

Energie für Deutschland

Fakten, Perspektiven und Positionen
im globalen Kontext | 2021



**SCHWERPUNKTTHEMA:
CBAM: EIN CO₂-GRENZAUSGLEICH
FÜR DIE EUROPÄISCHE UNION**

Impressum

Energie für Deutschland 2021
Redaktionsschluss: Mai 2021

Herausgeber:

Weltenergierat – Deutschland e.V.
Gertraudenstraße 20 | 10178 Berlin
Deutschland
T (+49) 30 2061 6750
E info@weltenergierat.de
www.weltenergierat.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
Maira Kusch, Nicole Kaim-Albers, Snjezana Tomic, Maxim Gyrych

Danksagung:

Herzlich bedanken möchten wir uns bei Dr. Joachim Hein, Maren Preuß und Michalina Sobolewska für ihre Unterstützung.

Gender-Hinweis:

In der „Energie für Deutschland“ wird aus Gründen der Lesbarkeit ausschließlich die männliche Form verwendet. Sie bezieht sich auf Personen männlichen, weiblichen und diversen Geschlechts (mwd).

Druck:

DCM Druck Center Meckenheim GmbH
www.druckcenter.de

Bildnachweise:

Titel: © nataba – stock.adobe.com
S. 143–144: © Weltenergierat – Deutschland e.V./World Energy Council

Vorwort



Liebe Leserin, lieber Leser,

die COVID-19-Pandemie hatte die Welt in den letzten Monaten weiter fest im Griff. Lockdown-Maßnahmen der Nationalstaaten, verminderte wirtschaftliche und gesellschaftliche Aktivitäten sowie eingeschränkte Reisetätigkeit stürzten die Weltwirtschaft in die größte Rezession seit dem Zweiten Weltkrieg. Das Bruttoinlandsprodukt der G20-Staaten sank in der Folge insgesamt um 3,4 %, der Energieverbrauch um 3,5 %. Auch die Treibhausgasemissionen brachen ein.

Obwohl auch in der Europäischen Union (EU) die wirtschaftlichen Folgen der globalen Pandemie deutlich spürbar waren, arbeiteten die EU-Institutionen konsequent an der Umsetzung des *European Green Deal* – dem zentralen Maßnahmenpaket der Union für das Erreichen der Klimaneutralität bis 2050. Am 11. Dezember 2020 einigten sich die Staats- und Regierungschefs der Mitgliedstaaten im Europäischen Rat darauf, das Treibhausgasreduktionsziels der EU für 2030 gegenüber dem Basisjahr 1990 von 40 % auf mindestens 55 % zu erhöhen.

Für den Sommer 2021 wurde im Rahmen des *Fit-for-55*-Pakets zur Umsetzung des Green Deal eine Reihe weiterer Maßnahmen angekündigt. Neben der Revision wichtiger Richtlinien, wie der Energieeffizienz-Richtlinie, der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie und der Emissionshandelsrichtlinie, plant die EU-Kommission auch die Veröffentlichung einer Initiative, die international in den letzten Monaten für viel Gesprächsstoff gesorgt hat: die Etablierung eines CO₂-Grenzausgleichssystems (*Carbon Border Adjustment Mechanism*, kurz *CBAM*). Mit diesem Mechanismus sollen Importe in die EU mit einer Abgabe entsprechend ihres CO₂-Gehalts belegt werden. Dies soll

der europäischen Industrie ermöglichen, die Dekarbonisierung weiter voranzutreiben, ohne dabei ihre Wettbewerbsfähigkeit zu gefährden. Unser Schwerpunktkapitel zeigt Möglichkeiten für die Ausgestaltung eines CBAM auf, beleuchtet gleichzeitig aber auch Herausforderungen bei der Implementierung sowie mögliche Reaktionen wichtiger Handelspartner.

Klimaschutz ist eine globale Herausforderung, die idealerweise im Rahmen eines multilateralen Ansatzes bewältigt werden sollte. Einseitige Grenzausgleichsmaßnahmen sollten allenfalls die letzte Rückfalloption bleiben. Die Gelegenheit für einen kooperativen Ansatz auf globaler Ebene scheint aktuell günstig, insbesondere, da die USA seit der Wahl von Präsident Joe Biden angekündigt haben, ihre Klimaschutzambitionen zu erhöhen und auch China sich das Ziel gesetzt hat, vor 2060 Klimaneutralität zu erreichen. Impfkampagnen zur Eindämmung des COVID-19-Virus in den G20-Staaten leiteten zudem eine wirtschaftliche Erholung ein, die sich im Jahr 2021 vermutlich in einem wieder steigenden Energieverbrauch von schätzungsweise 3,8 % äußern wird. Die energiebedingten CO₂-Emissionen könnten im Vergleich zu 2020 ebenfalls um über 4 % zunehmen. Der Dekarbonisierungsdruck steigt also weltweit wieder.

Auch in diesem Jahr wünschen wir Ihnen wieder eine interessante und anregende Lektüre!

Ihr

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

Inhaltsverzeichnis

1. CBAM: Ein CO₂-Grenzausgleich für die Europäische Union	7
Executive Summary	8
1.1 Klimaschutz als globale Herausforderung	9
1.2 Ansätze zur Reduktion der internationalen CO ₂ -Emissionen	10
1.3 Die Pläne der EU zur Etablierung eines CO ₂ -Grenzausgleichs	12
1.4 Klimainitiativen von Staaten außerhalb der EU	15
1.5 Herausforderungen bei der Implementierung eines EU-CO ₂ -Grenzausgleichsmechanismus	18
1.6 Herausforderungen für Unternehmen innerhalb und außerhalb der EU	23
1.7 Fazit	29
2. Energie in der Welt	31
2.1 Zahlen & Fakten	32
2.2 Prognosen und Szenarien zur globalen Energieversorgung	43
2.3 Internationale H ₂ -Strategien: Erste Schritte auf dem Weg zu einem globalen Markt für Wasserstoff	52
2.4 Nutzung und Speicherung von CO ₂ im tiefen Untergrund – der globale Status quo	57
2.5 CO ₂ -Bepreisung im internationalen Vergleich	63
2.6 Klima- und Energiepolitik der USA und Chinas	68
3. Energie in der Europäischen Union	75
3.1 Zahlen & Fakten	76
3.2 Umsetzung des Green Deal und Anhebung der EU-Klimaziele	84
3.3 Ausweitung des europäischen Emissionshandelssystems	89
3.4 Die polnische Energiestrategie 2040	93
3.5 Exkurs: Vermarktung und Beschaffung von Energie an den Großhandelsmärkten und Energiebörsen	97

4. Energie in Deutschland	101
4.1 Zahlen & Fakten	102
4.2 Die EEG-Novelle 2021, das Windenergie-auf-See-Gesetz und die weitere Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland	114
4.3 Stromversorgungssicherheit – Facetten und Herausforderungen	117
4.4 Energiespeicher als integraler Baustein des modernen Stromsystems	122
4.5 Klimarelevanz von Methanemissionen bei der Förderung und dem Transport nach Deutschland	127
4.6 Wasserstoffnutzung in Deutschland – Fragen der praktischen Umsetzung	132
4.7 Eine Renovierungswelle für Europa: Die Bedeutung der energetischen Gebäudesanierung für Deutschland	137
5. WEC Intern	141
World Energy Council und Weltenergieerat – Deutschland e.V.	142
5.1 Publikationen 2020/2021	143
5.2 Gremien des Weltenergieerat – Deutschland e.V.	145
Abkürzungsverzeichnis	148
Energieeinheiten	150

Schwerpunktthema:

CBAM: Ein CO₂-Grenzausgleich für die Europäische Union



Der Weltenergieat – Deutschland e.V. dankt den Autoren dieses
Schwerpunktkapitels, Nicole Voigt (Boston Consulting Group, BCG),
Ingo Mergelkamp (BCG) und Jacob Koch-Weser (BCG), ausdrücklich für
die vorliegende Analyse und Bewertung.

Executive Summary

Der Klimaschutz ist eine weltweite Herausforderung und der Handlungsdruck akut. Eine breite globale Initiative – ein internationaler Konsens, der aus eigenem Interesse der Länder hervorgeht und vergleichbare Anstrengungen umfasst – wäre die beste Lösung, um die weltweiten CO₂-Emissionen wirksam zu reduzieren. Bislang sind sich die großen globalen Emittenten hinsichtlich der Maßnahmen, des Ambitionsniveaus und des Zeitrahmens jedoch nicht einig. Zeit ist mit Blick auf den weltweiten Klimaschutz aber ein entscheidender Faktor. Viele große Volkswirtschaften haben sich zwar dem Pariser Klimaabkommen offiziell angeschlossen und eigene Klimaschutzbeiträge formuliert. Die nationalen Initiativen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen sind aber höchst unterschiedlich und oft eher als politische Willenserklärung denn als konkretes Vorhaben zu verstehen. Jüngere Entwicklungen, wie die Wahl des amerikanischen Präsidenten Joe Biden Ende 2020, können jedoch Chancen für neue Ansätze in der globalen Klimapolitik bieten.

Die Europäische Kommission plant, als Teil des *European Green Deal* einen CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (*Carbon Border Adjustment Mechanism*, kurz *CBAM*) einzuführen und Importe in die Europäische Union (EU) künftig mit einer CO₂-Abgabe zu belasten. Mit der Abgabe würden die Mengen an CO₂-Emissionen belegt, die den importierten Waren in die EU zugeschrieben werden (sog. *embedded emissions*). Importe aus Ländern, in denen CO₂ in vergleichbarer Weise und Höhe wie in der EU bepreist wird, könnten von der Abgabe befreit werden.

Die EU-Kommission möchte im Juli 2021 ihren Entwurf für einen CO₂-Grenzausgleichsmechanismus präsentieren. Der Mechanismus soll es ermöglichen, die Dekarbonisierung der EU-Industrie voranzutreiben, ohne ihre Wettbewerbsfähigkeit zu gefährden. Durch den CBAM sollen die Wettbewerbsbedingungen zwischen europäischen Unternehmen und Unternehmen aus Drittstaaten vergleichbarer werden. Ohne einen Grenzausgleich wäre es mitunter günstiger, CO₂-intensive Güter in Drittländern herzustellen, wo diese ggf. keiner CO₂-Bepreisung unterliegen. Diese Waren würden dann verstärkt importiert. Es käme dann nicht nur zu einer Verlagerung von Emissionen ins Ausland, dem sog. *Carbon Leakage*, sondern die europäische Industrie könnte auch Marktanteile an ausländische Wettbewerber verlieren.

Kritiker fürchten jedoch, dass die Einführung eines entsprechenden CO₂-Grenzausgleichs die europäische Wirtschaft und das globale Handelssystem belasten könne. Ein komplexer Verwaltungsapparat müsste geschaffen werden, um Betrugsrisiken im Rahmen der CBAM-Um-

setzung vorzubeugen. In einigen Marktsegmenten könnte ein CBAM zu einer Verteuerung von Produkten führen, zulasten europäischer Verbraucher. Schließlich wäre ein CBAM, der nur bei den Importen ansetzt, nicht in der Lage, den CO₂-Kostenrucksack für Ausfuhren aus der EU zu reduzieren. Große Schwellenländer mit CO₂-intensiven Industrien, wie z. B. Russland, Indien und China, könnten die WTO-Konformität des CBAM anzweifeln. Um das Risiko handelsrechtlicher Konflikte zu reduzieren, muss der geplante Mechanismus deshalb mit den Regeln der Welthandelsorganisation (World Trade Organisation, WTO) konform gehen.

Eine europäische CO₂-Grenzausgabe könnte sich entweder direkt oder indirekt auf alle Industriesektoren, auf die internationalen Handelsströme sowie die Beschaffungsentscheidungen in der gesamten Wertschöpfungskette auswirken und damit die Wettbewerbslandschaft verändern. Ohne eine Dekarbonisierung der Industrie wird es jedoch nicht möglich sein, die Pariser Klimaziele zu erreichen. Die Unternehmen, Branchen und Wirtschaftsräume werden sich folglich mit dieser Herausforderung auseinandersetzen müssen.

Die CBAM-Initiative der EU könnte aber auch eine Initialzündung sein und einen wichtigen Impuls für eine neue effektive globale Klimapolitik geben. Als Maßnahme von einem der größten Akteure im internationalen Handel könnte ein CBAM eine große Hebelwirkung entfalten. Es gilt daher, Chancen und Risiken gegeneinander abzuwägen und in Kooperation mit internationalen Handelspartnern gemeinsam ein schrittweises Vorgehen zu vereinbaren.

1.1 Klimaschutz als globale Herausforderung

Die Staatengemeinschaft kann die globale anthropogene Erwärmung der Erdoberfläche nur wirkungsvoll begrenzen, wenn in den kommenden Jahren eine radikale Trendwende der globalen Treibhausgasemissionen gelingt. Der Handlungsdruck auf die großen Emittenten wächst. Die Folgen der globalen Erderwärmung treten immer offensichtlicher zutage: Hitzewellen, Dürren, Überschwemmungen sowie das Abschmelzen der Polkappen und Gletscher. Im Pariser Klimaabkommen haben sich 195 Vertragsstaaten und die Europäische Union (EU) 2015 deshalb dazu verpflichtet, die weitere Erwärmung der Erdoberfläche innerhalb der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts auf deutlich unter 2 °C, idealerweise auf unter 1,5 °C, zu begrenzen. Um dieses Ziel zu erreichen, müsste die Welt bis 2070 die Netto-Null-Emissionen erreichen. Für eine Begrenzung auf 1,5 °C wäre dies sogar bereits bis 2050 erforderlich.

Die EU ist weltweit die zweitgrößte Volkswirtschaft und mit einem Treibhausgasausstoß von 3,3 Mio. Kilotonnen (kt) CO₂¹ nach China mit 9,8 Mio. kt und den USA mit 4,96 Mio. kt CO₂² drittgrößter Emittent der Welt. Damit trägt sie auch eine besondere Verantwortung für den Klimaschutz. Im April 2021 haben sich die Staats- und Regierungschefs der EU-Mitgliedstaaten darauf geeinigt, die Treibhausgasemissionen der Union bis 2030 netto um 55 % im Vergleich zu 1990 zu reduzieren und nicht, wie zuvor geplant, lediglich um 40 %.³ Bis 2050 muss die EU klimaneutral sein.

Um die Emissionen jetzt effektiv und im großen Stil zu senken, müssen ganze Sektoren, inklusive der Zulieferketten, dekarbonisiert werden – allerdings ohne die Wirtschaftskraft der Industrien nachhaltig zu schwächen. Wichtige Maßnahmen zur Dekarbonisierung der Wirtschaft sind der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien (EE), eine weitergehende Elektrifizierung vieler Prozesse, die Erhöhung der Energieeffizienz, der Aufbau einer Wertschöpfungskette für CO₂-armen und erneuerbaren Wasserstoff, die Entwicklung einer Kreislaufwirtschaft sowie der Einsatz von Technologien zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung (*Carbon Capture and Storage, CCS*) bzw. zur CO₂-Abscheidung und -Nutzung (*Carbon Capture and Use, CCU*).

In einer globalisierten Welt tragen die vorgelagerten Emissionen in der Lieferkette von Produkten in erheblichem Maße zum weltweiten Treibhausgasausstoß bei. Die Lieferketten von acht Bereichen sind dabei laut der Boston Consulting Group (BCG) für mehr als 50 % der globalen Emissionen verantwortlich. Dazu zählen die Lebensmittelindustrie (25 %), das Baugewerbe (10 %), die Kleidungs- und Textilindustrie (5 %), die Konsumgüterproduktion (5 %), der Frachtbereich (5 %), der Elektroniksektor (2 %), die Automobilproduktion (2 %) und der Dienstleistungssektor (2 %).⁴ Rund 40 % aller Emissionen in diesen Lieferketten könnten durch verfügbare und erschwingliche Hebel, wie die Etablierung einer Kreislaufwirtschaft, Material- und Prozesseffizienz und den verstärkten Einsatz regenerativer Energien, verringert werden. Viele dieser Maßnahmen, wie bspw. die Umstellung von fossilen auf erneuerbare Energieträger, würden Unternehmen weniger als 10 € pro t CO₂-Äquivalent (CO₂-Äq) kosten. Dies würde nicht notwendigerweise zu großen Preissteigerungen für Endverbraucher führen. Die Reduzierung der Emissionen in der Lieferkette auf null hätte nach BCG-Berechnungen eine Steigerung der Endverbraucherpreise von etwa 1 bis 4 % zur Folge.⁵ Durch eine Erhöhung der Materialeffizienz ließe sich bspw. in vielen Bauprojekten der Einsatz von Zement und Stahl um 30 und 50 % verringern. Die Stahl- und die Aluminiumindustrie senken bereits heute durch Recycling ihre CO₂-Emissionen. Im Durchschnitt werden 85 % des Schrotts für das Recycling zurückgewonnen.⁶ Der Anteil könnte erhöht werden, wenn es gelingt, die Verunreinigung von Schrott mit anderen Metallen zu reduzieren – etwa, indem bereits beim Produktdesign die Recyclebarkeit stärker berücksichtigt und besser gewährleistet wird.

Die Effektivität dieser Maßnahmen hängt maßgeblich davon ab, ob sie nicht nur singulär, sondern länderübergreifend umgesetzt werden. Dass dies kurzfristig gelingt, ist eher unwahrscheinlich. Zeit ist jedoch beim Klimaschutz ein entscheidender Faktor.

1 Vgl. Tiseo, Ian, Carbon dioxide (CO₂) emissions in the European Union from 1965 to 2019 (in million metric tons of CO₂), 14.09.2020, abrufbar unter <https://www.statista.com/statistics/450017/co2-emissions-europe-eurasia/> (zuletzt abgerufen am 25.05.2021).

2 Vgl. BP p.l.c., Statistical Review of World Energy, London 2020, S. 13.

3 Vgl. Europäische Kommission, Kommission begrüßt vorläufige Einigung auf das Europäische Klimaschutzgesetz, 21.04.2021, abrufbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_21_1828 (zuletzt abgerufen am 25.05.2021).

4 Vgl. World Economic Forum/Boston Consulting Group, Net-Zero Challenge: The supply chain opportunity, Insight Report January 2021, Cologny/Genf 2021, S. 12.

5 Vgl. World Economic Forum/Boston Consulting Group, Net-Zero Challenge: The supply chain opportunity, Insight Report January 2021, Cologny/Genf 2021, S. 6.

6 Vgl. Material Economics, Industrial Transformation 2050. Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry, 2019, S. 80, abrufbar unter <https://www.climate-kic.org/wp-content/uploads/2019/04/Material-Economics-Industrial-Transformation-2050.pdf> (zuletzt abgerufen am 19.05.2021).

1.2 Ansätze zur Reduktion der internationalen CO₂-Emissionen

Das Problem der globalen Klimaerwärmung kann nicht allein durch die CO₂-Reduktionen einzelner Staaten gelöst werden, sondern nur durch gemeinsame, globale Anstrengungen. Ziel sollte ein System sein, das durch wirtschaftliche Anreize zu einer internationalen Kooperation der großen CO₂-Emittenten führt. Dies könnte etwa durch die Bildung eines sog. *Klimaclubs* erreicht werden, bei dem sich teilnehmende Länder auf gemeinsame Mindeststandards für klimapolitische Maßnahmen und z. B. einen international einheitlichen Mindestpreis für CO₂-Emissionen einigen. Eine zentrale Frage bei einem entsprechenden System ist jedoch die Behandlung von Importen aus Ländern ohne vergleichbare CO₂-Bepreisung sowie die Vermeidung des sog. *Carbon Leakage*. Wenn die Reduktion von CO₂-Emissionen im Inland zu höheren Emissionen im Ausland führt – etwa, indem Industriezweige mit hohen Treibhausgasemissionen ihre Produktion in Staaten mit weniger ambitionierten Klimavorgaben umsiedeln – spricht man von einer Emissionsverlagerung (*Carbon Leakage*).⁷ Aus diesem Problem resultiert der Ansatz, Hersteller mit höheren CO₂-Vermeidungskosten vor kostengünstigeren Importen aus Regionen ohne CO₂-Preis durch einen Grenzausgleichsmechanismus (*Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM*) zu schützen. Damit soll einerseits die Effektivität der eigenen Klimamaßnahmen verbessert und andererseits die Abwanderung von Industrieproduktion in Länder ohne entsprechende Regulierung vermieden werden.

Der Wissenschaftliche Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) spricht sich etwa für die multilaterale Kooperation mit wichtigen Handelspartnern, wie den USA, Japan, Kanada und Australien, in Form eines Klimaclubs sowie die Einführung eines gemeinsamen CO₂-Grenzausgleichs aus.⁸ Einen unilateralen CBAM seitens der EU sieht der Beirat skeptisch, weil ein entsprechendes Vorgehen zu Handelsstreitigkeiten führen und gleichzeitig die Klimaschutzanstrengungen der Union untergraben könnte. Ebenso lehnt er Verbrauchsabgaben, die sich am CO₂-Gehalt des jeweiligen Produkts bemessen, für im Inland verkaufte CO₂-intensive Güter ab. Denn diese Abgaben setzen am heimischen Verbrauch (also dem CO₂-Fußabdruck) und nicht an der Produktion an, auf die sich internationale Vereinbarungen beziehen. Ein importseitiger CO₂-Grenzausgleich könnte vorsehen, dass Importeure in bestimmten ener-

gie- und handelsintensiven Sektoren eine bestimmte Menge an Emissionszertifikaten erwerben müssen, die sich am EU-Durchschnitt des jeweiligen Sektors seines CO₂-Gehalts orientiert. Ob und wie Exporte kompensiert werden sollen, ist strittig.⁹

Einen anderen Ansatz verfolgt der US-amerikanische Wirtschaftsnobelpreisträger William D. Nordhaus.¹⁰ Er sieht im Trittbrettfahren ein Grundproblem internationaler Umweltschutzabkommen: Auch Staaten, die hohe Kosten für Emissionsreduktionsmaßnahmen scheuen, profitieren von den Klimaanstrengungen anderer. Eine Nichtteilnahme ist aus ökonomischer Sicht deshalb sogar vernünftig. Auch William Nordhaus sieht die Lösung dieses Problems in einem Klimacub. Allerdings schlägt er nicht einen CBAM, sondern einen einheitlichen Strafzoll auf alle Importe von Waren und Dienstleistungen aus nichtteilnehmenden Staaten in die Länder des Klimaclubs vor.¹¹ Dieser Zoll wäre unabhängig vom tatsächlichen CO₂-Gehalt des Importprodukts. Da die Bemessungsgrundlage aufgrund der Vielzahl der einbezogenen Güter groß ist, könnte der Zollsatz vergleichsweise gering sein. Nach Berechnungen von William Nordhaus würde eine Kombination aus einem CO₂-Preis von maximal 50 USD pro t und einem relativ geringen Zollsatz zu einem stabilen Klimacub führen, dem viele Staaten aus Eigeninteresse beitreten könnten. Wäre der CO₂-Preis zu hoch, würden Nichtteilnehmer eher den Strafzoll zahlen, als dem Club beizutreten. Aufgrund der geringen Clubgröße wäre der Anreiz zur Teilnahme und zu Emissionsreduktionen dann gering.

Cap-and-Trade-Systeme, wie das EU-Emissionshandelssystem (*European Union Emission Trading System, EU ETS*), basieren als dritter Ansatz dagegen auf quantitativen Beschränkungen, bei denen eine Obergrenze (*Cap*) für Emissionen in einem bestimmten Gebiet innerhalb eines bestimmten Zeitraums festgelegt wird (Vgl. hierzu auch *Energie für Deutschland 2021*, Art. 3.3). Bei *Cap-and-Trade*-Systemen wird eine begrenzte Menge an Emissionsberechtigungen ausgegeben, die auf dem Markt frei gehandelt werden kann (*Trade*). Hierdurch

7 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Ein CO₂-Grenzausgleich als Baustein eines Klimaclubs. Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin 2021, S. 3.

8 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Ein CO₂-Grenzausgleich als Baustein eines Klimaclubs. Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin 2021, S. 3.

9 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Ein CO₂-Grenzausgleich als Baustein eines Klimaclubs. Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin 2021, S. 26.

10 Vgl. Nordhaus, William D., *Climate Clubs: Overcoming Free-riding in International Climate Policy*, *American Economic Review* 105 (4): 1339–1370, April 2015, abrufbar unter <http://dx.doi.org/10.1257/aer.150000011339> (zuletzt abgerufen am 25.05.2021).

11 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Ein CO₂-Grenzausgleich als Baustein eines Klimaclubs. Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin 2021, S. 4.

bildet sich ein Preis für den Ausstoß von Treibhausgasen. Ein CBAM kann, entsprechend seiner Befürworter, ein Bestandteil eines effektiven Cap-and-Trade-Systems sein, weil er es Unternehmen erschwert, durch Importe oder Produktionsverlagerung die Emissionsobergrenzen zu umgehen.

Strafzölle und CBAM verfolgen das Ziel, Emissionen zu verringern, unterscheiden sich aber in ihren Anreizwirkungen erheblich. Ein CBAM zielt auf eine Vermeidung von Carbon Leakage und auf gleiche Wettbewerbsverhältnisse im Handel von CO₂-intensiven Gütern ab, aber nicht notwendigerweise auf eine hohe Teilnahmequote von Ländern am Grenzausgleichssystem. Im Gegensatz hierzu setzt ein einheitlicher Klimastrafzoll auf eine hohe Anreizwirkung zur generellen Reduktion von Emissionen, da alle Emissionen von Klimagasen alle Länder gleichermaßen schädigen, nicht nur die Emissionen aus der Produktion gehandelter CO₂-intensiver Güter. Die WTO-Konformität eines einheitlichen Zolls auf alle Importe ist allerdings fraglich. Internationales und nationales Handelsrecht müssten ergänzt werden und einheitliche Zölle im Rahmen eines Klimaabkommens erlauben sowie Vergeltungsmaßnahmen verbieten. Das folgende Kapitel fokussiert sich auf den Vorschlag der Europäischen Kommission zur Implementierung eines CO₂-Grenzausgleichsmechanismus.

1.3 Die Pläne der EU zur Etablierung eines CO₂-Grenzausgleichs

Die Europäische Kommission plant, Importe in den EU-Binnenmarkt künftig mit einer Abgabe zu belegen, die deren CO₂-Gehalt widerspiegelt. Im Gespräch ist ein CBAM für folgende Güter: Zement, Eisen und Stahl, Aluminium, Düngemittel und Strom. Die Idee für ein solches CO₂-Grenzausgleichssystem ist nicht neu. Seit fast 15 Jahren wird es in der EU immer wieder diskutiert. Auch in den USA hat das Steuerungsinstrument prominente Fürstreiter. 2019 haben sich etwa mehr als 3.000 US-Ökonomen, darunter 27 Nobelpreisträger, mit Blick auf eine Reduktion der nationalen Treibhausgasemissionen, für eine CO₂-Steuer und für einen CO₂-Grenzausgleich starkgemacht.¹²

Der von der EU-Kommission geplante CBAM gehört zum umfassenden Maßnahmenpaket des europäischen *Green Deal*. Ziel dieser im Dezember 2019 von der Kommission vorgestellten Initiative ist es, die Treibhausgasemissionen der EU-Mitgliedstaaten bis 2030 um 40 % zu senken und bis zur Jahrhundertmitte Treibhausgasneutralität zu erreichen. Nach der Einigung der Staats- und Regierungschefs von Dezember 2020 sollen die Emissionen der Union bis 2030 sogar um 55 % sinken. Die CO₂-Abgabe auf Importe könnte zu einem Kernstück der europäischen Klima- und Industriepolitik werden, weil sie die Treibhausgasemissionen senken und gleichzeitig vor Carbon Leakage schützen kann. Durch einen CBAM gäbe es zudem für Drittstaaten einen ökonomischen Anreiz, eigene Klimaanstrengungen zu unternehmen. Die Kommission diskutiert aktuell verschiedene Möglichkeiten für die Umsetzung eines CBAM, darunter:

- Eine Steuer auf den CO₂-Gehalt importierter Waren,
- Zölle und
- die Ausdehnung des EU-Emissionshandels auf Importe.

Die endgültige Form des Mechanismus muss noch festgelegt werden. Es wird erwartet, dass die EU-Kommission bis Mitte Juli 2021 einen entsprechenden Vorschlag präsentieren wird.

Die Kommission begründete ihre Pläne in ihrer Mitteilung zum Green Deal wie folgt: „Solange viele internationale Partner weniger ambitionierte Ziele verfolgen als die EU, besteht das Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissio-

nen, weil die Produktion von der EU in andere Länder mit weniger strengen Emissionsreduktionszielen verlagert wird oder weil EU-Produkte durch eingeführte CO₂-intensivere Produkte ersetzt werden. Wenn dieses Risiko eintritt, werden die weltweiten Emissionen nicht verringert, was die Bemühungen der EU und ihrer Industrie, die globalen Klimaziele des Übereinkommens von Paris zu erreichen, untergräbt. Sollten weltweit weiterhin unterschiedliche Zielvorgaben gelten, während die EU ihre Klimaambitionen erhöht, wird die Kommission für ausgewählte Sektoren ein CO₂-Grenzausgleichssystem vorschlagen, um das Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissionen zu mindern. Dadurch würde sichergestellt, dass der Preis von Einfuhren ihren CO₂-Gehalt besser widerspiegelt.“¹³ Der neue Mechanismus soll konform mit den Regeln der Welthandelsorganisation (WTO) sein und mit den internationalen Verpflichtungen der Union in Einklang stehen.

Option 1: Steuer auf den CO₂-Gehalt importierter Waren

Bei einem CO₂-Grenzausgleich mittels CO₂-Steuer würden Produkte, bei deren Herstellung CO₂ entsteht, entsprechend ihrem CO₂-Anteil über alle Produktionsstufen hinweg besteuert. Die Bemessungsgrundlage des CBAM wäre also der CO₂-Gehalt der importierten Ware. Theoretisch müsste der komplette Produktionsweg, inklusive der verwendeten Komponenten, deren Lieferanten und Herstellern verfolgt werden, unabhängig davon, ob sie im Vereinigten Königreich, den USA, in Vietnam oder Taiwan sitzen. Bei der Einfuhr in die EU würde dann je nach CO₂-Gehalt eine Zahlung fällig. Wie genau dieser CO₂-Gehalt berechnet wird und wie Güter behandelt werden, die unter Einsatz negativer Emissionstechnologien hergestellt wurden (etwa durch Aufforstung oder Bioenergie mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung), ist aber noch nicht geklärt. Produzenten, die in ihrem Heimatland bereits eine vergleichbare CO₂-Abgabe zahlen, könnten von der Steuer entbunden werden. Wie mit Exporten von europäischen Herstellern in Drittländer verfahren wird, gilt es ebenfalls noch festzulegen.

Experten gehen davon aus, dass für die Berechnung der Abgabe die Benchmarks des EU ETS Anwendung finden könnten.¹⁴ Im EU ETS wird der CO₂-Gehalt nicht für jedes Unternehmen individuell ermittelt. Stattdessen wurden Standardwerte für die Menge an CO₂, die bei der Herstel-

¹² Vgl. HZ – Das Wirtschaftsportal von Handelszeitung und BILANZ, Breiter Appell: Mehr als 3.000 Ökonomen fordern Klimasteuer, 18.02.2019, abrufbar unter <https://www.handelszeitung.ch/geld/breiter-appell-mehr-als-3000-okonomen-fordern-klimasteuer> (zuletzt abgerufen am 25.05.2021).

¹³ COM(2019) 640 final vom 11.12.2019, S. 6.

¹⁴ Vgl. Mehling, Michael A./Ritz, Robert A, Going Beyond Default Intensities in an Carbon Border Adjustment Mechanism, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, October 2020.

lung eines Produkts freigesetzt wird, festgelegt. CO₂-Nachweise durch Labormessung erfolgen im EU-ETS dort, wo es keine Benchmarks gibt. Das kann zum Beispiel in der Kohle- und Stahlindustrie der Fall sein, wenn Teile des Produktionsprozesses nicht vom ETS gedeckt sind. In Bezug auf den CBAM könnte die EU vorsehen, dass zwar Benchmarks verwendet werden, es liegt aber an den Importeuren selbst, ob sie ihre CO₂-Emissionen genauer bemessen lassen. Dies könnte sich lohnen, wenn dadurch erhebliche Steuerkosten eingespart werden. Im Rahmen der Debatte um einen CBAM hat die EU-Kommission drei Benchmark-Optionen zur Diskussion gestellt: Erstens, die ETS-Benchmark wird auf importierte Güter übertragen, zweitens, es gibt spezielle Benchmarks für die jeweiligen Ursprungsländer der importierten Güter oder drittens, es gibt einheitliche globale Benchmarks.

Bei dem von der EU-Kommission erwogenen CBAM könnten die Importeure die Steuerlast reduzieren, indem sie nachweisen, dass ihre Produkte der ETS-Benchmark entsprechen oder diese knapp übertreffen. Importeure, deren Produkte besser als die Benchmark ihres Industriezweiges sind, könnten durch eine Reduzierung der CBAM-Steuerlast belohnt werden. Je nach Ausgestaltung des CBAM, müssten Importeure diese zusätzliche Dokumentation selbst erbringen. Der Aufwand wird sich für einen Importeur nur lohnen, wenn dies zu erheblichen Steuerersparnissen führt, etwa bei einem großen Handelsvolumen.

Option 2: Zölle

Bei dieser Option würden Importeure von Waren bei der Einfuhr in die EU einen festzulegenden Zoll auf den CO₂-Gehalt ihrer Produkte zahlen, der in etwa die Belastungen der EU-Produzenten durch die CO₂-Bepreisung ausgleichen würde. Das EU ETS könnte bestehen bleiben.

Option 3: Ausdehnung des Emissionshandels auf Importe

Anstelle einer CO₂-Steuer könnte das aktuelle EU ETS auf ausländische Produzenten ausgeweitet werden, die nach Europa exportieren. Unternehmen, die Waren in die EU einführen, müssten dann entsprechende Zertifikate erwerben. Falls sie an ihrem Standort bereits mit einer CO₂-Abgabe belastet wurden, müssten sie dies entsprechend nachweisen. Die Menge der gegenwärtig ausgegebenen Zertifikate im ETS der EU zielt darauf ab, die Dekarbonisierungsziele des Green Deal zu erreichen. Sie werden

vermutlich nicht eins zu eins auf Importe übertragen. Stattdessen könnte die EU ein fiktives ETS einführen. Importeure würden dann den vom ETS-Markt festgelegten CO₂-Preis zahlen, sie müssten dafür aber keine Zertifikate vom ETS-Markt kaufen, sondern könnten auf einen eigenen Zertifikatepool zurückgreifen. Importeure würden also nicht mit der heimischen Produktion um die gleiche begrenzte Menge an Zertifikaten konkurrieren. Importeure könnten dazu verpflichtet werden, jeweils bis zu einem bestimmten Stichtag eine CBAM-Erklärung abzugeben, in der sie für das vorangegangene Kalenderjahr Auskunft über die Emissionen in den von ihnen importierten Gütern geben (sog. *embedded emissions*) und CBAM-Zertifikate in Höhe ihrer tatsächlichen Emissionen nachzuweisen.

Der Emissionshandel in der EU

Seit 2005 reguliert die EU ihre Treibhausgasemissionen über das EU ETS. Aktuell umfasst und begrenzt dieses den Treibhausgasausstoß von rund 10.000 Anlagen in den 27 EU-Staaten sowie in Island, Liechtenstein und Norwegen. In Deutschland unterliegen, in Ergänzung dazu, im Verkehrs- und Wärmesektor seit Anfang 2021 auch die Emissionen von Brenn- und Kraftstoffen, die nicht unter das ETS der EU fallen – etwa Benzin, Diesel, Heizöl, Flüssiggas (LPG) und Erdgas sowie ab 2023 auch Kohle – einem nationalen Emissionshandelssystem (*nEHS*).¹⁵ Zu den europäischen Ländern, die – zusätzlich zum EU ETS – CO₂-Steuern eingeführt haben, gehören Frankreich, Schweden und Finnland. Sie greifen in Sektoren, die nicht durch das ETS abgedeckt sind.¹⁶

Der EU-Emissionshandel ist nach dem Cap-and-Trade-Prinzip organisiert: Die EU definiert Obergrenzen für das Gesamtvolumen der Emissionen bestimmter Treibhausgase, die von Anlagen, die unter das EU ETS fallen, ausgestoßen werden dürfen.¹⁷ Sie gibt frei handelbare Emissionsberechtigungen in entsprechender Höhe aus. Für jede t emittiertes CO₂ müssen Unternehmen ein Zertifikat erwerben, nicht benötigte Zertifikate können sie verkaufen. Um die Wettbewerbsfähigkeit von Industrien, die in internationaler Konkurrenz stehen und einem Carbon Leakage-Risiko ausgesetzt sind, nicht zu gefährden, er-

15 Vgl. Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt), Nationales Emissionshandelssystem, Hintergrundpapier, Berlin 2020, S. 7.

16 Vgl. World Bank, State and Trends of Carbon Pricing 2021, Washington D.C. 2021, S. 26.

17 Vgl. Europäische Kommission, EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS), ohne Datum, abrufbar unter https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_de (zuletzt abgerufen am 25.05.2021).

halten Unternehmen aus diesen Sektoren kostenlose Zertifikate. Dies trifft z. B. auf die Eisen- und Stahlerzeugung, Raffinerien und die chemische Industrie zu. Zusammen erzeugen die dem ETS unterliegenden Industrien etwa 40 % der europäischen CO₂-Emissionen. Zwischen 2013 und 2020 wurden 43 % der Zertifikate kostenlos zur Verfügung gestellt. Insgesamt konnten im Rahmen des EU ETS die Treibhausgasemissionen der unter das ETS fallenden Anlagen zwischen 2005 und 2019 um 35 % gesenkt werden.¹⁸ In Sektoren, die laut EU-Lastenteilungsverordnung (noch) nicht dem ETS unterliegen, wie der Bereich Verkehr, Gebäude und Landwirtschaft (ohne Emissionen aus der Landnutzung, der Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft sowie dem internationalen Schiffsverkehr), konnten die Emissionen im gleichen Zeitraum nur um knapp 12 % reduziert werden.¹⁹

Änderungen in der 4. Handelsperiode führen zu steigenden Preisen für Emissionsrechte

Die Zahl der Zertifikate wurde in den ersten drei Handelsperioden sukzessive gesenkt. In der 4. Handelsperiode, die den Zeitraum zwischen 2021 und 2030 umfasst, werden pro Jahr 2,2 % weniger Zertifikate ausgegeben. In der 3. Handelsperiode von 2013 bis 2020 lag die Quote bei 1,74 % pro Jahr. Ab 2026 wird zudem die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten zugunsten der zu steigenden Zertifikate reduziert. Durch Carbon Leakage gefährdete Industrien erhalten weiterhin kostenlose Zertifikate. Bei nicht durch Carbon Leakage gefährdeten Industrien wird der Anteil von aktuell 30 % auf 0 % im Jahr 2030 heruntergefahren.²⁰ Zudem werden die 54 Produkt-Benchmarks, die in der ETS-Phase III (2013 bis 2020) eingeführt wurden, strenger gefasst, um mehr Anreize für die Dekarbonisierung zu schaffen.

