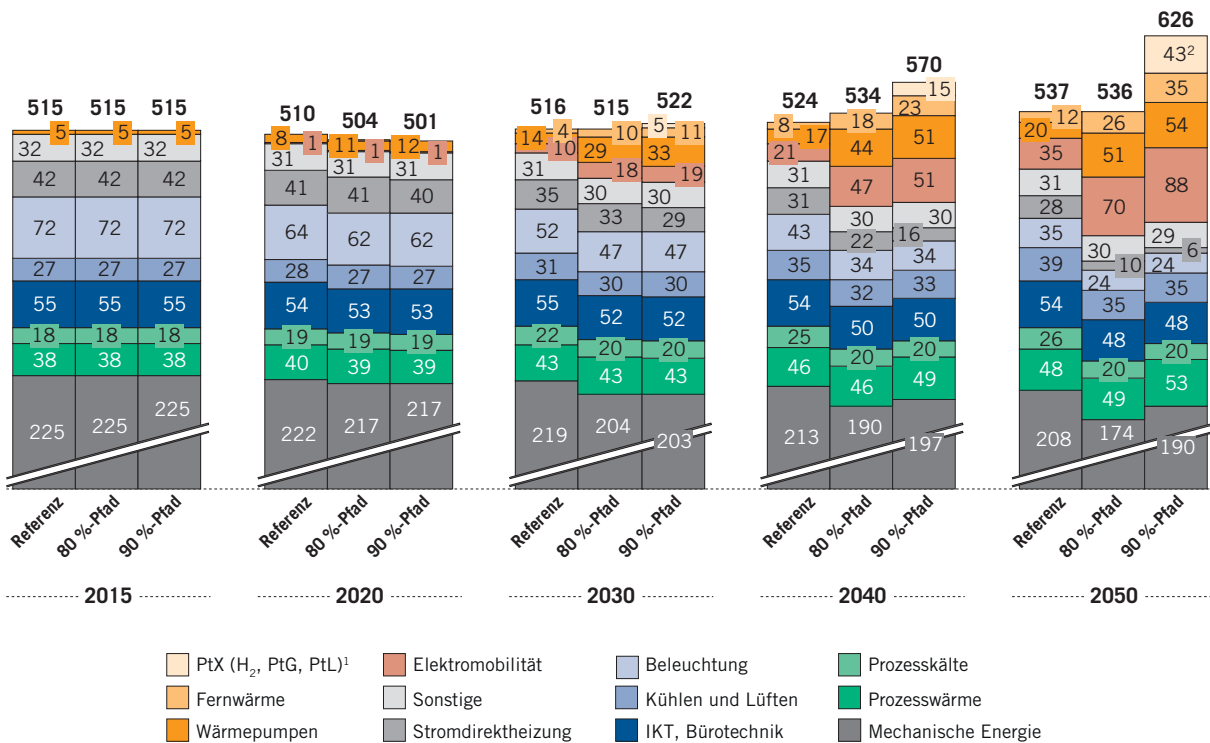
Erfolgreiche Klimaschutzbemühungen wären mit einer umfangreichen Erneuerung aller Sektoren der deutschen Volkswirtschaft verbunden. Das gilt nicht nur für Deutschland, auch auf den internationalen Märkten steigt das Potenzial von Klimatechnologien stetig an. Deutschen Exporteuren können sich weitere Chancen in wachsenden „Klimaschutzmärkten“ eröffnen, sofern andere Staaten einen ähnlich ambitionierten Klimaschutz verfolgen. Studien erwarten, dass das Weltmarktvolumen der wichtigsten Klimatechnologien bis 2030 auf 1 bis 2 Billionen Euro pro Jahr wachsen wird. Deutsche Unternehmen können für diesen globalen Wachstumsmarkt ihre Technologieposition stärken.

➔ **Ohne Vollelektrifizierung ist die Deckung des Strombedarfs durch Sektorkopplung möglich.**

Im Vergleich zu anderen Studien zeigt die BDI-Studie, dass infolge der verstärkten Sektorkopplung die Elektrifizierung nicht zu einer signifikanten Erhöhung der Stromnachfrage führen muss. Während beispielsweise Studien von acatech (2017) zur Sektorkopplung oder der dena (2018) zur integrierten Energiewende Strombedarfe prognostizieren, welche die deutsche Potenzialgrenze der Stromerzeugung von ca. 1.000 TWh p.a. erreichen bzw. sogar übersteigen.

Die Stromnachfrage bleibt im 80 %-Pfad auf dem Niveau des Basisjahres 2015. Gründe dafür sind u.a. die Hebung vorhandener Effizienzpotentiale in allen Sektoren sowie die Verlagerung der national verfügbaren Biomasse in die industrielle Wärmeerzeugung (< 500 °C). Biomasse kann in der industriellen Wärmeerzeugung wesentlich (kosten-)effizienter eingesetzt werden, als beispielsweise Stromheizer, Induktionsöfen oder Power-to-Gas.

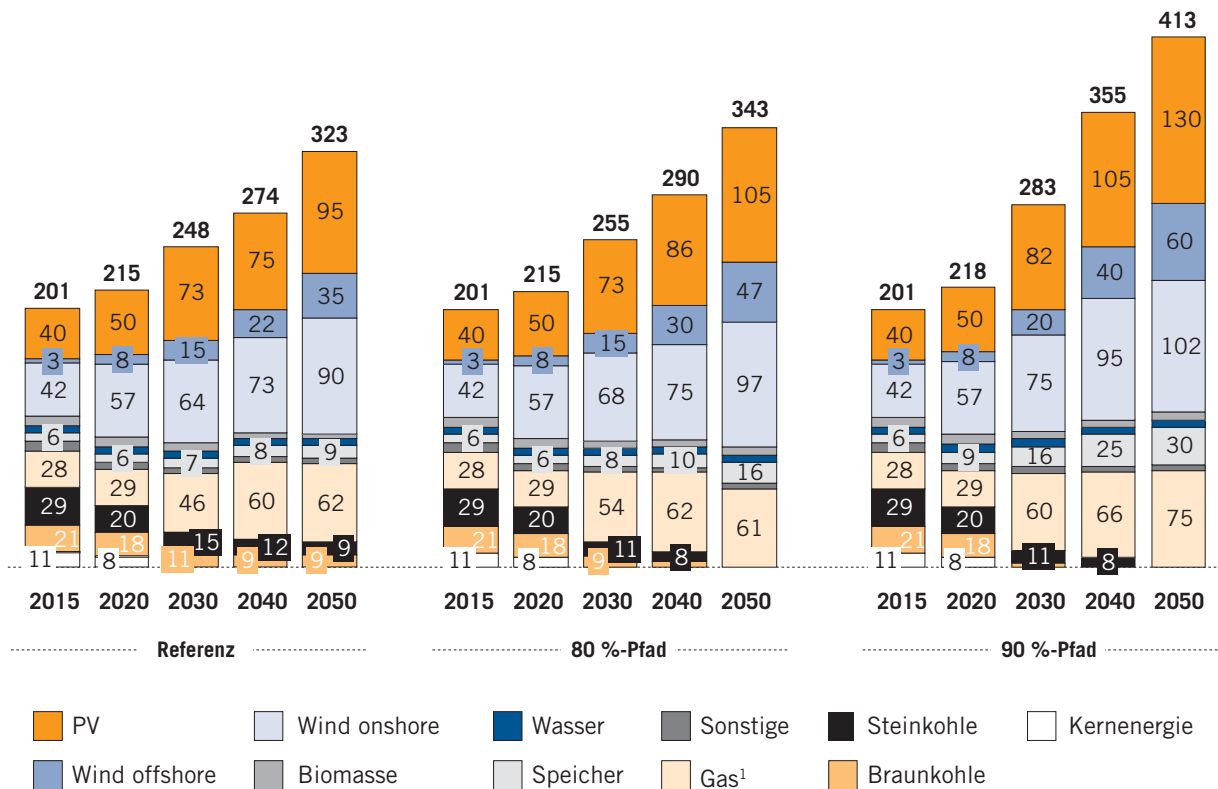
Abbildung 4.27: Nettostromverbrauch¹ nach Anwendungen (Endenergieverbrauch) (TWh)



1. Nettostromverbrauch = Nettostromerzeugung – Abgeregelte Strommengen – Exportsaldo – Speicherbedarf – Netzverluste – Inländische PtG-Produktion
 2. Ohne den Stromverbrauch für die inländische Power-to-Gas-Produktion für Stromerzeugung (22 TWh für 13 TWh PtG), der nicht Teil des Nettostromverbrauchs ist

Quelle: Prognos; BCG

Abbildung 4.28: Installierte elektrische Nettoleistung nach Erzeugungsarten (GW)



Die Jahre 2015–20 enthalten neben am Strommarkt teilnehmenden Gaskraftwerken auch Reservekraftwerke und konservierte (vorläufig stillgelegte) Kraftwerke

Quelle: Prognos; BCG

Im 95 %-Pfad kommt es hingegen zu einer deutlichen Steigerung der Stromerzeugung (715 TWh p.a.) und Stromnachfrage (626 TWh p.a.). Die Effizienzpotentiale sind bereits im 80 %-Pfad weitgehend ausgeschöpft. Die Kompensation der zusätzlichen Stromnachfrage neuer Verbraucher kann folglich nur noch in geringem Maße von weiteren Effizienzsteigerungen abgedeckt werden. Der zusätzliche Bedarf durch 7 Mio. Elektroautos, die kostenintensive PtX-Herstellung sowie der Einsatz von CCS steigern den Strombedarf um rund 100 TWh p.a.

Bei der Betrachtung des Stromverbrauches fällt auf, dass traditionelle neuen Stromverbrauchern weichen. Hier lassen sich Rückgänge bei der mechanischen Energie und der Beleuchtung feststellen. Verbrauchszuwächse sind bei Wärmeerzeugung in Haushalten (Wärmepumpen) und bei der Elektromobilität zu verzeichnen. Der Zuwachs bei den notwendigen 14–16 Mio. Wärmepumpen in 2050 entspricht mit 51–54 TWh p.a. gut 10 % unseres heutigen Strombedarfs.

➔ Beim Ausbau der Erneuerbaren Energien gelangt Deutschland an seine Kapazitätsgrenzen.

Zur Sicherstellung der Stromversorgung wird die installierte Leistung erneuerbarer Energien bis 2050 verdreifacht werden müssen. Das entspricht 102 GW Offshore Wind, 43–60 GW Onshore Wind und 102–130 GW Photovoltaik. Zum Vergleich, 2015 betrug die installierte Leistung der drei Technologien 3,5 GW Offshore Wind, 42 GW Onshore Wind und 40 GW Photovoltaik. Im Jahr 2050 findet zudem keine Stromproduktion durch Kohlekraftwerke statt. Bereits 2040 ist die installierte Leistung von Kohlekraftwerken auf 8 GW Steinkohle geschrumpft. Der zeitnahe Rückgang der Kohleverstromung ist u. a. auf die altersbedingte Abschaltung von Braun- und Steinkohlekraftwerken in den 2020ern zurückzuführen. Zusammen mit dem Auslaufen der Stromerzeugung durch Kernenergie entsteht in den 2020ern eine Kapazitätslücke gesi-

cherter Leistung. Diese wird durch den Zubau von Gaskraftwerken geschlossen werden.

Die Verdreifachung der volatilen Erzeugung auf Sonne und Wind führt zusammen mit dem zeitgleichen Abschmelzen der steuerbaren Stromerzeugung nur zu leicht steigenden Stromsystemkosten in 2050. Diese liegen je nach Pfad um 0,8 ct/kWh bis 1,1 ct/kWh höher als 2015. Während sich die Flexibilisierung der Stromnachfrage durch entsprechende Systeme etabliert hat, kommt es in der Zwischenzeit zu deutlicheren Preisanstiegen. 2030 liegen die Stromsystemkosten pro kWh um 2,7 ct bzw. 3,5 ct höher als 2015.