Aufgrund der freien Zuteilung von ETS-Zertifikaten war das Risiko von Carbon Leakage bisher überschaubar. Durch einen starken Preisanstieg der Zertifikate, sinkende Zertifikatsmengen und eine Verringerung der Menge

an kostenloser Zuteilung könnte das Abwanderungsrisiko künftig jedoch zu einem schwerwiegenden Problem werden. Der Preis für die an der Energiebörse European Energy Exchange AG (EEX) gehandelten Emissionsrechte stieg von 23,70 € pro t CO₂-Äq im November 2020 auf über 50 € Anfang Mai 2021 – mit weiter steigender Tendenz. Steigende Emissionskosten infolge des ETS benachteiligen Unternehmen am EU-Standort, die im internationalen Wettbewerb stehen. Das Abwanderungsrisiko erhöht sich in der Folge. Durch vermehrte Importe bei gleichbleibender Nachfrage geht die Auslastung der europäischen Hersteller zurück. In kapitalintensiven Industrien, wie z. B. der Stahlindustrie, führt dies zu geringeren Umsatz- und Kapitalrenditen und beeinflusst infolgedessen auch Investitionsentscheidungen in bestehende und neue Anlagen zu Ungunsten europäischer Standorte. In der Folge wird die Wirtschaftskraft des EU-Raums massiv geschwächt, während der europäische Klimaschutzbeitrag in der globalen Treibhausgasbilanz nicht unbedingt zu sinkenden Emissionen führen würde. Die Verlagerung der Produktion könnte sogar in einem Emissionsanstieg resultieren, da Unternehmen in vielen Drittländern, wie Indien oder Russland, keine vergleichbaren Umweltauflagen erfüllen müssen.

Durch einen starken Preisanstieg der Zertifikate im EU ETS und sinkende Zertifikatsmengen könnte das Abwanderungsrisiko zu einem großen Problem werden.

Bislang wird der CO₂-Gehalt von Importen nicht bepreist – dabei sind diese immerhin für ein Viertel aller in der EU verbrauchten oder verarbeiteten Waren verantwortlich.²¹ Der geplante CBAM der EU würde genau hier ansetzen. Der neue Mechanismus zur Bepreisung von CO₂-Emissionen soll Wettbewerbsbedingungen für europäische und ausländische Produzenten in CO₂-intensiven Sektoren angleichen und gleichzeitig die Verpflichtungen der EU unter internationalem Handelsrecht respektieren.²²

18 Vgl. Europäische Kommission, EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS), ohne Datum, abrufbar unter https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_de (zuletzt abgerufen am 25.05.2021).

19 Vgl. Europäische Umweltagentur, Greenhouse Gas Emissions under the Effort Sharing Decision, Dezember 2020, abrufbar unter <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/esd-2> (zuletzt abgerufen am 25.05.2021).

20 Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), Die Reform des EU-Emissionshandels für die 4. Handelsperiode, 04.01.2018, S. 9, abrufbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Emissionshandel/eu-emissionshandel_reform_bf.pdf (zuletzt abgerufen am 25.05.2021).

21 Vgl. Boston Consulting Group, How an EU Carbon Border Tax Could Jolt World Trade, 30.06.2020, abrufbar unter <https://www.bcg.com/de-de/publications/2020/how-an-eu-carbon-border-tax-could-jolt-world-trade> (zuletzt abgerufen am 25.05.2021).

22 Vgl. Ausschuss für Umweltfragen, öffentliche Gesundheit und Lebensmittelsicherheit des Europäischen Parlaments, Bericht über das Thema „Auf dem Weg zu einem mit den WTO-Regeln zu vereinbarenden CO₂-Grenzausgleichssystem“, 2020/2043 (INI), S. 7.

1.4 Klimainitiativen von Staaten außerhalb der EU

Viele große Volkswirtschaften haben sich den Pariser Klimazielen offiziell angeschlossen. Die nationalen Initiativen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen sind aber höchst unterschiedlich und oft eher als politische Willenserklärung denn als konkretes Vorhaben zu verstehen. Viele Initiativen der einzelnen Länder existieren nur auf dem Papier – im Planungs- oder Pilotmodus. Dies zeigt, dass die Staatengemeinschaft von einem kooperativen, internationalen Ansatz aktuell noch weit entfernt ist. Die Diskussion um den CBAM der EU muss auch vor diesem Hintergrund bewertet werden, insbesondere, wenn Wirtschaftsräume mit strengeren CO₂-Regularien im internationalen Wettbewerb nicht zurückfallen sollen.

Die Weltbank zählte in ihrem letzten Bericht zum Stand der globalen CO₂-Bepreisung aus dem Jahr 2020 67 CO₂-Preismechanismen, die bereits umgesetzt oder in Planung sind (Emissionshandelssysteme und CO₂-Steuersysteme)²³ (vgl. hierzu auch *Energie für Deutschland 2021*, Art. 2.5). Zu den Staaten mit CO₂-Preisinstrumenten zählen etwa China, Japan, Neuseeland, Kanada, die Schweiz und Südkorea. Zusätzlich existieren subnationale Rechtsräume, die eigene CO₂-Bepreisungssysteme etabliert haben, wie z. B. die US-Staaten Kalifornien, Virginia, Washington, Oregon, Massachusetts und Pennsylvania.

Große Unterschiede gibt es bei den Preisen für die Zertifikate in den einzelnen Ländern bzw. Handelszonen. In der EU kosteten die Zertifikate pro t emittiertes CO₂ am 29.04.2021 42,45 €, in Korea 13,45 € und in China

1,01 €.²⁴ Allein die Existenz eines Emissionshandelssystems schafft also keinesfalls gleiche Wettbewerbsbedingungen. Die unkoordinierte Landschaft unterschiedlicher CO₂-Preise mit begrenzter geografischer und sektoraler Abdeckung birgt zudem das Risiko, dass die Effektivität unilateraler CO₂-Bepreisungssysteme durch die Verlagerung von Emissionen in andere Regionen ohne entsprechenden Preismechanismus untergraben wird.

Die Zahl der Länder, die ohne CO₂-Bepreisung agieren, überwiegt global bei weitem. Große EU-Partner für Handelsprodukte, wie Zement (Türkei), Chemikalien, Zellstoff und Papier (USA) oder Eisenmetalle und raffinierte Erdölprodukte (Russland), haben keinen mit den Regelungen der EU vergleichbaren Regulierungsmechanismen für ihre Industrieemissionen implementiert.

USA

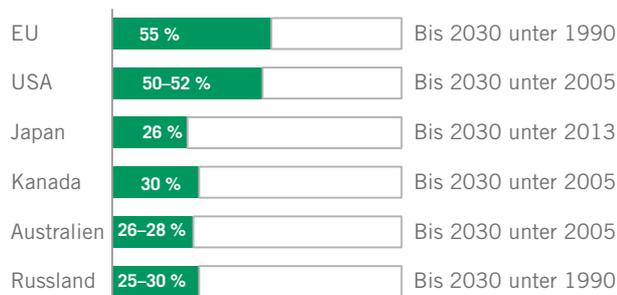
Die USA sind im Februar 2021 wieder dem Pariser Klimaabkommen beigetreten. US-Präsident Joe Biden hat angekündigt, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 50–52 % im Vergleich zu 2005 zu reduzieren. Um dies zu erreichen, soll es bspw. Steuerbegünstigungen für Elektroautos und umweltfreundliches Bauen geben. Auch Investitionen in nachhaltige Technologien sollen gefördert werden. Die US-Finanzministerin Janet Yellen setzt sich zudem für die Einführung einer CO₂-Steuer

²³ Vgl. World Bank, State and Trends of Carbon Pricing 2021, Washington D.C. 2021, S. 21.

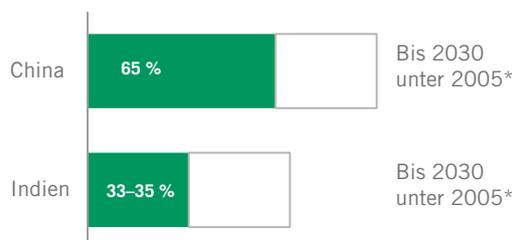
²⁴ Vgl. International Carbon Action Partnership (ICAP), Allowance Price Explorer, 29.04.2021, abrufbar unter <https://icapcarbonaction.com/en/ets-prices> (zuletzt abgerufen am 29.04.2021).

Abbildung 1.1: Die meisten großen Volkswirtschaften haben sich Pariser Klimaziele gesetzt

Ziele zur CO₂-Reduktion



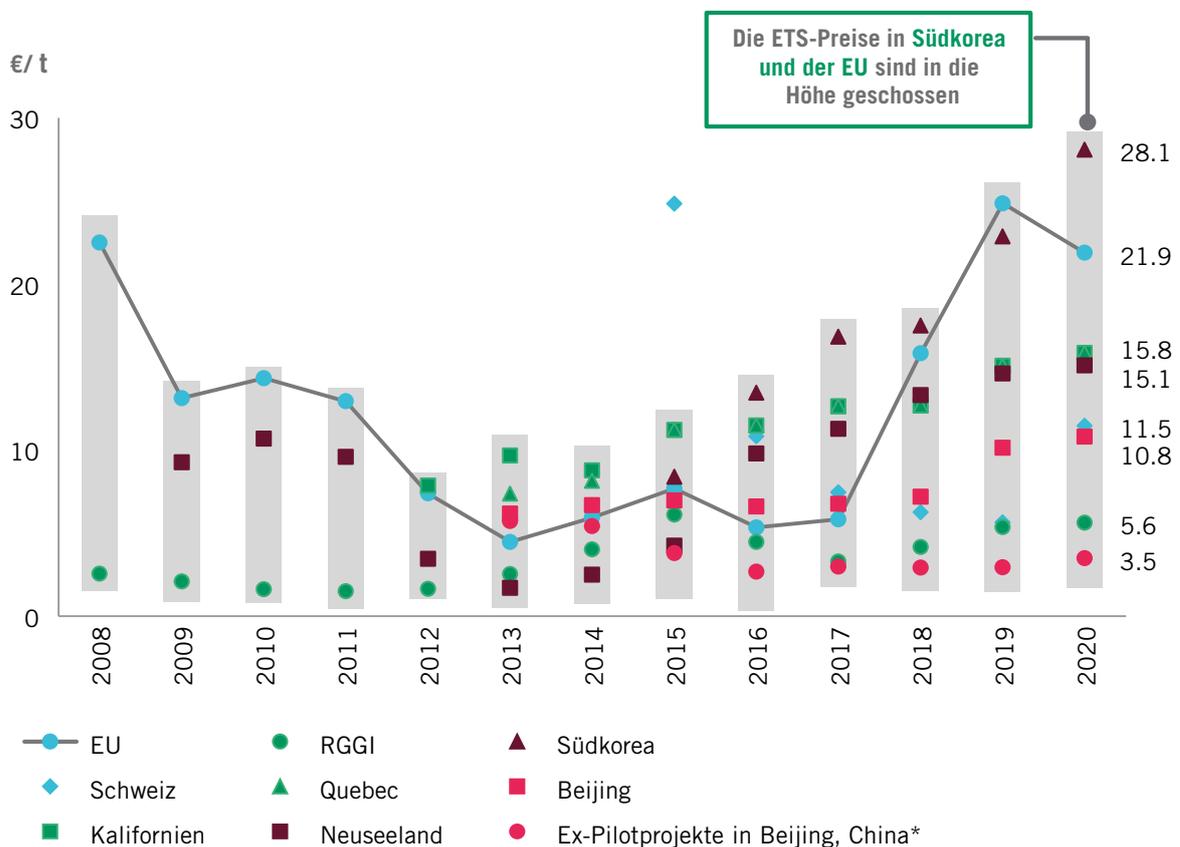
Ziele zur Reduzierung der Kohlenstoffintensität*



* Kohlenstoffintensität je Einheit des Bruttoinlandsprodukts (BIP)

Quelle: Boston Consulting Group (BCG); Datengrundlage: Climate Action Tracker

Abbildung 1.2: Entwicklung der ETS-CO₂-Preise weltweit (in €/t)



* Einfacher Durchschnitt der Preise an den Börsen Shenzhen, Guangdong, Chongqing, Shanghai, Hubei, Fujian und Tianjin

Quelle: Boston Consulting Group (BCG), Datengrundlage: International Carbon Action Partnership (ICAP)

ein²⁵, einige große Ölkonzerne wie ExxonMobil tun dies ebenfalls²⁶.

Eine Einführung auf US-Bundesebene ist jedoch fraglich, weil sie politisch schwer durchsetzbar sein könnte. Eine bundesweite Steuer müsste von beiden Kammern des US-Kongresses verabschiedet werden. Die republikanische Opposition steht den Klimaschutzplänen der Biden-Administration kritisch gegenüber und kann Gesetze im

Senat verhindern.²⁷ Wahrscheinlicher sind verschärfte Abgasvorschriften und Energieeffizienzverordnungen für die US-Industrie, um die Dekarbonisierung voranzutreiben.

Ambitionierte Klimamaßnahmen in den USA kämen den europäischen Plänen durchaus entgegen, denn der Staat ist ein wichtiger Handelspartner der EU. Zwischen 2018 und 2020 hat die EU z. B. rund 18 % aller Chemikalien aus den USA importiert.²⁸ Sollten die US-amerikanischen und europäischen Maßnahmen zu vergleichbaren Belastungen bei den betroffenen Unternehmen führen, könn-

25 Vgl. Quartz, Janet Yellen supports a carbon tax, but what exactly does that mean?, 26.11.2020, abrufbar unter <https://qz.com/1937992/janet-yellen-supports-a-carbon-tax-but-what-does-that-mean/> (zuletzt abgerufen am 25.05.2021).

26 Vgl. Egan, Matt, America's most powerful oil lobby is changing its tune on a carbon tax, 25.03.2021, abrufbar unter <https://edition.cnn.com/2021/03/25/business/oil-lobby-carbon-pricing-api/index.html> (zuletzt abgerufen am 25.05.2021).

27 Vgl. Herwartz, Christoph/Koch, Moritz/Stratmann, Klaus/Riecke, Torsen, CO₂-Grenzausgleich. Furcht vor dem grünen Handelskrieg, Handelsblatt vom 23./24.04.2021, S. 7.

28 BCG-Analyse auf Rohdatenbasis von IHS Markit, Global Trade Atlas.

ten US-Unternehmen bei der Einfuhr in die EU von einer CO₂-Abgabe befreit werden. Ein abgestimmtes Vorgehen der EU und der USA könnte so ein industriepolitisches *Level Playing Field* schaffen.

China

Im Februar 2021 startete die Volksrepublik China den Handel mit Emissionsrechten für CO₂. Zunächst werden allerdings nur die Emissionen von Kraftwerken im Stromsektor bepreist und, im Unterschied zum EU ETS, existiert keine CO₂-Obergrenze. Während in der EU die Zertifikate jedes Jahr verknappt werden und der CO₂-Gesamtausstoß damit sinkt, orientiert sich das chinesische System an der Intensität der Emissionen: Ausschlaggebend ist die Emission von CO₂ je erzeugte Kilowattstunde (kWh) Strom. Es ist also möglich, dass die Kraftwerke zwar effizienter arbeiten, absolut aber mehr Treibhausgase ausstoßen (vgl. hierzu auch *Energie für Deutschland 2021*, Art. 2.6).

Auf dem digitalen *Leaders Summit on Climate* am 22. und 23. April 2021, zu dem die US-Regierung eingeladen hatte, kündigte Chinas Staats- und Parteichef Xi Jinping an, den Kohleverbrauch bis 2030 stufenweise zu verringern. Konkrete Zahlen nannte er nicht.²⁹ Er bekräftigte jedoch noch einmal das Ziel, CO₂-Neutralität vor dem Jahr 2060 erreichen zu wollen.

²⁹ Vgl. Handelsblatt, Bidens Klimaplan, 23./24.04.2021, S. 6

1.5 Herausforderungen bei der Implementierung eines EU-CO₂-Grenzausgleichsmechanismus

Ausgestaltung eines CBAM und Ermittlung des CO₂-Gehalts über die gesamte Wertschöpfungskette

Über die konkrete Ausgestaltung eines europäischen CO₂-Grenzausgleichsmechanismus sowie die einzubeziehenden Sektoren und Emissionen herrscht aktuell noch Ungewissheit, weil die EU-Kommission ihren entsprechenden Legislativvorschlag erst im Juli 2021 plant, vorzulegen. Mit Blick auf das Ziel, Emissionsverlagerungen in Drittländer zu vermeiden, erscheint es sinnvoll, diejenigen Sektoren in einen CBAM einzubeziehen, die in besonderem Maße von einem Carbon Leakage-Risiko betroffen sind. Dies könnten Sektoren sein, die unter dem EU ETS von einer kostenlosen Zuteilung der Zertifikate profitieren. Die EU führt eine offizielle Liste der Sektoren, bei denen davon ausgegangen wird, dass sie erheblich von Carbon Leakage bedroht sind.³⁰ Die Liste für den Zeitraum 2021–2030 enthält Sektoren und Teilsektoren, wie die Herstellung von Zement, die Erzeugung von Roheisen und Stahl sowie die Herstellung von anorganischen und organischen Grundstoffen und Chemikalien.

Die Berechnung des Emissionsgehalts von Importen erfordert zunächst das Festlegen einer Systemgrenze, d. h., welche Emissionen einzubeziehen sind. Laut einer öffentlichen Konsultation von 2020, die die EU-Kommission zwischen dem 22. Juli und dem 28. Oktober 2020 durchführte³¹, erwägt die Kommission unterschiedliche Modelle, welche Emissionen einbezogen werden sollen und wie diese berechnet und nachgewiesen werden können. Bei einer engen Auslegung wären, vereinfacht gesagt, nur direkte Emissionen, die unmittelbar bei der Herstellung eines Produkts entstehen, relevant. Dazu könnten auch Emissionen aus der Erzeugung von Wärme und Kälte, die während des Produktionsprozesses verbraucht wird, gehören. Transportemissionen würden nicht erfasst. Ein komplexeres System könnte dagegen die Emissionen aus der gesamten Wertschöpfungskette und den CO₂-Fußabdruck von Fertig- und Zwischenprodukten sowie den Transport beinhalten. Denkbar wäre neben einer engen und einer weiten Auslegung auch ein Mittelweg, der direkte und einige indirekte Emissionen, bspw. von fertigen Komponenten, bepreist. Im Gespräch ist etwa immer wieder, auch die indirekten Emissionen aus der Generierung von Elektrizität, die während des Herstellungsprozesses genutzt wird, zu erfassen. Der

Transport würde bei dem Modell nicht berücksichtigt. Die Überprüfung könnte über Selbstdeklaration und periodische Audits erfolgen.

Der Vorteil einer engen Auslegung: Das System wäre einfacher zu implementieren, würde aber ein hohes Risiko der Umgehung bergen, indem Unternehmen nicht die Rohmaterialien für die Herstellung, sondern fertige oder halbfertige Produkte importieren. Anstatt Stahl für den Bau von Fahrgestellen zu importieren, könnte es für Hersteller günstiger sein, die Produktion in Länder außerhalb der EU zu verlagern und die fertigen Produkte dann zu importieren. Ein komplexeres System könnte dagegen die Emissionen aus der gesamten Wertschöpfungskette und den CO₂-Fußabdruck von Fertig- und Zwischenprodukten sowie den Transport beinhalten. Würden die Emissionen aus dem Transport der Güter berücksichtigt, ist die Frage zu klären, wie mit indirekten Importen aus einem bestimmten Produktionsland über Drittländer in die EU umgegangen werden soll (sog. *Transshipment*). Damit sind Waren gemeint, die nicht direkt von einem Land ins andere exportiert, sondern über Umschlagpunkte wie z. B. Umschlaghäfen transportiert werden. Bei indirekten Importen über Drittländer könnten die bereits heute angewandten Ursprungsregeln für Importe gelten. Damit ein Land als Ursprungsland einer Ware gilt, sind bestimmte Voraussetzungen zu erfüllen: So muss bspw. ein bestimmter Anteil der Wertschöpfung dort geleistet worden sein.

Es gibt allgemein zwei Möglichkeiten, um die in einem Produkt enthaltenen CO₂-Emissionen am Ort des Imports zu berechnen oder zu schätzen: über einen produktbezogenen oder einen sektorbezogenen Ansatz.³² Ein produktbezogener Ansatz versucht, die tatsächlichen Treibhausgasemissionen eines bestimmten Produkts zu schätzen oder zu berechnen. Dies lässt sich etwa durch eine Offenlegung von Aufzeichnungen durch den Hersteller oder Importeur realisieren. Ein sektorbezogener Ansatz verwendet Schätzungen der Treibhausgasintensität, wobei Standardwerte auf der Grundlage der sektoralen Merkmale festgelegt werden können.

Bei der Erfassung der Emissionen für eine produktbezogene CO₂-Abgabe ist der Aufwand erheblich – insbesondere, wenn die Emissionen aus der gesamten Wertschöpfungskette berücksichtigt werden. Hinzu kommt, dass

30 Vgl. Europäische Kommission, Carbon Leakage, ohne Datum, abrufbar unter https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/allowances/leakage_de (zuletzt abgerufen am 25.05.2021).

31 Vgl. Europäische Kommission, Summary Report. Public consultation on the Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) vom 05.01.2021.

32 Vgl. European Roundtable on Climate Change and Sustainable Transition (ERCST), Border Carbon Adjustments in the EU. Issues and Options, 29.09.2020, abrufbar unter <https://secureservercdn.net/160.153.137.163/z7r.689.myftpupload.com/wp-content/uploads/2020/09/20200929-CBAM-Issues-and-Options-Paper-F-2.pdf> (zuletzt abgerufen am 25.05.2021).

die Identifizierung indirekter Emissionen, etwa aus dem Transport oder der Endnutzung, sehr kompliziert sein kann. Dies gilt insbesondere für Produkte mit komplexen Wertschöpfungsketten, die mehrere Grenzen überschreiten. Die Komplexität und die Kosten dieses Ansatzes steigen mit dem Umfang der erfassten Emissionen.

➤ Kritiker eines CBAM weisen vor allem auf Herausforderungen beim Erfassen und der Kontrolle der Emissionen hin.

Für Unternehmen würden für die Ermittlung zusätzliche Transaktionskosten anfallen, die von Unternehmen zu Unternehmen stark variieren könnten. Sie müssten – ähnlich wie beim EU ETS – entsprechende Nachweise liefern und die Daten müssten von neutraler Seite verifiziert werden. Bei Grundstoffen, wie Stahl, Aluminium oder Zement, mag das noch vergleichsweise übersichtlich sein. Bei Produkten, wie Fahrzeugen, Smartphones oder Haushaltsmaschinen, die aus sehr vielen Einzelteilen bestehen und deren Lieferketten hochkomplex sind, ist das eine ungleich kompliziertere Aufgabe.

Kritiker von CO₂-Abgaben auf Importe weisen vor allem auf das Problem der Kontrolle hin: Unternehmen im Ausland könnten ihren Gütern und Waren einerseits attestieren, dass sie CO₂-frei produziert wurden, ohne, dass die EU dies wirklich überprüfen kann. Andererseits besteht das Risiko des sog. *Reshuffling* von Emissionen.³³ Damit ist gemeint, dass Handelspartner im Falle eines CBAM Produkte mit einem geringen CO₂-Fußabdruck in die EU einführen, während sie in andere Regionen weiterhin CO₂-intensive Waren und Güter exportieren. Ein Land könnte etwa Produkte, die in Anlage A CO₂-arm produziert wurden – etwa durch die Nutzung von erneuerbarem Strom –, in die EU exportieren, während die gleichen Produkte, die in Anlage B weiterhin unter hohem CO₂-Ausstoß hergestellt werden, z. B. durch Einsatz von Kohlestrom, in andere Staaten exportiert werden, in denen es keine vergleichbare CO₂-Bepreisung gibt. Die Emissionen würden damit nicht unbedingt reduziert, sondern vielmehr umverteilt.

Nicht zuletzt gilt die Frage zu klären, ob ein EU-CBAM Ausnahmen für bestimmte Staaten vorsehen könnte, etwa für Länder mit geringem Bruttoinlandsprodukt (BIP) oder Staaten mit vergleichbaren Klimaschutzmaßnahmen.

Sollte Letzteres bejaht werden, muss festgelegt werden, welche Maßnahmen als gleichwertig oder vergleichbar angesehen werden. Für die Durchführung des Grenzausgleichsmechanismus in der Praxis, z. B. für die Registrierung von Importeuren und deren Importgütern sowie für die Prüfung der von den Importeuren vorgelegten Informationen, wird es voraussichtlich einer (eventuell neu zu schaffenden) Organisation oder Behörde innerhalb der EU bedürfen, die es noch zu bestimmen gilt.

Exkurs: Administration mittels Blockchain-Technologie

Unabhängig von den aufgezeigten Herausforderungen bzgl. Nachweisen und der Ermittlung des CO₂-Fußabdrucks der importierten Produkte, kommt in der Realität internationaler Wertschöpfungs- und Handelsketten dem Thema Administration und glaubhafte Nachverfolgbarkeit der Emissionen eine zentrale Rolle zu. Dabei geht es insbesondere darum, wie Herstellungs- und Herkunftsnachweise rechtssicher und unter Vermeidung von Papierbergen dargestellt werden können.

Auf diesem Gebiet hat sich in den letzten Jahren viel getan: Sog. *Blockchain*-Technologien können mittlerweile eine entsprechend komplexe Nachweisführung problemlos abbilden, über Ländergrenzen ebenso hinweg wie über mehrere Ebenen von nachgelagerten Produkten. In der Blockchain wird ein sog. *digital passport*, ein digitaler Klon des Produktes – z. B. 1 t Stahl – gemeinsam mit seinem CO₂-Herstellungs-Fußabdruck von einem zugelassenen Validator unabänderbar abgespeichert. Dieser digitale Pass *haftet* diesem Produkt in der Folge *an*. Alle Handelsketten können dann jederzeit auf diese Information schnell und effizient zugreifen und die Identitäten prüfen. Bei EU-Import kann der CBAM-Mechanismus auf Grundlage der Informationen aus dem Pass den CO₂-Gehalt bepreisen. Diese digitalen Identitäten oder Klone der jeweiligen Produkte lagern dezentralisiert *auf der Chain* und sind de facto fälschungssicher. Es gibt bereits erste Ideen, auf der Blockchain der Energy Web Foundation³⁴ konkrete CBAM-Protokolle zu erstellen.

³³ Vgl. Dröge, Susanne/Fischer, Carolyn, Pricing Carbon at the Border: Key Questions for the EU, in: ifo DICE Report I/2020, S. 32.

³⁴ Vgl. Energy Web, about, ohne Datum, abrufbar unter www.energy-web.org (zuletzt abgerufen am 25.05.2021). Bei der Energy Web Foundation handelt es sich um eine Schweizer Non-Profit-Organisation, die eine professionelle Blockchain-Architektur für Anwendungen aus der Energiewirtschaft betreibt.

Mögliche Reaktionen der EU-Handelspartner auf die geplante CO₂-Abgabe

Russland – neben den USA und China einer der drei großen Handelspartner der EU und weltweit viertgrößter Treibhausgasemittent – zweifelt an, dass die EU-Pläne WTO-konform sind.³⁵ Der Vorwurf, die Klimaagenda zu nutzen, um neue Handelsbarrieren aufzubauen, steht im Raum. Ein CO₂-Grenzausgleichssystem könnte hier Handelskonflikte zu provozieren. Je nachdem, wie der CBAM gestaltet ist, könnten ausländische Handelspartner allgemein eine CO₂-Abgabe über die WTO anfechten oder Vergeltungsmaßnahmen als Reaktion darauf ergreifen.

Auch die USA zeigen sich über die europäischen CBAM-Pläne beunruhigt und warnen die EU davor, diese unilateral voranzutreiben.³⁶ Präsident Biden befürchtet, dass sich der geplante CBAM gegen amerikanische Produkte richten könnte.

➤ Viele Länder nehmen die Pläne für einen CO₂-Grenzausgleich als Protektionismus wahr.

Viele asiatische Länder nehmen den EU-CBAM als Protektionismus wahr. Zu diesem Ergebnis kommt eine Studie der Konrad-Adenauer-Stiftung (KAS), die im März 2021 veröffentlicht wurde, und welche die Wahrnehmung des geplanten EU-CO₂-Grenzausgleichs in acht Staaten im asiatisch-pazifischen Raum untersucht hat: in Australien, China, Indien, Indonesien, Japan, Singapur, Südkorea und Thailand.³⁷ China, Japan, Südkorea und Indien stellen dabei vier der Top-10-Importpartner der EU dar. Die Studie basiert auf Interviews mit 70 lokalen Experten und Stakeholdern aus Wissenschaft, Regierung, Privatwirtschaft und Zivilgesellschaft, die zwischen November 2020 und Januar 2021 geführt wurden.

Der Erhebung zufolge wird sich China voraussichtlich gegen einen EU-CBAM stellen.³⁸ Das Ausmaß des Widerstands und die Reaktion darauf werden davon abhängen, ob das nationale Emissionshandelssystem als gleichwertig mit den in der EU vorgesehenen CO₂-Abgaben angesehen wird. Im schlimmsten Fall könnten hier Handelsstreitigkeiten drohen. Der chinesische Staatschef Xi Jinping mahnte vor Kurzem in einem Telefonat mit Bundeskanzlerin Dr. Angela Merkel davor, den Kampf gegen den Klimawandel als Vorwand für weitere Handelsbarrieren zu nutzen.³⁹

Auch in Indien würden die EU-Pläne entsprechend der KAS-Umfrage als protektionistisch sowie im Widerspruch zu internationalen Gesetzen und Vereinbarungen stehend empfunden. Große Produzenten in Indien könnten zwar grundsätzlich von bereits unternommenen Dekarbonisierungsanstrengungen profitieren, aber kleinere Hersteller könnten Schwierigkeiten haben, ihre Produktion entsprechend anzupassen. Indien erwarte von der EU zudem, dass sie die durch den EU-CBAM generierten Einnahmen zur Unterstützung der Entwicklungsländer bei der Dekarbonisierung verwende.

Auch in Japan werden die Pläne der EU-Kommission mit großem Interesse verfolgt. Japanische Unternehmen könnten ihre impliziten CO₂-Preise als Ausgleich für die geringe CO₂-Steuer im Land in Höhe von ca. 2,6 USD/t CO₂ betrachten und auf eine Anerkennung der Gleichwertigkeit mit dem EU-CO₂-Preis drängen. Die japanische Stahlindustrie habe jedoch z. B. bereits damit begonnen, sich offen gegen einen EU-CBAM auszusprechen.

Handelsprotektionismus wirft auch Australien der EU vor.⁴⁰ Das Land wird wahrscheinlich nicht stark von dem EU-CBAM betroffen sein, da Australiens Handel mit CO₂-intensiven Gütern mit der EU gering ist. Aufgrund einer allgemein eher negativen Wahrnehmung von CO₂-Preisen werde ein EU-CO₂-Grenzausgleich voraussichtlich aber als negativ angesehen.⁴¹

35 Vgl. Morgen, Sam, Russland warnt: CO₂-Grenzsteuer der EU nicht mit WTO-Regeln vereinbar, 27.07.2020, abrufbar unter <https://www.euractiv.de/section/energie-und-umwelt/news/russland-warnt-co2-grenzsteuer-der-eu-nicht-mit-wto-regeln-vereinbar/> (zuletzt abgerufen am 25.05.2021).

36 Vgl. Herwartz, Christoph/Koch, Moritz/Stratmann, Klaus/Riecke, Torsen, CO₂-Grenzausgleich. Furcht vor dem grünen Handelskrieg, Handelsblatt vom 23./24.04.2021, S. 7.

37 Vgl. Konrad-Adenauer-Stiftung e. V., Perception of the Planned EU Carbon Border Adjustment Mechanism in Asia Pacific – An Expert Survey, Hongkong 2021, S. 4.

38 Vgl. Konrad-Adenauer-Stiftung e. V., Perception of the Planned EU Carbon Border Adjustment Mechanism in Asia Pacific – An Expert Survey, Hongkong 2021, S. 5.

39 Vgl. Herwartz, Christoph/Koch, Moritz/Stratmann, Klaus/Riecke, Torsen, CO₂-Grenzausgleich. Furcht vor dem grünen Handelskrieg, Handelsblatt v. 23./24.04.2021, S. 7.

40 Vgl. Herwartz, Christoph/Koch, Moritz/Stratmann, Klaus/Riecke, Torsen, CO₂-Grenzausgleich. Furcht vor dem grünen Handelskrieg, Handelsblatt v. 23./24.04.2021, S. 7.

41 Vgl. Konrad-Adenauer-Stiftung e. V., Perception of the Planned EU Carbon Border Adjustment Mechanism in Asia Pacific – An Expert Survey, Hongkong 2021, S. 5.

Wenn der Grenzausgleich fair und mit internationalen Regeln vereinbar ist, werde es voraussichtlich keinen großen Widerstand von Singapur geben.

In Südkorea sei dagegen voraussichtlich mit geringem Widerstand gegen die Pläne der EU-Kommission zu rechnen. Das Land verfügt bereits über ein eigenes Emissionshandelssystem. Ob sich eine Verknüpfung mit dem EU ETS zur Vermeidung einer Belastung Südkoreas im Zuge des CBAM in der Praxis realisieren lässt, bleibt zu prüfen. Wenn der Mechanismus fair und mit internationalen Regeln vereinbar ist, werde es voraussichtlich auch keinen großen Widerstand von Singapur geben. Es werde auf die Importabgabe vorbereitet sein. Eventuell könnte sie das Land sogar dazu anspornen, bei der Treibhausgasreduktion schneller zu agieren, weil die EU der dritt-wichtigste Handelspartner ist. Auch Singapur hat mit den Folgen des Klimawandels sowie Carbon Leakage zu kämpfen. Die interviewten Vertreter Singapurs glaubten jedoch, dass ein multilateraler, anreizbasierter Ansatz besser dazu geeignet sei, die globale Klimaagenda voranzutreiben als ein unilateraler EU-CO₂-Grenzausgleich.⁴²

Der KAS-Studie zufolge seien sich die Experten insgesamt einig, dass in den meisten untersuchten Ländern das Wissen über den EU-CBAM bislang oberflächlich sei und die Stakeholder auf weitere Details zum Mechanismus warten, bevor sie sich näher mit dem Thema beschäftigen. Staaten und Produzenten, die über eine fortschrittliche Klimapolitik verfügen, seien weniger wahrscheinlich von dem Mechanismus betroffen. Es wird jedoch befürchtet, dass eine CO₂-Abgabe auf Importe Entwicklungsländer benachteiligen könnte.

Um zu vermeiden, dass die EU bei der Einführung des CBAM auf heftigen Widerstand stößt, wird allgemein ein Dialog zwischen der Union und den Ländern, die von dem Mechanismus besonders betroffen sein werden, empfohlen. Zur Erhöhung der Akzeptanz sollte die EU nach Ansicht der Experten einen Teil der Einnahmen aus dem CBAM nutzen, um die Entwicklungsländer bei ihren Dekarbonisierungsbemühungen zu unterstützen und nicht etwa zur Generierung von eigenen Finanzmitteln.

Gleichzeitig ist festzuhalten, dass die EU nicht allein mit Carbon Leakage zu kämpfen hat, sondern auch Partner-

länder ein Interesse daran haben könnten, hier eine gemeinsame Lösung zur Vermeidung der Emissionsverlagerung zu finden. Das bietet grundsätzlich Möglichkeiten für Kooperation.

WTO-Konformität

Um das Risiko handelsrechtlicher Konflikte zu reduzieren, muss ein zukünftiger CO₂-Grenzausgleichsmechanismus mit den Regeln der WTO konformgehen. Momentan befindet sich das WTO-Streitschlichtungsverfahren in einer Krise, da einige WTO-Mitglieder sich weigern, neue Mitglieder für das WTO-Berufungsgremium zu ernennen. Nichtsdestotrotz bleibt die WTO die wichtigste Instanz zur Klärung handelsrechtlicher Konflikte und bietet allen WTO-Mitgliedern die Möglichkeit, vor einem WTO-Panel gegen einen CBAM der EU zu klagen. Im Fall einer Entscheidung zugunsten des Klägers könnte die EU gezwungen sein, den CBAM umzugestalten oder gar aufzuheben.

Das Regelwerk der WTO enthält 13 multilaterale Abkommen, die den Warenhandel berühren, unter denen in erster Linie das *Allgemeine Zoll- und Handelsabkommen (General Agreement on Tariffs and Trade, GATT)* relevant ist. Das GATT legt u. a. zwei Grundregeln fest: Den Grundsatz der Meistbegünstigung (Art. I GATT) und das Inländerprinzip (Art. III GATT). Ersterer besagt, dass ein WTO-Mitglied alle Partner im Handel gleich behandeln muss. Werden dem einen Land Vorteile gewährt, müssen diese grundsätzlich auch für andere Handelspartner gelten. Die Begünstigung von Handelspartnern, die ebenfalls einen CBAM oder vergleichbare Mechanismen zur CO₂-Reduzierung einführen, könnte bspw. als Verstoß gegen diesen Grundsatz gesehen werden. Die Benachteiligung wiederum von Handelspartnern, die von der WTO als Entwicklungsländer eingestuft werden und die deshalb nach den Sonder- und Differenzierungsbestimmungen der WTO über besondere Rechte verfügen, könnte im Rahmen eines WTO-Streit- oder Ausschussverfahrens ebenfalls problematisch wirken.

Ein CO₂-Grenzausgleich müsste alle WTO-Mitgliedstaaten und alle gleichartigen Produkte einheitlich behandeln.