Klimapfade sind kein Selbstläufer

Eine volkswirtschaftlich kosteneffiziente Gestaltung der Klimapfade setzt die richtigen politischen Entscheidungen zur richtigen Zeit voraus. Im Verkehrssektor ist die Technologieentscheidung noch nicht getroffen. Die Kosten der verschiedenen Technologien liegen nah beieinander. Neben der Elektromobilität sind Hybrid- oder Wasserstofffahrzeuge mögliche Alternativen. Die Analysen haben für die Klimapfade LKW-Oberleitungen auf den am meisten befahrenen 4.000 bzw. 8.000 Autobahnkilometern als für 2017 kosteneffizienteste technische Maßnahme identifiziert (bezieht sich auf das Jahr der Studieneinstellung). Aufgrund des minimalen Unterschiedes zu anderen Technologien empfiehlt es sich, Infrastruktur-entscheidungen erst Mitte der 2020er zu treffen. Zu diesem Zeitpunkt kann die kosteneffizienteste Lösung bereits anders aussehen. Im Verkehrssektor gibt es damit längere Lernkurven, sodass es erst in späteren Jahren zu messbaren Emissionsminderungen kommen wird.

→ Die energetische Gebäudesanierung spielt eine zentrale Rolle.

Anders sieht es im Gebäudebereich aus, in dem die energetische Gebäudesanierung eine zentrale Rolle spielt. Der Gebäudesektor ist zwei zentralen Restriktionen unterworfen: Zum einen handelt es sich bei Gebäudeinvestitionen um langlebige Investitionen. Im Gegensatz zum Kauf eines Autos findet eine energetische Gebäudesanierung deutlich seltener statt. Zum zweiten ist der Emissionsreduktionspfad im Gebäudesektor linear. Er wird vor allem durch Handwerkerkapazitäten determiniert. Versäumnisse heute können in späteren Jahren nicht wieder aufgeholt werden. Daher besteht hier sofor-

tiger Handlungsbedarf, um die Sanierungsquote um mindestens 50 % im Vergleich zu 2015 zu steigern. Andernfalls kann die Lücke zu den politischen Zielen nicht geschlossen werden.

Bei den aufgeführten Investitionen handelt es sich um volkswirtschaftliche Mehrinvestitionen. Einmal getätigt können diese auch zu Einsparungen führen, sodass die tatsächlichen volkswirtschaftlichen Mehrkosten unterhalb der Mehrinvestitionen liegen. In der Studie werden, wie bereits beschrieben, Brennstoffpreise angenommen. Die Mehrkosten hängen in hohem Maße von dieser Annahme ab. Bleibt der Ölpreis auf dem Niveau von 2015 (ca. 50USD pro Barrel) bestehen, führt das zu einem Anstieg der volkswirtschaftlichen Mehrkosten auf 820 Mrd. € im 80 %-Pfad (470 Mrd. € bei 115 USD pro Barrel) bzw. auf 1.420 Mrd. € im 95 %-Pfad (960 Mrd. € bei 115 USD pro Barrel). Ein globaler Klimaschutz wirkt sich im Gegensatz zu nationalen Alleingängen immer mehrkostensenkend aus, auch bei niedrigen Brennstoffpreisen.

Eine zentrale Botschaft der Studie ist daher, international Klimapolitik zu fördern. Deutschland kann mit seiner Reputation zusammen mit seinen europäischen Partnern für eine intensivere Vernetzung der nationalen und regionalen Klimaschutzanstrengungen sorgen. Insbesondere im globalen Verbund bietet Klimapolitik auch wirtschaftliche Chancen.

Zwischenergebnis zur dena-Leitstudie Integrierte Energiewende

Aktuell beschäftigen sich in Deutschland verschiedene Institutionen mit der Transformation des Energiesektors und der Integration in das Gesamtsystem deutsche Wirtschaft. Die Deutsche Energie-Agentur (dena) untersucht in ihrer „Leitstudie Integrierte Energiewende“, gemeinsam mit wissenschaftlichen Gutachtern und über 50 Unternehmen und Wirtschaftsverbänden aus allen für die Energiewende relevanten Branchen, wie die Klimaschutzziele, die sich Deutschland bis 2050 gesetzt hat, erreicht werden können. Ziel für das Jahr 2050 ist ein Energiesystem, in dem über alle Sektoren hinweg kaum noch CO₂ ausgestoßen wird – also in Energieerzeugung und -verteilung, Industrie, Gebäuden sowie in der Mobilität. Ein erstes Zwischenfazit der Studie zeigt, dass die Erreichung der 2030er-Ziele von großer Bedeutung für die erfolgreiche weitere Transformation des Energie- und Wirtschaftssystems ist. Um ausreichende CO₂-Senkungen über alle Sektoren hinweg zu erzielen, braucht es eine integrierte Energiewende und einen ambitionierten Transformationspfad, in dem alle verfügbaren Technologien optimal genutzt werden.

Die Studie arbeitet mit drei verschiedenen Szenarien: Das erste baut als Referenzszenario auf den aktuellen Rahmenbedingungen und Marktentwicklungen sowie den geltenden politischen Entscheidungen auf. Das Klimaschutzziel von 80 bis 95 % weniger CO₂-Emissionen im Jahr 2050 im Vergleich zu 1990 wird in diesem Szenario klar verfehlt: Bis 2050 können die CO₂-Emissionen bestenfalls um 60 % reduziert werden. Das zweite Szenario rechnet mit einer breiten Elektrifizierung in Industrie, Gebäuden und Verkehr und führt zu einer deutlichen Zunahme der Stromnachfrage. Hier können die CO₂-Emissionen um bis zu 90 % reduziert werden.

Das dritte Szenario lässt einen breiten Mix an Technologien zu. Im Vergleich zum Elektrifizierungsszenario führt dieses Technologiemiixszenario zu einem höheren Anteil an gasförmigen und flüssigen Brenn- und

Kraftstoffen, die mit Hilfe von erneuerbaren Energien synthetisch erzeugt und hauptsächlich importiert werden. Es ermöglicht ebenfalls eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 90 %. Nach den Zwischenergebnissen zeichnet sich ab, dass das Technologiemiixszenario wirtschaftlicher und robuster ist als das Elektrifizierungsszenario.

Einige Trends ziehen sich durch alle Szenarien: Der Ausbau der erneuerbaren Energien muss auf sehr hohem Niveau fortgesetzt und die Energieeffizienz in Haushalten, Industrie, Gewerbe und Verkehr deutlich gesteigert werden. Es bedarf eines erheblichen Ausbaus der Stromnetze, insbesondere im Bereich der Verteilnetze. Die Anstrengungen in Forschung und Entwicklung müssen verstärkt werden, um Innovationen anzustoßen und zügig in den Markt zu bringen. Dies gilt insbesondere für diejenigen industriellen Prozesse, für die nach heutigem Stand der Technik keine klimafreundliche Alternative existiert.

Deutschland wird in jedem Fall darauf angewiesen sein, sich eng mit anderen Ländern auszutauschen: sei es, um Schwankungen im Netz auszugleichen oder klimafreundliche Energieträger zu importieren; sei es, um die Entwicklung der notwendigen Energiewende-Technologien voranzutreiben oder internationale Vereinbarungen zur CO₂-Vermeidung für energieintensive Branchen oder Anwendungsbereiche zu erzielen. Angesichts der großen und vielschichtigen Veränderungen, die die Energiewende mit sich bringt, wird der Erfolg schließlich maßgeblich davon abhängen, dass die Gesellschaft von den Chancen und Vorteilen dauerhaft überzeugt ist.

Das Ziel ist, die Rahmenbedingungen, Lösungsbau- steine und Gestaltungsmöglichkeiten für ein optimiertes, kosteneffizientes und damit nachhaltiges Energiesystem bis 2050 zu identifizieren. Die vollständige Studie mit ihren abschließenden Ergebnissen wird Mitte 2018 erwartet.

WEC intern

World Energy Council und Weltenergierat – Deutschland

5.1 Höhepunkte 2017/2018

5.2 Publikationen 2017/2018

5.3 Gremien des Weltenergierat – Deutschland





World Energy Council

Der World Energy Council (WEC) wurde 1923 mit Sitz in London gegründet. Ihm gehören heute rund 100 nationale Komitees an, die über 90 % der weltweiten Energieerzeugung repräsentieren. Der WEC ist die Plattform für die Diskussion globaler und langfristiger Fragen aus Energiewirtschaft, Energiepolitik und Energietechnik. Als nichtstaatliche, gemeinnützige Organisation bildet der WEC ein weltweites Kompetenznetz, das in Industrieländern, Schwellenländern und Entwicklungsländern aller Regionen vertreten ist.

Die Aktivitäten des WEC umfassen das gesamte Spektrum der Energieträger sowie die damit verbundenen Umwelt- und Klimafragen. Damit ist er das einzige energieträgerübergreifende globale Netzwerk dieser Art. Sein Ziel seit der Gründung ist es, die nachhaltige Nutzung aller Energieformen voranzutreiben – zum Wohle aller Menschen.

Mit diesem Ziel führt der WEC Studien sowie technische und regionale Programme durch. Alle drei Jahre richtet der WEC die bedeutendste internationale Energiekonferenz, den *World Energy Congress*, aus. Ziel dieser mehrtägigen Veranstaltung ist es, ein besseres Verständnis energiewirtschaftlicher Fragen und Lösungsansätze aus einer globalen Perspektive heraus zu fördern.

www.worldenergy.org



Weltenergieerat – Deutschland

Der Weltenergieerat – Deutschland vertritt die deutsche Energiebranche im World Energy Council (WEC). Ihm gehören Unternehmen der Energiewirtschaft, Verbände, wissenschaftliche Institutionen sowie Einzelpersonen an. Als gemeinnütziger Verein ist der Weltenergieerat – Deutschland unabhängig in seiner Meinungsbildung. Im Präsidium des Vereins sind alle Energieträger repräsentiert.

Ziel des Weltenergieerat – Deutschland ist die Umsetzung und Verbreitung der WEC-Arbeitsergebnisse in Deutschland, insbesondere um den globalen und längerfristigen Aspekten der Energie- und Umweltpolitik auch in der nationalen Diskussion Beachtung zu verschaffen.

Zu diesem Zweck arbeitet der Weltenergieerat – Deutschland an den Positionen und Studien des WEC intensiv mit. Daneben organisiert er auch eigene Veranstaltungen, führt eigene Studien durch und gibt mit der vorliegenden Publikation „Energie für Deutschland“ jährlich einen Überblick über die wichtigsten energiewirtschaftlichen Daten und Perspektiven für die Welt, Europa und für Deutschland.

www.weltenergieerat.de

5.1 Höhepunkte 2017/2018

Veranstaltungen

11. Deutsch-Afrikanisches Energieforum

25.–26. April 2017, Hamburg

Wie können deutsche Unternehmen den Industrialisierungsprozess in Afrika unterstützen? Das war die zentrale Frage, über die rund 400 deutsche und afrikanische Energieexperten aus Politik, Wirtschaft und Wissenschaft diskutierten, darunter zwölf afrikanische Spitzenpolitiker aus den Energieministerien und Vertreter aus mehr als 35 afrikanischen Ländern. Der Weltenergie Rat unterstützte die Veranstaltung erneut als Partner.



© Afrika-Verein der deutschen Wirtschaft e.V./Fabian Hammerl Photographie

„Mit einer leistungsfähigen Energieversorgung könnten die Wachstumsraten afrikanischer Länder Schätzungen zufolge um zwei Prozentpunkte höher liegen. Für den Aus- und Umbau des afrikanischen Energiesektors muss allerdings die Beteiligung privater Investoren am Energiemarkt leichter, sicherer und finanziell attraktiver werden. Nur so kann die Industrialisierung auf dem Kontinent vorangetrieben werden und nur so entstehen dort Jobs“, erklärte Stefan Liebing, Vorsitzender des Afrika-Verein der deutschen Wirtschaft.

6. European Energy Forum

22.–23. Mai 2017, Paris

Rund 80 Teilnehmer aus ganz Europa diskutierten in sieben Sessions zum zentralen Thema „What business model for energy in Europe?“ die Chancen und Herausforderungen von neuen Technologien, Geschäftsmodelle in einem neuen Marktumfeld sowie smarte Regulierung. Dr. Carsten Rolle moderierte das Panel „When local authorities become smart“. Noch ist die Smart City eine Vision – doch ihr wird in der Zukunft eine Schlüsselrolle auch im Energiesektor zukommen.

Im Ergebnis bewies das European Energy Forum einmal mehr, dass die Transformation im Energiesektor in vielen



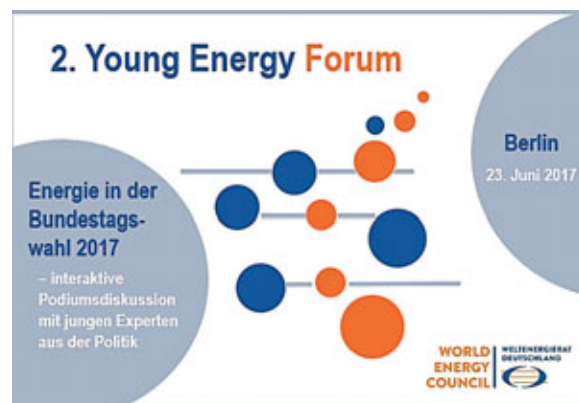
Weltenergie Rat Geschäftsführer Dr. Carsten Rolle (links) diskutiert mit Juliette Dixon, Rare (Frankreich), Jan Kowalczyk, Banner Group (Polen) und Charles-Edouard Delpierre, ENGIE (Frankreich)

Ländern voranschreitet. Neue Technologien werden bereits erfolgreich umgesetzt, zum Beispiel Smart Metering als Schlüssel hin zu smartem Energiemanagement, andere sind derzeit noch Zukunftsmusik, wie beispielsweise Blockchain. In allen Ländern wird der Trend von persönlichen wie kollektiven Verhaltensänderungen erkannt auf dem Weg vom Energiekonsumenten hin zum Prosumer. Das europäische Netzwerk des World Energy Council wird weiterhin aktiv dazu beitragen, neue Geschäftsmodelle zu finden.

Young Energy Forum

23. Juni 2017, Berlin

Das diesjährige Thema „Energie in der Bundestagswahl“ wurde gemeinsam mit jungen Vertretern der Parteien im Bundestag unter Chatham House Rules diskutiert. Rund 35 junge Berufstätige (U35) aus der gesamten Energiebranche folgten der Einladung in die Räumlichkeiten des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW).



Im Fokus der Diskussion standen gemeinsame und divergierende Positionen der politischen Vertreter bei aktuellen Themen wie Kohleausstieg, CO₂-Preis, Finanzierung der Energiewende, Sektorkopplung, Energieeffizienz sowie die internationale Dimension von Energie- und Klimapolitik. In der Diskussion wurde deutlich: Gerade wenn die Komplexität bei Energiepolitik, Regulierung und im Markt zunimmt, braucht es umso mehr einen offenen Austausch und eine ganzheitliche Perspektive im Fokus. Inhaltliche Schnittmengen sind überall vorhanden, sodass verschiedene mögliche Koalitionen nach der Bundestagswahl gesehen wurden.

Hochschulkooperation: YEPs an der TU Bergakademie Freiberg

27. April 2017, Freiberg



Weltenergieat-Repräsentant Christoph Menzel im Gespräch mit Prof. Dr. Barbknecht

Im Rahmen der Hochschulkooperation der Young Energy Professionals konnte die TU Bergakademie Freiberg als Partner gewonnen werden. Prof. Dr. Barbknecht hieß im Rahmen der Vorlesung „Energierrecht II“ Christoph Menzel willkommen, um über Methoden zur Verbesserung von Gesetzgebung und Regulierung zu referieren. Hierbei wurden das World Energy Trilemma als Status Quo-Bewertung sowie die World Energy Szenarios als Methode zur Mittel- und Langfristbewertung von Gesetzgebungsmaßnahmen vorgestellt. Rund 15 Studenten und wissenschaftliche Mitarbeiter nahmen an der Veranstaltung teil und konnten sich anschließend auch über das YEP-Mentoring Programm informieren.

Fachgespräch „Blockchain in Energy“

21. Juni 2017, Berlin

Anlässlich der Veröffentlichung seiner jährlichen Publikation „Energie für Deutschland“ lud der Weltenergieat zu einem Fachgespräch mit Frühstück am Rande des BDEW Kongresses ein. Robert Schwarz und Dr. Eckert Lindwedel von Pöyry Management Consulting präsentierten als Autoren des Schwerpunktkapitels ihre zehn Thesen zu „Blockchain – digitaler Treiber für die Energiewende“.



Vorstellung der „Energie für Deutschland 2017“ in Berlin

Die Anwendungsbereiche für Blockchain im Energiesektor sind vielfältig. Unter anderem wird der Energiehandel insbesondere bei kleinen dezentralen Einheiten einfacher und kosteneffizienter. Dies hätte positive Effekte für die Netzstabilität und die Redispatchkosten. Aber Blockchain stehe zunächst vor technologischen, rechtlichen und regulatorischen Herausforderungen. Zu den rechtlichen Hürden referierte Oliver Süme, Partner von Fieldfisher. Neben dem Datenschutz müssen auch im Energierecht Verantwortlichkeiten geklärt werden. Es lohne sich der Blick ins Ausland, denn Großbritannien und Frankreich seien bereits weiter bei der Anpassung des Rechtsrahmens für Blockchain.

European Issues Monitor @ POWER-GEN EUROPE

28. Juni 2017, Köln

Die POWER-GEN EUROPE ist seit 25 Jahren die Leitmesse für Energieerzeugung in Europa mit jährlich über 10.000 Teilnehmern aus der ganzen Welt. Der Weltenergieat unterstützte die Konferenz als Partner und war in diesem Jahr in der „Knowledge Arena“ präsent.

Dr. Einari Kisel, Regional Manager für Europa beim World Energy Council, präsentierte die Ergebnisse des World



Weltenergierat-Präsident Dr. Uwe Franke diskutierte mit Dr. Einari Kisel (Regional Manager Europa beim WEC), Dr. Andrea Panizzo (Head of Business Development Europe and Middle East Area, Enel Green Power), Dr. Volkmar Pflug (President Strategies, Market and Competitive Intelligence, Siemens Energy) und Prof. William D'haseleer (Professor der University of Leuven and Chair of World Energy Council Belgien).

Energy Issues Monitor. Auf Basis der Antworten von 1.200 Entscheidern aus 95 Ländern zeigt der World Energy Issues Monitor, welche Themen die Energiebranche nachts nicht schlafen lassen. Die Top-Themen aus dem Energiesektor werden dabei nach Relevanz/Irrelevanz und Sicherheit/Unsicherheit bewertet.

Unter Moderation von Weltenergierat-Präsident Dr. Uwe Franke diskutierten internationale Experten die Themen, Prioritäten und Unsicherheiten der europäischen Ergebnisse. In Europa bewegen die Experten vor allem die politischen Rahmenbedingungen. Politische Unsicherheiten in Zeiten von Brexit und „America First“ bergen Gefahren für den Verlust von Synergien in der internationalen Kooperation, insbesondere im Klimaschutz. Der Energiemarkt in Europa und weltweit müsste zukünftig so gestaltet werden, dass sich Investitionen in emissionsarme Technologien lohnen. Die Digitalisierung ermöglicht es, dass immer mehr Verbraucher in Energieinfrastruktur investieren. Zugleich wächst die Gefahr von Cyber-Angriffen. In einem zunehmend komplexen Energiemarkt mit vielfältigen Teilnehmern ist es daher besonders relevant, sich über die Erfahrungen mit Cyber-Attacken und Resilienzmaßnahmen auszutauschen.

International Expert Talks on Oil & Gas

12.–13. September 2017, Berlin

Die Kooperationsveranstaltung des Weltenergierats mit der Stiftung Wissenschaft und Politik besuchten rund 50 Experten aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik, um

unter Chatham House Rules zu aktuellen geopolitischen sowie wirtschaftlichen Fragen des Öl- und Gasmarktes zu diskutieren.

Im Fokus standen die Neuausrichtung auf dem Öl- und Gasmarkt weltweit und die Frage, wo sich geopolitische Risiken sowie Investitionen verschieben. Zur Sprache kamen auch die Potenziale für Erdgas im Transport, Szenarien für Erdgasnachfrage in Europa sowie der damit verbundene Ausbau der Infrastruktur. Neben Europa standen weitere Länder und Regionen wie die USA mit ihrer neuen Außenpolitik, der Nahe Osten bzw. Saudi Arabien, die Türkei und Russland im Mittelpunkt. Die Frage der „Security of Demand“ für Öl- und Gaslieferanten scheint an Relevanz zu gewinnen, auch wenn die Erdgasnachfrage mittelfristig aufgrund von Klimapolitik steigen wird.

Strategie-Workshop „Perspektiven für den Weltenergierat“

15. September 2017, Berlin

Der Weltenergierat hat in 2017 seine strategische Ausrichtung evaluiert. Wo steht der Verein derzeit und welche Ziele werden verfolgt? Welche Aktivitäten werden als relevant wahrgenommen und was sind Zukunftsthemen? Der Strategieprozess umfasste eine Umfrage unter Mitgliedsunternehmen und Partnern sowie qualitative Interviews mit ausgewählten Gesprächspartnern. Die Ergebnisse dieser Erhebungen wurden in einem Strategie-Workshop evaluiert und als Grundlage für die Erarbeitung der Perspektiven für den Weltenergierat genutzt.

Im Ergebnis wird der Weltenergieerät mit seiner Arbeit bei Mitgliedern und Partnern wertgeschätzt, jedoch sind noch nicht alle Produkte und Aktivitäten gleichermaßen bekannt. Die Mitgliedschaft soll zukünftig breiter gefasst und um weitere Branchen mit Energiebezug erweitert werden. Die Internationalität sowie das Energy Trilemma werden weiterhin die Leitlinie bilden. Zugleich fungiert der Weltenergieerät als Sprachrohr für die deutsche Energielandschaft im globalen Kontext und unterstützt internationale Kooperationen.

Kooperationsveranstaltung mit der Niederländischen Botschaft: „North Sea Round Table“ und Studienvorstellung „The North Sea Opportunity“

26. September 2017, Berlin

Zum „North Sea Round Table“ tauschten sich rund 20 Energieexperten in kleinem Kreis unter Chatham House Rules darüber aus, wie das Potenzial der Nordsee als Infrastrukturplattform effizient ausgeschöpft werden kann. In Kooperation mit der Niederländischen Botschaft wurde im Anschluss die Studie „The North Sea Opportunity“ öffentlich vorgestellt.

Prof. Jan Willem Velthuijsen, Chief Economist PwC Niederlande und Hauptautor der Studie, erläuterte, dass durch intensive Zusammenarbeit im Nordseeraum Einsparungen von Treibhausgasemissionen über 5.500 Megatonnen sowie eine nachhaltige Wertschöpfung von über 100 Milliarden Euro möglich wären. Allein durch Effizienzgewinne ließen sich bei der Realisierung von Offshore-Wind Projekten Kosten von rund 38 Milliarden

Euro vermeiden, beim Rückbau von Öl- und Gasplattformen über 27 Milliarden Euro.

In einem Impulsstatement stellte Lex Hartman, Mitglied der Geschäftsführung der TenneT TSO GmbH, u.a. die Pläne für eine Energieinsel auf der Dogger Bank vor. Über dieses Windenergie-Verteilkreuz mit einer Kapazität von rund 100 GW könnten im Jahr 2050 rund 135 Millionen Verbraucher in ganz Europa mit Strom versorgt werden.

Unter Moderation von Weltenergieerät-Präsident Dr. Uwe Franke diskutierten die beiden Impulsgeber gemeinsam mit internationalen Experten über mögliche Synergieeffekte, internationale Kooperationen sowie neu entstehende Geschäftsmodelle, so z.B. durch Kohlenstoffspeicherung (CCS), Kultivieren von Meeresalgen in Offshore-Windparks oder die Möglichkeit der Wasserstoffproduktion durch intelligente Weiternutzung ehemaliger Öl- und Gasplattformen.

Hindernis für eine gemeinsame Vorgehensweise der Nordsee-Anrainerstaaten sei das immer noch starke Streben der Länder nach Autonomie. Die Politik sei gefordert, Informationen zum individuellen Infrastrukturbedarf, Best Practices sowie Möglichkeiten zur Harmonisierung der technischen Standards zusammenzutragen und die Erkenntnisse allen Nordseestaaten zur Verfügung zu stellen. So ließen sich Kosten während des gesamten Lebenszyklus der Stromerzeugungsanlagen senken und die Bereitschaft zur gegenseitigen Anerkennung der nationalen Normen erhöhen. Investitionen



v.l.n.r.: Moderator Dr. Uwe Franke (Weltenergieerät), Lex Hartman (TenneT TSO GmbH), Ruud Cino (Wirtschaftsministerium Niederlande), Robert Frimpong (Wintershall Noordzee B. V.), Prof. Jan Willem Velthuijsen (PwC Niederlande, Autor der Studie), Dr. Andreas Schröter (DNV GL Energy)

könnten besser geplant, Förderregelungen angeglichen und Finanzierungslösungen für gemeinsame Projekte erarbeitet werden.