Das Inländerprinzip verbietet, mit nationalen Waren und Dienstleistungen anders zu verfahren als mit ausländischen. Ein CO₂-Grenzausgleich müsste alle WTO-Mit-

⁴² Vgl. Konrad-Adenauer-Stiftung e.V., Perception of the Planned EU Carbon Border Adjustment Mechanism in Asia Pacific – An Expert Survey, Hongkong 2021, S. 55.

gliedstaaten und alle gleichartigen Produkte einheitlich behandeln. Dieses Prinzip hat Konsequenzen für die Gestaltung des CBAM. Wenn die EU die CO₂-Abgabe auf Güter erhebt, die innerhalb der Union hergestellt werden, kann sie diese auch auf Importe anwenden. Das Prinzip ist vergleichbar mit der Alkoholsteuer, die analog zum Inland auch auf Waren aus Drittländern erhoben wird. Eine WTO-konforme Einführung einer CO₂-Abgabe könnte auch die Abschaffung der kostenlosen Verteilung der Zertifikate innerhalb des EU ETS voraussetzen, da sonst Unternehmen innerhalb der EU bevorteilt würden.

Über den Grundsatz der Meistbegünstigung und das Inländerprinzip hinaus könnte die Einhaltung anderer WTO-Regeln durch den CBAM auch infrage gestellt werden. Hervorzuheben ist die *Vereinbarung über Subventionen und Ausgleichsmaßnahmen (Agreement on Subsidies and Countervailing Measures, SCM)*, die sämtliche Formen von Subventionen definiert – u.a. Steuervergünstigungen. Wenn der CBAM durch kostenlose oder verbilligte Zertifikate EU-Unternehmen begünstigt und dies wiederum Importwaren erheblich benachteiligt, könnte dies als Grundlage für ein WTO-Streitschlichtungsverfahren gelten.

Falls die EU nicht in der Lage ist, die Konformität des CBAM mit den Artikel I oder III GATT oder anderen geltenden Regeln zu beweisen, könnte sie sich auch auf den Artikel XX des GATT berufen. Dieser erlaubt den WTO-Mitgliedern, auch Maßnahmen zu ergreifen, die gegen WTO-Regeln verstoßen, wenn diese zum Schutz des Lebens oder der Gesundheit von Menschen, Tieren oder Pflanzen *notwendig* sind⁴³. WTO-Mitglieder hatten in der Vergangenheit allerdings wenig Erfolg mit dieser Argumentation, u.a., weil es schwierig ist, die Notwendigkeit einer Maßnahme gegenüber anderen zur Verfügung stehenden Maßnahmen eindeutig unter Beweis zu stellen. Darüber hinaus müsste die Verwendung der Einnahmen aus dem CBAM zweckgebunden für die Dekarbonisierung und Ökologisierung der EU-Wirtschaft eingesetzt werden, um dem Kern des Artikels XX gerecht zu werden. Die Einnahmen aus dem CBAM zur Generierung von Eigenmitteln zu nutzen, die in den EU-Haushalt fließen, wie von der EU in der Vergangenheit erwogen,⁴⁴ könnte dem entgegenstehen. Es geht um eine nicht unerhebliche Größenordnung: Die Einnahmen könnten laut

dem Mehrjährigen Finanzrahmen (MFR) der EU pro Jahr zwischen 5 und 14 Mrd. € liegen.⁴⁵

43 Vgl. Art. XX b Allgemeines Zoll- und Handelsabkommen.

44 Dröge, Susanne, Die CO₂-Grenzabgabe der EU – Klima- oder Fiskalpolitik?, 03.08.2020, abrufbar unter <https://www.swp-berlin.org/publikation/die-co2-grenzabgabe-der-eu-klima-oder-fiskalpolitik/> (zuletzt abgerufen am 25.05.2021).

45 Vgl. European Roundtable on Climate Change and Sustainable Transition (ERCST), Border Carbon Adjustments in the EU. Issues and Options, 29.09.2020, abrufbar unter <https://secureservercdn.net/160.153.137.163/z7r.689.myftpupload.com/wp-content/uploads/2020/09/20200929-CBAM-Issues-and-Options-Paper-F-2.pdf> (zuletzt abgerufen am 25.05.2021).

1.6 Herausforderungen für Unternehmen innerhalb und außerhalb der EU

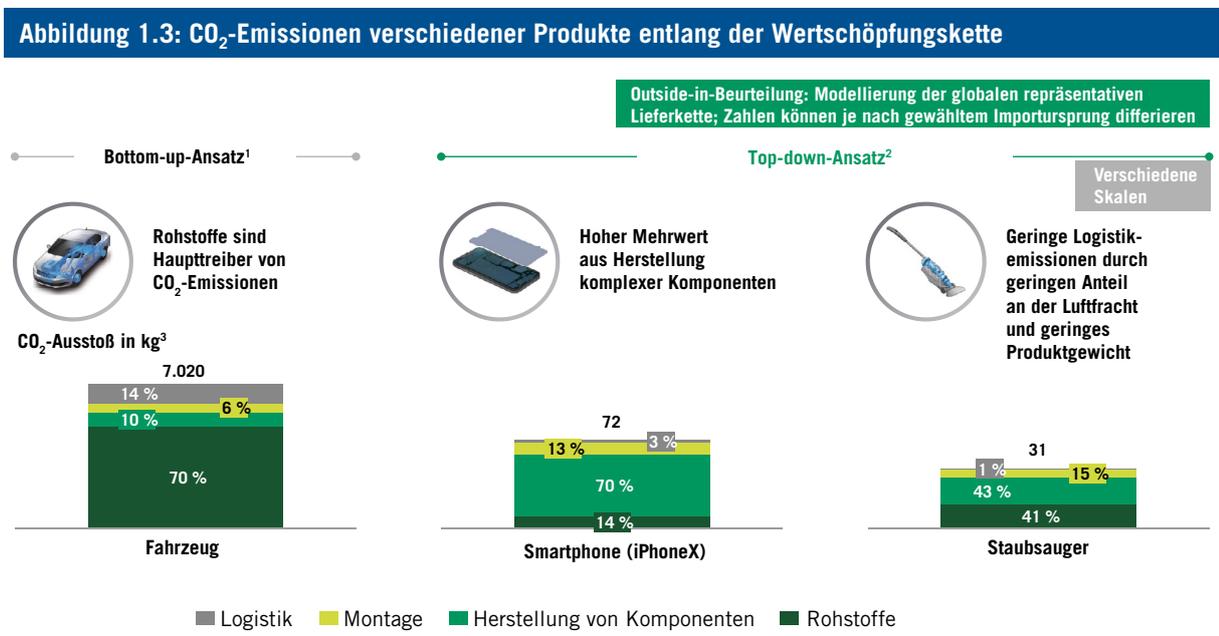
Der CO₂-Ausstoß in den Produktions- und Logistikstufen variiert

Bei der Produktion eines Pkw entstehen nach einer Modellrechnung von BCG rund 7.000 kg CO₂-Emissionen in der Wertschöpfungskette, beim Bau eines Smartphones sind es 72 kg und bei einem Staubsauger 31 kg CO₂. Bei der Fahrzeugproduktion halten die verwendeten Rohstoffe mit 70 % den größten Anteil am ökologischen Fußabdruck, 14 % entfallen auf die Logistik und der Rest auf die Produktion von Komponenten und die Montage. Beim Smartphone hingegen machen die Rohstoffe nur 14 % aus. Der Löwenanteil der Emissionen entsteht bei der vorgelagerten Herstellung von Komponenten, die verbaut werden. Die Logistikemissionen fallen hingegen aufgrund der geringeren Größe und des niedrigen Gewichts kaum auf. Bei einem Staubsauger wiederum halten sich die Emissionen aus Rohstoffen und verbauten Komponenten in etwa die Waage. Diese Beispiele verdeutlichen den Aufwand, den eine entsprechende Aufstellung für alle in der EU hergestellten und in die EU importierten Waren verursachen würde. Sie zeigen zudem, wie unterschiedlich die einzelnen Industrien belastet würden.

Unternehmen könnten diese Zusatzkosten grundsätzlich an die Verbraucher weitergeben. Möglich wäre aber auch, dass sie stattdessen das Produkt mit einer niedrigeren Profitmarge verkaufen und die Kosten auf Lieferanten abwälzen bzw. mit ihnen teilen. Dies ist auch vom Verbraucherverhalten abhängig. Bei Luxusprodukten führt eine Preiserhöhung nicht zwingend zu weniger Umsatz. Bei billigeren, weniger differenzierten Waren kann jedoch eine kleine Preiserhöhung schon erhebliche Konsequenzen auf das Kaufverhalten haben. Eine andere Möglichkeit wäre, dass die Unternehmen ihre Wertschöpfungskette, einschließlich der Lieferkette umgestalten, um den CO₂-Fußabdruck zu reduzieren und so eine geringere Abgabe zu zahlen.

Die Auswirkungen einer CO₂-Abgabe auf emissionsintensive Sektoren

Wie auch immer ein Grenzausgleich für CO₂-Emissionen letztendlich ausgestaltet sein wird, die Auswirkungen könnten nicht nur für die emissionsintensiven Industrien in der EU erheblich sein, sondern vielmehr würden die



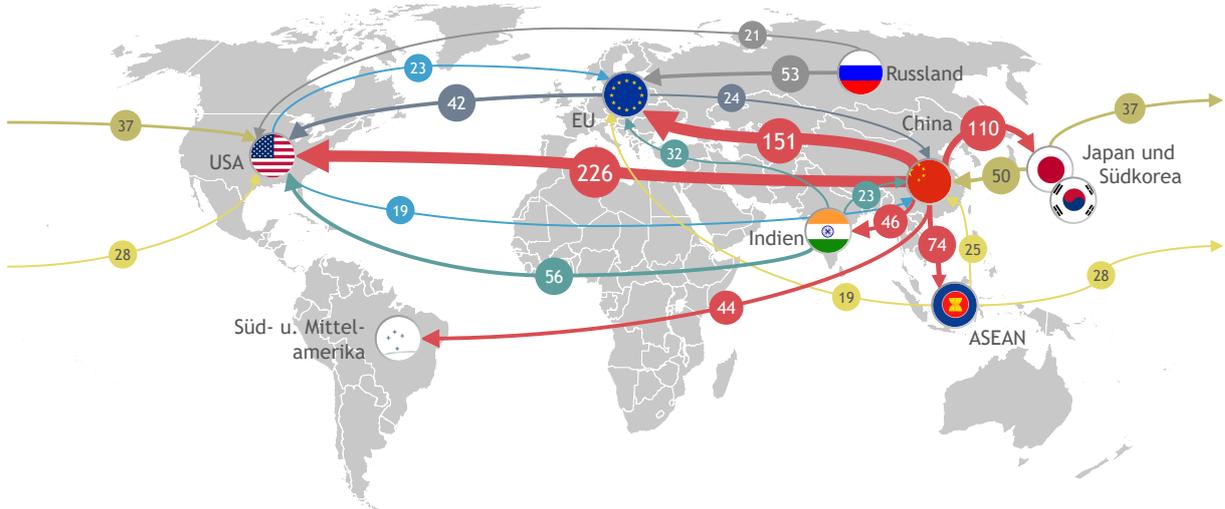
1 Bottom-up-Ansatz: Eine Methode, bei der man von Details ausgeht und schrittweise über umfassendere Strukturen die Gesamtstruktur eines Systems errichtet.

2 Top-down-Ansatz: Eine Methode, bei der man schrittweise von allgemeinen Strukturen zu spezielleren Details übergeht.

3 Anmerkung: Zahlen gerundet.

Quelle: Boston Consulting Group (BCG), Datenquellen: Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD); AWS Systemtechnik GmbH

Abbildung 1.4: Die EU und die USA importieren erhebliche Mengen an CO₂-intensiven Gütern
 Top20 weltweiter CO₂-Exportströme (in Mio. t CO₂, 2015)*

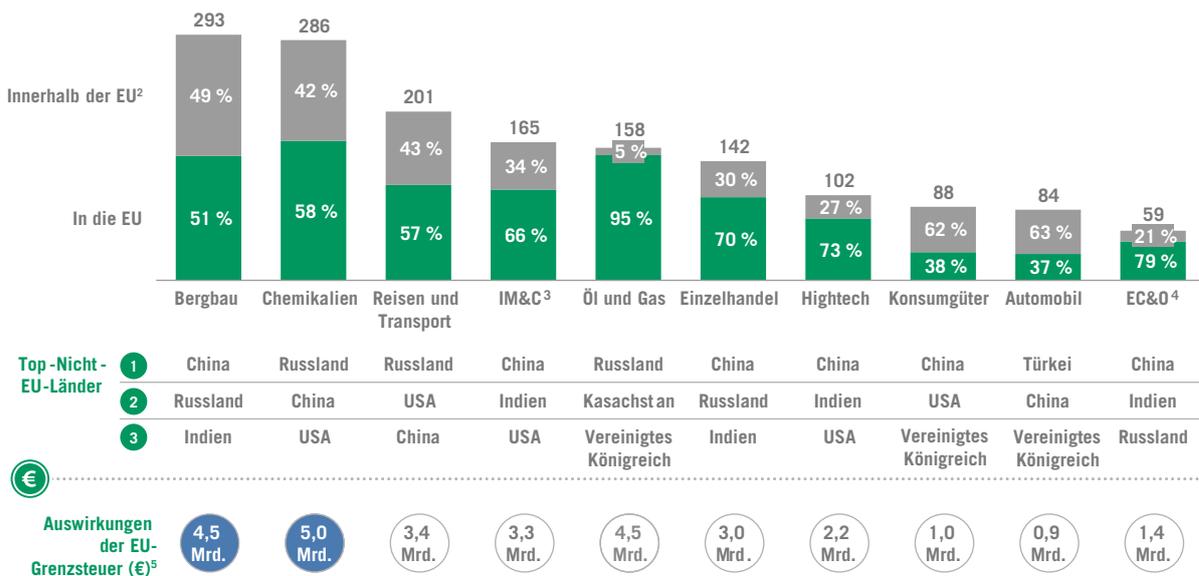


*Anmerkung: Ohne Bergbauaktivitäten und Dienstleistungen

Quelle: World Economic Forum/Boston Consulting Group (BCG), Net-Zero Challenge: The supply chain opportunity, 2021

Abbildung 1.5: Vorgelagerte Schwerindustrien potenziell am stärksten von einem CBAM betroffen

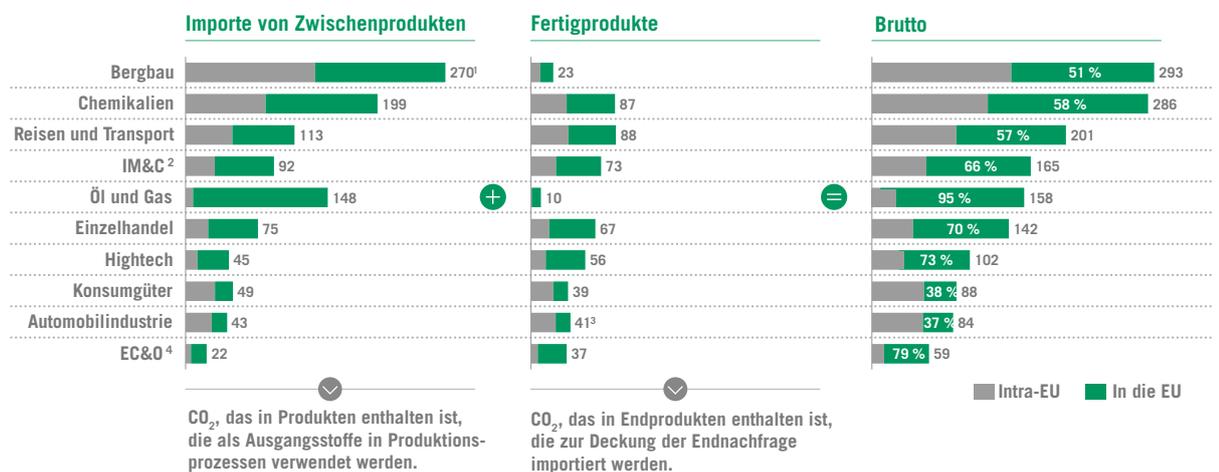
Anteile der CO₂-Menge von importierten Gütern in die EU (in Mio. t)¹



1 Bruttoimporte; 2 Zeigt Intra-EU-Handel an; 3 IM&C: Industriemaschinen und elektrische Geräte; 4 EC&O: Engineering, Construction and Operations (Bau- und Ingenieurswesen); 5 Annahme: CO₂-Preis von 30 €/t CO₂-Äq

Quelle: Boston Consulting Group (BCG), Datenquelle: Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD)

Abbildung 1.6: Anteile der CO₂-Menge von importierten Gütern in die EU (in Mio. t)



1 Stahl- u. Aluminiumgießereien haben einen enormen CO₂-Fußabdruck; 2 IM&C: Industriemaschinen und elektrische Geräte; 3 Fußabdruck der Automobilindustrie gleichmäßiger verteilt zwischen Zwischen- und Endprodukten.; 4 E&O: Engineering, Construction and Operations (Bau- und Ingenieurwesen)

Quelle: Boston Consulting Group (BCG), Datenquelle: Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD)

Gewichte im globalen Handelssystem neu verteilt. Importierte Güter verursachen über ihre Treibhausgasbilanz bei der Produktion und dem Transport etwa ein Viertel der Emissionen aller in der EU verbrauchten oder verarbeiteten Waren. Mit rund 150 Mio. t CO₂ stammt der größte Teil aus China, gefolgt von Russland mit 53 Mio. t CO₂, Indien mit 32 Mio. t und den USA mit 23 Mio. t.⁴⁶

Nach Sektoren aufgegliedert, verantworteten im Jahr 2015 Bergbau- und Metallimporte in die EU ca. 15 % der von der EU mit dem Handel importierten Emissionen. Insgesamt könnte laut BCG-Berechnungen eine jährliche Gesamtbelastung durch einen EU-Grenzausgleich in Höhe von ca. 14 Mrd. € für die vorgelagerten Rohstoffsektoren, die am ehesten belastet werden, entstehen, wenn man einen Preis von 30 € pro t CO₂-Äq zugrunde legt.

Mehr als zwei Drittel der Emissionen sind dabei auf Vorprodukte zurückzuführen. Der CO₂-Fußabdruck der Endprodukte macht lediglich ein Drittel aus. Dies gilt für alle untersuchten Sektoren, mit Ausnahme der Automobilindustrie und des Bausektors. In der Automobilindustrie ist das Verhältnis der CO₂-Belastung von Zwischen- und Endprodukten im Autobaubereich gleichmäßig verteilt.

Lediglich in der Bauindustrie sind die Endprodukte höher belastet als die Vorprodukte.

Das Ausmaß der Auswirkungen auf die Industriesektoren wird allgemein von zwei Faktoren beeinflusst: Der Kohlenstoffintensität und der Handelsintensität. Die Kohlenstoffintensität ist definiert als Emissionsmenge, gemessen in metrischen t CO₂-Äq, geteilt durch die Bruttowertschöpfung. Die Kohlenstoffintensität dient als Kennzahl für die relative Neigung von Sektoren, zum Treibhauseffekt der Erde und damit zur globalen Erwärmung beizutragen. Die Handelsintensität gibt den Grad des Warenhandels wieder. Sie beschreibt das Verhältnis des Gesamtvolumens des heimischen Marktes zum internationalen Handel. Sie besagt, in welcher Höhe eine bestimmte Branche eine CO₂-Abgabe absorbieren müsste, wenn die Käufer nicht auf Produkte aus Europa umstiegen. Bspw. werden sperrige Güter, wie Metallprodukte und schwere Maschinen, weniger häufig gehandelt als z. B. Rohmaterialien.

Ein CBAM würde sich auch auf Industriesektoren auswirken, die auf Importe angewiesen sind.

Ein EU-CO₂-Grenzausgleich würde sich auch auf Industriesektoren auswirken, die für ihre Produktion auf Importe angewiesen sind. Verteuern sich die Vorprodukte

⁴⁶ Vgl. Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD), Carbon dioxide emissions embodied in international trade, April 2019, abrufbar unter <https://www.oecd.org/sti/ind/carbon-dioxideemissionsembodiedininternationaltrade.htm>, (zuletzt abgerufen 25.05.2021).

Abbildung 1.7: Sektoren, die potenziell von einem CBAM betroffen sein könnten (Auswahl)



* LCA (Life Circle Assessment, Lebenszyklusanalyse)

Quelle: Boston Consulting Group (BCG), Datengrundlage: Oxford Economics

durch CO₂-Abgaben hat dies Konsequenzen für Beschaffungsentscheidungen in der gesamten Wertschöpfungskette.

Laut eines Initiativberichts des EU-Parlaments könnte die CO₂-Abgabe während einer Einführungsphase alle Einfuhren von Produkten und Rohstoffen erfassen, die unter das EU ETS fallen. Ab 2023 könnte die Abgabe auch die Energiewirtschaft und energieintensive Industriezweige, wie Zement, Stahl, Aluminium, Ö raffinerien, Papier, Glas, Chemikalien und Düngemittel, erfassen.⁴⁷ Diese Sektoren sind sehr eng mit vielen anderen bedeutenden Industriezweigen, wie der Baubranche, dem Automobilsektor und dem Haushaltsgerätebereich, verbunden. Entsprechend hätte die Bepreisung von CO₂ auch Auswirkungen auf diese Segmente. Hat bspw. die CO₂-Abgabe eine Verteuerung der Glasproduktion zur Folge, so hat dies direkte Auswirkungen auf mindestens sieben weitere Branchen – vom Bau über die Verpackungs- und Automobilindustrie bis hin zur Technologieproduktion.

Andere Industriesektoren, die einen hohen Verbrauch an CO₂-intensiven Ausgangsstoffen haben, würden eine indirekte, aber immer noch signifikante Auswirkung des EU-CO₂-Grenzausgleichs spüren.

Auch Hersteller von Zwischenprodukten, die CO₂-intensive Rohstoffe benötigen, könnten unter Druck geraten. Produzenten von Schaltschränken, Schlössern, Ketten, Tanks oder Garagentoren benötigen Stahl, welcher einen Großteil der Materialkosten ausmacht. Wenn Stahl durch die CO₂-Abgabe teurer wird – unabhängig davon, ob er aus der EU kommt oder eingeführt wird –, dann kann sich dies direkt auf den Endpreis auswirken. Da die Metallwarenimporte aktuell keiner CO₂-Abgabe unterliegen, wären sie kostengünstiger als das in der EU hergestellte Produkt und könnten dieses ersetzen. Im Geschäftskundenbereich ist der Kostendruck typischerweise hoch. Dies könnte somit die effiziente Stahlproduktion in der EU überflüssig machen und zusätzlich, durch Produktionsverlagerung, Arbeitsplätze in der europäischen Metallwarenindustrie kosten. Auf viele Produkte weiter hinten in der Wertschöpfungskette hätte ein CO₂-Grenzausgleich weniger direkte Effekte, da CO₂-intensive Materialien einen geringeren Anteil am Wert eines Produkts ausmachen.

Es muss jedoch beachtet werden, dass selbst in Sektoren, die potenziell direkt betroffen wären, die CO₂-Abgabe einen sehr kleinen Teil der Gesamtkostenbasis ausmachen würde. Obwohl sie bspw. für die Hersteller von Ethylen eine Kostensteigerung von 50 % bedeuten könnte, würde die Abgabe den Einzelhandelspreis einer in

47 Vgl. Europäisches Parlament, CO₂-Abgabe auf bestimmte EU-Importe für ehrgeizigere Klimaschutzziele weltweit, 10.03.2021, abrufbar unter <https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20210304IPR99208/co2-abgabe-auf-bestimmte-eu-importe-fur-ehrgeizigere-klimaschutzzieleweltweit> (zuletzt abgerufen am 25.05.2021).

Plastikflaschen verkauften Limonade nur um etwa 1 % erhöhen.⁴⁸

Unternehmen, die Waren in die EU liefern und direkt von einer CO₂-Abgabe betroffen wären, könnten mehrere grundlegende Optionen verfolgen, um ihre Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten. Soweit möglich, könnten sie auf Zulieferer ausweichen, die innerhalb der EU produzieren, auf Zulieferer mit einer geringeren Kohlenstoffintensität oder auf ein Zulieferland mit einem gleichwertigen Mechanismus zur Bepreisung von CO₂-Emissionen. Gleichzeitig würde die Marktstellung von Unternehmen gestärkt, die schadstoffarm produzieren und damit letztlich den Kampf gegen den Klimawandel unterstützen. Fehlen CO₂-arme Alternativen, besteht die Gefahr, dass die Unternehmen entweder auf den zusätzlichen Kosten sitzenbleiben oder diese auf den Rest der Wertschöpfungskette abwälzen. Das hätte schlussendlich höhere Preise für Endkunden zur Folge.

Die potenziellen finanziellen Belastungen durch eine CO₂-Grenzsteuer für Unternehmen könnten, je nach Bereich, signifikant sein. EU-Automobilhersteller, Maschinen- und Anlagenbauer, Bauunternehmen und andere Firmen verbrauchten 2018 bspw. importierten Flachstahl im Wert von 20 Mrd. USD. Die Herstellergewinne lagen bei geschätzten 2 Mrd. USD. Die CO₂-Abgabe könnte diesen Sektor zwischen 250 Mio. und 1,3 Mrd. USD kosten, was den Gewinnpool im Durchschnitt um etwa 40 % reduzieren würde. Bei dieser Rechnung wurde ein Preis von 30 USD pro t CO₂ zugrunde gelegt. Es ist davon auszugehen, dass die tatsächliche Abgabe höher ausfallen wird.⁴⁹

Ein CBAM könnte die internationale Wettbewerbslandschaft verändern

Ein CO₂-Grenzausgleichsmechanismus der EU könnte bis zu einem gewissen Grad die Wettbewerbslandschaft verändern, etwa der Stahlindustrie. Die CO₂-Emissionen bei der Rohstahlherstellung variieren stark. Bei der Produktion in Elektrolichtbogenöfen entstehen deutlich weniger Emissionen als in der sog. *integrierten Route* über Hochöfen und Blasstahlwerke. Unter Berücksichtigung der Scope-1- und Scope-2-Emissionen – das sind Emis-

sionen, die sowohl innerhalb der eigenen Produktion entstehen als auch außerhalb, bspw. bei der Stromproduktion – entstehen bei der integrierten Route pro t Rohstahläquivalent etwa 2 t CO₂. Bei Elektrolichtbogenöfen (EAF) sind es nur etwa 0,45 t CO₂. Auf den ersten Blick sieht es so aus, als seien Länder mit einem höheren Anteil an EAF im Vorteil. Dies relativiert sich, wenn man weitere Faktoren, wie die Beschaffenheit des Stahls, berücksichtigt.

Mit EAF können im Unterschied zur integrierten Route nicht alle Arten von Stahl hergestellt werden – insbesondere kein hochwertiger Spezialstahl. Entsprechend würden die Vorteile der EAF-Produktion also nur bei bestimmten Stahlsorten greifen. Wenn zudem die vom EU ETS verwendeten Benchmarks als Anhaltspunkt für die CO₂-Bepreisung gelten sollten, würde es für die beiden Produktionsverfahren auch unterschiedliche Benchmarks geben. Die EU-Benchmarks basieren auf den Daten der zehn emissionsärmsten Werke der jeweiligen Route in der EU. Auch dies könnte jeden potenziellen Vorteil eines EAF-Produzenten weiter aushöhlen.

Unabhängig von der gewählten Route wären ausländische Stahlhersteller, die mit einer geringeren CO₂-Emissionsintensität als die jeweiligen EU-Benchmarks produzieren, für die Belieferung des EU-Marktes besser positioniert. Relativ CO₂-ineffiziente Werke in Drittländern müssten dagegen die Kosten der Abgabe tragen oder die Emissionsintensität auf EU-Benchmark-Niveau oder darunter senken.

➤ Für einige Unternehmen würde die Grenzabgabe eine ernste strategische Herausforderung darstellen.

Die EU-CO₂-Grenzabgabe hätte Auswirkungen auf Unternehmen in jedem Sektor, unabhängig davon, ob sie die Abgabe direkt oder indirekt zahlen müssten und ob sie europäisch oder außereuropäisch beheimatet sind. Für einige Unternehmen würde die Grenzabgabe eine ernste strategische Herausforderung darstellen. Für andere könnte sie eine Chance sein, Wettbewerbsvorteile zu erhalten.

Firmen mit Sitz in Europa könnten ihre Position auf ihrem Heimatmarkt verbessern. Viele haben bereits in umweltfreundlichere Produktionstechnologien investiert und mehr als ein Jahrzehnt Erfahrung im Verständnis und Management ihres CO₂-Fußabdrucks. Technologien, Pro-

⁴⁸ Vgl. Boston Consulting Group, How an EU Carbon Border Tax Could Jolt World Trade, 30.06.2020, abrufbar unter <https://www.bcg.com/de-de/publications/2020/how-an-eu-carbon-border-tax-could-jolt-world-trade> (zuletzt abgerufen am 25.05.2021).

⁴⁹ Vgl. Boston Consulting Group, How an EU Carbon Border Tax Could Jolt World Trade, 30.06.2020, abrufbar unter <https://www.bcg.com/de-de/publications/2020/how-an-eu-carbon-border-tax-could-jolt-world-trade> (zuletzt abgerufen am 25.05.2021).

zesse und Strategien, die auf die Minimierung von Treibhausgasemissionen abzielen und die zuvor als Belastung erschienen, könnten sich mit der CO₂-Grenzabgabe zu strategischen Vorteilen wandeln.

Unter Druck geraten könnten EU-Unternehmen, deren CO₂-Fußabdruck hauptsächlich aus CO₂-intensiven Materialien und Komponenten besteht, die aus dem Ausland importiert werden. Sie müssten ihre Lieferkette konsequent dekarbonisieren. Das könnte auch bedeuten, dass sie ihre Rohstoffe oder Komponenten teurer einkaufen müssten, was sich wiederum auf Margen oder Endverbraucherpreise auswirken würde.

Aber auch für Unternehmen aus Drittländern, die auf die EU als wichtigen Exportmarkt angewiesen sind, könnte sich die Wettbewerbssituation dramatisch verändern. Viele waren bislang nur geringem regulatorischem Druck ausgesetzt, ihre Emissionen zu erfassen, zu berichten und zu kontrollieren. Mit der CO₂-Abgabe müssten sie diese Fähigkeiten schnell ausbauen, um auf dem EU-Markt wettbewerbsfähig zu bleiben. Besonders Unternehmen in Schwellenländern, die ihre Wettbewerbsfähigkeit bislang hauptsächlich auf eine Kombination aus niedrigen Arbeits- und Umweltkosten stützen, müssten sich umstellen.

1.7 Fazit

Der von der EU-Kommission geplante CO₂-Grenzausgleichsmechanismus bedeutet in erster Linie eine Erweiterung der EU-Klima- und Industriepolitik. Solange das Risiko der Produktions- und Emissionsverlagerung in Drittländer ohne vergleichbare Klimainstrumente besteht (Carbon Leakage), kann der seit 2005 geltende EU-Emissionshandel nicht effektiv wirken.

Das EU-Parlament hat Anfang März 2021 mit großer Mehrheit eine Entschließung zu einem WTO-konformen EU-CO₂-Grenzausgleichssystem verabschiedet.⁵⁰ Demnach sollen Importe in die EU mit einer CO₂-Abgabe belegt werden, um den Klimaschutz voranzutreiben und dabei gleiche Wettbewerbsbedingungen zu schaffen. Keinesfalls solle das Abkommen gegen die WTO-Regeln verstoßen oder Protektionismus fördern.

Bis Mitte Juli 2021 plant die EU-Kommission, im Rahmen der Umsetzung des EU-Green Deal einen entsprechenden Gesetzesvorschlag zu präsentieren. Hierbei wird es um die Klärung wichtiger offener Fragen zur Ausgestaltung des Instruments gehen, darunter die Art des Mechanismus (CO₂-Steuer, Zoll oder Zertifikatehandel), der geografische Geltungsbereich, die einbezogenen Sektoren und Emissionen, die Methode zur Bestimmung des CO₂-Gehalts der Importe, der Umgang mit der Verteilung kostenloser Zertifikate an EU-Unternehmen in von Carbon Leakage betroffenen Sektoren, die durchführende Behörde innerhalb der Union und nicht zuletzt die Verwendung der Einnahmen aus dem CBAM. Auch gilt es zu klären, wer am Ende für die potenziellen Mehrkosten für Produkte infolge der CO₂-Abgabe auf Importe aufkommen soll.

Grenzausgleichsmechanismen können grundsätzlich dazu geeignet sein, das Risiko von Carbon Leakage zu reduzieren. Allerdings steht ein CBAM vor erheblichen Herausforderungen. Zum einen ist die praktische Ausgestaltung und Umsetzung komplex, zum anderen befürchten vieler Kritiker, dass durch den CBAM neue Handelskonflikte entstehen könnten. Um dieses Risiko zu reduzieren, muss der EU-CBAM mit den Regeln der WTO konformgehen. Auch innerhalb Europas ist das Konzept nach wie vor umstritten: Einige Kritiker sehen in der Steuer lediglich ein weiteres Handelshemmnis, andere halten sie für unpraktikabel oder die Kosten nicht wert.

Für die Unternehmen in der EU und für die Handelspartner der Union, die in CO₂-intensiven Industrien tätig sind, würde der CBAM neue Wettbewerbsbedingungen schaffen. Für die betroffenen Unternehmen und Wirtschaftssektoren außerhalb der EU bedeutet dies eine große Herausforderung. Wenn es ihnen nicht gelingt, ihren CO₂-Fußabdruck zu reduzieren, riskieren sie, Marktanteile an Wettbewerber zu verlieren, die CO₂-effizienter sind.

Die Lösung des globalen Problems der Erderwärmung sowie von Carbon Leakage bietet auf internationaler Ebene Chancen für einen kooperativen Ansatz.

Während die Aussicht auf eine CO₂-Abgabe an der EU-Außengrenze bei einigen Handelspartnern auf Skepsis stößt, könnte die Initiative der EU gleichzeitig ein Hebel für eine globale Diskussion über die Treibhausgasreduktion und eine effektive Klimapolitik sein. Die Lösung des globalen Problems der Erderwärmung sowie von Carbon Leakage bietet Chancen für einen kooperativen Ansatz. Der Grenzausgleich könnte hier ein erster Schritt hin zu einem internationalen Klimaclub großer globaler Emittenten sein – einem Mechanismus, der für den Übergang zu einer klimaneutralen Zukunft Rahmenbedingungen setzt. Während gegenüber Drittstaaten ein CBAM eingerichtet werden könnte, würde innerhalb dieses Clubs auf CO₂-Ausgleichsmechanismen verzichtet.

Die Gelegenheit ist günstig, insbesondere, da die USA seit dem Amtsantritt von Präsident Joe Biden Anfang 2021 angekündigt haben, ihre Klimaschutzambitionen zu erhöhen. Gemeinsame Grenzausgleichsmaßnahmen der EU und USA könnten weitere Industriestaaten dazu bewegen, in einen Klimaclub einzutreten. Sobald es einen Entwurf für die Ausgestaltung eines CBAM gibt, sollte die EU deshalb auf wichtige Handelspartner zugehen und den diplomatischen Aufwand zur Gründung eines Klimaclubs intensivieren. Es gilt, Chancen und Risiken gegeneinander abzuwägen und in Kooperation mit internationalen Handelspartnern ein schrittweises Vorgehen zu vereinbaren.

Doch das Zeitfenster zur Erreichung der Klimaziele ist in Anbetracht der Aufgabe klein, entsprechend groß ist der Handlungsdruck. Wenn die Gründung eines Klimaclubs sich kurzfristig nicht realisieren ließe, blieben unilaterale Grenzausgleichsmaßnahmen eine denkbare Option. Ihre handelspolitischen Risiken müssten jedoch durch inter-

⁵⁰ Vgl. Europäisches Parlament, CO₂-Abgabe auf bestimmte EU-Importe für ehrgeizigere Klimaschutzziele weltweit, 10.03.2021, abrufbar unter <https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20210304IPR99208/co2-abgabe-auf-bestimmte-eu-importe-fur-ehrgeizigere-klimaschutzzieleweltweit> (zuletzt abgerufen am 25.05.2021).

nationale Konsultationen sorgfältig erörtert und geprüft werden. Die Mechanismen müssten so ausgestaltet sein, dass sie Anreize für andere Staaten bieten, intern ihre Emissionen zu senken und für die EU transparent überprüfbar sein. Eine Generierung von Einnahmen für die EU durch die CO₂-Abgabe sollte dabei nicht im Vordergrund stehen. Zentrales Ziel muss die effektive Verhinderung von Emissionsverlagerungen sein.

Die Entscheidung ist schwierig und klima- wie industriepolitisch folgenreich. Einerseits sind Größe und strategische Bedeutung des EU-Markts für Handelspartner schwer zu ignorieren. Unternehmen auf der ganzen Welt könnten dadurch Anreize bekommen, ihren CO₂-Fußabdruck mit größerer Dringlichkeit zu senken. Der CBAM kann damit als Hebel angesehen werden, die Handelspartner zu ermutigen, ihre CO₂-Bilanz zu verbessern. Andererseits wären handelspolitische Gegenreaktionen für exportorientierte Volkswirtschaften gefährlich und die durchgängige Nachvollziehbarkeit von CO₂-Belastungen von Produkten und deren assoziierten Kosten im Ausland schwer kontrollierbar. Am Ende hängt der Erfolg der Klimapolitik von der politischen Bereitschaft ab, international kooperieren zu wollen.