WEC Executive Assembly 2017

16.–19. Oktober 2017, Lissabon

Die Mitgliederversammlung des World Energy Council stand ganz im Zeichen der strategischen Neuausrichtung der globalen Organisation. Neben Themen wie Innovationen rücken neue Formate und Partnerschaften, u. a. mit der Deutschen Energie-Agentur (dena) in den Mittelpunkt. Dr. Carsten Rolle stellte im Rahmen der Sitzungen die Ergebnisse des Strategieprozesses des deutschen Komitees vor. Finance Officer Prof. Klaus-Dieter Barbknecht, zugleich Schatzmeister des Weltenergieerats – Deutschland, wurde im Amt bestätigt.



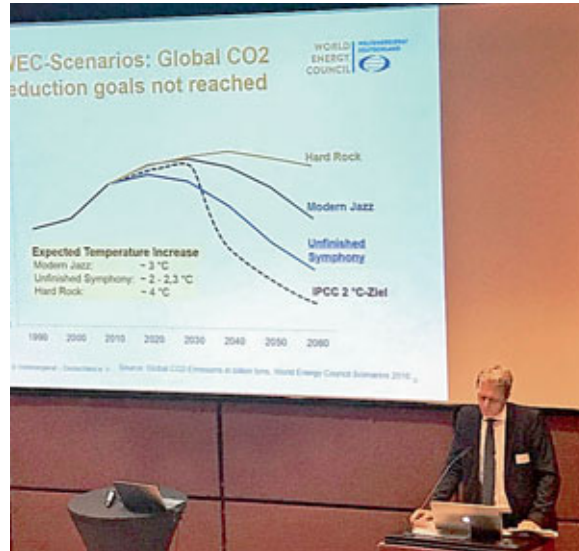
Der Weltenergieerats – Deutschland bei der Executive Assembly

Neben zahlreichen Vorträgen und Diskussionen wurden unter anderem die Ergebnisse des Issues Monitor 2017 – der globalen Umfrage zu aktuellen Themen der Energiebranche – Kontinent für Kontinent präsentiert. Als besonders „relevant“ und zugleich „unsicher“ wurde dabei in allen Erdteilen das Thema Digitalisierung eingestuft.

Dr. Carsten Rolle beim German Norwegian Energy Forum

12. Oktober 2017, Berlin

In der Königlich Norwegischen Botschaft in Berlin wurde weit in die Zukunft geschaut. Über einhundert Gäste verfolgten einen interessanten Diskussionsnachmittag rund um die Frage: Was beeinflusst den Energiesektor von morgen? Dr. Carsten Rolle beleuchtete in seiner Präsentation „Global Outlook on Natural Gas“, warum Gas im Energiemix der Zukunft noch lange Zeit wichtig sein wird. Dies hatte der World Energy Council in 2016 in allen drei seiner Szenarien berechnet. Der Verbrauch von Erd-



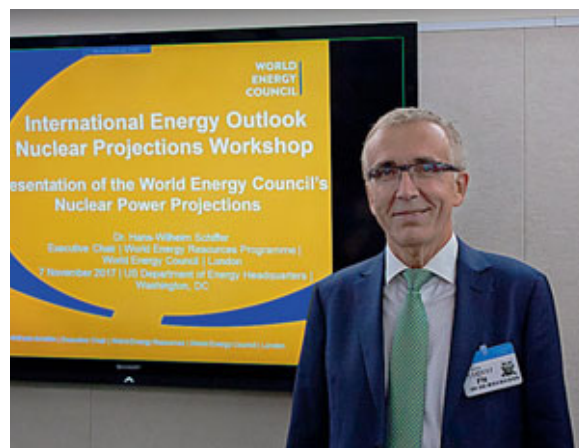
Dr. Carsten Rolle präsentierte die WEC-Szenarios in der Norwegischen Botschaft in Berlin

gas wird bis 2040 vor allem in China und im Mittleren Osten ansteigen. Für die EU wird der Import von LNG immer wichtiger. 2040 werden nur noch 47 % des weltweit verbrauchten Erdgases durch Pipelines fließen, LNG wird 53 % der Nachfrage nach Erdgas bedienen. Wachsenden wird die LNG-Produktion dabei vor allem in Australien und in den USA.

Dr. Hans-Wilhelm Schiffer beim „First International Nuclear Projections Workshop“ der EIA

7.–8. November 2017, Washington DC/USA

Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, Executive Chair World Energy Resources des World Energy Council sowie Vorsitzender der Redaktionsgruppe „Energie für Deutschland“, prä-



Dr. Hans-Wilhelm Schiffer in Washington

sentierte im Rahmen des Workshops der U.S. Energy Information Administration (EIA) die Ergebnisse der WEC-Szenarien zur globalen Rolle der Kernenergie sowie den Status der Kernenergie in den EU-Staaten.

Der Workshop war als offenes Forum zur Präsentation und Diskussion von Kernenergiethemen unter EIA-Analysten und externen Experten gedacht. Ziel war es dabei, Projektionen für die globale Stromerzeugung aus Kernkraftwerken zur Unterstützung des International Energy Outlook der EIA aus der Sicht verschiedener Stakeholder zu adressieren. Demnach wird angenommen, dass die Rolle der Kernenergie mittel- und längerfristig mit einem Beitrag von etwa 10 Prozent zur globalen Stromerzeugung weitgehend stabil bleibt.

COP 23: International Energy and Climate Dinner 15. November 2017, Bonn

Rund 25.000 Teilnehmer zählte die Bonner Klimakonferenz COP 23, darunter zahlreiche politische Entscheidungsträger, Wissenschaftler und Industrievertreter aus der ganzen Welt. Um die besondere Bedeutung des Energiesektors beim Klimaschutz zu betonen, organisierte der World Energy Council London mehrere Veranstaltungen und Treffen am Rande der Konferenz, darunter ein hochkarätiges exklusives Dinner mit rund 20 Gästen in Kooperation mit dem Weltenergieerat – Deutschland. Als Gastredner wurde der Botschafter Kanadas in Deutschland Stéphane Dion begrüßt, der 2005 den Vorsitz der COP 11 führte, sowie Annela Anger-Kraavi, COP-Unterhändlerin Estlands, die live vom Gang der Verhandlungen berichtete.



COP 23 Side Event des Weltenergieerats

Energietag 2017: Europäische Energie- und Klimapolitik im neuen globalen Kontext

21. November 2017, Berlin

Rund 150 Energieexperten aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik aus dem In- und Ausland kamen wenige Tage nach Ende der COP 23 am 21. November 2017 in die Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften am Gendarmenmarkt in Berlin, um mit den internationalen Gastrednern des Energietags 2017 zu diskutieren.

In seiner Begrüßung betonte **Dr. Uwe Franke**, Präsident des Weltenergieerat – Deutschland, dass kein Land alleine ein nachhaltiges, bezahlbares, sicheres Energiesystem schaffen könne. „Trends und Innovationen enden nicht an Landesgrenzen, genauso wenig wie CO₂-Emissionen oder die Energie selbst“, plädierte er für eine starke internationale Zusammenarbeit.



Weltenergieerat-Präsident Dr. Uwe Franke eröffnete den Energietag 2017

Der Vormittag stand ganz im Zeichen der „neuen Realitäten“, denen die Energie- und Klimapolitik weltweit gegenübersteht. In vier Keynotes mit anschließender Diskussion unter Moderation von **Sonja van Renssen**, Brüssel-Korrespondentin der „Energy Post“, begaben sich die Gäste des Energietags auf eine Reise durch verschiedene Kontinente. Für Interaktivität mit dem Publikum war mit eingestreuten **Live-Umfragen** gesorgt.

California Energy Commissioner **David Hochschild** betonte in seiner Keynote, der kalifornische Staat werde den Schritt der Trump-Administration, aus dem Pariser Klimaabkommen auszusteigen, nicht mittragen. Stattdessen wolle er alles dafür tun, den bereits beschrittenen



David Hochschild, California Energy Commissioner

Weg hin zu einer klimafreundlichen, von erneuerbaren Energien geprägten Energieversorgung weiter zu forcieren. Den Anteil von bereits rund 30 % erneuerbarer Energien wolle man bis spätestens 2050 auf 50 % erhöhen – wobei das Ziel vermutlich bereits 5–10 Jahre früher erreicht werde. Dieser Fortschritt begründe sich durch stetig fallende Preise für saubere Energietechnologien. Auch der Verkehrssektor verändere sich: In Kalifornien seien inzwischen fast 350.000 Elektrofahrzeuge auf den Straßen unterwegs – ein Anteil von 50 % der gesamten USA, Tendenz stark steigend.

Dr. Christoph Frei, Secretary General des World Energy Council (WEC) London, gab einen Überblick über die World Energy Scenarios und den World Energy Issues Monitor des WEC. Demnach wird der weltweite Pro-Kopf-Energiebedarf vor 2030 seinen Höhepunkt erreichen. Die Stromnachfrage wird sich bis 2060 verdoppeln. Der phänomenale Aufstieg der Sonnen- und Windenergie wird sich in einem nie dagewesenen Tempo fortsetzen. Spitzenwerte bei der Nachfrage nach Kohle und Öl haben das Potenzial, die Welt von „Stranded Assets“ zu „Stranded Resources“ zu führen. Der Transportsektor wird einer der schwierigsten sein, wenn es gilt, die künftigen Energiesysteme zu dekarbonisieren. Die Begrenzung der



Dr. Christoph Frei, Secretary General und CEO des World Energy Council

globalen Erwärmung auf höchstens 2 °C erfordert außergewöhnliche und dauerhafte Anstrengungen, die weit über die bereits zugesagten Verpflichtungen hinausgehen und sehr hohe Kohlenstoffpreise mit sich bringen. Globale Zusammenarbeit und Handel, koordinierte Klimapolitik und technologische Innovation seien notwendig, um das Energie-Trilemma auszugleichen.



Dr. Elham Ibrahim, Vice Chair Africa des World Energy Council

Mit der ehemaligen Leiterin des Energie- und Infrastrukturbereichs der African Union Commission und jetzigen Vice Chair Africa des WEC war mit Frau **Dr. Elham Ibrahim** eine ausgewiesene Expertin der Energiepolitik Afrikas zu Gast. Ihre Heimat sei besonders anfällig für den Klimawandel. Erst 45 % des Kontinents habe Zugang zu Energie, wobei der Norden mit 99 % deutlich besser versorgt sei als die Sub-Sahara-Zone. Die gesamte Erzeugungskapazität betrage derzeit ca. 170 GW. Die Frage sei, wie Afrika seine diversifizierten Energieressourcen in nachhaltige, moderne und erschwingliche Energiedienstleistungen umwandeln kann. Afrika sei offen und begrüße alle Entwicklungspartner für eine Win-Win-Kooperation. Marktchancen sieht sie sowohl für große Kraftwerke als auch für neue Möglichkeiten wie Off-Grid, Small-Grid, Micro-Grid, Dach- oder Haushaltslösungen. Die Lösung des Energieproblems in Afrika sei kein Einheitsansatz, sondern müsse auf den Verbraucher abgestimmt werden. Regionale Integration sei dabei ein Muss für die Entwicklung Afrikas.

Aus Indien war **Rajiv Ranjan Mishra**, Managing Director, CLP India Private Ltd, angereist, um einen Überblick über die Energieperspektiven Asiens zu geben. Asien stellt derzeit 55 % der gesamten Weltbevölkerung, wobei der Asien-Pazifik-Raum sehr viel weiter entwickelt ist als Südasien. Die Herausforderungen sind divers. In China bereitet vor allem der hohe Energiebedarf Sorge: Bis 2040 wird dort voraussichtlich doppelt so viel Energie benötigt, wie in den USA. In Indien hat die Verbesserung des Energiezugangs im Land weiterhin Priorität gegen-



Rajiv Ranjan Mishra, Managing Director, CLP India Private Ltd

über der Verringerung von Emissionen. Der Anteil der nichtfossilen Energien soll bis 2030 auf 40 % erhöht werden. Japan plant hingegen bis 2030 weiterhin auf fossile Brennstoffe zurückgreifen, um 75 % des Energiebedarfs zu decken. Mit 100 Millionen Menschen nannte Mishra eine beeindruckende Zahl von Indern, die direkt oder indirekt vom Kohleabbau und -verstromung abhängig sind. Er gab zu bedenken, dass ein zügiger Kohleausstieg für das Land daher immense Folgen mit sich bringen würde.