Energie in der Welt

- 2.1 Zahlen & Fakten
- 2.2 Prognosen und Szenarien zur globalen Energieversorgung
- 2.3 Internationale H₂-Strategien: Erste Schritte auf dem Weg zu einem globalen Markt für Wasserstoff
- 2.4 Nutzung und Speicherung von CO₂ im tiefen Untergrund – der globale Status quo
- 2.5 CO₂-Bepreisung im internationalen Vergleich
- 2.6 Klima- und Energiepolitik der USA und Chinas



2.1 Zahlen & Fakten

- **Der Energieverbrauch der G20-Staaten wurde im Jahr 2020 stark von den Auswirkungen der COVID-19-Pandemie beeinflusst, insbesondere im Transportsektor.**
- **Kohle bleibt der am meisten genutzte Energieträger in den G20-Staaten. Die Krise beschleunigte jedoch den Rückgang des Kohleverbrauchs in den USA und in der Europäischen Union, zugunsten von Erdgas und erneuerbaren Energien.**
- **Der Anteil von Wind- und Solarenergie an der Stromerzeugung ist von weniger als 1 % im Jahr 2000 auf 10 % im Jahr 2020 gestiegen.**

Das Jahr 2020 war durch den Ausbruch der COVID-19-Pandemie sowie erhebliche Lockdown-Maßnahmen der Nationalstaaten geprägt, die die Weltwirtschaft in die schwerste Rezession seit dem Zweiten Weltkrieg stürzten und den Energieverbrauch sinken ließen. Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) der G20-Staaten¹ schrumpfte um 3,4 %.² Lediglich die chinesische Wirtschaft erholte sich rasch von der Krise und verzeichnete sogar ein Wachstum von 2,3 %. Das Hochfahren der Industrie im Land kurbelte den Energieverbrauch an, einschließlich des Kohlekonsums. Insgesamt ging der Kohleabsatz im Jahr 2020 aber erneut um 4,6 % zurück – insbesondere in den USA und der Europäischen Union (EU). Auch das stetige Wachstum des Erdgasverbrauchs in den USA, in der EU27 und in Japan in den Vorjahren kam zum Stillstand. Nur in China stieg der Erdgasabsatz um 7 %. In allen G20-Staaten, mit Ausnahme von China, hatten nationale Lockdowns, Reisebeschränkungen und ein Zu-

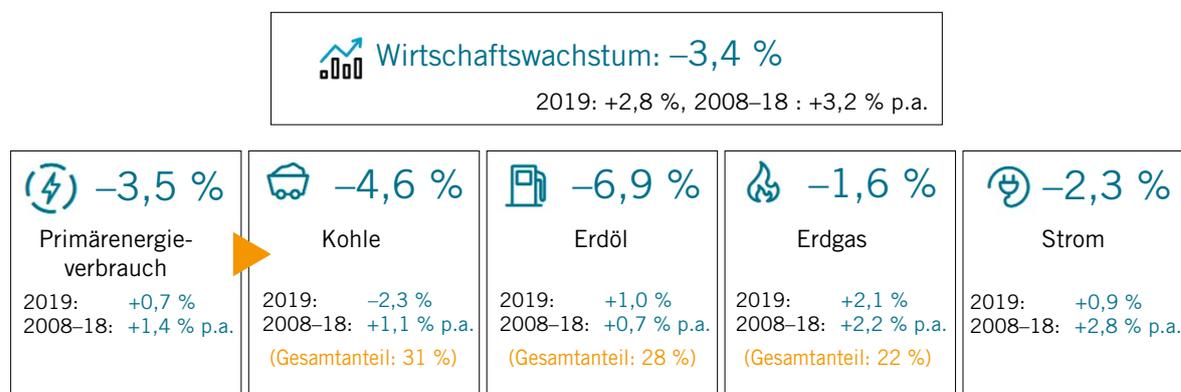
rückfahren der Wirtschaft dramatische Auswirkungen auf den Verkehrssektor – und damit auf den Erdölverbrauch. Die verringerte wirtschaftliche Aktivität trug gleichermaßen zu einem Rückgang des Stromverbrauchs bei.

Wirtschaftswachstum

Im Jahr 2020 hatte die COVID-19-Pandemie dramatische Auswirkungen auf die G20-Volkswirtschaften, deren BIP um 3,4 % sank und damit sogar den Rückgang von 0,9 % im Jahr 2009 infolge der damaligen Finanzkrise übertraf. Die wirtschaftliche Entwicklung der EU27 (ohne das Vereinigte Königreich, das Ende Januar 2020 die Union verließ) wurde von den Lockdown-Maßnahmen stark beeinflusst. Das preis-, saison- und kalenderbereinigte BIP schrumpfte insgesamt um 6,4 %: –5,3 % in Deutschland, –8,2 % in Frankreich und –8,9 % in Italien. In anderen Ländern waren ähnliche Trends erkennbar:

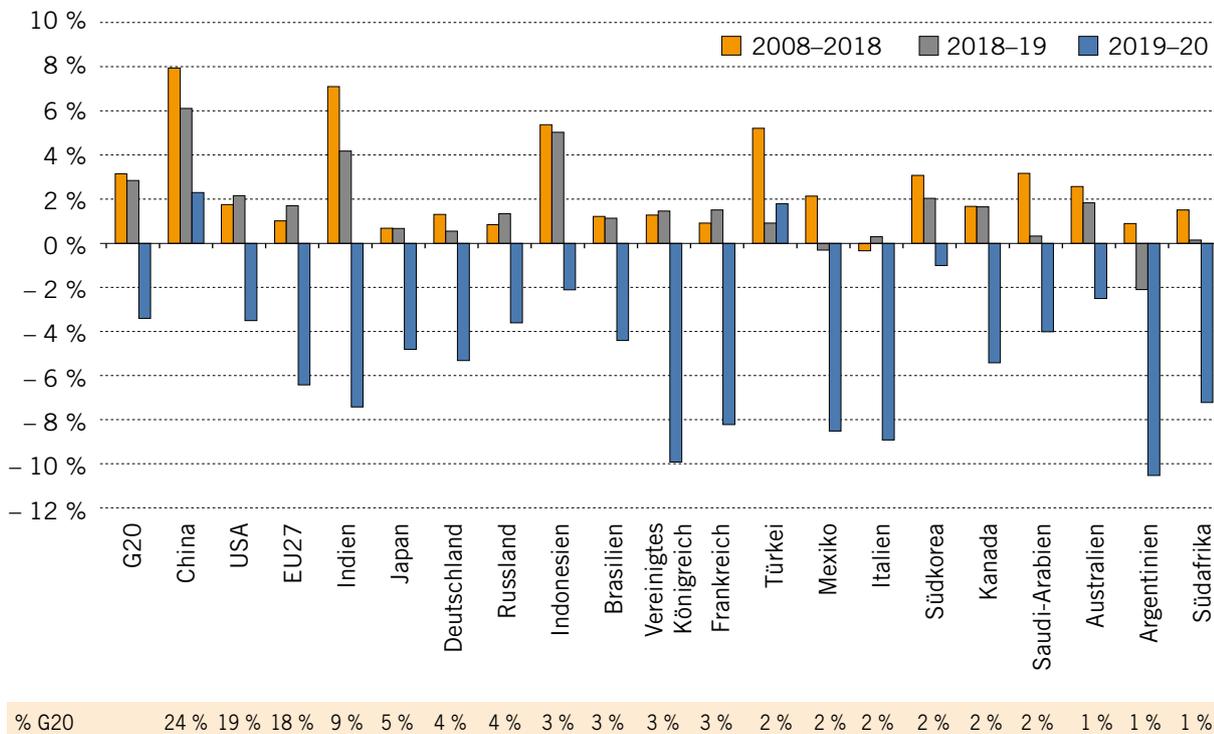
- 1 Die G20-Staaten umfassen Argentinien, Australien, Brasilien, China (einschließlich Hongkong), Deutschland, die Europäische Union (EU27, ohne das Vereinigte Königreich), Frankreich, Indien, Indonesien, Italien, Japan, Kanada, Mexiko, Russland, Saudi-Arabien, Südafrika, Südkorea, die Türkei, das Vereinigte Königreich und die Vereinigten Staaten von Amerika (USA). Sie decken fast 80 % des weltweiten Energieverbrauchs ab (78 % im Jahr 2019).
 - 2 Mögliche Abweichungen in den statistischen Angaben zwischen den einzelnen Artikeln ergeben sich durch unterschiedliche Quellen bzw. Abgrenzungen der Daten.
- Im Vereinigten Königreich brach das BIP um fast 10 % ein, in den USA um 3,5 % – u. a. bedingt durch geringere Konsumausgaben, Exporte und Unternehmensinvestitionen.
 - Mexikos BIP fiel aufgrund geringerer Aktivitäten in der Industrie und im Dienstleistungssektor um 8,5 % und

Abbildung 2.1: Eckdaten des Energieverbrauchs der G20-Staaten im Jahr 2020



Quelle: Enerdata

Abbildung 2.2: Wirtschaftswachstum in den großen Industrienationen der G20 (% p.a.)



Quelle: Enerdata

verzeichnete damit das schlechteste Ergebnis seit 1932.

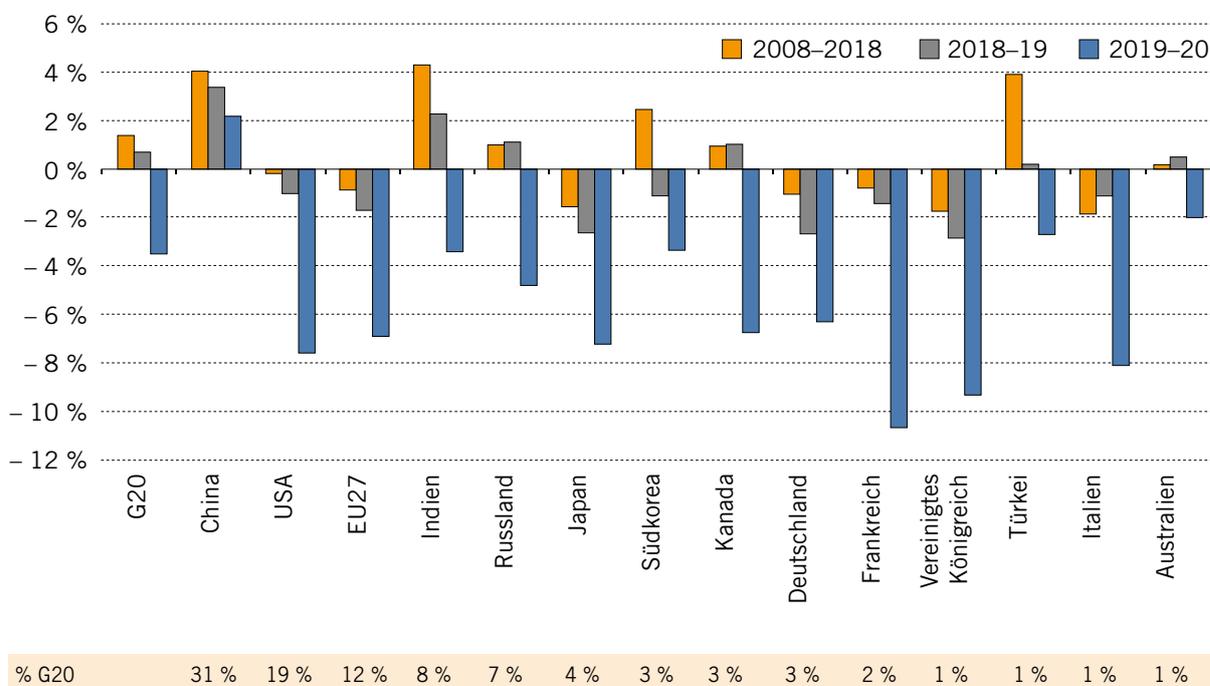
- Das indische BIP sank infolge der strikten Lockdown-Maßnahmen im zweiten Quartal 2020, die sich auch negativ auf das verarbeitende Gewerbe, den Bau und Dienstleistungssektor auswirkten, um 7,4 %.
- Auch Südafrika, dessen Wirtschaftswachstum sich seit 2017 verlangsamt hatte, führte im zweiten Quartal 2020 strenge Lockdown-Maßnahmen ein, die zu spürbaren Kontraktionen im Bau-, Transport- und Fertigungssektor führten und einen BIP-Rückgang um 7,2 % bewirkten – dem größten Einbruch seit 1946.
- Die brasilianische Wirtschaft schrumpfte um 4,4 %, verglichen mit einem Wachstum von 1,2 %/Jahr im Zeitraum 2008–2019.
- Das stetige Wachstum in Indonesien von über 5 %/Jahr seit 2000 kehrte sich, infolge des geringeren Konsums der Haushalte und schleppender Investitionen, ebenfalls um (-2,1 %).

➤ Die meisten G20-Staaten rutschten in eine wirtschaftliche Rezession, mit Ausnahme von China und der Türkei, deren BIP um 2,3 % bzw. 1,8 % wuchs.

Die Krise traf auch die Binnennachfrage und die Exporte in Japan und Südkorea: Trotz einer Erholung in der zweiten Jahreshälfte 2020 schrumpfte das japanische BIP um 4,8 %. Das Land erlebte damit seine erste Rezession seit 2011. Das südkoreanische BIP schrumpfte sogar zum ersten Mal seit 1998 – allerdings nur um 1 %, da das Land keine generellen Lockdown-Maßnahmen einführte. Auch Russland begrenzte die Schrumpfung seines BIPs auf 3,6 %, indem es sich dafür entschied, in der zweiten Jahreshälfte 2020 keinen generellen Lockdown zu verhängen. Dennoch erfuhr das russische BIP den stärksten Einbruch seit 2009.

Die chinesische Wirtschaft erholte sich nach einem starken Rückgang im ersten Quartal 2020 infolge der Pande-

Abbildung 2.3: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs ausgewählter G20-Staaten (% p.a.)



Quelle: Enerdata

mie dagegen schnell, angetrieben von einer dynamischen Binnennachfrage und stabilen Exporten. Auch, wenn das BIP die langsamste Wachstumsrate seit 1976 verzeichnete, wuchs es im Jahr 2020 um 2,3 %. Die Wirtschaft der Türkei verzeichnete ebenfalls ein Wachstum von 1,8 %. Eine Flut an billigen Krediten, die von staatlichen Banken Mitte 2020 angeboten wurden, lösten hier einen starken wirtschaftlichen Aufschwung im dritten Quartal 2020 aus.

Primärenergieverbrauch

Nach einem durchschnittlichen Anstieg von 1,4 %/Jahr zwischen 2008 und 2018 bzw. 0,7 % im Jahr 2019 schrumpfte der Primärenergieverbrauch in den G20-Staaten im Jahr 2020 um 3,5 %, was den globalen Wirtschaftsabschwung widerspiegelte.

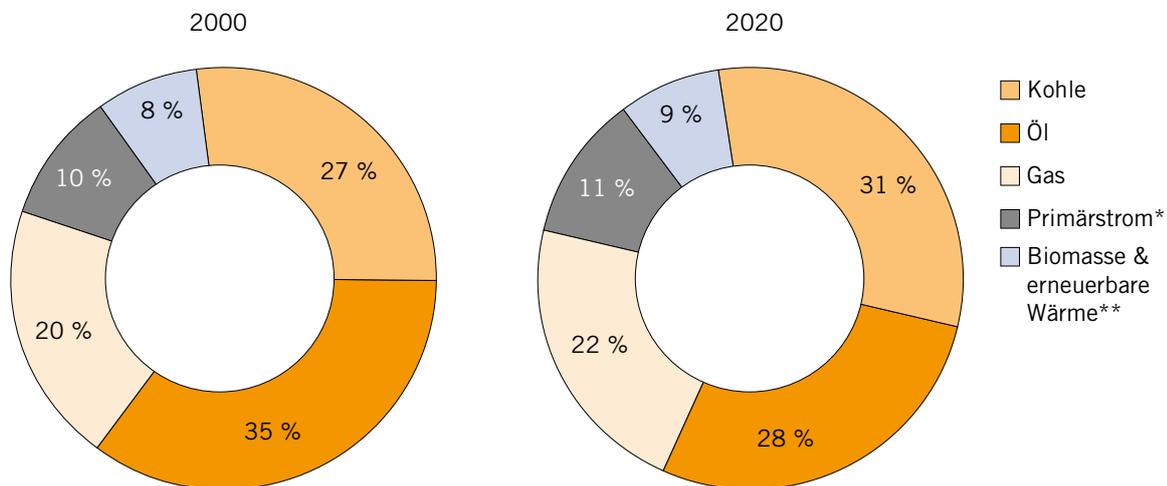
Der Primärenergieverbrauch der G20-Staaten sank um 3,5 % und verlangsamte sich in China.

Der Energieverbrauch ging in allen G20-Staaten, außer China, zurück. Die Volksrepublik ist mit einem Anteil von 31 % am Primärenergieverbrauch gleichzeitig der größte Energieverbraucher unter den G20-Ländern. Die schnelle Erholung von der COVID-19-Krise erhöhte die Energienachfrage um 2,2 %, wenn auch etwas langsamer als in den Vorjahren (+4 %/Jahr im Zeitraum 2008-2018 und +3,4 % im Jahr 2019).

Der Energieverbrauch in den USA war bereits 2019 im Vergleich zum Vorjahr um 1 % rückläufig. Die verschlechterten wirtschaftlichen Bedingungen im Zuge der Pandemie beschleunigten den Rückgang des Energieverbrauchs weiter. 2020 sank dieser um 7,6 %. Auch in der EU27 brach der Primärenergieverbrauch um 6,9 % ein. In beiden Regionen hatten Verbesserungen der Energieeffizienz das Wachstum der Energienachfrage seit 2000 bereits begrenzt. Auch in Kanada sank der Primärenergieverbrauch um 6,7 %, in Russland um 4,8 %, in Indien um 3,4 % und in Südkorea um 3,3 %.

Kohle blieb mit einem Anteil von 31 % am Energiemix der am meisten genutzte Energieträger in den G20-Staaten, gefolgt vom Erdöl mit 28 %, das seit 2000 jedoch einen starken Rückgang verbuchte – zugunsten des stär-

Abbildung 2.4: Primärenergiemix der G20-Staaten in den Jahren 2000 und 2020



* Primärenergie zur Stromerzeugung: Kernkraft, Wasserkraft, Windenergie, Solarenergie und Geothermie.

** 95 % Biomasse-Anteil; mit erneuerbarer Wärme ist Solar- und Erdwärme gemeint.

Quelle: Enerdata

keren Einsatzes von Erdgas und Primärstrom. 2020 trug Erdgas zu 22 %, der Primärstrom (Kern-, Wasser- und Windkraft sowie Solarenergie und Geothermie) zu 11 % und Biomasse, zusammen mit erneuerbarer Wärme, 9 % zum Energieverbrauch bei.

Kohle

Vor dem Hintergrund einer geringeren Stromnachfrage aufgrund der COVID-19-Krise, einer verstärkten Konkurrenz durch Erdgas durch sinkende Preise in der ersten Jahreshälfte infolge eines Überangebots und einer steigenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) schrumpfte der Kohlekonsum in den G20-Staaten im Jahr 2020 um 4,6 %. Zusätzlich reduzierte der Corona-bedingte Wirtschaftsabschwung die Kohlenachfrage von energieintensiven Industrien wie Stahl und Zement.

Die Lockdown-Maßnahmen infolge der Pandemie und ihrer wirtschaftlichen Auswirkungen trafen den Kohleverbrauch in Indien, der bereits 2019 ins Stocken geraten war und 2020 um 3,7 % bzw. 38 Megatonnen (Mt) zurückging – trotz einer Erholung ab dem vierten Quartal 2020. Vor dem Hintergrund der Schließung von Kohlekraftwerken, der Konkurrenz durch die billigere Gas-erzeugung und der steigenden EE-Stromerzeugung beschleunigte die krisenbedingt geringere Stromnachfrage den Rückgang des Kohleverbrauchs auch in den USA (–21,3 % im Jahr 2020, –14,8 % im Jahr 2019) und in

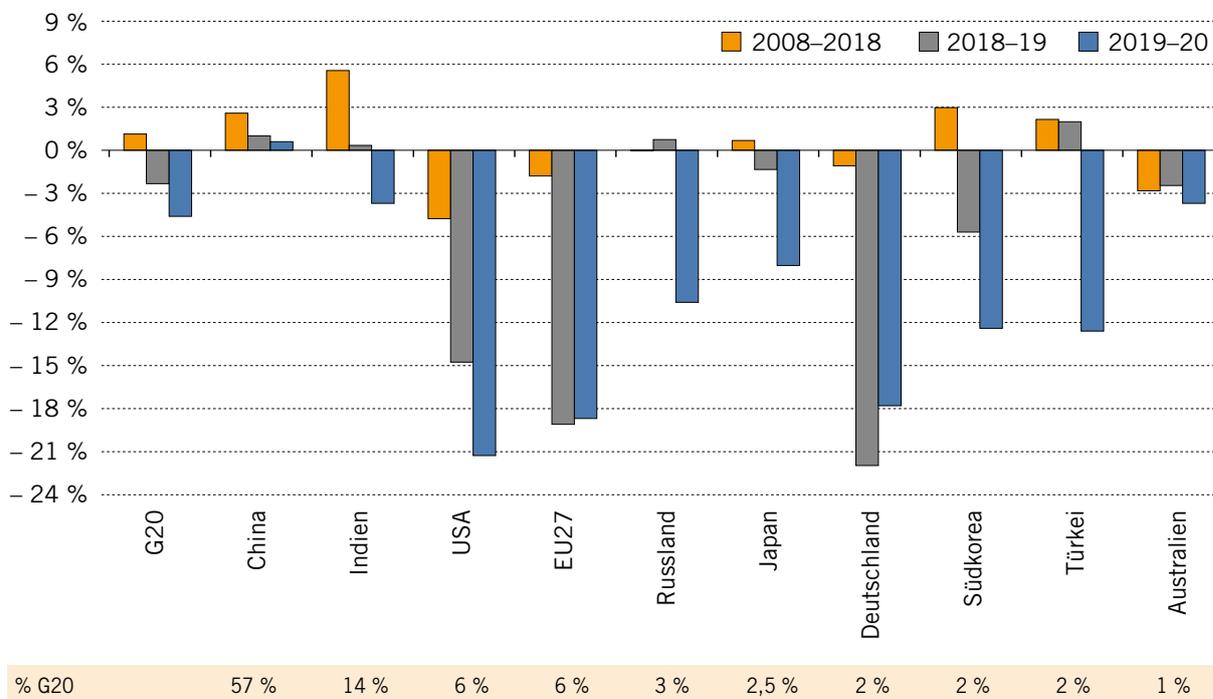
der EU27 (–18,7 % im Jahr 2020 im Vergleich zu –19,1 % im Jahr 2019). Insbesondere in den USA hat die Schiefergasförderung in den letzten Jahren zur Substitution von Kohle durch Erdgas beigetragen.

Die Kohlenachfrage sank auch in anderen wichtigen Kohleverbrauchsländern: In Südkorea um 12,4 %, infolge eines geringeren Stromverbrauchs und Maßnahmen zur Verringerung der Luftverschmutzung durch Kohlekraftwerke, in Russland um 11 % und in Australien um 3,7 %, aufgrund steigender erneuerbarer Stromerzeugung und Ausfällen bei Kohlekraftwerken.

➤ Trotz eines leichten Anstiegs in China, war der Kohleverbrauch der G20-Staaten das zweite Jahr in Folge rückläufig.

Unterstützt durch eine stetige Industrieproduktion und die Inbetriebnahme neuer Kohlekraftwerke, stieg der chinesische Kohleverbrauch 2020 weiter um 0,6 % bzw. 23 Mt an, wenn auch langsamer als in den Vorjahren. Der Anteil von Kohle am Primärenergiemix sank 2020 um 1 % auf weniger als 57 %. Trotz der steigenden Stromerzeugung aus regenerativen Energien um 18 % sowie der Strategie der Regierung, den Anteil der Kohle am Primärenergieverbrauch zu reduzieren, hat der Kohleverbrauch in China im Jahr 2020 seinen Höhepunkt noch

Abbildung 2.5: Entwicklung des Kohleverbrauchs der G20-Staaten (% p.a.)



Quelle: Enerdata

nicht erreicht. China, als der weltweit größte Stein- und Braunkohleproduzent mit einem Anteil von etwa 50 % an der G20-Produktion, verzeichnete 2020 ein Wachstum der Kohleproduktion um 1,4 %, unterstützt durch eine stabile Binnennachfrage. Auch in Indien wuchs die Kohleproduktion um +1,2 % trotz eines geringeren Verbrauchs. In den USA ging sie hingegen um 24 % sowie in Indonesien und in Russland um jeweils 9 % zurück.

Erdöl

Aufgrund der politischen Maßnahmen zur Bekämpfung der COVID-19-Pandemie, die den globalen Industrie- und Transportsektor stark beeinträchtigten, ging der Erdölverbrauch im Jahr 2020 deutlich um 6,9 % zurück. Damit wurde der stetige Anstieg des Ölverbrauchs im Zeitraum 2011 bis 2019 von 1,2 %/Jahr umgekehrt. Auf den Transportsektor waren im Jahr 2019 über die Hälfte (54 %) des gesamten Erdölverbrauchs in der G20 entfallen.

Der Ölverbrauch stürzte in den meisten Ländern auf Rekordtiefs. Er fiel in den USA um ca. 12 % und in der EU27 um 11 %. In den USA erreichte er damit das Ni-

veau von 1995. In Indien schrumpfte er zum ersten Mal seit 20 Jahren um 10 % und in Japan brach er um 8,3 % ein. Die Erdölnachfrage sank auch im Vereinigten Königreich und in Kanada (jeweils -15,4 %), in Südkorea (-5,8 %), Brasilien (-4,3 %) und sogar in Saudi-Arabien (-4,6 %) und Russland (-3,4 %, trotz begrenzter Lockdown-Maßnahmen).

Der Erdölverbrauch ging in allen G20-Staaten, außer China, zurück.

China war der einzige G20-Staat mit einem steigenden Ölverbrauch (+3,7 %), da die COVID-19-Beschränkungen in einigen Provinzen bereits im März 2020 gelockert wurden. Die chinesische Wirtschaft erholte sich seit dem zweiten Quartal 2020 daraufhin stark.

Im Jahr 2020 ging die Rohölproduktion in den USA (dem größten Rohölproduzenten der Welt) um 3,4 % zurück, wodurch sich der Abstand zu Saudi-Arabien als zweitgrößtem Produzenten weiter vergrößerte. Im April 2020

einigte sich die OPEC+³ auf eine Kürzung ihrer gesamten Rohölproduktion um 9,7 Mio. Barrel pro Tag (mb/d) im Zeitraum vom 1. Mai 2020 bis zum 30. Juni 2020 (verlängert bis Ende Juli 2020), um das globale Überangebot zu reduzieren und die gefallenen Ölpreise nach oben zu treiben. Die Beschränkungen wurden ab August 2020 auf eine Kürzung der globalen Produktion um 7,7 mb/d gelockert. Insgesamt ging die Ölproduktion in Saudi-Arabien in 2020 um fast 6 % und in Russland um fast 9 % zurück. In Kanada sank diese um 4,5 %, da die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie die Nachfrage reduzierten. In Brasilien stieg sie dagegen um 5,7 % durch verbesserte Verarbeitungskapazitäten im Buzios-Feld.

Ende 2019 wurden die weltweiten Erdölreserven auf über 1.700 Gigabarrel (Mrd. Barrel) geschätzt bzw. auf 679 Gigabarrel in der G20. Das entspricht einer globalen Pro-

duktion von 51 Jahren bzw. von 33 Jahren in den G20-Staaten.⁴

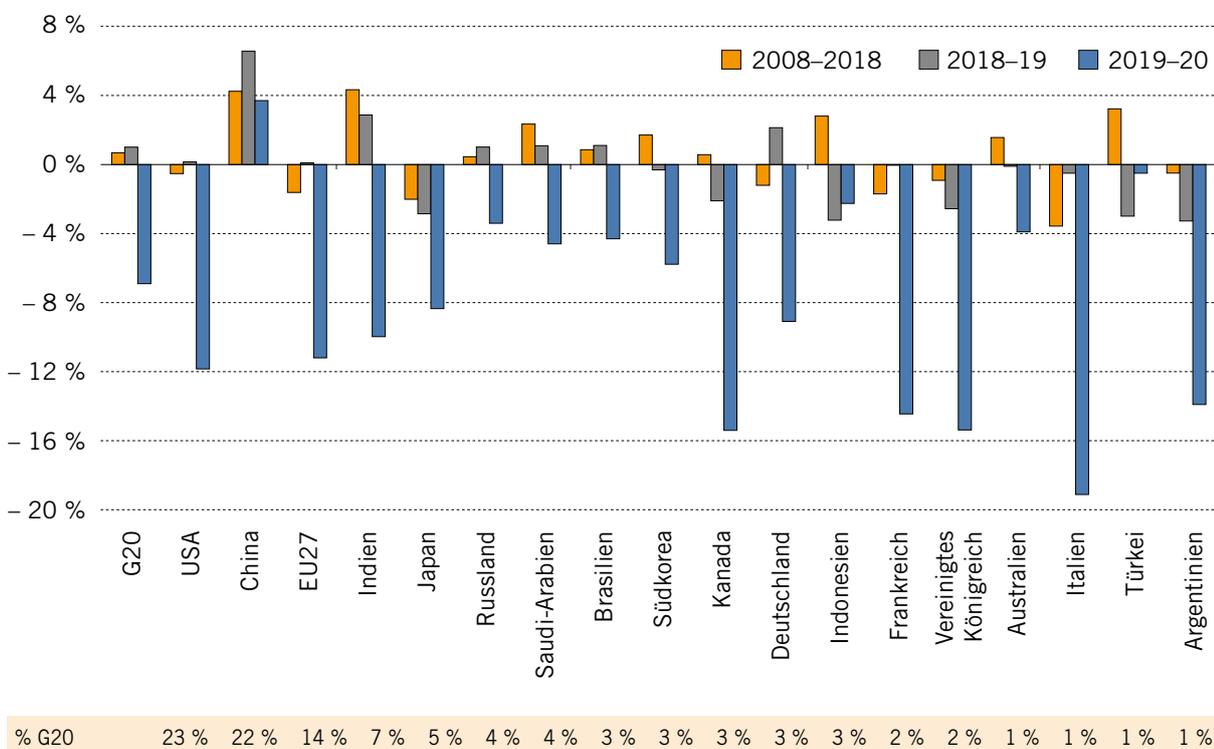
Erdgas

Nach einem kontinuierlichen Wachstum im Zeitraum 2008 bis 2019 von 2,2 %/Jahr, ging der Erdgasverbrauch in den G20-Staaten im Jahr 2020 um 1,6 % zurück, jedoch mit unterschiedlichen Tendenzen in den einzelnen Staaten. In den USA, dem größten Verbraucher mit einem Anteil von 30 % am gesamten G20-Erdgasverbrauch, sank die Nachfrage um 1,3 % (-12 Mrd. m³) nach einem Jahrzehnt stetigen Wachstums. Die Konjunkturabschwächung und mildere Wintertemperaturen verringerten den Gasverbrauch von Industrie, Gewerbe und Haushalten, während die Erdgaslieferungen an den

3 OPEC+ umfasst die Organisation erdölexportierender Länder (OPEC) plus weitere Förderländer, wie Russland.

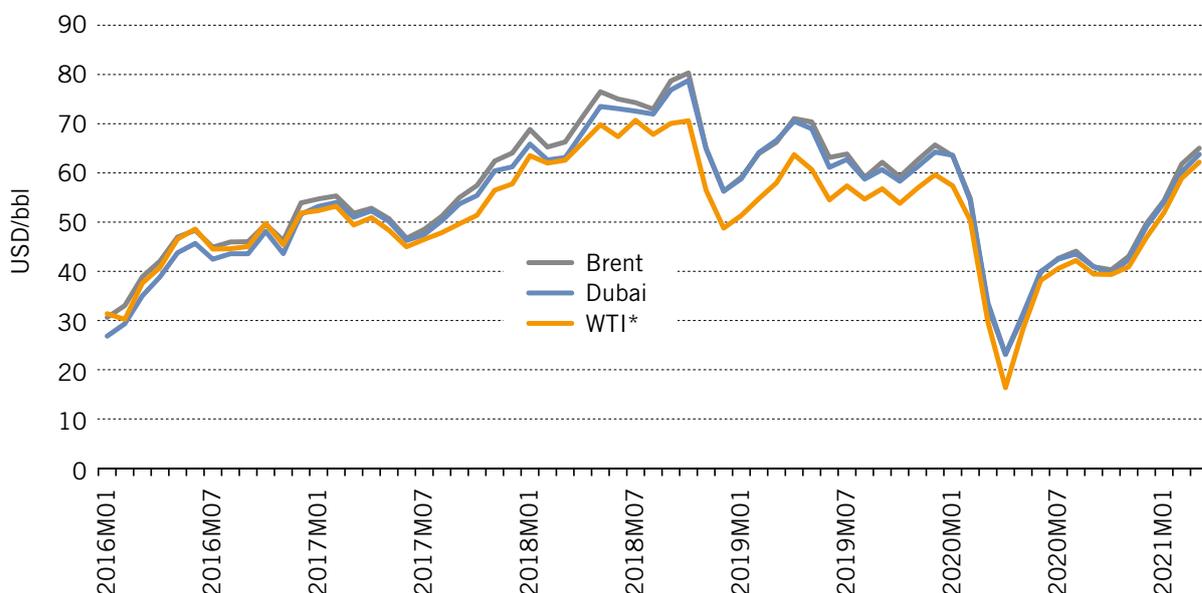
4 Reserven fossiler Rohstoffe können nach heutigem Stand der Technik wirtschaftlich abgebaut werden. Um ein Vielfaches größer sind jedoch die Rohstoffressourcen. Bei Ressourcen handelt es sich um Vorkommen, die zwar nachweislich vorhanden sind, aber gegenwärtig nicht wirtschaftlich gefördert werden können.

Abbildung 2.6: Entwicklung des Erdölverbrauchs in den G20-Staaten (% p.a.)



Quelle: Enerdata

Abbildung 2.7: Entwicklung des Rohölpreises



* Western Texas Intermediate

Quelle: Enerdata; Datenquelle: Weltbank-Gruppe

Energiesektor angesichts niedriger Gaspreise und reduzierter Kohlekraftwerkskapazitäten weiter zunehmen.

Im Jahr 2020 ging der Erdgasverbrauch der G20 nur leicht zurück, da Rückgänge in den USA, in der EU und Russland durch eine steigende Nachfrage in China ausgeglichen wurden.

Eine geringere Stromnachfrage und mildere Temperaturen stoppten auch den Trend des steigenden Erdgasverbrauchs in Russland und der EU27: In Russland, dem zweitgrößten Gasmarkt der G20, sank er um 3,3 % (im Vergleich zu einem Anstieg von 1,1 %/Jahr im Zeitraum 2008 bis 2019) und in der EU27 um 3,2 % – insbesondere in Italien (–4,4 %).

Infolge der schnellen wirtschaftlichen Erholung von der Pandemie und eines strengen Winters, der die Nachfrage antrieb, stieg der Erdgasverbrauch in China um 22 Mrd. m³ bzw. 7,2 %. In Japan wirkte sich die Krise dagegen deutlich auf die Erdgasnachfrage aus, die um 3,1 % (–3 Mrd. m³) zurückging. Die Nachfrage in Indien, die sich seit 2017 verlangsamt hatte, sank um 1,4 %. In Ka-

nada verringerte die gesunkene Nachfrage aus dem Öl- und Gassektor (Ölsandförderung) sowie aus dem Haushalts- und Dienstleistungssektor den Erdgasverbrauch im Jahr 2020 um 4,6 %. Dagegen stieg der Verbrauch in der Türkei, angetrieben von einem steigenden Inlandsverbrauch, um fast 7 % sowie in Südkorea um 1,1 %, um einen starken Rückgang der Kohleverstromung teilweise auszugleichen.

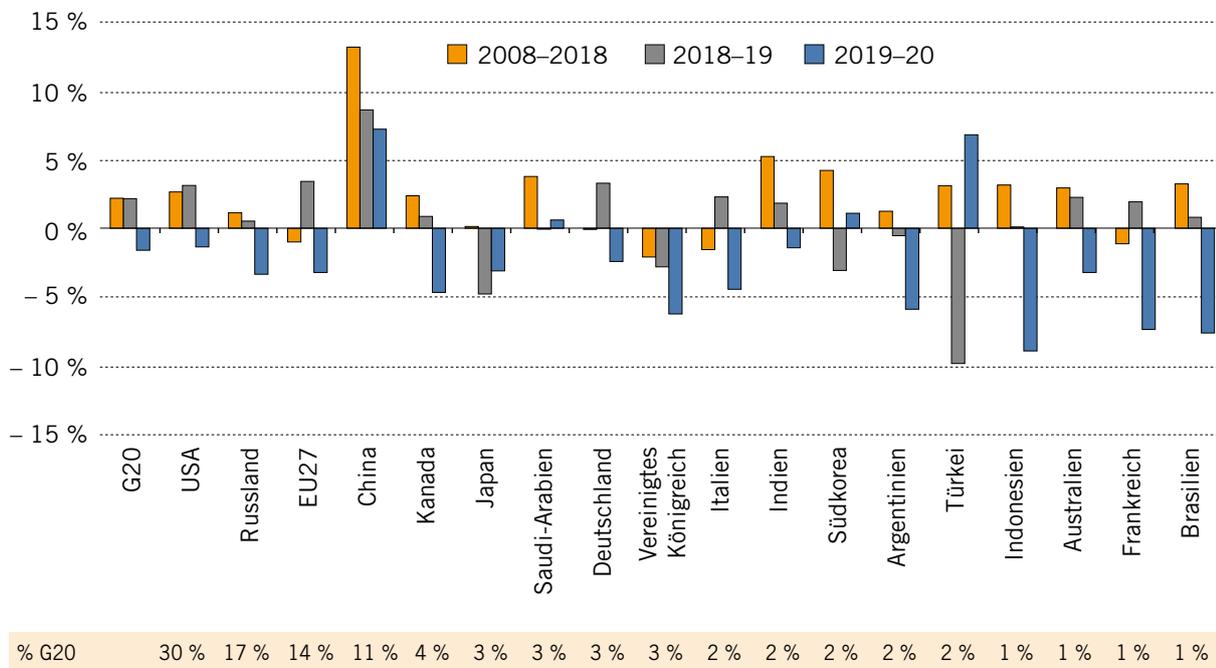
Die globalen Erdgasreserven wurden auf 212 Bio. m³ geschätzt bzw. 86 Bio. m³ in den G20-Staaten. Auf globaler Ebene entspricht dies einer Erdgasproduktion von ca. 52 Jahren, auf G20-Ebene von 33 Jahren.

Strom

Der Stromverbrauch ging im Jahr 2020 um 2,3 % zurück – dem ersten Rückgang seit 2009, welchem ein kontinuierliches Wachstum bis 2018 sowie eine Verlangsamung im Jahr 2019 (+0,9 %) folgten.

China, auf das mehr als ein Drittel des Stromkonsums der G20 entfällt, verzeichnete 2020 einen wachsenden Stromverbrauch um 3,1 %, trotz der Auswirkungen der COVID-19-Pandemie auf die Industrie im ersten Quartal des Jahres. Die schnelle wirtschaftliche Erholung trug zu einer erhöhten Stromnachfrage bei, wenn auch zu einem

Abbildung 2.8: Entwicklung des Erdgasverbrauchs in den G20-Staaten (% p.a.)



Quelle: Enerdata

viel geringeren Prozentsatz als im Zeitraum 2008 bis 2018 (+7,7 %/Jahr).

China war neben der Türkei der einzige G20-Staat, in dem der Stromverbrauch im Jahr 2020 zunahm.

In anderen G20-Staaten wurde der Stromverbrauch durch die Krise, welche die industrielle und gewerbliche Nachfrage reduzierte, stark beeinträchtigt, insbesondere in einigen OECD-Staaten, wo er bereits vor der Pandemie einem Abwärtstrend folgte. Er sank in den USA um 3,9 % und in der EU27 um 4,3 %, mit einem Rückgang von 5,3 % in Italien sowie 4,5 % in Frankreich und Deutschland. Auch im Vereinigten Königreich (-5,4 %), in Japan (-3,1 %) und in Südkorea (-2,4 %) ging die Stromnachfrage zurück.

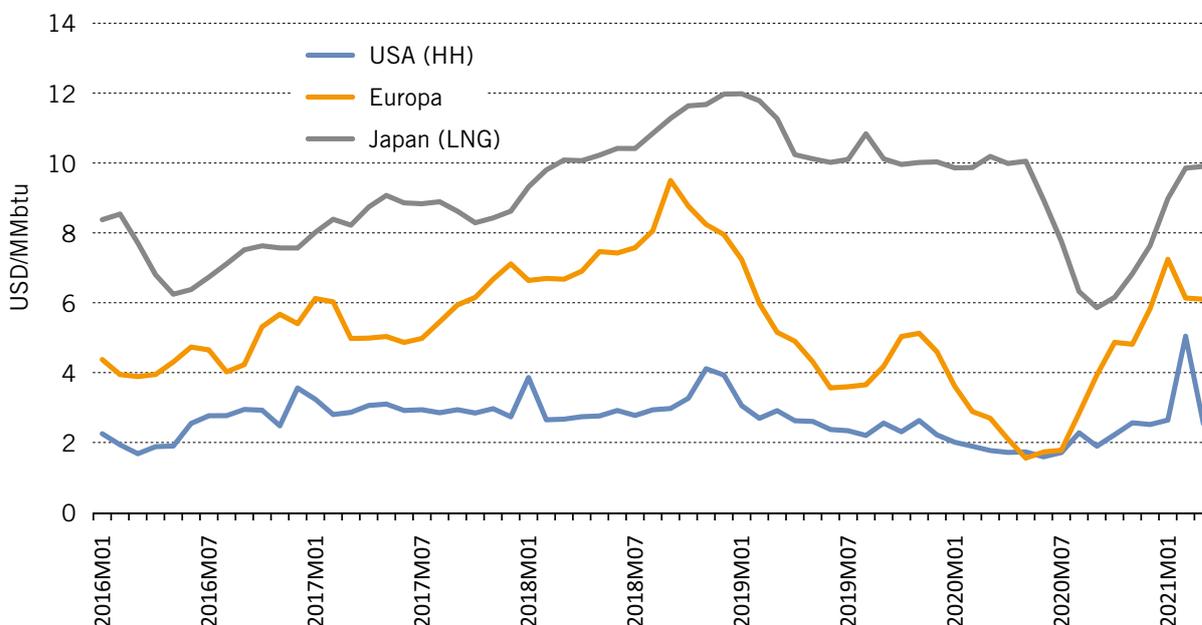
Auch in Indien ging der Stromverbrauch um 2,3 % zurück, insbesondere im Zeitraum März bis August 2020. Er erholte sich jedoch in den letzten vier Monaten des Jahres. Der Stromverbrauch sank ebenso in Mexiko (-2,9 %) sowie Brasilien (-1,6 %) – trotz eines Auf-

schwungs in der zweiten Jahreshälfte 2020 mit einer dynamischen Nachfrage aus der brasilianischen Industrie. Auch in Russland ging der Verbrauch um 2,6 % zurück, jedoch aufgrund einer geringeren Nachfrage aus der Ölindustrie, den Auswirkungen des Lockdowns und milderer Temperaturen. In Kanada sank der Stromverbrauch um 3,4 % infolge der geringeren wirtschaftlichen Aktivität und eines niedrigeren Heizbedarfs.

Im Jahr 2020 dominierten fossile Brennstoffe weiterhin den Strommix in den G20-Staaten, wobei die thermische Erzeugung⁵ 63 % der gesamten Stromerzeugung ausmachte, trotz eines leichten Rückgangs seit 2000 (damals 66 %). Die Stromerzeugung aus Kernenergie ist seit 2000 deutlich langsamer gestiegen. Ihr Anteil an der gesamten Stromerzeugung ist ebenfalls gesunken, von 18 % im Jahr 2000 auf 11 % in 2020. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren ist schnell gewachsen und der Anteil von Wind- und Solarenergie am Strommix ist von weniger als 1 % im Jahr 2000 auf 10 % im Jahr 2020 gestiegen (7 % Windkraft und 3 % Solarenergie). Der Anteil der Wasserkraft ist seit 2000 bei 15 % stabil geblieben. Die COVID-19-Pandemie und der damit verbunde-

⁵ Thermische Erzeugung meint Stromerzeugung auf Basis fossiler Brennstoffe, einschließlich der in Kraftwerken genutzten Biomasse.

Abbildung 2.9: Entwicklung der Erdgaspreise



Quelle: Enerdata; Datenquelle: Weltbank-Gruppe

ne Rückgang der Stromnachfrage verstärkten diese Trends im Jahr 2020: Die thermische und nukleare Stromerzeugung gingen um etwa 3 % zurück, während die Wind- und Solarstromerzeugung um 12 % bzw. 20 % stiegen (vergleichbar mit dem Jahr 2019).

➤ Mit einem Anstieg von 15 % im Jahr 2020 erreichten Wind- und Solarenergie einen Anteil von 10 % am Strommix der G20.

Die meisten Zuwächse bei der Wind- und Solarstromerzeugung gab es in China (+16 % für Wind und +21 % für Solar), den USA (+13 % für Wind und +18 % für Solar) und in der EU27 (+8,5 % für Wind und +18 % für Solar). Die EE-Stromerzeugung stieg in Japan um 3 % für Wind und 13 % für Solar sowie in Südkorea um 18 % für Wind und um 40 % für Solar. Auch in Indien stieg die Solarstromerzeugung, ebenso wie in 2019, stark um 27 % an, während der unregelmäßige Sommermonsun die Winderzeugung um fast 5 % reduzierte.

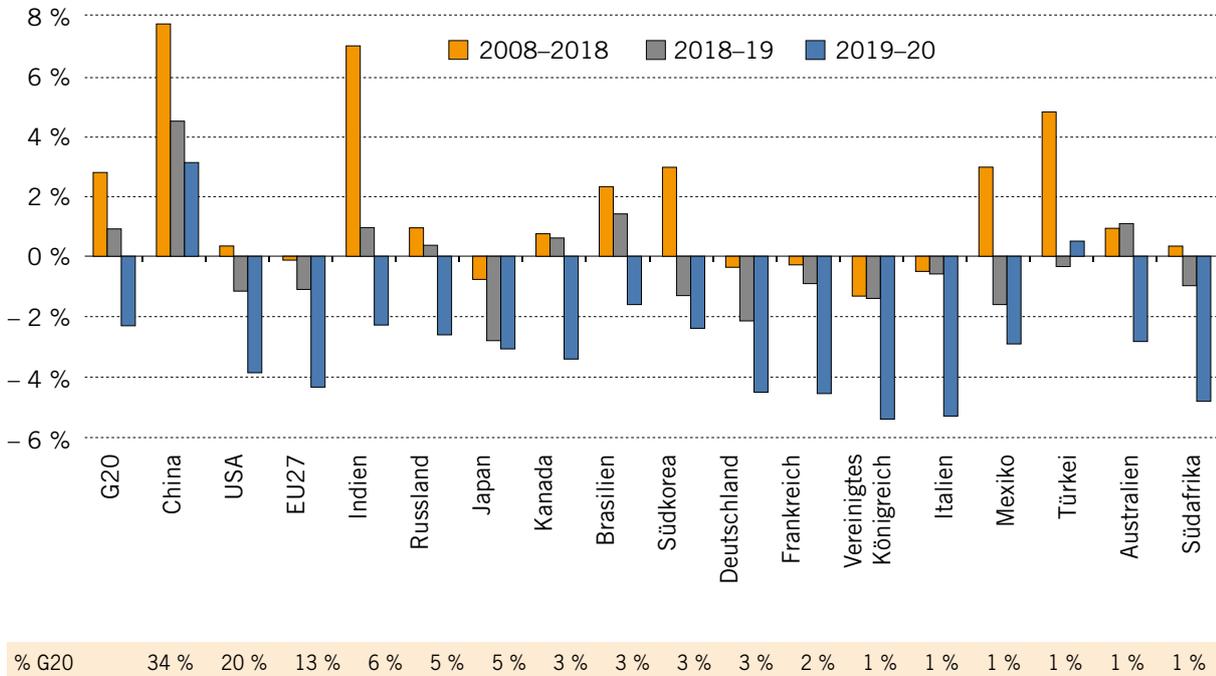
Im Jahr 2020 war China mit 72 Gigawatt (GW) neuer Windkraftkapazität, im Vergleich zu 25 GW im Vorjahr, und 49 GW neuer Solarkapazität weiterhin führend beim

globalen Zubau erneuerbarer Kapazitäten. Die Volksrepublik konnte 67 % des weltweiten Zubaus an Wind sowie 46 % des globalen Zubaus an Solarenergie auf sich vereinen. Auch in den USA wurden 2020 14 GW an neuer Windkapazität installiert (57 % mehr als im Vorjahr) sowie 15 GW Solarkapazität hinzugebaut (doppelt so viel wie in 2019). In Europa, einschließlich der Nicht-EU-Länder, blieben die EE-Installationen weitgehend konstant, mit über 13 GW an neuer Windkapazität (7 % weniger als 2019) und über 20 GW neuer Solarkapazität (+20 GW in 2019).

CO₂-Emissionen

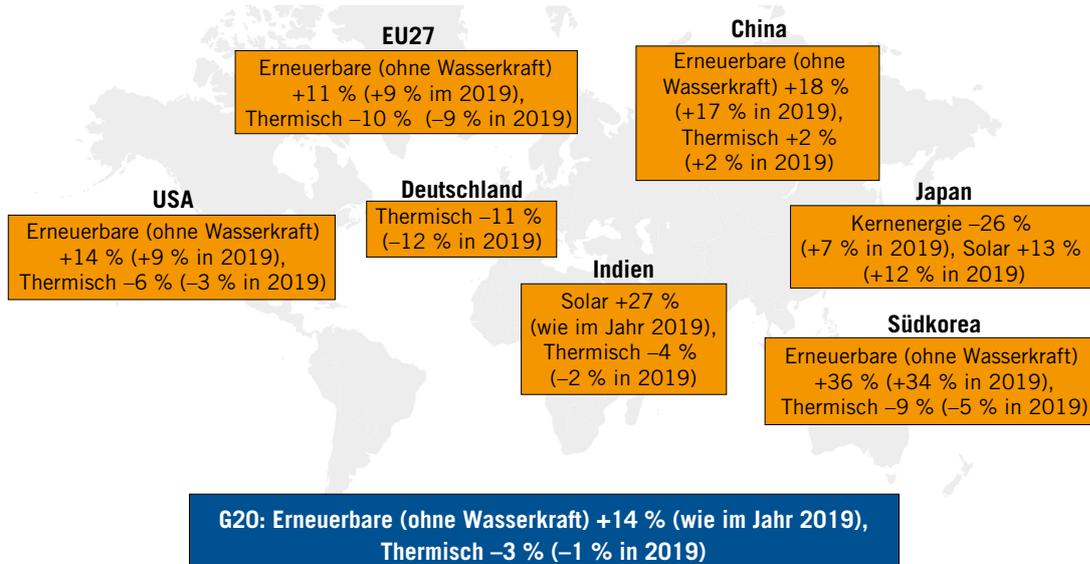
Im Einklang mit dem steigenden Anteil von Erdgas und nicht-fossiler Stromerzeugung aus Kernenergie, Wind, Sonne und Wasserkraft im Strommix begrenzte China, das 2019 für 35 % der energiebezogenen CO₂-Emissionen der G20 verantwortlich war, das Wachstum seiner CO₂-Emissionen auf 1,6 % im Jahr 2020. In den USA sanken die CO₂-Emissionen um fast 11 %, parallel zum reduzierten Kohleverbrauch. 2019 betrug der Anteil der CO₂-Emissionen der USA an den gesamten CO₂-Emissionen der G20 18 %. In der EU wirkten sich entsprechend der Internationalen Energieagentur (IEA) die reduzierte Kohleverstromung, infolge der Konkurrenz durch Erdgas

Abbildung 2.10: Entwicklung des Stromverbrauchs der G20-Staaten (% p. a.)



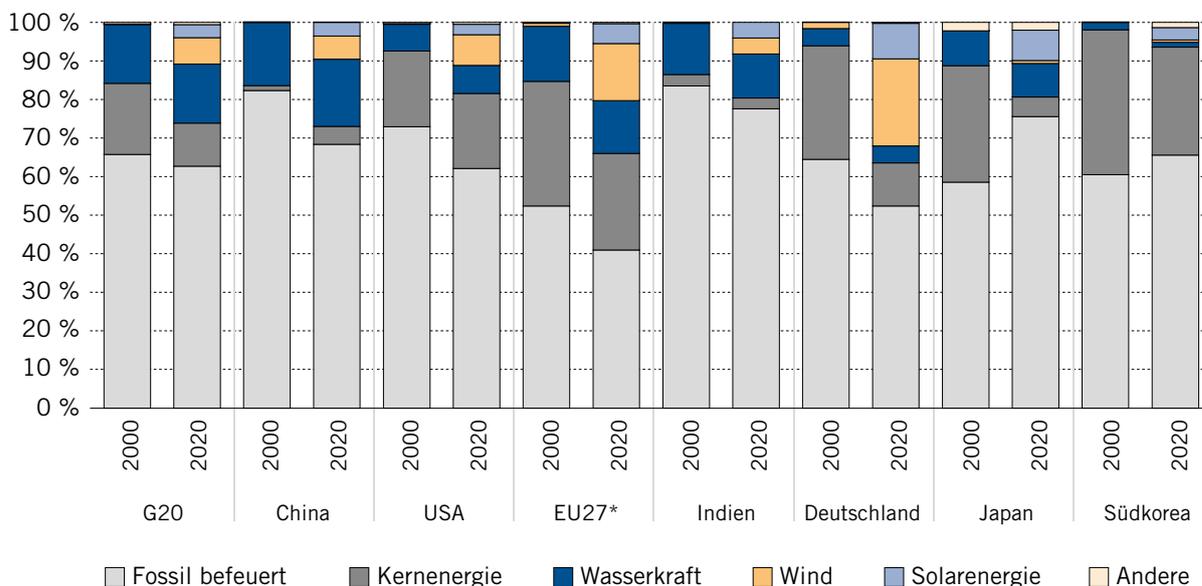
Quelle: Enerdata

Abbildung 2.11: Entwicklung des Stromerzeugungsmixes zwischen 2019 und 2020 in ausgewählten G20-Staaten



Quelle: Enerdata

Abbildung 2.12: Entwicklung des Stromerzeugungsmix zwischen 2000 und 2020 in ausgewählten G20-Staaten



* Die Zahlen für die EU27 für das Jahr 2000 entsprechen den historischen Zahlen der aktuellen 27 Mitgliedstaaten – ohne das Vereinigte Königreich, das in den Daten für die G20 enthalten ist.

Quelle: Enerdata

und steigende Anteile erneuerbarer Energien sowie höhere CO₂-Preise, und Lockdown-Maßnahmen im Zuge der Pandemie deutlich auf die CO₂-Emissionen des Strom- und Verkehrssektors aus. Die Emissionen gingen in Deutschland um 9,4 % und in der EU27 insgesamt um 10 % zurück. Auch im Vereinigten Königreich sank der CO₂-Ausstoß um 11 %. In Japan reduzierten sich die CO₂-Emissionen um 6,2 %, in Russland um 5,8 % und in Indien um 5,5 %.

Staaten weiter durch Maßnahmen zur Pandemiebekämpfung, die u.a. in einem verringerten Transportaufkommen resultieren, sowie Verhaltensänderungen, wie einem steigenden Anteil von Homeoffice, und die Umsetzung von Klimamaßnahmen beeinflusst.

Ausblick

Im Jahr 2021 wird der Energieverbrauch der G20-Staaten im Zuge einer wirtschaftlichen Erholung ersten Schätzungen zufolge um 3,8 % anwachsen. Auch die energiebedingten CO₂-Emissionen könnten im Vergleich zu 2020 um 4,2 % steigen. Laut der neuesten Prognose von Oxford Economics könnte das Wirtschaftswachstum der G20 insgesamt sogar 6 % betragen. Allerdings ist die künftige Entwicklung mit Unsicherheit behaftet. Die erneute starke Verbreitung der COVID-19-Pandemie in Indien ab März 2021 senkte das ursprünglich prognostizierte BIP-Wachstum bspw. deutlich. Auf Ebene der Verbrauchssektoren wird der Energieverbrauch der G20-

2.2 Prognosen und Szenarien zur globalen Energieversorgung

- **Prognosen und Szenarien bilden mögliche Entwicklungen für die globale Energieversorgung ab oder zeigen auf, was passieren müsste, um gesetzte Ziele zu erreichen.**
- **Ein Großteil der analysierten Szenarien beschäftigt sich mit Wegen aus der COVID-19-Pandemie und ihren möglichen Auswirkungen auf das globale Energiesystem.**
- **In allen betrachteten Szenarien zeichnet sich eine Transformation vom fossilen Zeitalter in künftig von erneuerbaren Energien geprägte Versorgungsstrukturen ab. Das Tempo des Übergangs unterscheidet sich in Abhängigkeit von dem jeweiligen Szenario-Ansatz und den zugrunde gelegten Annahmen.**

Verschiedene Institutionen veröffentlichen regelmäßig Studien zu den Perspektiven der weltweiten Energieversorgung. Dazu gehören internationale Organisationen, wie die Internationale Energieagentur (IEA), die International Renewable Energy Agency (IRENA) und der World Energy Council (WEC), Beratungsunternehmen, wie

DNV, BloombergNEF und McKinsey & Company, sowie Energiekonzerne, wie BP und Equinor. Um diese miteinander vergleichen zu können und Gemeinsamkeiten und Unterschiede herauszustellen, sind die jeweils zugrunde gelegten methodischen Ansätze und die vorgegebenen Annahmen von besonderer Relevanz. Grundsätzlich

Abbildung 2.13: Szenarien und Projektionen verschiedener Institutionen zur Entwicklung der globalen Energieversorgung

Organisation/Studie	Exploratorische (Plausible) Szenarien	Projektionen	Normative Szenarien
 WEC (2019) World Energy Scenarios 2019 (to 2060)	<ul style="list-style-type: none"> • Modern Jazz (MJ) • Unfinished Symphony (US) • Hard Rock (HR) 		
 Equinor (2020) Energy Perspectives 2020	<ul style="list-style-type: none"> • Reform (Rf) • Rivalry (Rv) 		<ul style="list-style-type: none"> • Rebalance (Rb)
 IEA (2020) World Energy Outlook 2020 bzw. IEA (2021) Net Zero by 2050		<ul style="list-style-type: none"> • Stated Policies Scenario (STEPS) • Delayed Recovery Scenario (DRS) 	<ul style="list-style-type: none"> • Sustainable Development Scenario (SDS) • Net Zero by 2050 (NZE)
 BP (2020) Energy Outlook 2020 edition		<ul style="list-style-type: none"> • Business-as-usual 	<ul style="list-style-type: none"> • Rapid • Net Zero
 BloombergNEF (2020) New Energy Outlook 2020		<ul style="list-style-type: none"> • The Economic Transition Scenario (ETS) 	<ul style="list-style-type: none"> • NEO Climate Scenario (NCS)
 DNV GL (2020) Energy Transition Outlook to 2050		<ul style="list-style-type: none"> • A single forecast of the energy future 	
 McKinsey & Company (2021) Global Energy Perspective 2021	<ul style="list-style-type: none"> • Delayed Transition • Accelerated Transition 	<ul style="list-style-type: none"> • Reference Case 2021 	<ul style="list-style-type: none"> • 1.5 °C Pathway
 IRENA (2021) World Energy Transitions Outlook		<ul style="list-style-type: none"> • Planned Energy Scenario (PES) 	<ul style="list-style-type: none"> • 1.5 °C Scenario (1.5-S)

kann zwischen exploratorischen Szenarien, Projektionen und normativen Szenarien unterschieden werden:

- In exploratorischen Szenarien wird aufgezeigt, wohin unterstellte Entwicklungen, unter Berücksichtigung der gesetzten Grundannahmen, führen würden. Es handelt sich nicht um Vorhersagen. Eintrittswahrscheinlichkeiten sind exploratorischen Szenarien nicht zugeordnet. Im Vordergrund steht ein Narrativ, das modellgestützt quantitativ unterlegt ist.
- Bei Projektionen gibt es unterschiedliche Ausprägungen. So wird in Prognosen versucht, die künftige Entwicklung auf Basis von als wahrscheinlich angenommenen Parametern, u. a. zur Entwicklung der Demografie, der Wirtschaftsleistung, zu technologischen Innovationen, zu Weltmarktpreisen für Energie und erwarteter politischer Rahmensetzung, darzulegen. Prognosen zielen also darauf ab, die für wahrscheinlich gehaltene Entwicklung abzubilden. Davon zu unterscheiden sind Projektionen, die aufzeigen, was voraussichtlich passiert, wenn bspw. die bestehenden gesetzlichen Grundlagen künftig unverändert bleiben oder wenn – alternativ zu diesem Ansatz – auch sämtliche Maßnahmen umgesetzt werden, die von den Regierungen angekündigt sind, ohne, dass sie bereits in Kraft gesetzt wurden.
- Einen ganz anderen Charakter haben normative Szenarien. Sie geben Ziele vor und zeigen auf, was passieren müsste, damit die für einen künftigen Zeitpunkt definierten Vorgaben erreicht werden.

Die vorliegende Synopse konzentriert sich auf Studien zu den Perspektiven der Energieversorgung, die sowohl konventionelle als auch erneuerbare Energien (EE) einbeziehen und – mit Ausnahme der vom WEC im September 2019 publizierten Szenarien – nach Beginn der COVID-19-Pandemie erstellt wurden.⁶ Die an dieser Stelle berücksichtigten Szenarien und Projektionen fügen sich unterschiedlich in die skizzierten Kategorien ein.

Trotz aller Unterschiede zwischen den betrachteten Studien lassen sich Gemeinsamkeiten in den zentralen Aussagen erkennen. Abweichungen in Bezug auf konkrete quantitativ unterlegte Ergebnisse erklären sich vielfach durch Unterschiede im Charakter der dargelegten Zukunftspfade sowie durch die getroffenen Grundannahmen.

⁶ Dieser Artikel stellt eine Zusammenfassung der Sonderveröffentlichung „Prognosen und Szenarien zur globalen Energieversorgung“ des Weltenergieerat – Deutschland e. V. dar, die im Mai 2021 veröffentlicht wurde.

Entwicklung des gesamten Primärenergieverbrauchs

In den vergangenen drei Jahrzehnten hat sich der weltweite Primärenergieverbrauch um fast zwei Drittel erhöht. Entscheidende Treiber waren der Anstieg der Weltbevölkerung von 5,3 Mrd. im Jahr 1990 um 45 % auf 7,7 Mrd. im Jahr 2019 sowie die in diesem Zeitraum mehr als verdoppelte globale Wirtschaftsleistung – gemessen in konstanten USD, also inflationsbereinigten Größen. Für die unmittelbar bevorstehenden Jahrzehnte ist zwar gemäß den exploratorischen Szenarien und den meisten in die Analyse einbezogenen Projektionen noch eine Fortsetzung des Wachstums des Primärenergieverbrauchs zu erwarten, allerdings mit einer deutlich geringeren Intensität. So errechnen sich für den Zeitraum 2019 bis 2050 Steigerungsraten zwischen 5 und 25 %, die deutlich hinter dem Zuwachs der vergangenen 30 Jahre zurückbleiben. DNV erwartet den *Peak Demand* im Jahr 2032 und prognostiziert für 2050 sogar einen um 5 % niedrigeren globalen Primärenergieverbrauch als 2019.

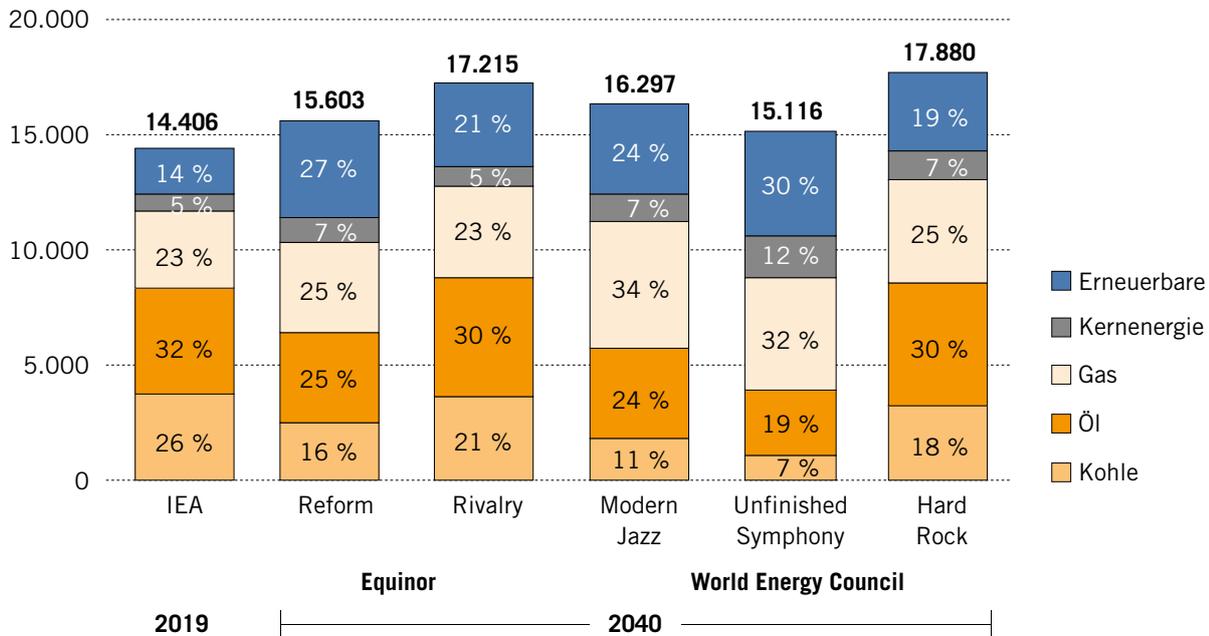
In den Zielszenarien der IEA sowie von Equinor und Bloomberg ist für 2040/2050 durchgängig ein niedrigerer globaler Primärenergieverbrauch in Ansatz gebracht, als 2019 realisiert wurde. Nur bei BP wird in den zwei normativen Szenarien für 2050 noch ein etwas höherer Primärenergieverbrauch ausgewiesen.

Wandel im Energiemix

Die vergangenen Jahrzehnte waren durch eine Dominanz der fossilen Energieträger gekennzeichnet. 80 % des weltweiten Zuwachses im Primärenergieverbrauch zwischen 1990 und 2019 sind durch fossile Energieträger gedeckt worden. Der prozentuale Anteil von Kohle am Primärenergieverbrauch blieb weitgehend stabil. Damit blieb Kohle bis 2019 zweitwichtigster Energieträger hinter Öl und vor Erdgas. Der Rückgang im Anteil von Öl wurde durch das überproportional starke Wachstum von Erdgas kompensiert. Damit war der Anteil der fossilen Energien am weltweiten Primärenergieverbrauch mit 81 % im Jahr 2019 genauso hoch wie 1990.

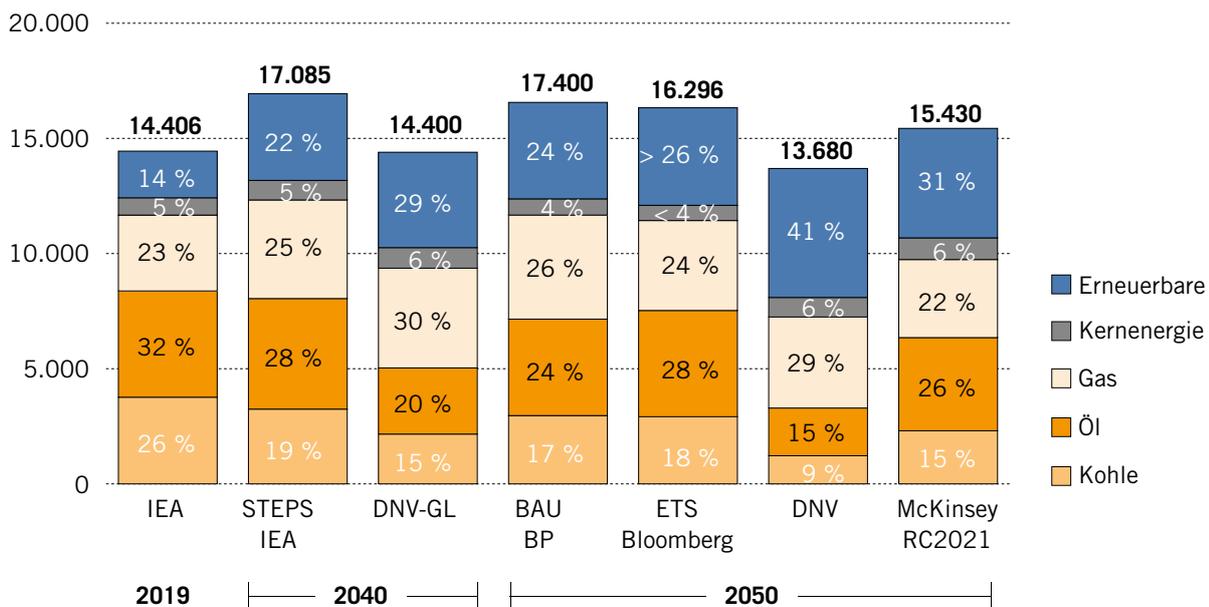
Die Bedeutung der Kernenergie hat sich bis 1999 kontinuierlich erhöht. Seitdem ist der Primärenergieverbrauch an Kernenergie – abgesehen von kleineren jährlichen Schwankungen – weitgehend stabil. 2019 und 2020 lag er bei 5 % – im Vergleich zu 6 % im Jahr 1990.

Abbildung 2.14: Primärenergieverbrauch weltweit – Synopse der exploratorischen Szenarien von Equinor und WEC bis 2050 in Mtoe



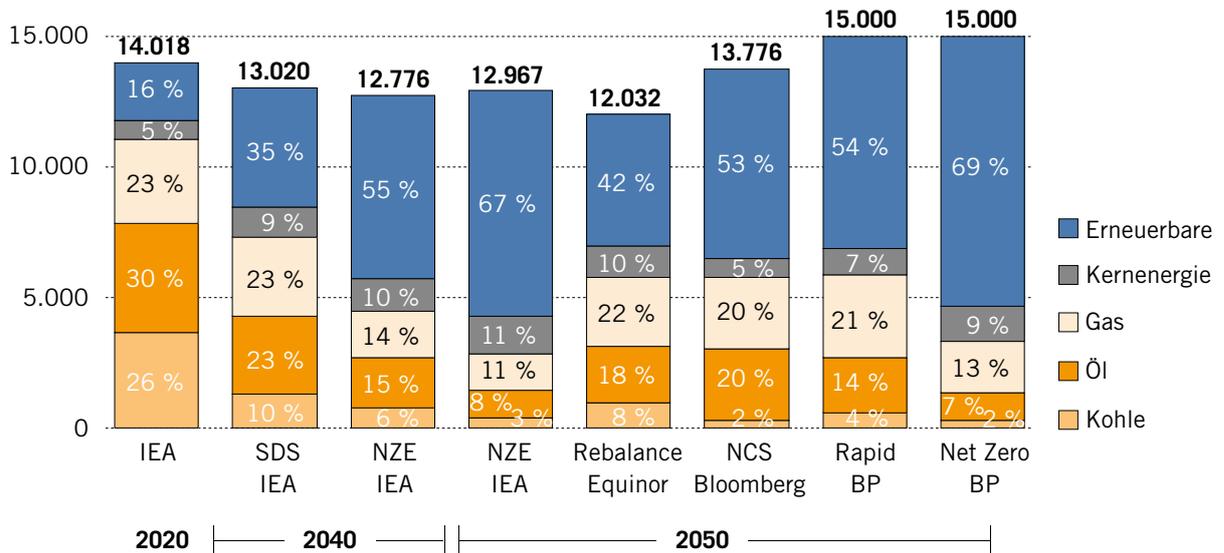
Quellen: Internationale Energieagentur (IEA), World Energy Outlook 2020; Equinor, Energy Perspectives 2020; World Energy Council, World Energy Scenarios 2019

Abbildung 2.15: Primärenergieverbrauch weltweit – Synopse der Projektionen von DNV, BloombergNEF, BP, IEA und McKinsey in Mtoe



Quellen: Internationale Energieagentur (IEA), World Energy Outlook 2020; BP, Energy Outlook 2020 Edition; BloombergNEF, New Energy Outlook 2020; DNV, Energy Transition Outlook to 2020; McKinsey, Global Energy Perspective: 2021

Abbildung 2.16: Primärenergieverbrauch weltweit – Synopse der Zielszenarien von IEA, BP, Equinor und BloombergNEF in Mtoe



Quellen: Internationale Energieagentur (IEA), World Energy Outlook 2020 und Net Zero by 2050 (2021); BP, Energy Outlook 2020; Equinor, Energy Perspectives 2020; Bloomberg NEF, New Energy Outlook 2020

Die regenerativen Energien haben, vor allem seit 2000, am stärksten zugelegt: 2019 war ihr Verbrauch fast doppelt so hoch wie 1990. Ihr Anteil an der Deckung des gesamten Primärenergieverbrauchs war 2019 aber trotzdem mit 14 %, gegenüber 13 % in 1990, noch begrenzt.

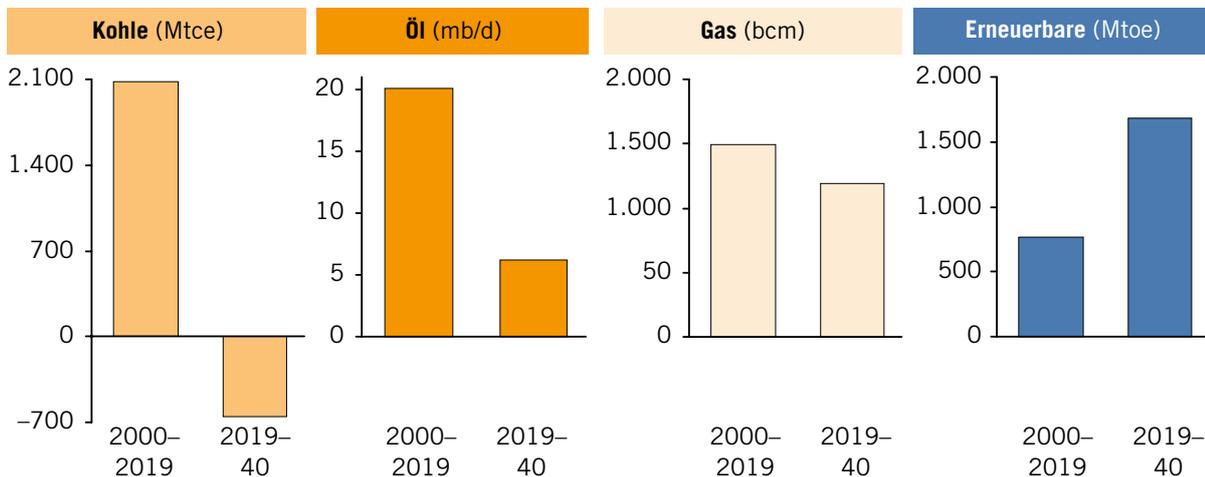
Die Zukunft wird deutlich anders eingeschätzt. Wichtigste Merkmale sind: Soweit noch ein Zuwachs im Primärenergieverbrauch zu erwarten ist, wird dieser überwiegend durch steigende EE-Beiträge gedeckt. Der Anteil fossiler Energien vermindert sich deutlich, gemäß DNV von 81 % in 2019 auf 65 % im Jahr 2040 und 53 % in 2050. Die gleiche Tendenz zeigen die Szenarien und Prognosen der anderen Institutionen auf, auch wenn in den exploratorischen Szenarien und in den anderen Projektionen noch höhere Anteilswerte für die fossilen Energieträger ausgewiesen werden als bei DNV.

Innerhalb der Gruppe der fossilen Energien geht die Entwicklung am stärksten zulasten der Kohle, während Erdgas sich in den bevorstehenden Jahrzehnten noch weitgehend behaupten kann. Es ist davon auszugehen, dass die Verbrauchskurve bei Kohle den Höhepunkt bereits überschritten hat und sich die seit 2013/2014 abzeichnende Abschwächung des globalen Kohleverbrauchs ab 2020 verschärft fortsetzen wird. Der Peak Demand für Öl könnte auch bereits erreicht worden sein – und zwar im

Jahr 2019. Dies weist zumindest die Prognose von DNV aus. Die exploratorischen Szenarien und die anderen Projektionen sehen dies noch nicht. Allerdings wird auch darin damit gerechnet, dass der Höhepunkt der Ölnachfrage innerhalb des in dieser Synopse betrachteten Zeithorizonts absehbar ist. So wird bspw. in den Szenarien *Unfinished Symphony* und *Modern Jazz* des WEC der Peak Demand für Öl zwischen 2025 und 2030 ausgewiesen. McKinsey rechnet im *Reference Case 2021* für das Jahr 2029 mit dem Peak Oil Demand. Anders im Szenario *Hard Rock* des WEC. Darin wird noch bis 2040 ein Anstieg des Ölverbrauchs gesehen, der danach in eine Plateauphase übergeht. Bei Erdgas wird von einem längeren Wachstum der Verbrauchskurve ausgegangen als bei Öl. McKinsey erwartet im *Reference Case 2021* den Peak Gas Demand für das Jahr 2037. In den exploratorischen Szenarien des WEC setzt sich der steigende Verbrauchstrend für Erdgas noch bis 2050 fort.

In den Zielszenarien wird der künftige Anteil fossiler Energieträger allerdings deutlich geringer eingeschätzt als in den Projektionen und den exploratorischen Szenarien. So kommen Equinor (*Rebalance*) und die IEA (*Sustainable Development*) bereits für 2040 nur noch auf Anteile für die fossilen Energien zwischen 56 und 60 %. Der Anteil der Kernenergie am Primärenergieverbrauch erhöht sich allerdings in diesen Szenarien von 5 % im

**Abbildung 2.17: Weltweites Wachstum des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern
(im *Stated Policies Scenario*)**



Quelle: Internationale Energieagentur (IEA), World Energy Outlook 2020

Jahr 2019 auf 9 % im Jahr 2040. Gemäß dem *1.5° C Pathway* der IRENA verringert sich der globale Primärenergieverbrauch an Fossilen bis 2050 um 77 % im Vergleich zum Stand des Jahres 2019. In dem Szenario *Net Zero by 2050*, das die IEA im Mai 2021 veröffentlicht hat, verringert sich der Anteil fossiler Energien am Primärenergieverbrauch bis 2050 auf 22 %.