Unter Moderation von **Dr. Carsten Rolle**, Geschäftsführer des Weltenergierats, startete das Programm am Nachmit-



Dr. Mart Laanemäe, Dr. Carsten Rolle, Mihkel Härm (v.l.n.r.)

tag mit einem Blick Richtung Estland. **Dr. Mart Laanemäe**, Botschafter der Republik Estland in Deutschland, erläuterte die Ziele der aktuellen EU-Ratspräsidentschaft des Landes. Eindeutiger Schwerpunkt ist hierbei die Digitalisierung, die in Estland wie in keinem zweiten Land der Welt fortgeschritten ist. Die Energiebranche bildet hierbei keine Ausnahme, wie das Praxisbeispiel des Versorgers Eesti Energia beweiste, präsentiert durch dessen Partner Relations Manager **Mihkel Härm**. Smarte Investitionen und Innovationen führten zu mehr als einer Verdoppelung des Anteils an Erneuerbaren im Energiemix. Unter dem Motto "e-Estonia" forciert das Unternehmen seine digitalen Prozesse bereits seit 20 Jahren. Seit 2016 gibt



David Hochschild, Dr. Christoph Frei, Sonja van Renssen, Dr. Elham Ibrahim, Rajiv Ranjan Mishra (v. l. n. r.)



Ergebnisse einer der Live-Umfragen



Dr. Carsten Rolle im Gespräch mit Prof. Dr. Coby van der Linde (links) und Dr. Artur Runge-Metzger (rechts)

es Zugang zu Smart Grid und Smart Meter in allen Haushalten. Dynamische Verträge (mit stündlich variierenden Preisen) und Zugang zu Smart Apps ermöglichen das Verwalten des eigenen Stromverbrauchs in Echtzeit. Netzwerkausfälle konnten um 20 % reduziert werden. Interaktionen mit den Kunden gingen um über die Hälfte zurück, wobei sich gleichzeitig die Kundenzufriedenheit verdoppelte. Estlands Fortschritte im Bereich Digitalisierung sind damit die hauptsächlichen Treiber des schnellen Wandels im Energiesektor.

Die als Einstieg in die Diskussion gestellte **Umfrage** nach digitalen Lösungen ergab, dass mehr als die Hälfte der Teilnehmer des Energietags bereit wären, Smart Home Produkte sowie E-Government zu nutzen. Nur knapp ein Viertel äußerte datenschutzrechtliche Bedenken.

Im Gespräch mit **Prof. Dr. Coby van der Linde**, Direktorin des niederländischen Clingendael International Energy Programme, und **Dr. Artur Runge-Metzger**, Direktor „Climate Strategy, governance and emissions from non-tra-



Paneldiskussion „Europa nach den Wahlen“ moderiert von Sonja van Renssen, Brüssel-Korrespondentin der Energy Post



Marco Margheri, Stefan Kapferer, Tim Figures, Prof. Dr. Coby van der Linde, Dr. Uwe Franke, Sonja van Renssen, Jean Eudes Moncomble, Dr. Carsten Rolle (v. l. n. r.)

ding sectors“ der EU-Kommission, wurden die Visionen für eine zukünftige Energie- und Klimapolitik innerhalb der EU diskutiert. Europa hat sich selbst ambitionierte Ziele gesetzt, die Erweiterung des Energiebinnenmarktes vorangetrieben und mit dem European Trading Scheme (ETS) ein Instrument zur CO₂-Bepreisung geschaffen. Doch die unterschiedlichen nationalen Interessen innerhalb und außerhalb der Europäischen Union stellen die gemeinsame Energie- und Klimapolitik immer wieder vor Herausforderungen. Gefragt nach den Perspektiven für den Europäischen Energiemarkt 2030 waren sich die Beteiligten einig, dass ein „Europa der mehreren Geschwindigkeiten“ und verschiedenen multilateralen Abkommen bestimmend sein werde.

Den Abschluss des Tages krönte die Diskussion, wie die Regierungen der verschiedenen EU-Staaten, in denen kürzlich gewählt wurde (Frankreich, Großbritannien, Niederlande, Deutschland) bzw. in denen die Wahl kurz bevor stand (Italien) ihre nationale Energie- und Klimapolitik vorantreiben werden. Unter Moderation von **Sonja van Renssen**, Brüssel-Korrespondentin der „Energy Post“, diskutierten **Tim Figures**, EU Policy Advisor to the Secretary of State for Business, Energy and Industrial Strategy, UK, **Stefan Kapferer**, Vorsitzender der Hauptgeschäftsführung und Mitglied des Präsidiums des BDEW e.V., **Prof. Dr. Coby van der Linde**, Direktorin des niederländischen Clingendael International Energy Programme, **Marco Margheri**, Executive Vice President for Institutional Affairs Edison S.p.A. und Chair des WEC Italien sowie **Jean Eudes Moncomble**, Secretary General des WEC Frankreich. Erörtert wurden unter anderem die verschiedenen Ziele und Maßnahmen der einzelnen Länder, die Möglichkeiten für einen langfristigen Ausstieg aus der Stromproduktion aus fossilen Quellen sowie die Situation in Europa nach dem nahenden Brexit. Obwohl die Regie-

rungsbildungen in den Ländern und damit auch die zukünftigen Regierungsprogramme unterschiedlich weit fortgeschritten sind, waren sich die Diskutanten einig: Je mehr die EU-Staaten im Energie- und Klimabereich kooperieren, desto erfolgreicher und effizienter werden sie sein, desto mehr Innovationen und Lernkurven können geteilt werden. Über konkrete Maßnahmen der einzelnen Länder lasse sich streiten, aber an der Entschlossenheit zum Klimaschutz selbst dürfe es keinen Zweifel geben.

World Energy Outlook 2017

17. November 2017, Berlin

In Zusammenarbeit mit dem Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI), dem Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) und dem Weltenergieat präsentierte Dr. Fatih Birol, Exekutivdirektor der Internationalen Energieagentur (IEA), vor rund 250 Teilnehmern die aktuellen Szenarien der IEA. Die IEA erwartet, dass China bis 2040 die gesamte Stromnachfrage der EU dazu baut, während Indien die USA hinzu addiert. Diese und weitere Entwicklungen wurden unter Moderation von Dr. Carsten Rolle in einem hochkarätigen Panel diskutiert.

Der weltweite Primärenergieverbrauch steigt gemäß IEA-Prognosen bis 2040 um 28 % im Vergleich zu 2016 – und damit deutlich geringer als zuvor, was aber dennoch dem heutigen Verbrauch von China und Indien zusammen entspricht. 40 % des Anstiegs im Primärenergieverbrauch werden aus erneuerbaren Energien gedeckt.

Die weltweite Stromnachfrage nimmt bis 2040 um 59 % und damit doppelt so stark zu wie der Primärenergieverbrauch. Die Zahl der Elektrofahrzeuge vergrößert sich von weltweit heute 2 Millionen auf 280 Millionen bis 2040. Die globalen energiebedingten CO₂-Emissionen



Moderator Dr. Carsten Rolle (links) diskutiert mit Kirsten Westphal (Stiftung Wissenschaft und Politik), Klaus Schäfer (Uniper AG), Xianzhang Lei (State Grid Corporation of China) und Timur Gül (IEA).

nehmen bis 2040 noch um 11 % im Vergleich zu 2016 zu. Zwar flacht sich damit der Emissionsanstieg im Vergleich zur Vergangenheit deutlich ab. Allerdings würde mit einer solchen Entwicklung das Ziel, den Temperaturanstieg auf unter 2 Grad zu begrenzen, deutlich verfehlt.

Kooperationsveranstaltung mit der Italienischen Botschaft: SNAM Global Gas Report

1. Februar 2018, Berlin

Unter dem Motto „The role of Gas in the future energy mix: finding the balance between market and geopolitical challenges“ diskutierte Marco Alverà, CEO von SNAM, gemeinsam mit Weltenergieerat-Präsident Dr. Uwe Franke und Kirsten Westphal, Stiftung Wissenschaft und Politik, sowie rund 80 geladenen Gästen die wesentlichen Erkenntnisse der SNAM-Studie.

Der SNAM Global Gas Report beschreibt die wichtigsten Trends auf dem globalen Erdgasmarkt und wie diese Trends die Zukunftsaussichten der Branche beeinflussen werden. Die Analyse zeigt, dass der globale Gasverbrauch potenziell an einem Wendepunkt angelangt ist, getrieben durch den erstarkten Welthandel, durch Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zu an-

deren Brennstoffen sowie durch die Rolle, die Gas bei der Dekarbonisierung spielen kann.

Die Gasmärkte haben sich erholt, besonders in Europa. Die Gasverfügbarkeit und Marktliquidität nimmt im Zuge der Marktentwicklung weiter zu. LNG wächst weiter und



Diskussion zum SNAM Global Gas Report in der Italienischen Botschaft

wird zunehmend globalisiert. Die LNG-Preise sind im Jahr 2016 weiter gesunken und haben sich regional angeglichen. Die Zukunft des Gases ist untrennbar mit der Zukunft der Kohle verbunden, insbesondere in Asien.

E-world 2018: Ein Internationaler Blick in die Zukunft: Smart Cities – Smart Ideas

7. Februar 2018, Essen

Mehr als die Hälfte der Weltbevölkerung lebt in Städten, Tendenz steigend. Wie können Städte intelligenter werden, um einen Beitrag im Kampf gegen den Klimawandel



Dr. Uwe Franke eröffnet den Programmbeitrag des Weltenergierats zur E-world

zu leisten? Welche smarten Ideen ebnen den Weg hin zur „Smart City“ von morgen? Dies und mehr beleuchtete der Weltenergie rat im Rahmen des Innovation Forum der Messe E-world energy & water. Im Publikum begrüßt werden konnten rund 100 Gäste, darunter unter anderem die Teilnehmer des „Tags der Konsulate“ der E-world, die aus allen Kontinenten angereist waren.

Städte nehmen gemessen an ihrer Größe nur etwa zwei Prozent der weltweiten Landfläche ein – aber was die Klimaauswirkungen angeht, hinterlassen sie einen enormen Fußabdruck. Im Jahr 2016 lebte über die Hälfte der Weltbevölkerung (4 Milliarden Menschen) in Städten. Die UNO geht davon aus, dass sich dieser Anteil bis 2030 auf 60 % bzw. 5 Milliarden Menschen erhöhen wird. Dabei verbrauchen Städte bereits heute mehr als zwei Drittel der weltweiten Energie und sind für rund 80 % der globalen CO₂-Emissionen verantwortlich. Sie stehen daher im

Mittelpunkt der weltweiten Bemühungen, einen klimafreundlicheren Entwicklungspfad einzuschlagen.

Viele Städte weltweit verfolgen inzwischen den Ansatz einer „Smart City“. Sie planen ihren Wandel sorgfältig und integrieren die digitalen Infrastrukturen so, dass sie Umweltfreundlichkeit, Ressourceneffizienz und Sicherheitsmanagement auch bei großem Bevölkerungswachstum gewährleisten können.

Dr. Peter Hefele, Direktor des Regional Project Energy Security and Climate Change Asia-Pacific (RECAP) der Konrad-Adenauer-Stiftung, Hong Kong, startete den Vormittag mit einem umfassenden Einblick in die Fortschritte der „grünen Zukunftsmetropolen“ in der Asien-Pazifik-Region. Gleich vier asiatische Städte befinden sich in den Top 11 des „Smartness“-Rankings, darunter Singapur auf Platz 1, sowie Tokio, Seoul und Hong Kong. Singapur gilt weltweit auch als Vorreiter bei der Anwendung von Strategien und Technologien für intelligente Mobilität. Im Rahmen seiner „Intelligent Nation“ Initiative setzt der Staat auf Big Data zur umfassenden Vernetzung der öffentlichen und privaten Sphäre.