Die sinkenden Beiträge fossiler Energien werden durch wachsende EE-Anteile kompensiert. Dies zeigen praktisch alle Projektionen und exploratorischen Szenarien. Die IEA kommt im *Stated Policy Scenario* zu dem Ergebnis, dass sich der Primärenergieverbrauch der Erneuerbaren bis 2040 im Vergleich zum Stand von 2019 um 83 % erhöht, während der Verbrauch an Kohle im gleichen Zeitraum um 12 % zurückgeht und die zusätzliche Nachfrage nach Öl nur noch knapp halb so hoch ausfallen wird wie im Zeitraum 2000 bis 2019. Für Erdgas wird für 2019 bis 2040 von der IEA ein Verbrauchszuwachs in gleicher absoluter Größenordnung wie im Zeitraum 2000 bis 2019 ausgewiesen. McKinsey erwartet im *Reference Case 2021* folgende Reduktionen im Verbrauch fossiler Energien bis 2050 im Vergleich zu 2019: –6 % für Öl, –7 % für Erdgas und –39 % für Kohle.

➤ **Wir befinden uns am Wendepunkt vom fossilen Energiezeitalter zu einer durch erneuerbare Energien geprägten Welt.**

In den normativen Szenarien, welche feststellen, was zur Erreichung von Zielen erforderlich wäre, wird den Erneuerbaren eine noch wichtigere Rolle zugeschrieben. Sie werden bereits in den 2030er Jahren zur mengenmäßig wichtigsten Energiequelle und erreichen 2040 Anteilswerte am globalen Primärenergieverbrauch von bspw. 35 % laut dem *Sustainable Development Scenario* der IEA. Gemäß dem IEA-Szenario *Net Zero by 2050* sind es sogar 55 %. In den 2040er Jahren setzt sich diese Entwicklung fort und mündet 2050 in Anteilswerten für die Erneuerbaren zwischen 42 % (*Rebalance* von Equinor), 53 % (*NEO Climate Scenario (NCS)* von BloombergNEF) bzw. 54 % (*Rapid* von BP). In den *Net Zero*-Szenarien der IEA sowie von BP wird für die erneuerbaren Energien sogar ein Beitrag von mehr als zwei Drittel ausgewiesen. Zum Erreichen des *McKinsey 1.5° C Pathway* ist ein – im Vergleich zum *Reference Case 2021* – deutlich verstärkter Wandel nötig, verbunden mit Rückgängen im Verbrauch fossiler Energien um 77 % bei Öl, 73 % bei Erdgas und 93 % bei Kohle – jeweils bis 2050 im Vergleich zu 2019, und dies bei gleichzeitig weiter verstärktem EE-Ausbau. Strom müsste dazu eine noch deutlich größere Rolle spielen als in den anderen drei Szenarien von McKinsey. Die Erneuerbaren lassen damit Erdöl und Erdgas und vor allem die Kohle weit hinter sich. Der Kernenergie wird zwar in den normativen Szenarien eine wachsende Bedeutung eingeräumt. Als *Game Changer* wird diese CO₂-arme Energiequelle jedoch nicht gesehen.

Entwicklung des globalen Stromverbrauchs und Erzeugungsmixes

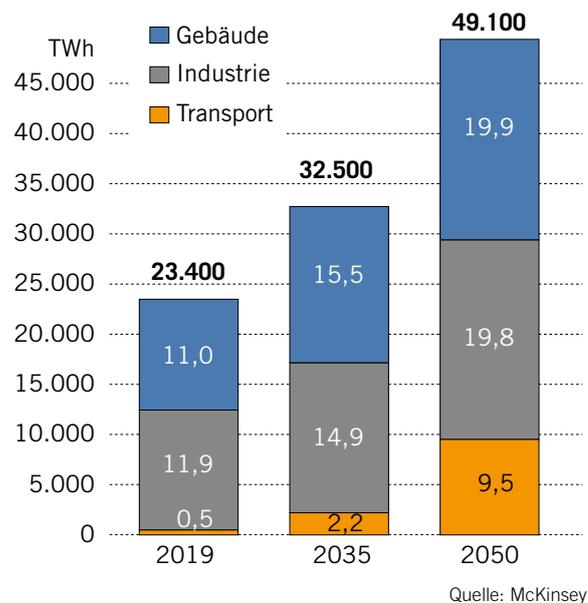
Strom gilt in allen Veröffentlichungen als Schlüsselenergie zur Dekarbonisierung der globalen Energieversorgung. Dies wird mit der Erwartung verknüpft, dass der Stromverbrauch immer stärker in anderen Sektoren zur Anwendung kommt und innerhalb des Energiemixes fossile Energien verdrängt. Im *Stated Policy Scenario* der IEA wird bspw. bis 2040 mit einer Erhöhung des globalen Stromverbrauchs um 49 % gegenüber 2019 gerechnet. McKinsey weist im *Reference Case 2021* eine Verdoppelung des globalen Stromverbrauchs bis 2050 gegenüber dem Stand von 2019 aus.

Der erwartete Stromverbrauchszuwachs wird ganz überwiegend durch den Ausbau von Anlagen auf EE-Basis gedeckt. Laut dem *Stated Policy Scenario* der IEA werden 88 % der bis 2040 erwarteten Zunahme der Stromerzeugung durch vermehrte Nutzung von Wind, Sonne, Wasserkraft und Biomasse abgedeckt. Erneuerbare wären dann mit einem Anteil von 47 % fast zur Hälfte an der gesamten weltweiten Stromerzeugung beteiligt. McKinsey erwartet dies sogar bereits für 2035 und rechnet für 2050 mit einem Beitrag der Erneuerbaren zur globalen Stromerzeugung von 76 %.

Besonders deutlich wird der Paradigmenwechsel anhand der Ergebnisse der exploratorischen Szenarien des WEC für den Zeitraum 2015 bis 2060 im Vergleich zu den dieser Zeitspanne vorangehenden 45 Jahren. So war der Anteil regenerativer Energien an der globalen Stromerzeugung 2015 mit 23 % exakt genauso hoch wie im Jahr 1970. Im Unterschied dazu wird bis 2060 vom WEC ein Anstieg des EE-Anteils an der globalen Stromerzeugung – je nach Szenario – auf Werte zwischen 41 und 60 % geschätzt.

Unter den Erneuerbaren erfolgt der stärkste Ausbau bei Solar- und Windanlagen. Diese Tendenz zeigen alle Analysen. Bis 2060 wird sich gemäß der Studie des WEC die Stromerzeugung auf Basis von Solarenergie im Szenario *Hard Rock* verfünzfach, in *Modern Jazz* mehr als verdreifachen und in *Unfinished Symphony* sogar mehr als verfünzigfachen – jeweils im Vergleich zum Stand des Jahres 2015. Je nach Szenario, lösen Sonne bzw. Wind in den nächsten Jahrzehnten die Wasserkraft als global bisher wichtigste erneuerbare Energiequelle zur Stromerzeugung ab. Gleichwohl gehört die Wasserkraft auch künftig zu den *Großen Drei* unter den Erneuerbaren zur Stromversorgung.

Abbildung 2.18: Entwicklung des weltweiten Stromverbrauchs im Reference Case 2021 von McKinsey nach Sektoren

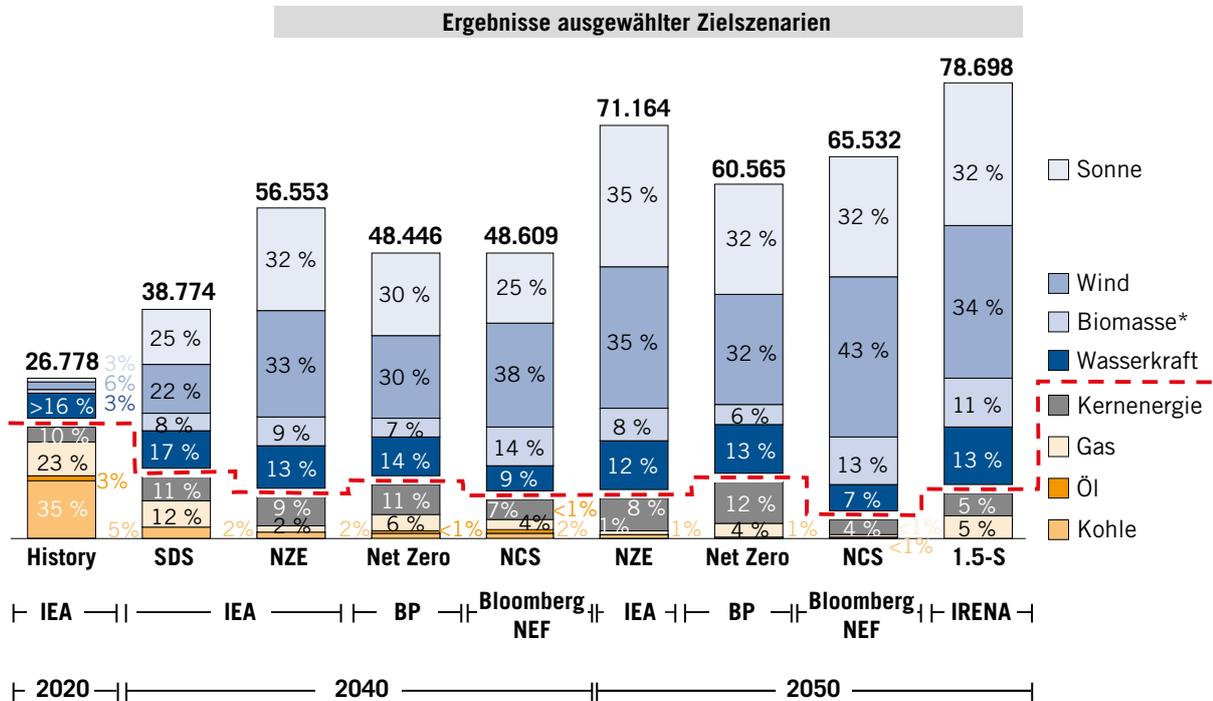


In den normativen Szenarien decken die regenerativen Energien bereits bis 2040 nicht nur den erwarteten Stromverbrauchszuwachs ab; vielmehr erfolgt zusätzlich eine signifikante Substitution von fossilen durch erneuerbare Energien – vor allem zulasten der Kohle. So halten bspw. im *Sustainable Development Scenario* der IEA die fossilen Energien im Jahr 2040 nur noch einen Anteil von zusammen 17 % an der globalen Stromerzeugung. Für Kernenergie kommen die Modellrechnungen in diesem Zielszenario für 2040 auf einen Anteil von 11 % und für die Erneuerbaren von 72 %. Bis 2050 steigt der EE-Anteil an der Deckung des bis dahin weltweit verdreifachten Stromverbrauchs gemäß dem *Net Zero-Szenario* der IEA und dem *1.5° C Pathway* der IRENA sogar auf einen Anteil von 90 %. Die verbleibenden 10 % würden auf Kernenergie, Kohle und Erdgas basieren.

➤ Künftig findet eine starke Verlagerung des Energieverbrauchs in Richtung Asien statt.

Die Verbrauchsschwerpunkte verlagern sich: Künftige Zuwächse im Verbrauch werden insbesondere in den asiatischen Entwicklungs- und Schwellenländern, im Mittleren Osten, in Afrika und auch in Südamerika erwar-

Abbildung 2.19: Globale Stromerzeugung 2020 bis 2050 in TWh



* einschließlich Geothermie und Wasserstoff; davon 12 Prozentpunkte Wasserstoff 2040 und 2050 in BloombergNEF's NCS bzw. 3 Prozentpunkte in IRENA's 1.5-S im Jahr 2050 sowie 3 Prozentpunkte Wasserstoff 2040 und 2 Prozentpunkte Wasserstoff 2050 in IEA's NZE.

Quellen: Internationale Energieagentur (IEA), World Energy Outlook 2020 und Net Zero by 2050 (2021); BloombergNEF; BP und IRENA

tet. Dagegen ist für Nordamerika, für Europa und für Japan mit einer nachgebenden Nachfrage nach Energie und einer weniger stark steigenden Stromnachfrage als in den genannten Nicht-OECD-Staaten zu rechnen.

Besonders drastische Verbrauchseinbußen zeigen sich für Kohle. Dies gilt für Nordamerika, Europa und Japan. Demgegenüber wird ein Wachstum im Kohleverbrauch im Wesentlichen auf Staaten Südostasiens, vor allem Indien, begrenzt bleiben. In China ist nach einer seit 2000 verzeichneten massiven Erhöhung des Kohleverbrauchs künftig mit einem Rückgang zu rechnen. Trotzdem bleibt die Kohle in China – insbesondere in der Stromerzeugung – auch in den bevorstehenden Jahrzehnten noch eine tragende Säule der Energieversorgung.

Veränderung im Energieverbrauch nach Sektoren sowie Rolle der Digitalisierung

Die Versorgungsstrukturen in den verschiedenen volkswirtschaftlichen Sektoren, wie Industrie, Gebäude und

Verkehr, werden sich künftig stärker ändern als in der Vergangenheit. Es steht eine digitale Transformation des Energiesystems mit immer mehr Akteuren bevor. Aggregatoren und Prosumer gewinnen an Bedeutung. Es verändern sich Geschäfts- und Wertschöpfungsmodelle. Intelligente Technologien verändern nicht nur die Art und Weise der Stromproduktion, sondern beeinflussen auch Abrechnungsprozesse, vor allem aber Stromübertragung und Verteilung sowie die Integration von Strom aus Anlagen der Verbraucher.

Die Stromnetze werden massiv verstärkt und erweitert, um den künftigen Anforderungen gerecht zu werden. DNV beziffert die weltweiten Stromnetzausgaben im Jahr 2050 auf über 900 Mrd. USD. Das ist mehr als das Doppelte gegenüber den vergleichbaren Ausgaben im Jahr 2019, die 400 Mrd. USD betragen. Das künftige Netz wird nicht nur wegen der Erweiterungsinvestitionen zur Integration regenerativer Energien und wegen der steigenden Stromnachfrage erheblich größer sondern, getragen von künstlicher Intelligenz und Datenplattformen, auch effizienter.

Digitale Informations- und Kommunikationstechnologien werden die Vernetzung zwischen den Wertschöpfungsstufen in horizontaler (Sektorkopplung) und in vertikaler Richtung verstärken. Durch die Erweiterung digitaler Plattformen wird die Transparenz der Märkte für alle Beteiligten verbessert:

- In der industriellen Produktion begünstigt die fortgesetzte Automatisierung effizientere Prozesse und vermindert Energieverbrauch und Abfall.
- Im Gebäudebereich führen Steuerungstechnologien zur Effizienzverbesserung. Mittels zusätzlicher Speichermöglichkeiten in Gebäuden sind auch Rückführungen von Energie in die Netze möglich.
- Im Individualverkehr spielen Veränderungen der Antriebsart und neue Mobilitätskonzepte eine wachsende Rolle. Neue Geschäftsmodelle bieten den Fahrzeugbesitzern Anreize, die Batterien ihrer Elektrofahrzeuge als temporäre Komponenten für Flexibilität zur Verfügung zu stellen.

In allen drei Sektoren wird die Digitalisierung zu einer verbesserten Koordination zwischen den Komponenten führen und damit das Gesamtsystem optimieren. Dies führt zu einem deutlichen Anstieg des Strombedarfs.

Rolle von Wasserstoff und synthetischen Brennstoffen

Wasserstoff wird künftig eine zentrale Rolle bei der Transformation der Energieversorgung eingeräumt. In den Bereichen, in denen erneuerbarer Strom nicht direkt eingesetzt werden kann, eröffnen Wasserstoff und seine Folgeprodukte (Power-to-X), die auf EE-Basis mittels Elektrolyse hergestellt werden, zusätzliche Dekarbonisierungspfade. Heute fossil erzeugter Wasserstoff, der in chemischen und industriellen Prozessen, etwa zur Herstellung von Ammoniak, genutzt wird, kann durch erneuerbar erzeugten Wasserstoff ersetzt werden. Für die treibhausgasneutrale Erzeugung von Primärstahl ist der Einsatz von Wasserstoff als Ersatz für Steinkohlenkoks etwa technologisch vielversprechend.

Im Verkehrssektor kann Wasserstoff in Brennstoffzellen die CO₂-freie Mobilität befördern oder als Basis für synthetische Kraftstoffe dienen. Außerdem kann durch die Einführung von Brennstoffzellenfahrzeugen, u.a. im öffentlichen Personennahverkehr (Busse, Züge), in Teilen des Straßenschwerlastverkehrs oder in der Logistik, die batterieelektrische Mobilität ergänzt werden. Auch im

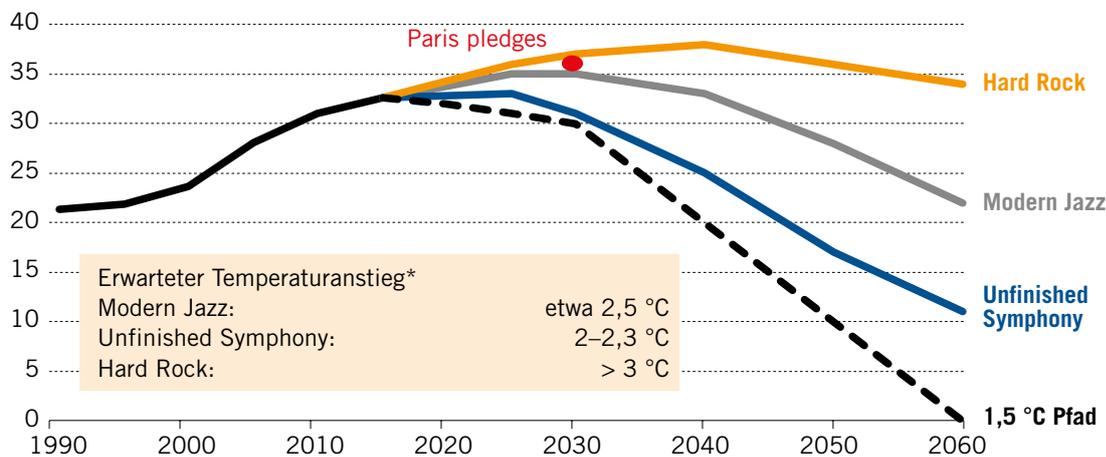
Gebäudesektor sind Wasserstoff und synthetische Brennstoffe einsetzbar. Die vorhandene Gasinfrastruktur kann hierfür genutzt werden. Erneuerbar erzeugter Strom kann angebotsorientiert und flexibel in Wasserstoff umgewandelt werden. Die damit verbundene langfristige Speichermöglichkeit bietet sich für Strom bisher nicht.

Die globale Produktion von Wasserstoff spielt in allen Szenarien und Projektionen eine wachsende Rolle – besonders in normativen Szenarien. Die weltweite Erzeugung von Wasserstoff steigt im NCS von BloombergNEF bis 2050 auf rund 800 Mio. t. an. Um grünen Wasserstoff in dieser Menge produzieren zu können, sind mehr als 36.000 TWh zusätzliche Stromerzeugung nötig – das sind 38 % mehr Strom als heute weltweit jährlich erzeugt wird. Das würde, infolge einer Ergänzung der Elektrifizierung, laut NCS zu einer auf rund 100.000 TWh vergrößerten Stromerzeugung im Jahr 2050 führen – viermal so viel wie 2019 weltweit produziert wurde.

Einhaltung der Klimaziele

In allen einbezogenen exploratorischen Szenarien und Projektionen wird das ambitionierte Ziel des Pariser Übereinkommens verfehlt. Dies gilt selbst für das *Unfinished Symphony Scenario* des WEC – trotz der in diesem Szenario unterstellten hohen internationalen Kooperation, verbunden mit der Annahme, dass sich weltweit ein einheitlicher CO₂-Preis von mehr als 100 USD bis zum Jahr 2060 (ausgedrückt in USD2010) einstellt.

In keinem der untersuchten Szenarien wird das Ziel des Pariser Klimaabkommens, den Anstieg der Temperatur auf 2 °C, möglichst sogar auf 1,5 °C, zu begrenzen, erreicht – mit Ausnahme der normativen; dort aber per Definition. Die Realisierung des *1.5 °C Pathway* von McKinsey und der IRENA erfordert nach deren Modellrechnungen u.a. eine Verdreifachung des weltweiten Stromverbrauchs bis 2050 im Vergleich zum Stand von 2019. Das Gleiche gilt für das Szenario *Net Zero* der IEA. Erneuerbare wären noch stärker auszubauen. Weiterhin müssten die Potenziale von Wasserstoff genutzt und die Energieeffizienz massiv gesteigert werden. Ferner ist auch eine breite Umsetzung der Abscheidung und Nutzung bzw. Speicherung von CO₂ (*Carbon Capture and Storage* bzw. *Carbon Capture and Use, CC(U)S*) unverzichtbar. Ergänzend dazu werden auch Strategien zur Erzeugung negativer Emissionen als erforderlich angesehen. Zu den negativen Emissionstechnologien gehören u.a. die Aufforstung, die Biomasse-Verstromung mit CCS, *Direct Air CCS* sowie die Förderung von Kohlenstoffbindung im Boden durch Biomassewachstum.

Abbildung 2.20: Globale CO₂-Emissionen gemäß den Szenarien des World Energy Council in Mrd. t

* bis 2010

Quelle: World Energy Council/Paul Scherrer Institute/Accenture Strategy, World Energy Scenarios 2019

Fazit

In allen Szenarien zeichnet sich eine Transformation vom fossilen Zeitalter in künftig von erneuerbaren Energien geprägte Versorgungsstrukturen ab. Das Tempo des Übergangs unterscheidet sich dabei in Abhängigkeit von dem jeweiligen Szenario-Ansatz und den zugrunde gelegten Annahmen. Für Öl und Erdgas wird der Höhepunkt der weltweiten Nachfrage innerhalb der nächsten Jahrzehnte erreicht werden. Bei Kohle ist der Peak Demand bereits 2013/2014 eingetreten. Der Beitrag der Kernenergie dürfte in etwa auf dem gegenwärtigen Niveau stabil bleiben. Erneuerbare legen in einem zuvor nie dagewesenen Tempo zu.

Eine gesteigerte Elektrifizierung in praktisch allen Verbrauchssektoren ist von essenzieller Bedeutung für die angestrebte Dekarbonisierung der Energieversorgung. Öl kann langfristig zu Teilen durch Wasserstoff und synthetische Brennstoffe ersetzt werden. Trotzdem werden auch künftig weltweit Öl sowie Erdgas und Kohle noch in erheblichem Umfang genutzt werden. Deswegen ist eine breite Umsetzung der CC(U)S-Technologie unverzichtbar. Eine fortgesetzte Verbesserung der Energieeffizienz bleibt in allen Verbrauchssektoren ein wirkungsvoller Hebel zur Senkung der Treibhausgasemissionen.

Die Begrenzung der Klimaerwärmung auf 1,5° bis 2° C stellt die größte Herausforderung in naher Zukunft dar: Eine aktuelle Untersuchung der IEA zeigt, dass der Rückgang der Treibhausgasemissionen durch den dramatischen Einbruch der Weltwirtschaft aufgrund der COVID-

19-Pandemie ununterbrochen bis 2050 anhalten müsste, um die Ziele des Pariser Abkommens noch zu erreichen. Ob durch die Pandemie der Höhepunkt des Wachstums für fossile Energieträger und Treibhausgasemissionen erreicht oder zumindest vorgezogen wurde, bleibt noch unklar. Ob sich Wirtschaft, Politik und Gesellschaft nach der Pandemie schneller oder zögerlicher hin zu Nachhaltigkeit und Klimaschutz entwickeln, verfolgt der World Energy Council in seinem *Transition Radar*. Dieser zeigt insbesondere große Unterschiede in der Ausrichtung einzelner Regionen und Länder auf.

Perspektivisch wird entscheidend sein, wie sich große Treibhausgasemittenten klimapolitisch aufstellen. Besondere Aufmerksamkeit verdient die Frage, ob bzw. wann die vor COVID-19 erwartete Entwicklung in Bezug auf fossile Energien und Treibhausgasemissionen wieder erreicht wird oder ob als Folge der Pandemie bereits weitere Peaks erreicht wurden, wie dies für die Kohle ohnehin bereits der Fall ist. Jüngste Zahlen der IEA legen den Schluss nahe, dass die globalen Treibhausgasemissionen bis Mitte der 2020er Jahre zunächst in etwa wieder auf das Niveau des Jahres 2019 ansteigen und erst danach mit einer echten Wende gerechnet werden kann.

2.3 Internationale H₂-Strategien: Erste Schritte auf dem Weg zu einem globalen Markt für Wasserstoff

- **Das Thema Wasserstoff hat auf globaler Ebene eine hohe Dynamik entwickelt.**
- **Durch die Bildung von Wasserstoffpartnerschaften ergeben sich Chancen für internationale Kooperationen.**
- **Das Fehlen konkreter Instrumente behindert aktuell den Markthochlauf für Wasserstoff.**

Über 20 Staaten weltweit haben bereits eigene Wasserstoffstrategien erlassen oder geplant, dies zeitnah zu tun. Mehr als 30 weitere Länder unterstützen entweder nationale Wasserstoffprojekte oder diskutieren politische Schritte zur Nutzung von Wasserstoff (H₂). Zu diesem Schluss kommt die Studie *International Hydrogen Strategies* des Weltenergieerats – Deutschland e. V.⁷ Die von der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH im Auftrag des Weltenergieerats durchgeführte Analyse vergleicht die H₂-Aktivitäten ausgewählter Staaten sowie der Europäischen Union (EU) miteinander, um daraus Trends und Schlussfolgerungen für einen globalen Markt für Wasserstoff abzuleiten.

Die überwiegende Zahl der Regierungsstrategien zu Wasserstoff ist im Laufe des letzten Jahres veröffentlicht worden. Lediglich Japan, Frankreich, Südkorea und Australien legten schon vorher nationale H₂-Papiere vor. Seit April 2020 ist es zu einem regelrechten Boom an internationalen H₂-Strategien gekommen. Im Monatstakt legten ein bis zwei Regierungen eigene Pläne für die Produktion

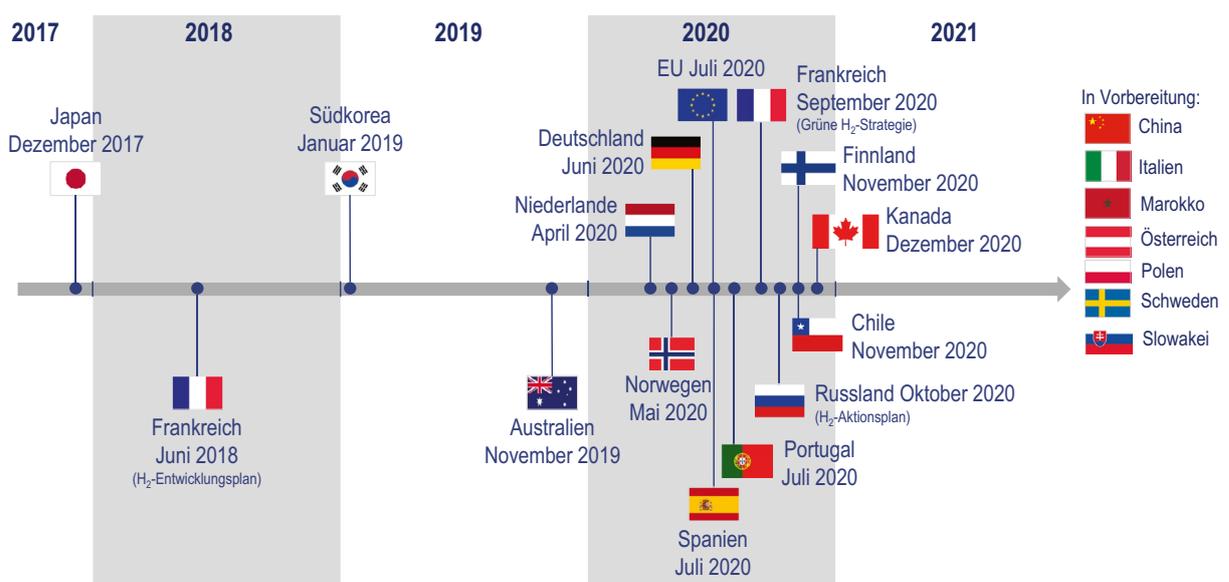
und Nutzung des alternativen Energieträgers vor. Neben vielen europäischen Nationalstaaten verkündete auch die EU im Juli 2020 eine H₂-Strategie für ein klimaneutrales Europa. Weitere Strategien in Ländern, wie China, Marokko und Polen, sind in Planung. Die H₂-Aktivitäten sind über den gesamten Globus verteilt – Wasserstoff ist damit ein Thema von globaler Geltung.

Die Strategien unterscheiden sich in ihren Schwerpunkten, ihrem Konkretisierungsgrad und ihren Maßnahmen. Insgesamt lässt sich jedoch festhalten, dass die Motive hinter den H₂-Aktivitäten häufig ähnlich sind. Dazu gehören insbesondere:

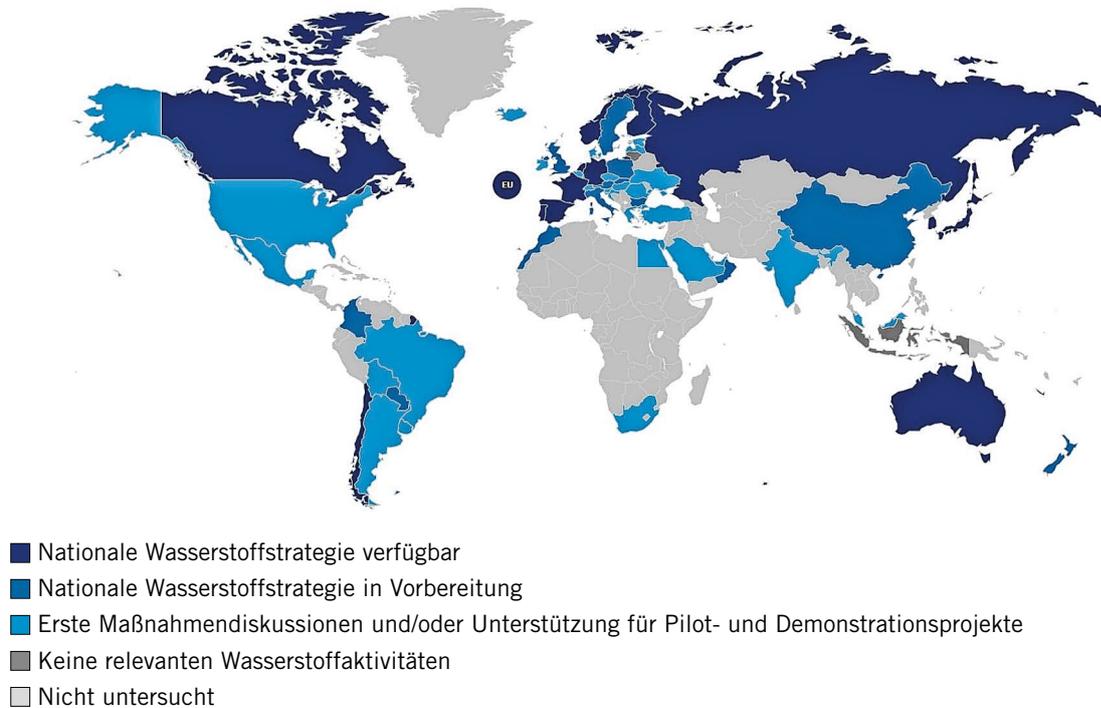
- Die Erreichung von Klimazielen, wie die Reduktion der nationalen Treibhausgasemissionen sowie eine verstärkte Integration erneuerbarer Energieträger in das Energiesystem.
- Eine Diversifizierung der Energiequellen.
- Chancen für das eigene Wirtschaftswachstum, etwa durch die Schaffung neuer Arbeitsplätze, technologischen Fortschritt oder H₂- und Technologieexporte.

⁷ Vgl. Weltenergieerat – Deutschland e. V./Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, *International Hydrogen Strategies*, Berlin 2020.

Abbildung 2.21: Übersicht über veröffentlichte H₂-Strategien



Quelle: Weltenergieerat – Deutschland e. V./Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

Abbildung 2.22: H₂-Aktivitäten von Nationalstaaten weltweit

Quelle: Weltenergieerat – Deutschland e.V./Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

Die Farben des Wasserstoffs

Der erwartete künftige Bedarf an Wasserstoff wird nicht in allen untersuchten Strategien quantifiziert. In den Ländern, die dies tun, liegt der vermutete Verbrauch jedoch – bezogen auf die Wirtschaftsleistung – bei einer ähnlichen Größenordnung. Auf Basis der veröffentlichten Strategien schätzt die Studie den globalen H₂-Bedarf für das Jahr 2050 auf ungefähr 9.000 TWh bzw. 270 Mio. t jährlich. Das entspricht in etwa der Menge an Primärenergie, die weltweit im Jahr durch erneuerbare Energien (EE) bereitgestellt wird bzw. ca. der Hälfte an Primärenergie, die die EU 2019 insgesamt verbraucht hat.


Der globale H₂-Bedarf für 2050 wird auf ca. 9.000 TWh geschätzt.

Bei der Frage, wie der Wasserstoff künftig produziert werden soll, zeigen die Strategien teilweise unterschiedliche Wege auf. Mit Blick auf die Energie- und Klimaziele betont die Mehrzahl der analysierten H₂-Pläne langfristig (bis 2050) die Nutzung von *grünem* Wasserstoff, der auf

Basis erneuerbaren Stroms erzeugt wird. Besonders ausgeprägt ist der Fokus auf grünen Wasserstoff dabei in der EU. Kurz- bis mittelfristig (bis etwa 2030) werden von vielen Staaten jedoch auch andere Arten von Wasserstoff als Möglichkeit angesehen, um die erforderlichen H₂-Mengen bereitzustellen, die Technologiekosten zu senken und die Verbreitung des alternativen Energieträgers zu unterstützen. *Blauen* Wasserstoff, der fossil mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (*Carbon Capture and Storage, CCS*) produziert wird, sehen rund die Hälfte der untersuchten Strategien nicht nur bis 2030, sondern auch längerfristig als Teil der Lösung an, insbesondere in Asien. Auch *grauer* Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen wird in einigen Ländern, wie Russland und Südkorea, noch auf unbestimmte Zeit eine Rolle spielen.

Industrie und Verkehr als erste Zielsektoren

Als wichtige Einsatzfelder für Wasserstoff identifizieren die analysierten Strategien insbesondere den Verkehr und die Industrie. Der Verkehrssektor stellt in allen Plänen einen relevanten Zielsektor dar, jedoch regional mit unterschiedlichen Schwerpunkten. Japan, Südkorea und China schreiben Brennstoffzellenfahrzeugen bspw. in al-

Abbildung 2.23: H₂-Arten nach Zeithorizonten und Staaten



* In Russland 2050 v.a. basierend auf Kernenergie

Quelle: Weltenergieat – Deutschland e.V./Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

len Sektoren des Straßenverkehrs eine wichtige Rolle zu, auch im Pkw-Bereich. Die europäischen Strategien beabsichtigen bislang eher, den Wasserstoff in schweren Nutzfahrzeugen und Bussen einzusetzen. In einigen H₂-Plänen werden auch grüne synthetische Kraftstoffe (*e-fuels*) als Option genannt, etwa in Bereichen, in denen die direkte Nutzung von Strom schwierig oder nicht wettbewerbsfähig ist, wie dem Luft- und Seeverkehr. Sie lassen sich ohne größere Modifikationen in den bestehenden Otto- und Dieselmotoren nutzen und bieten auch kurzfristig eine Perspektive für die Dekarbonisierung. Anders als etwa in den spanischen, italienischen und europäischen Strategien, betrachten einzelne asiatische Staaten, wie Japan und Südkorea, kurzfristig auch den Wärmemarkt als bedeutenden Anwendungsbereich für Wasserstoff.

Raffinerien und die Chemieindustrie werden sich mittelfristig zu Treibern für die ersten großen H₂-Märkte entwickeln.

Neben dem Verkehr gilt die Industrie als ein zentraler Sektor für die Nutzung von sauberem Wasserstoff und dessen Folgeprodukten, vor allem in Ländern mit ausgeprägter Industrieproduktion und ambitionierten Emissionsreduktionszielen. Wasserstoff spielt in der chemischen und petrochemischen Industrie sowie in Raffinerien bereits heute eine Rolle als Ausgangsstoff für eine Vielzahl von Produkten und Prozessen. Beispielhaft lässt sich hier die Herstellung von Ammoniak, Methanol und anderen Chemikalien nennen. Bislang wird der Wasserstoff hauptsächlich fossil gewonnen, etwa aus Erdgas. Der schrittweise Ersatz des auf fossilen Ausgangsstoffen basierenden Wasserstoffs durch sein grünes oder CO₂-

armes Pendant im Industriebereich wird in vielen nationalen H₂-Plänen skizziert. Es ist davon auszugehen, dass die Raffinerien und die Chemieindustrie sich mittelfristig zu Treibern für die ersten großen H₂-Märkte entwickeln werden.

Die geopolitische Dimension

Die Erzeugung und der Verbrauch von Wasserstoff fallen geografisch nicht immer zusammen. Es zeichnet sich bereits ab, dass viele Staaten ihren Verbrauch an grünem Wasserstoff nicht durch die eigenen Erzeugungskapazitäten decken können, etwa aufgrund limitierter Erneuerbarer-Energien-Potenziale. Der Aufbau eines globalen Markts für Wasserstoff bietet hier große Chancen für internationale Kooperationen, Handelsbeziehungen und die Etablierung neuer Wertschöpfungsketten.

Dicht besiedelte Länder mit großem Energiebedarf und hoher Bevölkerungsdichte, wie Deutschland, Japan und Südkorea, rechnen damit, einen erheblichen Teil ihres H₂-Bedarfs mittel- und langfristig importieren zu müssen. Da hierfür einerseits der Aufbau entsprechender Produktionskapazitäten in den Exportstaaten und andererseits der damit verbundenen logistischen Infrastruktur nötig ist, wird der Transport und Import von Wasserstoff substantielle Investitionen erfordern. Die ersten Export-/Importbeziehungen werden deshalb voraussichtlich auf (längerfristigen) zwischenstaatlichen Abkommen beruhen, um so die Risiken für das eingesetzte Kapital zu begrenzen. In Regionen mit einem hohen Aufkommen an erneuerbaren Energien ergeben sich in diesem Zusammenhang große Wachstums- und Entwicklungspotenziale durch den Aufbau einer eigenen H₂-Wirtschaft oder H₂-Exporte. Auch für traditionelle Lieferländer konventioneller, fossiler Energieträger können sich durch ei-

ne Umstellung der Produktion auf Wasserstoff interessante Geschäftsmodelle ergeben. Der künftige H₂-Handel kann damit bedeutende industrie- und geopolitische Auswirkungen haben.

➤ Weltweit werden bereits erste H₂-Partnerschaften geschlossen.

Etablierung internationaler H₂-Partnerschaften

Der Grundstein für grenzüberschreitende Energiepartnerschaften zu Wasserstoff wird bereits heute gelegt. In den vergangenen Monaten hat sich weltweit eine Reihe bi- und trilateraler H₂-Beziehungen gebildet. Die Bandbreite der Vereinbarungen reicht dabei von anfänglichen Gesprächen über eine mögliche Zusammenarbeit, über Absichtserklärungen (*Memorandum of Understanding*) zwischen Ländern wie Deutschland und Tunesien, den Niederlanden und Portugal oder Südkorea und Israel bis hin zu konkreten Kooperationsprojekten. Zu nennen ist hier etwa das *Hydrogen Energy Supply Chain (HESC)-Pilotprojekt* zwischen Australien und Japan, bei dem Wasserstoff im australischen Bundesstaat Victoria produziert und per Schiff nach Japan transportiert werden soll. Der Wasserstoff soll dabei aus Braunkohle gewonnen werden. Es ist geplant, die dabei anfallenden CO₂-Emissionen abzuscheiden und mithilfe der CCS-Technik unter dem Meeresboden zu lagern, um blauen Wasserstoff zu gewinnen.

Ein weiteres zwischenstaatliches Projekt ist *HySupply*. Ziel der im Jahr 2020 begründeten und auf zwei Jahre angelegten deutsch-australischen Zusammenarbeit ist die Identifizierung und Analyse möglicher Geschäftsmodelle für die Lieferung von grünem Wasserstoff zwischen beiden Industriestaaten. Anhand einer Machbarkeitsstudie sollen in diesem Zusammenhang alle Wertschöpfungsstufen der H₂-Wirtschaft dargestellt werden, von der Produktion über den Transport bis hin zur Nutzung des alternativen Energieträgers. Mit dem Projekt wird gleichzeitig beabsichtigt, das Fundament für eine längerfristige bilaterale H₂-Partnerschaft zwischen Deutschland und Australien zu legen. Die Bundesregierung ist darüber hinaus bspw. auch an der Umsetzung des Projekts *Haru Oni* in Chile beteiligt, welches die Generierung von erneuerbarem Wasserstoff mit Weiterverarbeitung in *Power-to-X*-Kraftstoffe in Chile testen wird.

Auffällig ist, dass sich die Kooperationsbeziehungen bislang schwerpunktmäßig auf einige wenige Länder konzentrieren. Besonders viele internationale H₂-Partner-

schaften sind bis dato Japan, Südkorea, Deutschland und Australien eingegangen. Während es sich bei den ersten drei Ländern um voraussichtliche Nettoimporteure von Wasserstoff handelt, strebt Australien, entsprechend seiner nationalen H₂-Strategie von November 2019, eine Vorreiterstellung beim Export von CO₂-armem Wasserstoff auf dem Weltmarkt an. Geopolitische Überlegungen spielen in den Regierungsstrategien aller vier Länder eine Rolle. Deutschland hat Ende 2020 sogar eigens ein Instrument namens H2Global ins Leben gerufen, das 2021 seine Arbeit aufnehmen soll. Ziel dieses Programms ist der Import von grünem Wasserstoff sowie die Beförderung von dessen Markthochlauf, etwa durch Errichtung entsprechender Produktionsanlagen.

➤ In der EU ist 2020 das *Important Project of Common European Interest (IPCEI)* zu Wasserstoff gestartet, an dem sich 22 EU-Staaten und Norwegen beteiligen.

Auf regionaler Ebene ist im Dezember 2020 zudem das *Important Project of Common European Interest (IPCEI) Hydrogen* lanciert worden, mit welchem der Markthochlauf für H₂-Technologien innerhalb der EU entlang der gesamten Wertschöpfungs- und Nutzungskette unterstützt werden soll. Bei IPCEIs handelt es sich um integrierte Vorhaben von europäischem Interesse, an denen mindestens zwei Mitgliedstaaten beteiligt sind und die mithilfe öffentlicher Fördermittel einen Beitrag zu Wettbewerbsfähigkeit, Wachstum und Beschäftigung leisten sollen. Bislang unterzeichneten 22 EU-Mitgliedstaaten und Norwegen eine entsprechende Absichtserklärung für die zwischenstaatliche Kooperation im H₂-Bereich rund um die Themen Erzeugung, Transport und Nutzung.

Fazit und Ausblick

Bei Wasserstoff handelt es sich um ein globales Thema. Das beweist die große Anzahl an nationalen H₂-Strategien, die in den letzten Monaten veröffentlicht worden ist. Das H₂-Thema hat gleichzeitig erhebliche Implikationen für die Geopolitik sowie für die Ausgestaltung der globalen Wertschöpfungsketten. Länder mit begrenzten EE-Potenzialen, aber einem hohen künftigen H₂-Bedarf, werden einen Großteil des benötigten Wasserstoffs importieren müssen. Im Umkehrschluss ergeben sich dadurch für Staaten mit günstigen Standorten für die Erneuerbaren-Produktion ökonomische Chancen durch

Abbildung 2.24: Weltkarte multinationaler H₂-Partnerschaften

Quelle: Weltenergieerat – Deutschland e. V./Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

den Export von EE-Strom, Wasserstoff und seinen Derivaten oder die Errichtung einer eigenständigen H₂-Wirtschaft. Neue Technologieführer könnten sich auf dem Weltmarkt etablieren. Die ersten zwischenstaatlichen Partnerschaften zu Wasserstoff wurden bereits begründet, bislang vor allem auf bi- und trilateraler Ebene. Es steht zu vermuten, dass ihre Anzahl künftig weiter rasant steigen wird, ebenso wie die Zahl der nationalen H₂-Pläne. Die Weltenergieerat-Studie geht davon aus, dass die Länder mit eigener H₂-Strategie bis 2025 über 80 % des globalen Bruttoinlandsproduktes repräsentieren werden.

➤ **Länder mit eigener H₂-Strategie werden bis 2025 voraussichtlich über 80 % des globalen Bruttoinlandsproduktes repräsentieren.**

Bislang lässt sich jedoch allenfalls die Entwicklung nationaler und regionaler H₂-Märkte beobachten. Ein Beispiel hierfür ist die EU. Die Herausbildung eines Weltmarkts für Wasserstoff wird laut Studienergebnissen aktuell durch eine Reihe von Faktoren behindert. Die bislang skizzierten Maßnahmen in den nationalen H₂-Strategien greifen häufig zu kurz. Sie legen den Fokus oft auf die Formulierung von Zielen für eine umweltfreundliche H₂-Produktion und die Entwicklung entsprechender Technologien, weniger auf Instrumente für die Zielerreichung.

Werden konkrete Maßnahmen genannt, konzentrieren sie sich besondere auf den Bereich Forschung und Innovation. Dieser ist zwar weiterhin von Bedeutung, er wird voraussichtlich jedoch nicht die notwendige Kommerzialisierung und Skalierung befördern. Der Markthochlauf für H₂-Technologien wird in wesentlichem Maße von der Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff gegenüber anderen Energieträgern abhängen. Befördern ließe sich diese etwa durch die Schaffung sektoraler Quoten für Wasserstoff und dessen Derivate sowie eine stärkere Differenzierung der Bepreisung von Energieträgern nach ihrem CO₂-Gehalt. Auch eine verlässliche Senkung der Betriebskosten durch eine verstärkte OPEX-Förderung könnte langfristig Investitionssicherheit schaffen und damit einen Beitrag zur Etablierung von H₂-Technologien leisten. Mit Blick auf den internationalen H₂-Handel bedarf es entsprechend der Weltenergieerat-Studie zudem einheitlicher und allgemein anerkannter Kriterien für die Zertifizierung von grünem oder CO₂-armem Wasserstoff, mit der sich die Qualität des Gases nachweisen lässt.

2.4 Nutzung und Speicherung von CO₂ im tiefen Untergrund – der globale Status quo

- Die Abscheidung und Speicherung von CO₂ spielt eine wichtige Rolle in vielen Energieversorgungsszenarien.
- Die Wirtschaftlichkeit von Carbon Capture and Storage (CCS) stellt bislang ein wesentliches Hemmnis beim Einsatz der Technologie dar.
- Norwegen hält eine Führungsrolle in Europa.

Politischer Rahmen

Obwohl die Abscheidung und Speicherung von CO₂ in vielen globalen und nationalen Szenarien (z. B. Agora Energiewende 2020⁸) für unverzichtbar oder als günstige Klimaschutzoption angesehen wird, war sie in Deutschland und vielen anderen europäischen Ländern in den vergangenen Jahren keine nachdrücklich verfolgte oder politisch unterstützte Option. Zum Umgang mit dem abgeschiedenen CO₂ stünden dennoch verschiedene Optionen zur Verfügung (vgl. hierzu auch *Energie für Deutschland 2019*, Art. 3.3). Mehrere industrielle Speichervorhaben in Deutschland wurden aus diversen Gründen vor etwa zehn Jahren aufgegeben. Das letzte Pilotvorhaben zur CO₂-Speicherung auf dem europäischen Festland, im spanischen Hontomin, wurde 2020 eingestellt. Trotz der geschilderten Rückschläge hat in

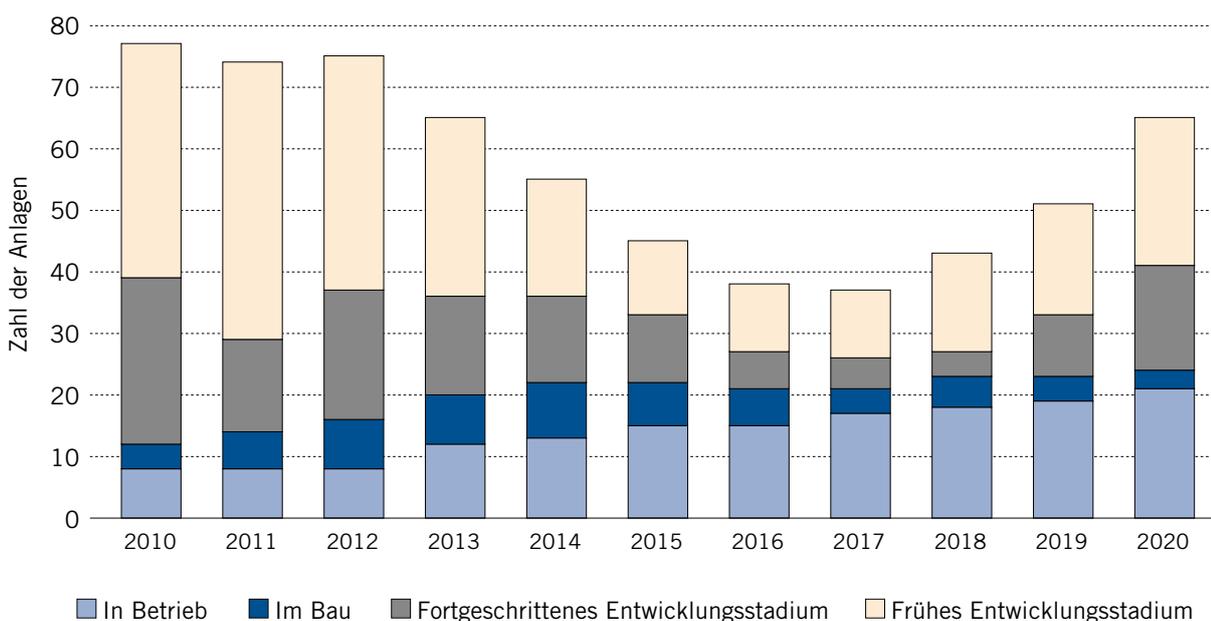
den letzten beiden Jahren in Europa und auch der Welt das Interesse an der CO₂-Abscheidung und -Speicherung (*Carbon Capture and Storage, CCS*), der Abscheidung und Nutzung (*Carbon Capture and Utilization, CCU*) sowie der Kombination der beiden Möglichkeiten (*CCUS*) wieder zugenommen.

➤ Das Interesse an der CO₂-Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung hat weltweit zugenommen.

Das Global CCS Institute (GCCSI), ein internationaler Think Tank von Regierungen, Unternehmen und Organisationen, der die Speicherung von CO₂ befördern möchte, verzeichnete für 2020 in seinem jährlichen Statusbe-

⁸ Vgl. Prognos AG/Öko-Institut e.V./Wuppertal Institut, Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, Berlin 2020.

Abbildung 2.25: Überblick über CCUS-Großanlagen in Betrieb und Entwicklung



Quelle: Internationale Energieagentur (IEA)

richt⁹ 26 kommerzielle CCS-Speicherprojekte im Betrieb sowie 16 Projekte im Bau oder fortgeschrittenem Planungsstadium. Der Großteil dieser Vorhaben befindet sich in Nordamerika und Europa. Aber auch in Australien, Brasilien, China und den Golfstaaten wird bereits CO₂ gespeichert. Anlagen zur Erdgasaufbereitung dominieren bei den CO₂-Quellen. Weitere Industriezweige, wie Zementwerke oder Müllverbrennungsanlagen, sollen in den nächsten Jahren hinzukommen.

Das gestiegene Interesse in Europa an CCS und CCUS ist auf verschiedene Ursachen zurückzuführen. Die schwedische Klimaschutzaktivistin Greta Thunberg gehört an dieser Stelle gewürdigt. Mit ihrem Engagement gab sie den Anstoß für die globale Bewegung *Fridays for Future*, die sich allgemein für schnelle, effiziente und umfassende Klimaschutzmaßnahmen einsetzt. Sie bewirkte in der Folge mehr öffentliche und politische Aufmerksamkeit als fundierte Forschung oder umfangreiche Studien, die zahllose mahnende Wissenschaftler in den vergangenen Jahrzehnten publizierten. Zu erwähnen sind hier etwa die Sachstandsberichte und Prognosen des Weltklimarates (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC). Der Klimawandel hat sich, ungeachtet der wissenschaftlichen Erkenntnisse und Klimaschutzmaßnahmen, jedoch fortgesetzt und beschleunigt. Die Dringlichkeit des Handelns, wie bereits 1992 auf dem Umweltgipfel der Vereinten Nationen in Rio de Janeiro eingefordert, ist nun vielen ins Bewusstsein gerückt und führt zu einem verstärkten Bemühen um Umwelt- und Klimaschutzmaßnahmen, einschließlich CC(U)S. Bis zur COVID-19-Pandemie im Februar 2020 war der Themenkomplex Umwelt-Klima-Energiewende laut Agora Energiewende das meistgenannte politische Problem in Deutschland.

➤ Norwegen ist Vorreiter bei der CO₂-Speicherung in Europa.

In Europa ist Norwegen Vorreiter und Vorbild für die CO₂-Speicherung bei den Nordseeanrainern und darüber hinaus. Staat und Unternehmen bieten sich schon lange als Entsorger für CO₂ aus den Anrainerstaaten der Nordsee an. Norwegen hat weltweit die längste Erfahrung in der CO₂-Speicherung, es verfügt über große Speicherkapazitäten vor der Küste unter dem Boden der Nordsee und selbst über vergleichsweise geringe CO₂-Emissionen. Die Öffentlichkeit und Umweltorganisationen sind CCS gegenüber zudem weitgehend positiv eingestellt. Ingenieur-

re der norwegischen Öl- und Gasindustrie verfügen über lange Erfahrung mit technischen Anlagen am Meeresboden und auf Plattformen. Die vorhandene Infrastruktur kann zum Teil für die CO₂-Speicherung weitergenutzt werden. Als einziges Land in Europa konnten in Norwegen in den letzten beiden Jahrzehnten neue CO₂-Speicherprojekte umgesetzt werden: Im *Snohvit*-Feld in der Barentssee sowie im Rahmen des CO₂-Transport- und Speicherprojekts *Northern Lights*, welches einen Speicher erkundet, in dem die CO₂-Speicherung 2024 beginnen soll. *Northern Lights* ist Teil des norwegischen *Langskip* (auch *Longship*)-Projekts, welches die Abscheidung, den Transport und die Speicherung von CO₂ zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen in Norwegen umfasst. Ende 2020 genehmigte das norwegische Parlament die Finanzierung des Projekts. Kapazitäten für eine nachfolgende Erweiterung des *Northern Lights*-Projekts zur Aufnahme von CO₂ aus anderen Quellen oder Ländern sind hier bereits mit eingepplant.

CCS – ein Weg zur Klimaneutralität

Nachdem Japan Ende 2017 den Anfang mit einer nationalen Wasserstoffstrategie machte, folgten 2020 andere Länder, wie Deutschland, Spanien, die Niederlande, Chile, Kanada sowie auch die Europäische Union (EU) mit einem eigenen Strategiepapier zu Wasserstoff (H₂). Neben *grünem* Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen, soll in vielen Ländern und Regionen auch *blauer* Wasserstoff aus fossilen Energieträgern, unter Abspaltung und Speicherung von CO₂, gewonnen werden. Japan plant etwa, blauen Wasserstoff aus dem Südosten Australiens zu importieren, Deutschland aus der Nordseeregion. In beiden Regionen gibt es neben den fossilen Energieträgern Kohle und Erdgas auch Speichermöglichkeiten für CO₂, die bei einer Erzeugung standortnah genutzt werden könnten. CCUS ist auch integraler Bestandteil der US-amerikanischen Wasserstoffpläne, die auf einheimische fossile und erneuerbare Energierohstoffe setzen. Auch im Vereinigten Königreich sind Anlagen zur Wasserstoffherzeugung aus Erdgas und die Speicherung von CO₂ in erschöpften Erdgasfeldern vor der Küste geplant.

Nach dem in etlichen Ländern begonnenen Ausstieg aus der Kohlenutzung wird auch die Nutzung von Öl und Gas langsam zunehmend infrage gestellt. Somit stellt sich auch für die Up-Stream-Unternehmen der Kohlenwasserstoffindustrie verstärkt die Frage nach einer klimaschonenden Weiterförderung aus ihren Lagerstätten oder der Nachnutzung ihrer Betriebe, Felder, Infrastruktur und Fachkräfte. Die Nachnutzung vorhandener technischer Infrastruktur, wie z. B. von Pipelines sowie er-

⁹ Vgl. Global Carbon Capture and Storage Institute Ltd (GCCSI), Global Status of CCS 2020, Melbourne 2020.

schöpfer Lagerstätten als Speicher, könnte ein zukünftiges Geschäftsfeld werden, wie etwa die *Acorn-* und *SAPLING-Projekte* an der schottischen Nordseeküste zeigen. In den beiden Projekten wurde die Machbarkeit der Nachnutzung von Pipelines und Plattformen zur Speicherung von CO₂, welches an Land bei der Erdgasaufbereitung und H₂-Erzeugung abgeschieden werden könnte, in Lagerstätten und Speichergesteinen vor der Küste untersucht.

CCS- und CCUS-Projekte entwickeln sich derzeit in Netzwerke, in denen mehrere Quellen und Senken über gemeinsame Transportmöglichkeiten miteinander verknüpft werden.

Wie andere technische Infrastruktur auch, begann CCS mit der Verknüpfung zweier Orte bzw. Anlagen: einer Anlage zur CO₂-Abscheidung und einem CO₂-Speicher.

CCS- und CCUS-Projekte entwickeln sich derzeit in Netzwerke, in denen mehrere Quellen und Senken über gemeinsame Transportmöglichkeiten miteinander verknüpft werden. Nach Konzeptvorschlägen und Machbarkeitsstudien für CCS-Cluster, vernetzt mit unterschiedlichen Sektoren, sind nun vermehrt konkrete techno-ökonomische Planungen von Umschlagplätzen oder Pipelines zu verzeichnen. Mit der *Alberta Carbon Trunk Line* in Kanada wurde z. B. der Grundstein für ein umfassendes CCUS-System gelegt. Die Pipeline verbindet zunächst zwei benachbarte Industrieanlagen, an denen CO₂ abgeschieden wird, mit Öllagerstätten. Dort wird das CO₂ zur Ausbeutesteigerung genutzt. Die Rohrleitung ist für die zehnfache Transportkapazität ausgelegt, sodass der Betreiber die Transportdienstleistung für weitere CO₂-Emittenten und Abnehmer in den Ölfeldern anbieten kann. Auch das Langskip-Projekt soll CO₂ mehrerer Emittenten aufnehmen, transportieren und speichern. Netzwerke ermöglichen Kostensenkungen und mehr Flexibilität, u. a. durch den CO₂-Transport mit Schiffen, der bei großen Entfernungen und kleineren CO₂-Mengen günstiger als der Transport über Rohrleitungen ist. Größere CO₂-Tankschiffe sind in der Planung sowie bereits im Bau. Weitere

Abbildung 2.26: Überblick über CCS-Projekte weltweit



- Kommerzielle CCS-Anlagen in Betrieb und Bau
- Kommerzielle CCS-Anlagen in Entwicklung
- Betrieb ausgesetzt
- Pilot- und Demonstrationsanlagen in Betrieb und Entwicklung
- Pilot- und Demonstrationsanlagen fertiggestellt

Quelle: Global CCS Institute (GCCSI)

integrierte CCS-Infrastrukturcluster sind in Irland, den Niederlanden, Schweden, im Vereinigten Königreich sowie in den USA, in Australien, Brasilien und China vorgesehen.

Die EU stellt Weichen, welche die Speicherung von CO₂ in Europa voranbringen können.

Auch die EU stellt Weichen, welche die Speicherung von CO₂ in Europa voranbringen können. Der 2019 von der EU-Kommission verkündete *Green Deal* muss zwar noch in konkrete Maßnahmen umgesetzt werden, benennt aber u. a. CCUS als Maßnahme zur Umsetzung der europäischen Wasserstoffstrategie und zum Erreichen der Klimaneutralität in Europa. Auch im Text zum europäischen Klimagesetz, auf das sich die Kommission, der Rat und das Parlament der EU im April 2021 geeinigt haben, finden CCS und CCU Erwähnung. Die Verknappung der Zertifikate in der vierten Handelsperiode des europäischen Emissionshandels (EU ETS) hat Anfang 2021 zu einem weiteren Anziehen der Preise für CO₂-Zertifikate geführt. In Deutschland kommt seit Anfang 2021 zudem der nationale Zertifikatehandel für die Emissionen fossiler Brenn- und Kraftstoffe im Wärme- und Verkehrssektor hinzu. Damit dürfte die Wirtschaftlichkeit von mehr CCS-Projekten in greifbare Nähe rücken.

Die EU-Kommission förderte im Jahr 2020 insgesamt sechs gemeinsame Infrastrukturprojekte (*Projects of Common Interest*) in West- und Nordeuropa, die den Aufbau einer länderübergreifenden Infrastruktur für den Transport von abgedichtetem CO₂ beinhalten und CO₂-Quellen mit geologischen Speichern verbinden sollen. 2020 konnten sich CCS-Großprojekte zudem um Fördermittel aus dem *Innovation Fund* der EU bewerben, der die kommerzielle Demonstration innovativer kohlenstoffarmer Technologien unterstützt. Die Auswahl der Projekte ist bis Ende 2021 vorgesehen.

Mit der Anpassung des Londoner Protokolls wurde der Weg für grenzüberschreitende marine CO₂-Transport- und Speicherprojekte freigemacht.

Für Europa von Bedeutung ist auch, dass die Internationale Seeschiffahrts-Organisation (International Maritime

Organization, IMO) Ende 2019 mit einer Anpassung des *Londoner Protokolls zum Übereinkommen über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen* den Weg für grenzüberschreitende marine CO₂-Transport- und -Speicherprojekte freigemacht hat. Die Ratifizierung von deutscher Seite ist in Arbeit.

Nachdem bereits der Flugverkehr in den europäischen Emissionshandel einbezogen wurde, könnten weitere Sektoren folgen. Seeschiffe müssen bereits ihre Emissionen berichten. Eine erste Anlage zur CO₂-Abscheidung auf Schiffen, die in Japan gebaut wird, soll noch in diesem Jahr fertiggestellt werden. Mittelfristig könnten auch für die Emissionen aus diesen Quellen Nutzungs- und Speicherungsoptionen benötigt werden – insbesondere für CO₂ aus der Nutzung von Biomasse, da die Notwendigkeit des Entzugs von CO₂ aus der Atmosphäre und dessen Speicherung (Bioenergie-CCS, BECCS oder direkter Entzug) in vielen Prognosen und Szenarien für die zweite Hälfte des Jahrhunderts als unvermeidbar angesehen wird.

Zögerliche Trendwende in Deutschland

In Deutschland sind die Anzeichen für eine Trendwende bei der Speicherung von CO₂ noch verhalten. Das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz erlaubt derzeit keine Beantragung von CO₂-Speichern. Die Bundesregierung sah in ihrem Bericht an das Parlament vom Dezember 2018 keinen Handlungsbedarf, das Gesetz zu ändern. Die CO₂-Speicherung wird im deutschen Klimaschutzprogramm 2030 jedoch zumindest als letzte Option für unvermeidbare Emissionen aus der Grundstoffindustrie genannt, sofern deren Nutzung nicht möglich ist. Denn bei Raffinerien, der Stahlerzeugung, in der chemischen Industrie oder in Zementwerken fallen prozessbedingt schwer vermeidbare CO₂-Emissionen an, für die Nutzungs- oder Speichermöglichkeiten gesucht werden. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unterstützt ab 2021 im Rahmen eines Förderprogramms zunächst die Forschung zur CO₂-Abscheidung und -Nutzung in der Grundstoffindustrie. Bald sollen auch die Bedingungen zur Förderung von CCS- oder CCU-Demonstrationsprojekten bekannt gegeben und ein Dialogprozess zu CCS begonnen werden. Die Bundesregierung präferiert laut Klimaschutzprogramm 2030 eine europäische Zusammenarbeit bei der Speicherung in tiefen Gesteinsschichten unterhalb der Nordsee. Der 2019 von Bund und norddeutschen Ländern gegründete Deutsche Allianz Meeresforschung e. V. schrieb im Mai 2020 eine

entsprechende Forschungsmission *Marine Kohlenstoff-speicher als Weg zur Dekarbonisierung* aus.

Die Branchen mit prozessbedingten CO₂-Emissionen und die Unternehmen der Öl- und Gasindustrie sind als mögliche Speicherbetreiber daran interessiert, CO₂-Speicheroptionen für Deutschland weiter zu verfolgen, z. B. als Teil der CO₂-Roadmap für die deutsche Zementindustrie.¹⁰ Die Fortschritte und staatliche Förderung auf dem Weg zur Realisierung von CO₂-Speichervorhaben in den benachbarten Nordseeanrainerstaaten Belgien, Dänemark, Niederlande, Norwegen und dem Vereinigten Königreich haben, nach der Aufgabe der Speichererkundung vor der Küste Schleswig-Holsteins im Jahr 2009, nun zu neuem unternehmerischen Interesse an Speichermöglichkeiten im deutschen Nordseesektor geführt.

CCUS-Optionen

CCU, also die CO₂-Abscheidung und Nutzung, ist die bevorzugte Option der Bundesregierung und vieler CO₂-Emittenten, aber die bisherigen Potenziale zur Nutzung sind begrenzt und würden nur für einen Bruchteil der derzeitigen CO₂-Emissionen ausreichen. Bei der Nutzung von CO₂ wird dieses, verglichen mit der Speicherung im tiefen Untergrund, meist nur für eine kurze Zeit in Produkten gebunden, bevor es in die Atmosphäre gelangt. Die Kohlenstoffkreislaufwirtschaft muss derzeit noch als Wunschdenken angesehen werden: Sie ist aufgrund der inhärent geringen Energieeffizienz, die mit den vielen Umwandlungsschritten und Stoffverlusten verbunden ist, und angesichts des Aufbaus der erforderlichen Infrastruktur, keine konkurrenzfähige Alternative zu CCS und CCUS. Die direkte Nutzung von Strom, Biomasse und Wasserstoff würde zudem den Umweg über kohlenstoffhaltige Energieträger überflüssig machen. Daher erscheint derzeit immer noch die Speicherung in tiefen Gesteinsschichten die sinnvollere Option zu sein. Die Abscheidung von festem Kohlenstoff statt gasförmigem CO₂ ist in der Entwicklung und könnte damit in Zukunft eine Alternative zur Speicherung im tiefen Untergrund darstellen. Die Pyrolyse von Methan aus Erd- oder Biogas zur H₂-Erzeugung kommt hier in Betracht, wobei auch entsprechende Lösungen zur Nutzung oder Deponierung des Kohlenstoffs entwickelt werden müssten.

¹⁰ Vgl. Verein Deutscher Zementwerke e.V., Deutsche Zementindustrie auf dem Weg in eine CO₂-freie Zukunft, abrufbar unter <https://www.vdz-online.de/aktuelles/deutsche-zementindustrie-auf-dem-weg-in-eine-co2-freie-zukunft> (zuletzt abgerufen am 19.04.2021).

CCS ist allein meist nicht wirtschaftlich

Die hohen Kosten der CO₂-Abscheidung und -Speicherung sowie die mangelnde politische Flankierung waren bisher ein wesentliches Hemmnis für den breiten Einsatz der Technologie. Nur dort, wo sich wirtschaftliche Projekte realisieren ließen, wurde in der Vergangenheit CO₂ abgeschieden und gespeichert. Die Kosten für die Abscheidung und Speicherung variieren je nach Anlage, Technologie, Region und Speichertyp zwischen ca. 50 bis 100 €/t CO₂ sowie darüber hinaus. Generell dürften die Kosten für die CO₂-Abscheidung aber perspektivisch sinken. Für weniger als 40 €/t erscheint heute schon die Abscheidung an existierenden Kohlekraftwerken möglich.

Den Kosten für die Abscheidung und Speicherung steht der gesamtgesellschaftliche Nutzen aufgrund verminderter Schäden durch den Klimawandel gegenüber. Durch geeignete volkswirtschaftliche Maßnahmen kann dieser Nutzen den Betrieb ökonomisch tragfähiger CCS-Projekte ermöglichen. Die Wirtschaftlichkeit könnte sich aus Steuerersparnissen ergeben, so wie bei dem weltweit ersten CO₂-Speicher im norwegischen Erdgasfeld *Sleipner*, oder aus dem Handel mit Emissionszertifikaten. Mittlerweile gibt es in vielen Ländern und Regionen der Erde CO₂-Steuern und/oder Emissionshandelssysteme für CO₂. Die Weltbank verzeichnete in einem Bericht von Mai 2021 weltweit 67 CO₂-Preismechanismen (Emissionshandelssysteme und CO₂-Steuersysteme), die entweder bereits umgesetzt oder in Planung sind.¹¹ Die Preise für CO₂-Zertifikate im Rahmen von Emissionshandelssystemen variieren dabei stark von unter 1 USD bis zu 120 USD/t CO₂-Äquivalent (CO₂-Äq) in Schweden. Sie sind aber oft nicht ausreichend, um allein die Kosten für CCS abzudecken. Bei den derzeitigen CCS- und CCUS-Projekten ermöglichen meist mehrere Faktoren deren wirtschaftlichen Betrieb, z. B. niedrige Abscheidungskosten und die Speicherung und Nutzung in Ölfeldern zur Ausbeutesteigerung.

➤ Bei etwa 83 % der großen Projekte mit CO₂-Speicherung ist die Ausbeutesteigerung von Öllagerstätten (*enhanced oil recovery, EOR*) durch CO₂-Injektion Teil des Geschäftsmodells.

¹¹ Vgl. World Bank, State and Trends of Carbon Pricing 2021, Washington D.C. 2021, S. 21.

Da Steuerersparnisse und Emissionszertifikate die Kosten für CCS meist nicht vollständig ausgleichen und die Kosten aus Wettbewerbsgründen auch nicht den Endverbrauchern auferlegt werden dürften, sind in der vom GCCSI geführten Liste, trotz einiger CCS-Projekte und -Vorhaben, sog. CO₂-EOR-Projekte auch in den nächsten Jahren die vorherrschende Speicheroption. Bei etwa 83 % der großen Projekte mit CO₂-Speicherung ist laut GCCSI die Ausbeutesteigerung von Öllagerstätten (*enhanced oil recovery*, EOR) durch die Injektion von CO₂ zur Ölgewinnung Teil des Geschäftsmodells. EOR als alleinige Geschäftsgrundlage ist aber bei den derzeitigen Ölpreisen und angesichts der Kosten für die Beschaffung von CO₂ kaum wirtschaftlich. Einige Unternehmen in den USA, die sich auf EOR-Projekte spezialisiert hatten, mussten im vergangenen Jahr Insolvenz anmelden.

Lediglich fünf große CCS-Projekte beinhalten keine Ölgeschäfte, darunter das Decatur-Industrieprojekt in Illinois (USA), Sleipner und Snøhvit in Norwegen sowie das Shell Quest-Projekt in Kanada. Neben der Ausbeutesteigerung von Öllagerstätten gibt es nur wenige Projekte zur Ausbeutesteigerung von Erdgaslagerstätten mittels CO₂-Injektion, da dort der mit konventionellen Techniken erreichbare Ausbeutegrad der Reservoirs höher ist, als bei der Förderung des zähflüssigen und klebrigen Erdöls aus den Speichergesteinen. Derzeit ist hierzu ein kleines kommerzielles Projekt in der niederländischen Nordsee in Betrieb. Versuche zur Gewinnung von Flözgas aus nicht abbaubaren Kohleflözen oder von Gashydraten am Meeresboden durch CO₂-Injektion und damit verbundener Speicherung haben bisher keine industriellen Projekte nach sich gezogen, u.a., weil sie kostenintensiv und technisch schwierig zu realisieren sind.

➤ CCUS beinhaltet nicht nur Speicherung bei der Ausbeutesteigerung von Öllagerstätten.

Die Speicherung von CO₂ in salinaren Aquiferen ist mit dem Problem der geringen Kompressibilität des Porenwassers konfrontiert. Zu dessen Verdrängung aus dem Speicher sind hohe Drücke erforderlich, wodurch die Speichersicherheit beeinträchtigt bzw. die sicher speicherbare CO₂-Menge in einem Reservoir begrenzt sein können. Zudem wird eine Beeinträchtigung von Süßwässern durch verdrängtes Formationswasser befürchtet. Daher wird in einigen Projekten Formationswasser zum Druckmanagement aus dem Speicher gefördert und an anderer Stelle wieder re-injiziert. Die geförderten

Formationswässer könnten aber in Zukunft an Bedeutung für verschiedene Nutzungen gewinnen, die neben der Wirtschaftlichkeit von CCS-Projekten auch zu deren Akzeptanz beitragen könnten. Nutzbar wäre die im Formationswasser enthaltene Wärme, die, je nach Speichertiefe, für unterschiedliche Anwendungen direkt geothermisch genutzt werden könnte. Bei der Abkühlung der Wässer können verschiedene Minerale ausfallen, die einerseits technische Probleme verursachen können und entsorgt werden müssen. Auf der anderen Seite können sie aber auch wertvolle und begehrte Elemente in wirtschaftlich verwertbaren Konzentrationen enthalten, wie z. B. Jod, Brom, Bor oder Lithium, welches ein Schlüsselement für die angestrebte Elektromobilität darstellt. Darüber hinaus könnten geringer mineralisierte Formationswässer für die Entsalzung in semiariden Gebieten in Frage kommen und zur Bewässerung landwirtschaftlich genutzter Flächen dienen. Auch dabei fallen konzentrierte Laugen oder Minerale an, die genutzt oder entsorgt werden müssen.

Solche Technologien, die mit der Speicherung von CO₂ einen indirekten Nutzen verbinden, werden vermehrt diskutiert und in Machbarkeitsstudien und Laborversuchen untersucht. Bspw. wird die direkte Abscheidung von CO₂ aus der Luft und dessen Speicherung in einem Geothermieprojekt derzeit in Island erprobt. *Enhanced Water Recovery* wird für kohlereiche Regionen in den Steppen der inneren Mongolei oder den Halbwüsten Nordamerikas als sinnvolle Option vorgeschlagen und in Feldversuchen entwickelt.

Fazit

Die hohen Kosten für CC(U)S stellen nach wie vor ein Hemmnis beim Einsatz der Technologie dar. Das Fazit im ersten Halbjahr 2021 ist jedoch, dass eine leichte Brise das Ende der Flaute für CCS und CCUS in Europa anzeigt, und dass insbesondere in den Nordseerainernstaaten mit konkreten Speicherprojekten in den nächsten Jahren zu rechnen ist. In Deutschland kündigte Bundeswirtschaftsminister Peter Altmeier im Herbst 2020 etwa den baldigen Beginn des im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung vorgesehenen CCS-Dialogprozesses an. Auch auf globaler Ebene steigt das Interesse an CC(U)S-Lösungen mit Blick auf Klimaschutzermägungen, wie das Erreichen der Klimaneutralität. Viele Staaten weltweit planen zudem die Produktion von blauem Wasserstoff auf Basis fossiler Energien unter CO₂-Abscheidung und -Speicherung. In die Debatte um die Abscheidung, Speicherung und Nutzung von CO₂ ist damit weltweit Bewegung gekommen.

2.5 CO₂-Bepreisung im internationalen Vergleich

- **Die Bepreisung von CO₂ spielt weltweit eine zunehmend wichtige Rolle bei der Erreichung der Klimaneutralität.**
- **Die sehr unterschiedliche Ausgestaltung der Emissionshandelssysteme führt zu einer großen Bandbreite bei den Marktpreisen.**
- **Neben dem CO₂-Preis sind jedoch auch Energiesteuern zu beachten.**

Die Idee, über Marktpreise für CO₂ die Emissionsfrachten von Ländern oder Regionen zu senken, hat in den letzten Jahren – neben aller Kritik in Bezug auf die Wirksamkeit – zunehmend an Popularität gewonnen, da sie als geeignetes Instrument erscheint, Klimaziele möglichst kostengünstig zu erreichen. Zudem eröffnet die marktwirtschaftliche Lösung auch Vorteile im Hinblick auf einen länderübergreifend einheitlichen Preis, wie es die Europäische Union (EU) mit ihrem Emissionshandelssystem (*EU Emissions Trading System, EU ETS*) schon seit Jahren unter Beweis stellt.