Dr. Peter Hefele, Konrad-Adenauer-Stiftung

Eine Idee im Rahmen des Smart Livings in Hong Kong ist das Electronic Health Record (eHR) Sharing System: eine elektronische Gesundheitsakte mit freiem Zugang für öffentliche und private Gesundheitsdienstleister. Datenschutzbedenken sind in Asien dabei nicht in demselben Umfang präsent, wie z.B. in Europa. Auf dem Weg zur Smart City ist ein neues Selbstverständnis der Stadtbürger notwendig. Globale Städtekooperationen sind wichtig, ersetzen aber nicht die nationale Politik. Für ausländische Anbieter gibt es breite Investitionsmöglichkeiten – von Einzelkomponenten bis zu umfassenden Systemlösungen. Gefragt sind hierbei vor allem die energetische



Robert Grüneis, Aspern Smart City Research

Gebäudesanierung, dezentrale Energiesysteme, Verkehrssteuerung sowie komplexe Stadtteilentwicklung.

Über die österreichische Smart City Initiative „Aspern Seestadt“ informierte **Robert Grüneis**, Geschäftsführer der Aspern Smart City Research GmbH & Co. KG. (ASCR) – ein Joint Venture eines Netzbetreibers, eines Energieversorgers, eines Technologieunternehmens und der Stadt Wien. In dieser Kooperation wird ein Teil der technischen Lösungen für die neue Energiewelt entwickelt, und zwar im realen Leben eines neu errichteten Stadtquartiers mit realen Endkunden.

Die Aspern Seestadt ist ein 2,6 Millionen m² großes Areal mit 50 % Frei- und Grünflächen, 10.500 Wohnungen für 25.000 Menschen und mit 20.000 Arbeitsplätzen. Das Investitionsvolumen beläuft sich auf 5 Milliarden Euro. ASCR ist Gewinner des World Smart City Project Awards 2016. Erforscht werden die Bereiche Smart Building (Smart Meter, Warm-/Kaltwasser, Temperatur etc. mit Energie aus Solaranlagen und Wärmepumpen), Smart User, Smart Grid und Smart ICT. ASCR liefert dabei laufend verwertbare Ergebnisse. So konnten massive Einsparungen (bis zu 70 %) von Energie und Schadstoffen durch neuartige Gebäude-Energie-Konzepte ermöglicht werden. Auch die Netzausfallzeiten und -kosten konnten reduziert werden.

Eva-Maria Hinkers, Geschäftsführerin der Arup Deutschland GmbH, stellte unter dem Motto „Towards the Circular City“ die Arbeit ihres Hauses vor. Arup ist ein unabhängiges Unternehmen von Designern, Planern, Ingenieuren, Beratern und Technikern, das seit mehr als 70 Jahren mit Städten auf der ganzen Welt zusammenarbeitet und sie in Fragen der urbanen Strategie und Widerstandsfähigkeit berät.

So liefert z. B. die Arup-Studie „Deadline 2020“ konkrete Maßnahmen, damit die Städte ihren Teil des Pariser Klimaabkommens einhalten können. 60 % der Gebäude, die im Jahr 2050 existieren werden, müssen noch gebaut wer-

den. In Indien sind es 70 % bis 2030. Der Klimawandel kostet die Welt dabei mehr als 1,2 Billionen Dollar jährlich.

Viel Platz in den Städten geht heute z. B. an Fahrzeuge, die 95 % des Tages geparkt sind. Büros werden nur zu 35–50 % während der Arbeitszeit genutzt. 31 % der Nahrung wird verschwendet. Die intelligente Stadt der Zukunft ist hingegen eine Stadt, die alle verfügbaren vernetzten Informationen optimal nutzt, um ihre Abläufe besser zu verstehen und zu steuern und die Nutzung begrenzter Ressourcen zu optimieren. Die Digitaltechnik ist dabei ein Schlüsselfaktor der Kreislaufwirtschaft für mehr Effizienz in den Städten.

Das Programm des Weltenergieerats rundeten Start-up Pitches mit innovativen Gründern ab, die ihre Ideen für die Smart City von morgen präsentierten.



Eva-Maria Hinkers, Arup Deutschland GmbH

Fresh Energy GmbH aus Berlin, vorgestellt von Geschäftsführer Dr. Christian Bogatu, ist der erste digitale Stromversorger, installiert Smart Meter und rechnet auf Basis des tatsächlichen Stromverbrauchs ab.

WW Wohnwagon GmbH aus Wien, präsentiert von Geschäftsführerin Theresa Steininger, bietet Wohnwagon-Lösungen mit autarker Strom- und Wärmeversorgung an.

Geschäftsführerin Franziska Schuth stellte **VHPready Services GmbH** aus Berlin vor. VHPready steht für „Virtual Heat and Power Ready“ und ist ein offener Industriestandard für die Steuerung und den Zusammenschluss von dezentralen Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen, Verbrauchern und Energiespeichern zu virtuellen Kraftwerken.

Ulrike Hinz, Business Development Manager, sowie Mitglied im Netzwerk der Young Energy Professionals im Weltenergieerat, pitchte für **ubitricity Gesellschaft für verteilte Energiesysteme mbH** aus Berlin. Das Unternehmen bietet kostengünstige und flexibel skalierbare Ladeinfrastruktur für Elektromobilität an.



Weltenergieerat-Präsident Dr. Uwe Franke (rechts) diskutiert mit Vertretern der Start-ups: Dr. Christian Bogatu, Theresa Steininger, Ulrike Hinz und Franziska Schuth (v.r.n.l.)

In der anschließenden Podiumsdiskussion mit allen vier Start-ups ging Moderator Dr. Uwe Franke den Fragen auf den Grund, wer die Treiber für Innovationen im Bereich Smart Cities sind und welche Technologien und Anwendungen als „next big thing“ die vernetzte Stadt von morgen prägen werden.

Kooperation mit der dena: Tech Festival und Start Up Energy Transition (SET) Award

16.–17. April 2018, Berlin

Das Tech Festival ist das jährliche Gipfeltreffen der Start-up Energy Transition Initiative der Deutschen Energie Agentur (dena). Die Veranstaltung bringt ein globales Netzwerk an kreativen Start-ups, Entscheidern aus dem Energiesektor und Investoren zusammen, die gemeinsam das Energiesystem von morgen gestalten.

Der World Energy Council war in 2018 im Rahmen seiner Partnerschaft mit der dena erstmals Kooperationspartner des SET Awards. Dr. Christoph Frei eröffnete das Tech Festival mit einer Keynote und war als Jurymitglied in den Auswahlprozess zum SET Award eingebunden. Darüber hinaus waren mehrere Future Energy Leaders aus dem WEC-Netzwerk im Vorfeld Teil der „Reading Jury“.

Aus über 1.000 Bewerbungen wurden die besten 18 Start-ups aus 13 Ländern ausgewählt, die im Finale ihre Geschäftsmodelle für den Klimaschutz präsentierten.

Im Rahmen der „Berlin Energy Week“ wurden die Gewinner des SET Awards auf einer gemeinsamen Abendver-



WEC-CEO Dr. Christoph Frei fungierte als Keynote-Speaker und Jury-Mitglied des SET Awards

anstellung des SET Tech Festivals, der „EventHorizon“-Blockchainkonferenz und des „Berlin Energy Transition Dialogue“ (BETD) der Bundesregierung ausgezeichnet.

Kick-off der Studie „Internationale Aspekte einer Power-to-X-Roadmap“

18. April 2018, Berlin

Der Weltenergieerät hat bei Frontier Economics eine eigene PtX-Studie in Auftrag gegeben. Gemeinsam mit unterstützenden Mitgliedern und Partnern u.a. aus der Gas- und der Mineralölindustrie, der Chemie, der Luftfahrt sowie der Automobilindustrie, setzt das Projekt dort an, wo die meisten der bereits bestehenden Studien aufhören – nämlich bei der Frage der internationalen Umsetzbarkeit von PtX, der spezifischen Länderanalyse und den Schlussfolgerungen hinsichtlich Kooperationsmöglichkeiten und technischen wie politischen Rahmenbedingungen.

Im Rahmen des Projekts sind vier Workshops geplant, unter anderem mit Experten aus dem globalen WEC-Netzwerk. Die Studie wird im Rahmen des Energietags 2018 in Berlin öffentlich vorgestellt.

EventHorizon – Global Summit on Blockchain

17.–19. April 2018, Berlin

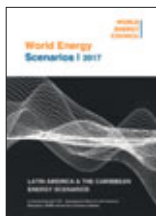
EventHorizon ist das weltweit einzige Event, das die Blockchain-Technologie und deren Auswirkungen auf den Energiesektor in den Mittelpunkt stellt. Einmal jährlich versammelt EventHorizon Vertreter aus beiden Sektoren: dem traditionellen Energiemarkt und jenem der aufstrebenden Blockchain-Technologie. Das Motto 2018 “Flip the switch & turn on the power of tomorrow. Today!“ nahm die Teilnehmer auf eine Reise in die Zukunft der Branche mit.



© Zsolt Marton/EventHorizon

Der Weltenergieerät begleitete die Veranstaltung erneut als Partner. Neben zahlreichen renommierten Rednern aus der Blockchain- und Clean-Tech-Branche, dem Energie- und Finanzsektor sowie aus dem Start-Up-Bereich, war auch der Generalsekretär des World Energy Council, Dr. Christoph Frei mit einer Keynote vertreten. Er zeigte die Potenziale von Blockchain für die Energiewirtschaft auf: vom Konzept „Energie als Service“ und den damit verbundenen Geschäftsmodellen bis hin zur Verknüpfung und Integration von dezentralen Erzeugungslösungen.

5.2 Publikationen 2017/2018



World Energy Scenarios 2017: Latin America & The Caribbean

Mai 2017

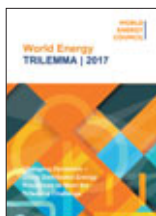
Die Energieszenari und die Karibik zeigen einen dringenden Bedarf an Investitionen in die Infrastruktur zur Unterstützung des Energiesektors. Regionale Integration gilt als Schlüssel für ein größeres ökonomisches Potenzial der Region.



The North Sea Opportunity

Juni 2017

Die Nordsee hat hohes Potenzial im Rahmen der Transformation der Energiesysteme im Nordwesten Europas. Durch den graduellen Wandel von fossilen hin zu erneuerbaren Energien könnte bis 2050 eine nachhaltige Wertschöpfung von über 100 Milliarden Euro generiert werden. Einsparungen von Treibhausgasemissionen bis zu 5.570 Megatonnen wären möglich.



World Energy Trilemma Report 2017

November 2017

Der Trilemma-Report „Changing dynamics – Using distributed energy resources to meet the Trilemma challenge“ wurde im Rahmen der COP 23 in Bonn vorgestellt und beschäftigt sich mit den Schwerpunkten Dezentralisierung, Digitalisierung und Energiespeicher.



World Energy Trilemma Index 2017

November 2017

Der Trilemma-Index „Monitoring the Sustainability of National Energy Systems“ beleuchtet die Ausgewogenheit der drei Ziele Energiesicherheit, Energiegerechtigkeit und ökologische Nachhaltigkeit der einzelnen Länder. In 2017 zeigen sich Anzeichen von Fortschritten in allen Dimensionen des Energie-Trilemmas.



The Developing Role of Blockchain

November 2017

Untersucht wird das Potenzial der Blockchain-Technologie für den Energiesektor. Obwohl diese immer mehr Anerkennung und Anwendung findet, gibt es immer noch eine Reihe von Unsicherheiten in Bezug auf die Technologie.



World Energy Scenarios 2017 | Regional Perspective for Sub-Saharan Africa

Februar 2018

Dieser Bericht stellt eine vorläufige Reihe von Implikationen für die afrikanische Region südlich der Sahara gemäß der World Energy Scenarios dar. Sie bieten einen Ausgangspunkt für einen vertieften Dialog über die Entwicklung der regionalen Energieversorgung, der die Perspektiven regionaler und nationaler Interessengruppen einbezieht.



Bringing North Sea Energy Ashore Efficiently

Januar 2018

Als Nachfolgeprojekt zur in 2017 veröffentlichten Studie „The North Sea Opportunity“, die in Kooperation mit den WEC-Komitees der Nordsee-Anrainerstaaten entstand, werden im Schwerpunkt Produktion und Transport von Wasserstoff, die Rolle der Häfen als Energy Hubs sowie Möglichkeiten internationaler Kooperation beleuchtet.

5.3 Gremien des Weltenergierat – Deutschland

Präsidium

Dr. Uwe Franke (Präsident)
 Dr. Rolf Martin Schmitz, RWE AG
 (Stellvertreter des Präsidenten)
 Prof. Dr. Klaus-Dieter Barbknecht (Schatzmeister)
 Prof. Dr. Dominik Godde,
 Deutsches TalsperrenKomitee e. V.
 Carsten Haferkamp, Framatome GmbH
 Hans-Dieter Kettwig, Enercon GmbH
 Andreas Kuhlmann, Deutsche Energie-Agentur GmbH
 (dena)
 Wolfgang Langhoff, BP Europa SE
 Dr. Frank Mastiaux, EnBW AG
 Mario Mehren, Wintershall Holding GmbH
 Willibald Meixner, Siemens AG Power and Gas
 Dr. Klaus Schäfer, Covestro Deutschland AG
 Boris Schucht, 50Hertz Transmission GmbH
 Dr. Axel Stepken, TÜV SÜD AG
 Dr. Johannes Teysen, E.ON SE

Ehrenpräsidenten

Dr. Gerhard Ott
 Jürgen Stotz

Präsidialausschuss

Olivier Feix, 50Hertz Transmission GmbH (Vorsitzender)
 Reiner Block, TÜV SÜD AG
 Dr. Hans-Peter Böhm, Siemens AG
 Dr. Ruprecht Brandis, BP Europa SE
 Vera Brenzel, E.ON SE
 Katrin Düning, Enercon GmbH
 Heiko Meyer, Wintershall Holding GmbH
 Arnulf Nöding, Framatome GmbH
 Alexander Nolden, RWE AG
 Andreas Renner, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Robert Schachtschneider,
 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
 Dr. Christoph Sievering, Covestro Deutschland AG

Geschäftsstelle

Dr. Carsten Rolle (Geschäftsführer)
 Claudia Coffey
 Nicole Kaim-Albers
 Christoph Menzel
 Christiane Nowotzki

Redaktionsgruppe Energie für Deutschland

Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, RWE AG (Vorsitzender)
 Dr. Rainer J. Abbenseth
 Volker Bartsch, Deutscher Verein des Gas- und
 Wasserfaches e. V. (DVGW)
 Dr. Werner Bledau, Weltenergierat – Deutschland e. V.
 Dr. Torsten Brandenburg, Bundesanstalt für
 Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
 Martin Czakainski, ETV GmbH
 Nathalie Desbrosses, Enerdata
 Géraldine Duffour, Enerdata
 Simone Ertel, Amprion GmbH
 Dr. Christoph Gaedicke, Bundesanstalt für
 Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
 Daniel Genz, LEAG
 Enno Harks, BP Europa SE
 Margarita Hoffmann, Wintershall Holding GmbH
 Dr. habil. Jörg Jasper, Energie Baden-Württemberg AG
 Nicole Kaim-Albers, Weltenergierat – Deutschland e. V.
 Burkhard von Kienitz, E.ON SE

Dr. Peter Klüsener, Siemens AG
 Dr. Stephan Krieger, Bundesverband der Energie- und
 Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)
 Arne Kupetz, Wintershall Holding GmbH
 Stefanie Langer, Team Consult, G.P.E. GmbH
 Hanne May, Deutsche Energie-Agentur (dena)
 Christoph Menzel, Weltenergierat – Deutschland e. V.
 Christian Mollard, Enerdata
 Christiane Nowotzki, Framatome GmbH
 Thomas Puls, Institut der deutschen Wirtschaft Köln e. V.
 Philipp Prein, Deutsche Energie-Agentur (dena)
 Dr. Thilo Schaefer, Institut der deutschen Wirtschaft
 Köln e. V.
 Michael Schauer, Bundesanstalt für Geowissenschaften
 und Rohstoffe (BGR)
 Dr. Stefan Ulreich
 Jens Völler, Team Consult, G.P.E. GmbH

Mitglieder Weltenergieerat – Deutschland

agility GmbH
 Amprion GmbH
 A.T. Kearney GmbH
 BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
 BNL Clean Energy AG
 BP Europa SE
 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
 Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V. (bne)
 CMS Hasche Sigle Partnerschaft von Rechtsanwälten und Steuerberatern mbB
 Covestro AG
 DEA Deutsche Erdoel AG
 DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e. V.
 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
 Deutscher Verband Flüssiggas e. V. (DVFG)
 Deutsches Atomforum e. V. (DATF)
 Deutsches ITER-Industrie Forum e. V. (dIIF)
 Deutsches TalsperrenKomitee e. V. (DTK)
 DNV GL SE
 DOW Deutschland Inc.
 DVGW – Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.
 EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Enercon GmbH
 Enerdata
 ENGIE Deutschland AG
 E.ON SE
 Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
 EWE Aktiengesellschaft
 ExxonMobil Central Europe Holding GmbH
 FDBR – Fachverband Dampfkessel-, Behälter- und Rohrleitungsbau e. V.
 Forschungszentrum Jülich GmbH
 Framatome GmbH
 Freshfields Bruckhaus Deringer LLP
 GASAG AG
 Go2-markets GmbH
 Horváth & Partner GmbH
 Kraneis, Thomas
 M.A.M.M.U.T Electric GmbH
 Marquard & Bahls Aktiengesellschaft
 Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH
 National Grid plc
 N-ERGIE Aktiengesellschaft
 Oliver Wyman AG
 OMV Deutschland GmbH
 PricewaterhouseCoopers GmbH
 Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
 Robert Bosch GmbH
 RWE AG
 Siemens AG Power Generation
 TEAM CONSULT G.P.E. GmbH
 Technische Universität Bergakademie Freiberg
 TenneT TSO GmbH
 ThyssenKrupp Industrial Solutions GmbH
 TÜV SÜD AG
 VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V.
 Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI)
 VERBUND AG (Austria)
 VGB PowerTech e. V.
 VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.
 Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG
 Wingas GmbH
 Wintershall Holding GmbH
 50Hertz Transmission GmbH

Young Energy Professionals (YEP)

Samuel Alt, Siemens AG
Christina Beestermöller, Alliander AG
Christoph Menzel, Weltenergierat – Deutschland
Dr. Kristina Bognar, Schneider Electric GmbH
Ioana Dinu, Baringa Partners LLP
Ulrike Döring, Vogel Business Media GmbH & Co. KG
Ulrike Hinz, 50Hertz Transmission GmbH
Frederike Jung, Uniper SE
Johannes Krause, NetzeBW
Ketki Mahajan, Emissions Reduzierungs Concepte GmbH
Dr. Steven Müller, Integrated Project Analysis
Annina Ogrizek, 50Hertz Transmission GmbH
Victoria Orioli, Siemens AG
Annkathrin Rabe, innogy SE
Arne Rawert, innogy SE
Stefan Saatmann, Stromnetz Berlin GmbH
Michael Schimpe, TU München
Stefanie Segeth, Team Consult G.P.E. GmbH
Johannes Uhl, GIZ
Marius Weckel, Family Office Matthias Willenbacher
Fabian Wiegand, Ecofys
Christoph Wüstemeyer

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Weltweite Emissionsentwicklung nach Sektoren	12
Abbildung 1.2:	CO ₂ -Emissionen des Straßenverkehrs in wichtigen Ländern	13
Abbildung 1.3:	Sektorale Emissionsentwicklung in der EU-28	14
Abbildung 1.4:	Emissionen des Verkehrssektors in der EU-28	15
Tabelle 1.1:	Ist-Werte für 1990 und 2014, Mindestziele für 2030 laut Klimaschutzplan des Bundes	15
Abbildung 1.5:	Emissionsentwicklung in der EU-28	16
Abbildung 1.6:	Emissionsentwicklung in der EU-28 nach Fahrzeugklassen	18
Abbildung 1.7:	Verkehrsprognosen für die EU-28 für den Zeitraum 2010 bis 2030	19
Abbildung 1.8:	Stickoxidemissionen in der EU-28	21
Abbildung 1.9:	CO ₂ Ist- und Grenzwerte für Neuwagen in g CO ₂ /km nach NEFZ	23
Abbildung 1.10:	Absatz von Elektroautos auf den 5 größten Absatzmärkten im Jahr 2017	25
Abbildung 1.11:	Jährliche Erneuerungsraten der Fahrzeugflotten in der EU-28	28
Abbildung 1.12:	Übersicht zum integrierten Ansatz	29
Abbildung 1.13:	CO ₂ Reduktionspfad im Pkw bis 2030 – Elektrifizierung muss es richten	33
Abbildung 2.1:	BIP-Wachstum in den wichtigsten Industrieländern der G20 in drei Betrachtungszeiträumen (%/Jahr)	38
Abbildung 2.2:	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs für die G20-Länder (%/Jahr)	39
Abbildung 2.3:	Aufschlüsselung des Energieverbrauchs für die G20-Länder in den Jahren 2000 und 2017	40
Abbildung 2.4:	Entwicklung des Kohleverbrauchs in den G20-Ländern (%/Jahr)	41
Abbildung 2.5:	Entwicklung der globalen Kohlepreise	42
Abbildung 2.6:	Entwicklung des Ölverbrauchs in den G20-Ländern (%/Jahr)	43
Abbildung 2.7:	Entwicklung der Rohöl- und Gaspreise	43
Abbildung 2.8:	Entwicklung des Gasverbrauchs in den G20-Ländern (%/Jahr)	45
Abbildung 2.9:	Entwicklung des Stromverbrauchs in den G20-Ländern (%/Jahr)	46
Abbildung 2.10:	Stromerzeugungsmix in den G20-Ländern in den Jahren 2000 und 2017	47
Abbildung 2.11:	Entwicklung des Stromerzeugungsmix in der EU, den USA und China	47
Abbildung 2.12:	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Weltregionen bis 2040	49
Abbildung 2.13:	Entwicklung des Verbrauchs an Kohle nach Staaten/Weltregionen bis 2040	50
Abbildung 2.14:	Weltweiter Zubau an Stromerzeugungskapazität nach Energieträgern bis 2040	51
Abbildung 2.15:	Entwicklung der weltweiten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2040	53
Abbildung 2.16:	Entwicklung des Energieverbrauchs – differenziert nach OECD- und Nicht-OECD-Staaten bis 2040	55
Abbildung 2.17:	Primärenergieverbrauch nach Endverbrauchssektoren bis 2040	57
Abbildung 2.18:	Synopse von Ergebnissen der EIA, IEA, BP und ExxonMobil zum weltweiten Primärenergieverbrauch bis 2040	58
Abbildung 2.19:	Synopse von Ergebnissen der EIA, IEA, BP und ExxonMobil zur weltweiten Stromerzeugung bis 2040	59
Abbildung 2.20:	Die fünfzehn größten CO ₂ -Emittenten im Jahr 2016	62

Abbildung 2.21:	Prognosen zur Erderwärmung im Jahr 2100	63
Abbildung 2.22:	Globale Kapazität der Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien 2017	66
Abbildung 2.23:	Weltweites Ranking Stromerzeugungskapazitäten erneuerbare Energien Ende 2017	64
Abbildung 2.24:	Weltweites Ranking Wind- und Solar-Kapazität Ende 2017	65
Abbildung 2.25:	Weltweites Ranking Bio-Energie und Geothermie – Stromerzeugungskapazität Ende 2017	66
Tabelle 2.1:	Entwicklung der Kapazität von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien 2008 bis 2017	66
Tabelle 2.2:	Entwicklung der Kapazität von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien 2008 bis 2017	67
Abbildung 2.26:	Anzahl der Kernkraftwerke in Betrieb nach Ländern	68
Abbildung 2.27:	Anzahl der Kernkraftwerke in Bau nach Ländern	69
Abbildung 2.28:	Anzahl der Kernkraftwerke in Planung nach Ländern	70
Abbildung 2.29:	Anzahl Kernkraftwerke in Betrieb und im Bau nach Regionen	72
Abbildung 2.30:	Flottenstrategie der Automobilbranche	76
Tabelle 2.3:	Szenarien der Rohstoffnachfrage	76
Abbildung 2.31:	Fahrzeugkomponenten der Rohstoffnachfrage	77
Abbildung 2.32:	Angebotskonzentration und gewichtetes Länderrisiko	78
Abbildung 3.1:	Bevölkerungszahl, Bruttonationale Produkt, Primärenergie- und Stromverbrauch in der EU-28 2007–2017	82
Abbildung 3.2:	Primärenergieverbrauch, EU-28, 2010–2017	83
Abbildung 3.3:	Struktur des Primärenergieverbrauchs EU-28, 2017, absolut 1.678 Mtoe	83
Abbildung 3.4:	Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung EU-28, 2010–2017	84
Abbildung 3.5:	Entwicklung der Stromerzeugung einzelner Energieträger in 2017 im Vergleich zu 2016	85
Abbildung 3.6:	Struktur der Brutto-Stromerzeugung EU-28, 2017, absolut ca. 3.256 TWh	85
Abbildung 3.7:	Anteil der erneuerbaren Energien in der Primärenergie- und Stromversorgung 2010–2017 in der EU	86
Abbildung 3.8:	Energiemix in der Stromerzeugung für ausgewählte Länder der EU-28, 2017	87
Abbildung 3.9:	CO ₂ -Emissionen in der EU-28; Absolutwerte in Mt und Änderungsraten in %	88
Abbildung 3.10:	Stromimporte/-exporte in der EU-28, 2017	89
Abbildung 3.11:	Installierte Kraftwerksleistung EU-28, 2010–2017	90
Abbildung 3.12:	Installierte Kraftwerksleistung für Kohle, Gas, Wind und Solar für die Top 5-Länder in 2017	91
Abbildung 3.13:	Beschlüsse über Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Kohle in der EU	92
Abbildung 3.14:	Mittel- und langfristige Ziele des LTECV	94
Abbildung 3.15:	Ziele des Französischen Klimaplanes	96
Abbildung 3.16:	Stromerzeugung in Frankreich nach Energieträgern in 2017	97
Abbildung 3.17:	Primärenergieverbrauch in Frankreich nach Energieträgern in 2017	98
Abbildung 3.18:	Übersicht der EU-Klimaziele nach ETS und Nicht-ETS Sektoren	101
Abbildung 3.19:	Projizierte kumulierte Überschüsse der Nicht-Emissionshandelssektoren 2013–2020	102

Tabelle 3.1:	International verbindliche Ziele	103
Tabelle 3.2:	Deutsche Selbstverpflichtungen	104
Abbildung 3.20:	Routenverlauf Nord Stream 2 Pipeline	106
Abbildung 4.1:	Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2017	110
Abbildung 4.2:	Energie-Importabhängigkeit Deutschlands im Jahre 2017	110
Abbildung 4.3:	Energie-Rohstofflieferanten 2017	111
Abbildung 4.4:	Schwerpunkte der Energiegewinnung	112
Tabelle 4.1:	Installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland	113
Abbildung 4.5:	Energiemix in der Stromerzeugung 2017	114
Abbildung 4.6:	Entwicklung von Großhandelspreisen für Strom und EEG-Umlage 2000 bis 2018	115
Abbildung 4.7:	Herkunft des Rohöls und Inlandsabsatz in Deutschland 2017	117
Abbildung 4.8:	Erdgasaufkommen und Erdgasverbrauch in Deutschland 2017	118
Abbildung 4.9:	Steinkohlenufkommen und Steinkohlenverbrauch in Deutschland 2017	119
Abbildung 4.10:	Braunkohlenförderung und deren Verbrauch in Deutschland 2017	120
Abbildung 4.11:	Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2017 und Ziele bis 2050 in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	121
Tabelle 4.2:	Treibhausgas-Emissionen in Deutschland 1990 bis 2017	122
Abbildung 4.12:	Energiesteuern und -abgaben in Deutschland 1998 bis 2017 in Mrd. Euro	123
Abbildung 4.13:	Benzinpreis 2017: Staatsanteil von 64 % Durchschnittspreis Superbenzin: 136,55 ct/Liter	124
Abbildung 4.14:	Zusammensetzung des Preises für Gas bei Belieferung von Haushaltskunden 2017	125
Abbildung 4.15:	Zusammensetzung des Strompreises für private Haushalte 2017	125
Abbildung 4.16:	Ausschreibungsergebnisse für PV-Freiflächenanlagen	126
Abbildung 4.17:	Ausschreibungsergebnisse für Windenergieanlagen an Land und auf See	127
Abbildung 4.18:	EEG-Ausbaupfad und die tatsächliche Entwicklung	128
Abbildung 4.19:	Ausbau von Windenergie an Land mit zweijähriger Verzögerung durch Bürgerenergieprojekte	129
Abbildung 4.20:	Power-to-Gas-Demonstrationsprojekte in Deutschland	130
Abbildung 4.21:	Exemplarischer Vergleich der Wirkungsgradkette PtG (SNG) bei Verwendung der NT-Elektrolyse und der thermisch integrierten Hochtemperatur (HT)-Elektrolyse	133
Abbildung 4.22:	80 %-Pfad für die Klimapfade-Studie	136
Abbildung 4.23:	Relevante Annahmen für die Klimapfade-Studie	137
Abbildung 4.24:	Synopse der Szenarien mit ergänzenden Klimapfaden	138
Abbildung 4.25:	Übersicht zu Sektorentwicklungen im 80 %- und 95 %-Klimapfad	139
Abbildung 4.26:	Technologiekombination zur Erreichung der Klimaziele	140
Abbildung 4.27:	Nettostromverbrauch nach Anwendungen (Endenergieverbrauch) (TWh)	141
Abbildung 4.28:	Installierte elektrische Nettoleistung nach Erzeugungsarten (GW)	142

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung	Abkürzung	Erläuterung
a	Jahr	ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ACER	Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden	ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
App	Application software (Anwendungssoftware)	EP	Europäisches Parlament
ASEAN	Association of Southeast Asian Nations	ESD	Effort Sharing Decision
A-CAES	adiabate Druckluftspeicherung	ESR	Effort Sharing Regulation
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	ESTM	European School of Management and Technology
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.	ETS	Emission Trading System
BEV	Battery Electric Vehicle	EU-28	Europäische Union aus 28 Mitgliedstaaten (seit 1.7.2013)
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe	EVU	Energieversorgungsunternehmen
BIP	Bruttoinlandsprodukt	EZB	Europäische Zentralbank
BMU/BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	FAZ	Frankfurter Allgemeine Zeitung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie	g	Gramm
BnetzA	Bundesnetzagentur	ggü.	gegenüber
BSP	Bruttosozialprodukt	GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
bzw.	beziehungsweise	GuD	Gas und Dampf
B2B	Business-to-Business	GUI	Graphical User Interface
B2C	Business-to-Consumer	GW	Gigawatt
ca.	circa	GWe	Gigawatt elektrisch
CAES	Compressed Air Energy Storage	GWh	Gigawatt-Stunden
CCS	Carbon Capture and Storage (Abscheidung und Speicherung von CO ₂)	IEA	Internationale Energieagentur
CCU	Carbon Capture and Utilisation	IIBW	Institut für Immobilien, Bauen und Wohnen
CEO	Chief Executive Officer	IHS	IHS Markit (information, analytics)
CfD	contracts for differences	IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
CH ₄	Methan	INDC	Intended National Determined Contribution
CNG	Compressed Natural Gas (Komprimiertes Erdgas)	IoT	Internet der Dinge
COP	Conference of the Parties der UN Climate Convention	IPFS	InterPlanetary File System
CO ₂	Kohlenstoffdioxid	IRENA	Internationale Agentur für Erneuerbare Energien
CO ₂ -Äq	CO ₂ -Äquivalent	IT	Informationstechnik
CPS	Current Policies Scenario	i.W.	im Weiteren
ct	Cent	KOM	Europäische Kommission
DAO	Dezentrale Autonome Organisation	kWh	Kilowattstunde
dApp	decentralized Applications (dezentrale Applikationen)	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
DEBRIV	Deutscher Braunkohlen Industrie Verein	LNfz	Leichte Nutzfahrzeuge
DEN	Dänemark	LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
d. h.	das heißt	LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry
DSO	Distribution System Operator (Verteilnetzbetreiber)	max.	maximal
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.	Mio.	Millionen
EE	Erneuerbare Energien	Mrd.	Milliarden
EEA	Europäische Umweltagentur	MSB	Messstellenbetreiber
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	MSR	Marktstabilitätsreserve
EIA	Energy Information Administration (Amt für Energiestatistik innerhalb des US-amerikanischen Energieministeriums DOE)	Mt	Megatonne
EJ	Exajoule, 10 ¹⁸ J	Mtoe	Megatonne Öleinheiten
EK	Eigenkapital	MW	Megawatt
		MWh	Megawattstunde
		nat.	national
		N ₂ O	Distickstoffoxid (Lachgas)
		NGO	Non-Governmental Organisation
		NL	Niederlande

Abkürzung	Erläuterung	Abkürzung	Erläuterung
Nm ₃	Norm-Kubikmeter	SNfz	Schwere Nutzfahrzeuge
NO ₂	Stickstoffoxid	SNG	Synthetisches Erdgas
NPS	New Policy Scenario	SWP	Stiftung Wissenschaft und Politik
OE	Öläquivalent	SO _x	Schwefeloxid
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development	sog.	sogenannt
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries (Organisation erdölexportierender Länder)	StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
OWEA	Offshore Windanlage	THG	Treibhausgas
P2P	Person-to-Person bzw. Peer-to-Peer (Kommunikation unter Gleichen, bezogen auf ein Rechnernetz)	TWh	Terawattstunde
p.A.	per annum	u. a.	unter anderem
PC	Personal Computer	UK	United Kingdom (Vereinigtes Königreich)
PFC	Perfluorierter Kohlenstoff	UN	United Nations (Vereinte Nationen)
PHEV	Plug-In Hybrid Electric Vehicle	UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
PoS	Proof-of-Stake/Nachweis der Eigentumsanteile eines Clients an der Blockchain	ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
PoW	Proof-of-Work/Nachweis von geleisteter Arbeit	USA	United States of America
ppm	parts per million	USD	US-Dollar
PtG	Power-to-Gas	VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
PtH	Power-to-Heat	VET-Bericht	Verified Emissions Table-Bericht
PV	Photovoltaik	VNB	Verteilnetzbetreiber
ROC	Regional Operation Center	VO	Verordnung
RÖE	Rohöleinheiten	WEA	Windenergieanlage
RTE	Réseau de Transport d'Electricité (frz. Stromnetzbetreiber)	WEC	World Energy Council
SF ₆	Schwefelhexafluorid	WEO	World Energy Outlook
SKE	Steinkohleeinheit	WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See
		WTO	World Trade Organization
		YEP	Young Energy Professionals
		z.B.	zum Beispiel
		°C	Grad Celsius
		§	Paragraph

Energieeinheiten

Zieleinheit	Mio. t SKE	Mio. t RÖE	Mrd. kcal	TWh*
Ausgangseinheit				
1 Mio. t Steinkohleeinheiten (SKE)	–	0,7	7.000	8,14
1 Mio. t Rohöleinheiten (RÖE)	1,429	–	10.000	11,63
1 Mrd. Kilokalorien (kcal)	0,000143	0,0001	–	0,001163
1 Terawattstunde (TWh)	0,123	0,0861	859,8	–

* Die Umrechnung in TWh ist nicht gleichbedeutend mit einer Umwandlung in Strom, bei der zudem der Wirkungsgrad der Umwandlung berücksichtigt werden müsste.

(1 Barrel = 159 Liter)

Kilo	= k	= 10 ³	= Tausend	Tera	= T	= 10 ¹²	= Billion
Mega	= M	= 10 ⁶	= Million	Peta	= P	= 10 ¹⁵	= Billiarde
Giga	= G	= 10 ⁹	= Milliarde				

WORLD ENERGY COUNCIL

Algeria	Ghana	Pakistan
Argentina	Greece	Panama
Armenia	Hong Kong	Paraguay
Austria	Iceland	Peru
Bahrain	India	Poland
Belgium	Indonesia	Portugal
Bolivia	Iran	Romania
Botswana	Iraq	Russia
Brazil	Ireland	Saudi Arabia
Bulgaria	Israel	Senegal
Cameroon	Italy	Serbia
Canada	Japan	Singapore
Chad	Jordan	Slovakia
Chile	Kazakhstan	Slovenia
China	Kenya	South Africa
Colombia	Korea (Rep.)	Spain
Congo (Dem. Rep.)	Latvia	Sri Lanka
Côte d'Ivoire	Lebanon	Swaziland
Croatia	Libya	Sweden
Cyprus	Lithuania	Switzerland
Czech Republic	Malaysia	Tanzania
Denmark	Mexico	Thailand
Dominican Republic	Monaco	Trinidad and Tobago
Ecuador	Mongolia	Tunisia
Egypt (Arab Rep.)	Morocco	Turkey
Estonia	Namibia	Ukraine
Ethiopia	Nepal	United Arab Emirates
Finland	Netherlands	United Kingdom
Former Yugoslav Republic of Macedonia	New Zealand	United States
France	Niger	Uruguay
Germany	Nigeria	Yemen