CO₂-Bepreisungssysteme weltweit

Die Weltbank-Gruppe zählte in ihrem letzten Bericht zum Stand der globalen CO₂-Bepreisung aus 2021¹² 64 CO₂-Preismechanismen, die bereits umgesetzt sind. Dabei handelt es sich jeweils zur Hälfte um Emissionshandelssysteme (Emission Trading Systems, ETS) bzw. CO₂-Steuer-systeme. Erfasst von entsprechenden Mechanismen sind sowohl nationale als auch supranationale (EU ETS) und subnationale Rechtsräume, wie u. a. Bundesstaaten und Provinzen in Nordamerika. Die etablierten Systeme erfassen weltweit etwa 22 % der globalen Treibhausgasemissionen. Im Jahr davor waren es rund 15 %. Die Steigerung ist u. a. ein Ergebnis der Etablierung des nationalen Emissionshandelssystems in China, das im Februar 2021 eingeführt worden ist. Die Einführung von drei weiteren CO₂-Preisinitiativen ist in Planung.

Weltweit gibt es 67 CO₂-Preismechanismen, die bereits umgesetzt sind oder sich in Planung befinden.

Die Regierungen sammelten im Jahr 2020 insgesamt 53 Mrd. USD aus der CO₂-Bepreisung ein (gegenüber 45 Mrd. in 2019), wobei fast die Hälfte der Gelder für Umweltzwecke, wie die Finanzierung von Umweltprojekten, und mehr als 40 % im allgemeinen Budget genutzt wurden. Der Rest wurde für Steuererleichterungen oder direkte Transfers eingesetzt.

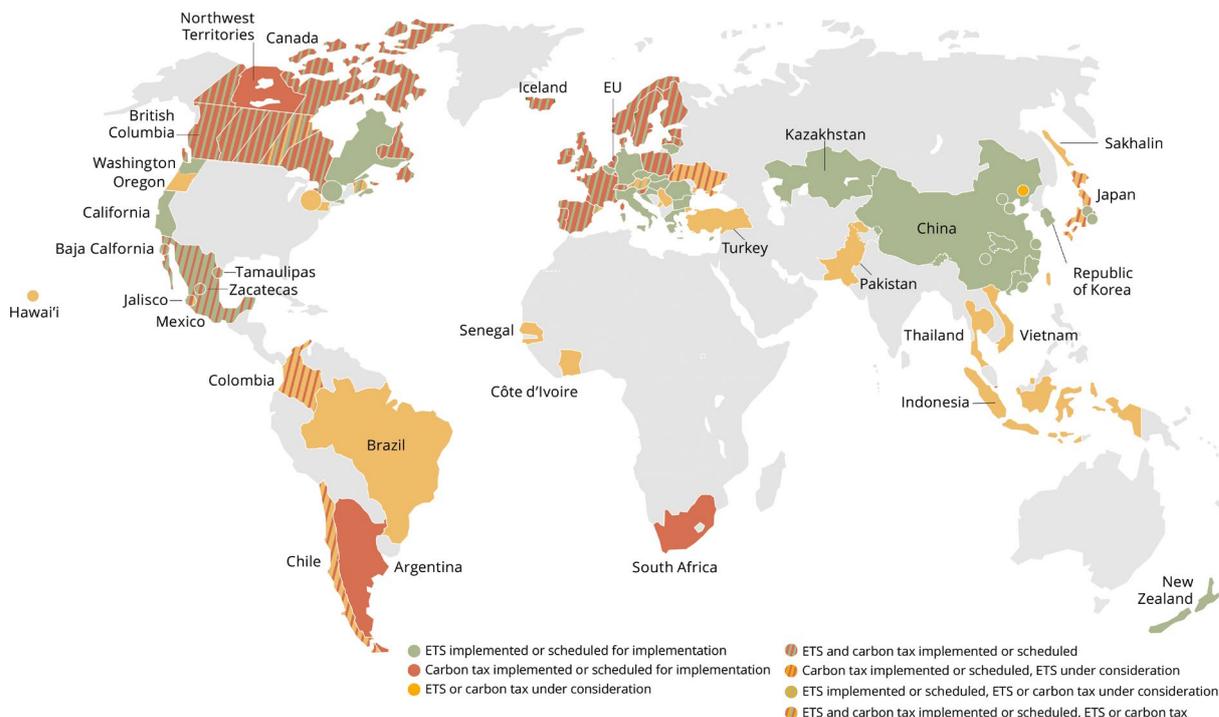
Die CO₂-Bepreisung wächst dabei auch über nationale und staatliche Grenzen hinweg: In Europa sind z. B. das Schweizer ETS und das EU ETS seit dem 1. Januar 2020 miteinander verbunden. Bereits seit 2008 gibt es das gemeinsam mit Norwegen, Island und Liechtenstein im Europäischen Wirtschaftsraum (EWR) organisierte EU ETS. Künftig könnte der EU ETS auch mit dem Emissionshandelssystem des Vereinigten Königreichs verbunden werden, das zum 01.01.2021 (infolge des EU-Austritts zum 31.01.2020) neu etabliert wurde.

Innerhalb einzelner EU-Mitgliedstaaten werden auch sich ergänzende Bepreisungsverfahren in Betracht gezogen: Deutschland hat etwa einen nationalen Brennstoffemissionshandel eingeführt, der Aktivitäten erfassen soll, die nicht bereits dem EU ETS unterliegen. Der deutsche Zertifikatehandel bepreist seit Anfang 2021 die Emissionen von fossilen Brenn- und Treibstoffen im deutschen Verkehrs- und Wärmesektor. Der CO₂-Preis startete 2021 zunächst mit 25 €/t CO₂ und soll laut dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) bis 2025 schrittweise auf 55 €/t CO₂ ansteigen. Einige EU-Mitglieder, wie Österreich, denken über die Einführung von CO₂-Steuern als Baustein zum Erreichen der Klimaneutralität nach. Die EU-Kommission hat zudem bereits eine Konsultation zur Frage durchgeführt, ob das EU ETS auf weitere Bereiche wie den Transport- und Wärmesektor ausgedehnt werden soll. Sie plant, einen Vorschlag für die Reform des ETS im 3. Quartal 2021 vorzulegen. Für dieses Jahr ist zudem eine Revision der EU-Energiesteuer-Richtlinie aus dem Jahr 2003 angekündigt.

Die Preise weisen global eine große Bandbreite auf: Von unter 1 USD/t CO₂ in der Ukraine bis zu 137 USD in der Spitze in Schweden. Die CO₂-Emissionszertifikate in der EU haben im Mai 2021 mit Notierungen von mehr als 50 €/t CO₂-Äq, entsprechend über 60 USD/t CO₂-Äq, Rekordstände erreicht, insbesondere als Konsequenz der vom Markt erwarteten Reduzierungen der Emissionsobergrenzen, die aus der Verschärfung des EU-Klimaziels auf –55 % bis 2030 im Vergleich zu 1990 resultieren. Zum Erreichen der Ziele des Klimaabkommens von Paris sind entsprechend der *High-Level Commission on Carbon Prices der Carbon Pricing Leadership Coalition* mindestens 40–80 USD/t CO₂-Äq bis 2020 und 50–100 USD/t CO₂-Äq bis 2030 erforderlich. Nur 3,76 % der globalen Treibhausgasemissionen werden jedoch von CO₂-Bepreisungssystemen abgedeckt.

¹² Vgl. World Bank, State and Trends of Carbon Pricing 2021, Washington D.C. 2021.

Abbildung 2.27: CO₂-Preismechanismen sind inzwischen in einer Vielzahl von Ländern und Regionen implementiert oder geplant



Die großen Kreise stellen Kooperationsinitiativen zur CO₂-Bepreisung auf subnationaler Ebene dar. Die kleinen Kreise stehen für Initiativen zur CO₂-Bepreisung in Städten.

Quelle: Weltbank, 2021

temen erfasst, die in oder über dem angegebenen Bereich von 40 bis 80 USD/t liegen. Dies trifft auf die EU sowie Norwegen und die Schweiz zu.

Allerdings sind eine CO₂-Steuer oder ein CO₂-Marktpreis nicht die einzige Möglichkeit, den fossilen Energieverbrauch (als volumenmäßig größte Quelle von Treibhausgasen) zu verteuern. Auch Energiesteuern auf Brenn- und Kraftstoffe, wie Mineralöl, Benzin, Erd- und Flüssiggas, leisten hier einen wesentlichen Beitrag, da sie die Nutzung von Energie verteuern und somit Anreize für Energieeffizienz geben. Die Bandbreite an Energiesteuern und ihrer Höhe ist auch hier sehr groß, sodass es global zu Verzerrungen kommt. Das ist auch ein Anlass für die Diskussion um das CO₂-Grenzausgleichssystem der EU (*Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM*), das die EU-Kommission in ihrem *Green Deal* vorgeschlagen hat, um das Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissionen zu senken (vgl. hierzu auch das Schwerpunktkapitel der *Energie für Deutschland 2021*).

Hintergrund der unterschiedlichen Besteuerungen sind die verschiedenen Energiepolitiken der Länder, die Folge unterschiedlicher Faktoren sein können, z. B. der jeweiligen Energieimport/-exportsituation oder langer Transportwege innerhalb eines Landes. Staaten mit ausgeprägter Effizienzpolitik neigen etwa zu hohen Steuern. Es lassen sich grob fünf Kategorien von Ländern festlegen:

- Staaten mit hohen spezifischen Energiesteuern und nationalen bzw. supranationalen CO₂-Bepreisungssystemen.
- Staaten mit niedrigen spezifischen Energiesteuern, aber einem etablierten nationalen CO₂-Bepreisungsregime.
- Staaten mit mittelhoher spezifischer Energiesteuer, aber ohne nationales CO₂-Bepreisungsregime.
- Staaten mit niedriger spezifischer Energiesteuer und ohne nationales CO₂-Bepreisungsregime.

Tabelle 2.1: Systematik von Staaten nach der Höhe ihres Energie- und CO₂-Bepreisungssystems

Staaten mit hohen spezifischen Energiesteuern und nationalen bzw. supranationalen CO ₂ -Bepreisungssystemen	Staaten mit niedrigen spezifischen Energiesteuern, aber einem etablierten nationalen CO ₂ -Bepreisungsregime	Staaten mit mittelhoher spezifischer Energiesteuer, aber ohne nationales CO ₂ -Bepreisungsregime	Staaten mit niedriger spezifischer Energiesteuer und ohne nationales CO ₂ -Bepreisungsregime	Staaten ohne nennenswerte spezifische Energiesteuer und ohne CO ₂ -Bepreisungsregime
Deutschland Frankreich Vereinigtes Königreich Italien Japan Südkorea	Kanada Mexiko Argentinien Südafrika	Australien Indien Türkei	USA Brasilien Indonesien	Russland Saudi-Arabien

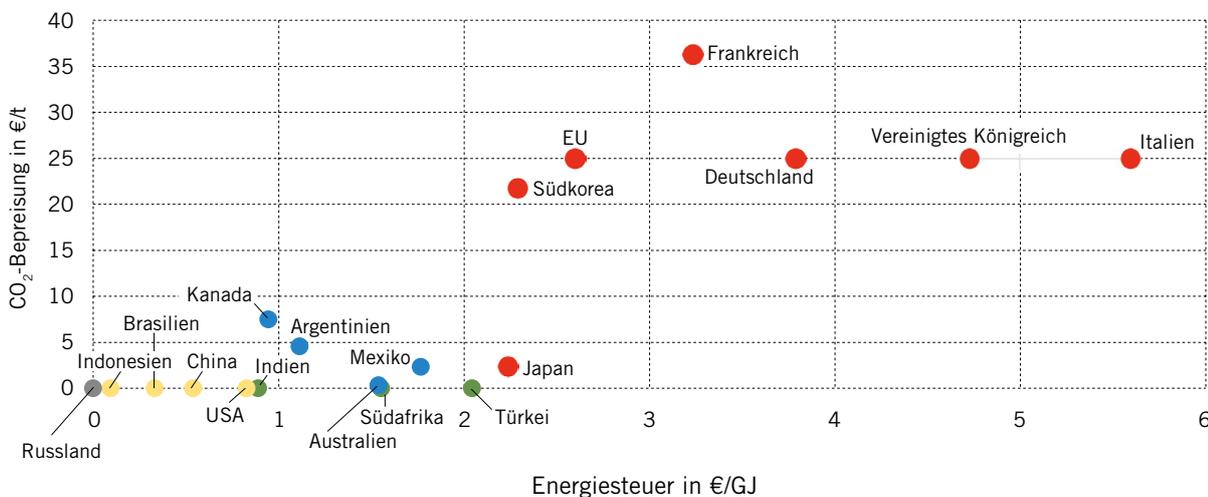
Quelle: Dr. Schiffer, Hans-Wilhelm/Prof. Dr. Ulreich, Stefan, in: VGB PowerTech 9/2020

- Staaten ohne nennenswerte spezifische Energiesteuer und ohne CO₂-Bepreisungsregime.

Beispielhaft sollen im Folgenden einige Emissionshandelssysteme betrachtet werden, die entweder beträchtliche Handelsvolumina auf sich vereinigen können oder neu eingeführt wurden.

Die Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI) in den USA

Die *Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI)* ist eine Initiative US-amerikanischer Bundesstaaten zur Senkung von Treibhausgasemissionen. Das RGGI-Abkommen war das erste Abkommen seiner Art in den USA, das eine Begrenzung der CO₂-Emissionen im Energiesektor festlegte. Es nahm im Jahr 2009 die Handelsaktivitäten auf. Die ursprünglichen RGGI-Mitgliedstaaten sind Connecti-

Abbildung 2.28: Energie- und CO₂-Besteuerung in den G20-Ländern im Jahr 2018

Quelle: Schiffer, Hans-Wilhelm/Ulreich, Stefan, in: VGB PowerTech 9/2020

cut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New Jersey, New York, Rhode Island und Vermont. Im Januar 2021 wurde Virginia ein vollwertiger Teilnehmer am RGGI-Markt für CO₂-Emissionszertifikate. New Jersey zog sich 2012 aus dem Programm zurück, trat jedoch im Januar 2020 wieder bei. Der Plan des Pennsylvania Department of Environmental Protection, sich der RGGI anzuschließen, führte innerhalb der Regierung zu einem intensiven Diskussions- und Evaluationsprozess, der Ende März 2021 noch nicht abgeschlossen war.

Die RGGI wird in jedem Teilnehmerstaat durch individuelle CO₂-Budget-Handelsprogramme umgesetzt. Die RGGI-weite CO₂-Obergrenze stellt ein regionales Budget für CO₂-Emissionen aus dem Stromsektor dar und ist eine Zusammenfassung der einzelnen bundesstaatlichen Programmziele. Wenn Staaten der RGGI beitreten oder sie verlassen, werden die aggregierten Obergrenzen geändert, um diese Entwicklungen widerzuspiegeln.

In den ersten Jahren wurden im Rahmen des RGGI-Programms Emissionen registriert, die weit unter den zugewiesenen Obergrenzen (*Caps*) lagen. Die ursprüngliche Obergrenze betrug in den ersten drei Jahren des Programms 2009 bis 2011 188 Mio. t CO₂ pro Jahr.¹³ In diesen Jahren betrug die tatsächlichen Emissionen durchschnittlich 126 Mio. t pro Jahr bzw. ein Drittel weniger als die Obergrenze. Die Obergrenze wurde in den Jahren 2012 und 2014 zwar gesenkt, aber die Emissionen lagen weiterhin durchweg niedriger. 2021 stieg die Emissionsobergrenze von 96 Mio. t im Jahr 2020 auf etwa 120 Mio. t. Der größte Teil dieser Erhöhung ist auf Virginia zurückzuführen, das im Januar 2021 der RGGI beitrat. Der Plan der RGGI sieht jedoch vor, dass die Gesamtemissionsobergrenze ab 2021 bis 2030 schrittweise sinkt.

Die vierteljährlich stattfindende Auktion der RGGI im März 2021 führte laut RGGI-Angaben zu einem Clearing-Preis von 7,60 USD/t CO₂ und übertraf damit den im Dezember 2015 erreichten Höchstpreis von 7,50 USD/t CO₂. Die Staaten können den Erlös aus diesen Auktionen für Projekte zur Verbesserung der Energieeffizienz, etwa im Bereich der Haushalte, oder auch zum Ausbau erneuerbarer Energietechnologien im Stromsektor nutzen.

¹³ Vgl. Regional Green House Gas Initiative, Inc., Elements of RGGI, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.rggi.org/program-overview-and-design/elements> (zuletzt abgerufen am 19.04.2021).

Das Korea Emission Trading Scheme (KETS) in Südkorea

Das Emissionshandelssystem in Südkorea nahm 2015 seinen Betrieb auf. Es werden rund drei Viertel der südkoreanischen Emissionen aus den Sektoren Wärme und Strom, Industrie, Gebäude, Abfall und Transport erfasst. Das *Cap-and-Trade*-System umfasst dabei die sechs im Kyoto-Protokoll als Treibhausgase identifizierten Gase, darunter CO₂ und Methan, und die indirekten Emissionen aus der Stromerzeugung. Das KETS zielt darauf ab, die Kosten bei der Vermeidung von Treibhausgasen so gering wie möglich zu halten. Der dominierende Anteil der Treibhausgase stammt aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe, danach folgen industrielle Prozesse, Landwirtschaft und Abfallverwertung. Mithilfe des KETS sollen die Emissionen in Südkorea bis 2030 um 24,4 % gesenkt werden (Basisjahr 2017).¹⁴

Die Regeln für die dritte KETS-Phase, die von 2021 bis 2025 läuft, wurden Ende September 2020 vom koreanischen Parlament festgelegt. Die Änderungen beim Benchmarking für Kohle- und Gaskraftwerke betreffen in erster Linie den Stromsektor und könnten Anreize für einen Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas schaffen. In der dritten Phase können zudem Akteure aus dem Finanzbereich am Emissionshandel teilnehmen, womit die Liquidität auf dem Handelsmarkt erhöht wird. Die Gesamtzuteilung für die dritte Phase steigt von 509,2 Mio. t/Jahr CO₂-Äq in Phase zwei (2018-2020) auf 609,7 Mio. t/Jahr CO₂-Äq, bedingt durch die Integration des Verkehrs- und Bausektors. Im Herbst 2020 wurden die südkoreanischen CO₂-Emissionsrechte bei etwa 23.000 Südkoreanischen Won (KRW) je t CO₂-Äq (19,79 USD/t CO₂) gehandelt, also auf einem Preisniveau deutlich unterhalb des EU ETS.

Neues Pilot-Emissionshandelssystem in Mexiko

Das mexikanische Pilot-ETS wurde im Januar 2020 in Betrieb genommen. Ziel ist in erster Linie der Erfahrungsgewinn, z. B. das Erhalten verbesserter Emissionsdaten und der Aufbau von Kapazitäten für die Implementierung eines vollumfassenden ETS. Der Pilot soll zwei Jahre laufen, gefolgt von einem Übergangsjahr zu einem voll funktionsfähigen ETS. Die Regeln für das Übergangsjahr 2022 sind dabei noch nicht finalisiert. Im Pilot-System erfasst sind die direkten CO₂-Emissionen von Unterneh-

¹⁴ Vgl. International Carbon Action Partnership, Korea Emission Trading Scheme, 12.04.2021, abrufbar unter https://icapcarbonaction.com/en/?option=com_etsmap&task=export&format=pdf&layout=list&system%5B%5D=47 (zuletzt abgerufen am 19.04.2021).

men aus den Bereichen Energie und Industrie, welche mindestens 100.000 t CO₂ pro Jahr emittieren.¹⁵ Das entspricht rund 40 % der nationalen Gesamtemissionen. Aktuell nehmen rund 300 Unternehmen an dem ETS teil. In der Pilotphase sollen aus dem Emissionshandelssystem zunächst keine negativen wirtschaftlichen Auswirkungen für die Firmen resultieren. Allerdings verlieren Unternehmen im Falle der Nichteinhaltung der Regeln die Möglichkeit, die nicht genutzten Emissionsrechte in den nächsten Erfüllungsperioden zu vermarkten. Für jedes nicht eingereichte Emissionsrecht werden dem Unternehmen während des Betriebszeitraums des nationalen ETS zwei Emissionsrechte abgezogen.

Das mexikanische ETS soll nach der Testphase dabei helfen, die nationalen Emissionsziele zu erreichen, d. h. bis 2030 22 % und bis 2050 50 % Treibhausgasreduktion gegenüber dem Basiswert des Jahres 2000. Das Emissionshandelssystem kann erweitert werden, indem die Eintrittsschwelle von 100.000 t CO₂ jährlich je Unternehmen gesenkt wird und indem neue Emissionsquellen mit einbezogen werden. Überlegt wird zudem eine Verbindung des mexikanischen Systems mit dem ETS von Kalifornien und von Quebec.

Fazit

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass CO₂-Bepreisungssysteme global zunehmend als Maßnahme gesehen werden, um die Vermeidung von Treibhausgasen so kostengünstig wie möglich zu erreichen. Bei einem Cap-und-trade-System stellt sich durch die Vorgabe eines Mengenziels der CO₂-Preis dann so ein, dass genau dieses Mengenziel (oder geringer) erreicht wird. Die üblichen Diskussionen um die richtige Höhe des CO₂-Preises, wie bei einem Steuersystem, entfallen damit. Steuersysteme, deren Steuersätze an Marktpreise gekoppelt sind, können eine interessante Ergänzung sein, wenn das kostengünstige Erreichen von Klimazielen im Vordergrund steht. Insbesondere bei Emissionen im Bereich der privaten Haushalte, d. h. Wärme/Kälte und Verkehr, sehen einige Regierungen, wie Schweden oder Deutschland, jedoch in Steuersätzen deutlich oberhalb der Marktpreise die Lösung, um die nationalen Klimaziele zu erreichen, weil die Nachfrage hier sehr unelastisch ist.

➤ CO₂-Bepreisungssysteme werden global zunehmend als Maßnahme gesehen, um die Vermeidung von Treibhausgasen so kostengünstig wie möglich zu erreichen.

Emissionshandelssysteme bieten den Vorteil, dass mit ihnen ein sehr komplexes CO₂-Grenzausgleichssystem, wie es in der EU aktuell in der Diskussion ist, vermieden werden kann, indem verschiedene Emissionshandelssysteme miteinander verbunden werden. Damit lässt sich ein *Level Playing Field* zwischen den Akteuren in den verbundenen Systemen erreichen – wobei andere Unterschiede, z. B. Energiebesteuerung oder die Vorteile einer funktionierenden Verwaltung, beibehalten bleiben können.

¹⁵ Vgl. International Carbon Action Partnership, Mexico, 12.04.2021, abrufbar unter [https://icapcarbonaction.com/en/?option=com_etsma&task=export&format=pdf&layout=list&systems\[\]=59](https://icapcarbonaction.com/en/?option=com_etsma&task=export&format=pdf&layout=list&systems[]=59) (zuletzt abgerufen am 19.04.2021).

2.6 Klima- und Energiepolitik der USA und Chinas

- **Die USA und China stehen zusammen für über 40 % der globalen CO₂-Emissionen.**
- **Die USA sind im Februar 2021 zum Pariser Klimaschutzabkommen zurückgekehrt.**
- **Energie und Klimaschutz spielen eine bedeutsame Rolle in Chinas Fünfjahresplan: Ob damit das Emissionsmaximum bis 2025 erreicht werden kann, bleibt offen.**

Die für Winter 2020 geplante Weltklimakonferenz in Glasgow wurde wegen der COVID-19-Pandemie um ein Jahr verschoben. Nichtsdestotrotz bleibt Klimaschutz weltweit ein Diskussionsthema. Wie von vielen Beobachtern erwartet, vollzog der neue US-Präsident Joe Biden im Februar 2021 den Beitritt zum Klimaabkommen von Paris. China hat auf dem digitalen Klimagipfel der Vereinten Nationen (UN) 2020 zusätzliche Klimaanstrengungen angekündigt. Beide Länder spielen mit Blick auf die globalen Klimaschutzbemühungen eine gewichtige Rolle, da sie zusammen für mehr als 40 % der weltweiten CO₂-Emissionen stehen.

Die globale Pandemie im Jahr 2020 führte nach Schätzungen des Internationalen Währungsfonds (IWF) zu einem Einbruch der Weltwirtschaft um 3,5 %. Lediglich Chinas Ökonomie konnte unter den großen Volkswirtschaften um 2,3 % wachsen. Die globalen CO₂-Emissionen sanken nach Schätzungen der Internationalen Energieagentur (IEA) von April 2021 um 5,8 % – also stärker als das weltweite Bruttoinlandsprodukt (BIP). Allerdings ist COVID-19 ein Sondereffekt, der 2021 – dank erfolgreicher Impfkampagnen in vielen Industrieländern – voraussichtlich nicht mehr so stark durchschlagen wird. Für 2021 rechnet die IEA gemäß dem Ende April 2021 vorgelegten *Global Energy Review 2021* mit einem Wiederanstieg der weltweiten energiebedingten CO₂-Emissionen um mehr als 1,5 Mrd. t, entsprechend 4,8 %, im Vergleich zum Vorjahr.¹⁶ Trotz dieser Zunahme würden die globalen CO₂-Emissionen aber noch um gut 1 % unter dem 2019 erreichten bisherigen Höchststand bleiben. Damit ist 2019 das aktuellste Jahr im *Normalbetrieb*. Die

¹⁶ Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), CO₂-Emissions, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021/co2-emissions> (zuletzt abgerufen am 27.05.2021).

Steigerungsrate der globalen CO₂-Emissionen hatte sich 2019 – und damit bereits vor den Effekten der COVID-19-Pandemie – abgeschwächt: Mit 161 Mio. t Zuwachs von 2018 auf 2019 wurde das Vorjahreswachstum mehr als geviertelt. Die CO₂-Emissionsfracht war damit weltweit um 0,5 % gestiegen und hatte deutlich unter dem Wachstum des globalen BIP von 2,4 % gelegen.

China

Chinas Präsident Xi Jinping bekräftigte während einer virtuellen Generalversammlung der UN im September 2020 das Ziel, den maximalen Ausstoß von Treibhausgasen vor 2030 sowie Klimaneutralität vor 2060 zu erreichen. Dazu sollen in den nächsten fünf Jahren verstärkt Ausgaben in umweltfreundliche Technologien fließen. Beobachter interpretierten den Schritt Chinas auch als Druck auf die US-Administration, mehr für den Klimaschutz zu tun.

Im März 2021 gab China den 14. Fünfjahresplan 2021 bis 2025 bekannt, der auch längerfristige Ziele bis 2035 beinhaltet. Der Plan enthält einen Abschnitt zum Aufbau eines modernen Energiesystems. Von den 20 Indikatoren des Fünfjahresplans sind vier dem Thema Klimaschutz und Energie gewidmet und werden als bindend deklariert. Die ersten drei Ziele für den Fünfjahreszeitraum bis 2025 sind dabei Umweltziele, das vierte Ziel ist Versorgungssicherheit:

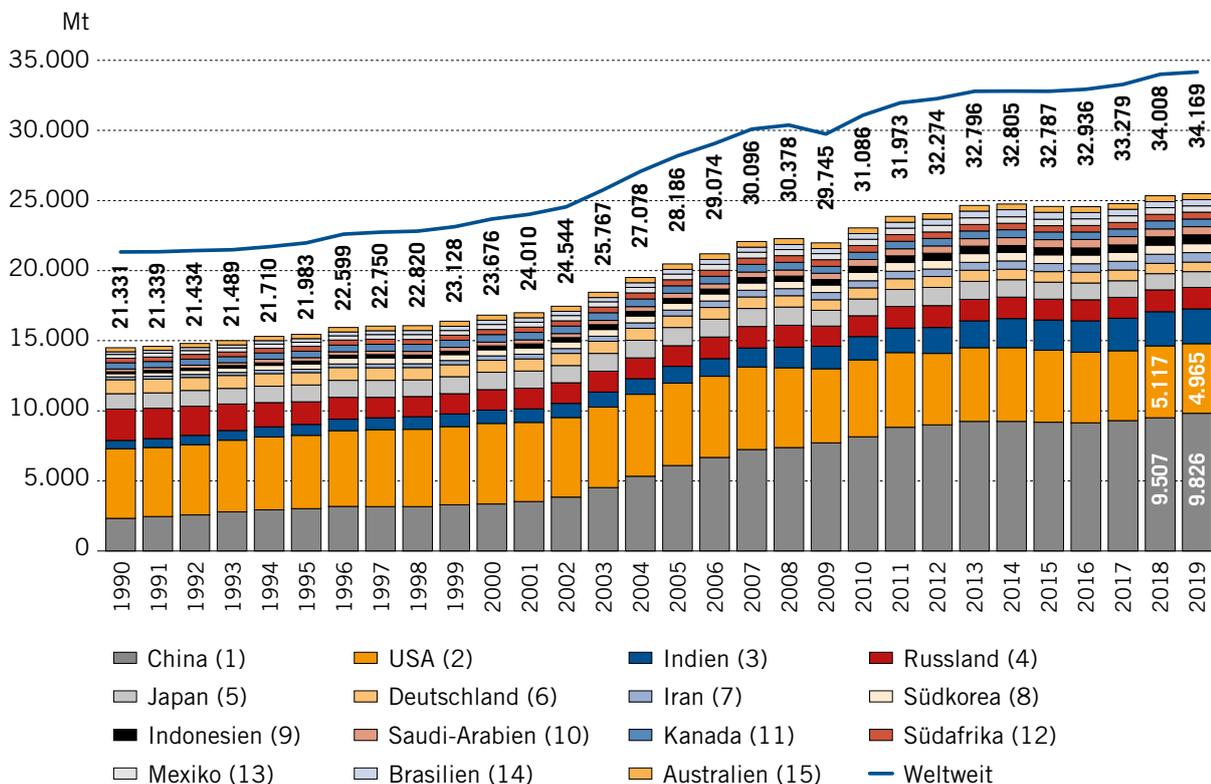
- Die Energieintensität, das heißt, der Energieverbrauch des Landes pro BIP-Einheit, soll um 13,5 % sinken.
- Die Emissionsintensität, das heißt, der CO₂-Ausstoß je BIP-Einheit, soll um 18 % sinken.

Tabelle 2.2: CO₂-Emissionen der USA und Chinas im Vergleich zu den Gesamtemissionen weltweit

CO ₂ -Emissionen in Mio. t	1990	2005	2019	Änderung 1990/2019 absolut	Änderung 1990/2019 in Prozent
Welt	21.332	28.186	34.169	+12.838	+60%
China	2.324	6.098	9.826	+7.502	+323 %
USA	4.970	5.873	4.965	-5	-0,1%

Quelle: BP, Statistical Review of World Energy 2020

Abbildung 2.29: Die 15 größten CO₂-Emittenten sind für knapp 75 % der globalen CO₂-Emissionen verantwortlich. Der Anteil der USA und von China liegt bei über 40 %.



Quelle: BP, Statistical Review of World Energy 2020

- Die Waldbedeckungsrate Chinas soll von 23,4 % in 2020 auf 24,1 % wachsen.
- Versorgungssicherheit: Es sollen ausreichende Energieerzeugungskapazitäten vorhanden sein (mehr als 4,6 Mrd. t Steinkohleeinheiten (SKE)).

Erwähnt – wenn auch nicht als explizites Ziel – wird im Fünfjahresplan, dass der Anteil nicht-fossiler Energie am Gesamtenergieverbrauch bis 2025 auf rund 20 % erhöht werden soll (2020: 15,8 %). In Bezug auf den Klimawandel wird die Umsetzung des nationalen Klimabeitrags für 2030 bekräftigt, jedoch ohne spezifische neue Ziele aufzulisten. Entsprechend dem Pariser Klimaabkommen entwickeln die Vertragsstaaten nationale Klimabeiträge (*Nationally Determined Contributions, NDCs*), in denen etwa inländische Emissionsminderungsziele festgehalten sind. Bei der Beschreibung der langfristigen Aussichten für 2035 wiederholt der Fünfjahresplan das politische Versprechen von Xi Jinping, dass die CO₂-Emissionen nach dem Höhepunkt stetig sinken.

Zudem enthält der Plan eine Liste von Bauprojekten für das moderne Energiesystem. Die Liste adressiert sechs Schlüsselbereiche der Energieentwicklung, darunter den Bau von acht großen Energiebasen für saubere Energie, den Ausbau von Kernenergie in den Küstenregionen, den Netzausbau, Flexibilität im Stromsystem, den Ausbau und die Modernisierung der Öl-/Gastransportinfrastruktur und Speicherkapazitäten.

Der Fünfjahresplan 2021–2025 stellt erste Weichen zum Erreichen der Klimaneutralität.

Das Erreichen von Netto-Null-CO₂-Emissionen würde enorme Investitionen erfordern. Nach einer Schätzung, die im Herbst 2020 von Analysten der Finanzberatung Sanford C. Bernstein & Co. veröffentlicht wurde, müsste China insgesamt 5,5 Bio. USD, also etwa 180 Mrd. USD pro Jahr, ausgeben, um dieses Ziel bis 2050 zu errei-

chen. Es würde eine drastische Reduzierung des Einsatzes fossiler Brennstoffe und eine deutliche Ausweitung der Technologien zum Ausgleich der verbleibenden Emissionen erfordern, einschließlich der Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (*Carbon Capture and Storage, CCS*) oder Aufforstung.

China setzt bei der Energieversorgung sehr stark auf Kohle: Fast die Hälfte aller weltweit geplanten neuen Kohlekraftwerke soll in China gebaut werden. Fossil befeuerte Kraftwerke konnten im Land 2020 einen Zuwachs von 56,4 Gigawatt (GW) Leistung verzeichnen. Damit kommen die Wärmekraftwerke insgesamt auf eine installierte Leistung von rund 1.245 GW. Das ist mehr als doppelt so viel wie sämtliche Wind- und Solarkraftanlagen zusammen. Kohlekraftwerke liefern noch immer fast 60 % des chinesischen Stroms. Die Kohleförderung erreichte 2020 ein neues Hoch und verzeichnete erstmals seit 2013 wieder einen Anstieg. Neben Importrestriktionen war auch der gestiegene Bedarf für die Industrie dafür verantwortlich. Zum Vergleich: 2020 wurden in China 48,2 GW Photovoltaik (PV) und 72 GW Windkraft errichtet. Allerdings gibt es erste Anzeichen dafür, dass sich der Zubau weiterer Kohlekraftwerke verlangsamt. Der Wandel in ein weniger kohlebasierendes System schreitet voran: Bis 2030 sollen 25 % des Stroms aus nicht-fossilen Quellen stammen. Dazu sollen, neben mehr als 40 neuen Kernkraftwerken, auch 1.200 GW an Wind- und PV-Kapazitäten errichtet werden.

➤ Einführung eines nationalen CO₂-Markts als weiterer Schritt in Richtung Klimaneutralität.

Als weiterer Schritt in Richtung Klimaneutralität kann der Plan des Umweltministeriums gesehen werden, im Jahr 2021 einen nationalen CO₂-Markt einzuführen. Zunächst sollen damit die Kohlekraftwerke (das heißt über 2.000 Kohleblöcke) erfasst werden, die für rund 30 % von Chinas CO₂-Emissionen verantwortlich sind. Ausgangspunkt für die kostenlose Zuteilung der Emissionsrechte ist ein Grenzwert pro Megawattstunde (MWh) Strom. Für konventionelle Kohlekraftwerke wurde der Wert auf 0,877 t CO₂/MWh für Anlagen über 300 Megawatt (MW) und auf 0,979 t CO₂/MWh für Anlagen unter 300 MW festgelegt.¹⁷ Für jede erzeugte MWh erhält das jeweilige Kraftwerk 0,877 bzw. 0,979 CO₂-Zertifikate. Kraftwerke, die mehr emittieren als ihre Zuteilung, müssen damit – wie auch

¹⁷ Vgl. World Bank, State and Trends of Carbon Pricing 2021, Washington D.C. 2021, S. 64.

im Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU) – Emissionsrechte zukaufen. Damit werden weniger effiziente Kraftwerke teurer im Betrieb und verschwinden schrittweise aus dem Markt. Einige Details müssen jedoch noch geklärt werden, z. B. das Abgabedatum der Emissionsrechte und die Handelsplätze. Die ersten Handelsaktivitäten werden für Juni 2021 erwartet. Perspektivisch kann das Handelssystem um weitere CO₂-Quellen erweitert werden. Der Schiffsverkehr wurde etwa bereits als möglicher Kandidat genannt. Die chinesische Regierung hat zumindest die Möglichkeit, mit Hilfe einer Stärkung des Emissionshandelssystems kostengünstige Vermeidungspotenziale zu heben. Inwieweit sie das Instrument nutzt, wird jedoch noch abzuwarten sein.

Klima- und Energiepläne der USA

Die Regierung von US-Präsident Joe Biden setzt ihren Fokus auf den Kampf gegen den Klimawandel und auf einen *grünen* Umbau der größten Volkswirtschaft der Welt. Das hat auch entsprechende Auswirkungen auf wichtige Handelspartner, wie Deutschland. Joe Biden bezeichnet den Klimawandel als eine Bedrohung der nationalen Sicherheit und, im Zusammenspiel mit der COVID-19-Pandemie, der wirtschaftlichen Lage und gesellschaftlicher Probleme, als eine der vier großen nationalen Krisen.

➤ Joe Bidens Präsidentschaft markiert eine neue Phase in der US-amerikanischen Energie- und Klimapolitik.

Die Hauptziele von Präsident Bidens Energie- und Klimaagenda sind das Erreichen von Netto-Null-Emissionen bis zum Jahr 2050, ein Umdenken der Unternehmen hinsichtlich ihrer eingesetzten Energieträger und die Wiederherstellung der Führungsposition der USA im globalen Kampf gegen den Klimawandel. Mit einem ressortübergreifenden Ansatz fordert Joe Biden auch Bundesbehörden zur Einhaltung von Umweltschutzmaßnahmen auf, die bislang keinen Schwerpunkt auf Energieeinsparungen setzten. John Kerry erhält als erster Sondergesandter des Präsidenten für Klima einen Sitz im Nationalen Sicherheitsrat des Weißen Hauses.

Präsident Bidens Plan zum Aufbau einer modernen und nachhaltigen Infrastruktur mit emissionsarmen Energieträgern sieht Investitionen in Höhe von 2 Bio. USD für den Infrastrukturausbau, den Automobilsektor, die Ge-

bäudeenergieeffizienz, den Energiesektor und für von Klimafolgeschäden betroffene Gemeinden vor. Gleichzeitig sollen so neue Arbeitsplätze entstehen. Die wichtigsten Komponenten des Plans:

- Das Hauptaugenmerk liegt auf der Schaffung von gewerkschaftlich organisierten Arbeitsplätzen im Baugewerbe, im Handwerk und im Ingenieurwesen zur Förderung einer grünen Energiewirtschaft.
- Geplant ist eine Modernisierung von Straßen, Flughäfen, Bahnhöfen und Netzwerkkapazitäten zur Schaffung einer klimafreundlichen Infrastruktur mit US-Produkten.
- Die Positionierung der USA als Weltmarktführer bei der Herstellung von Elektrofahrzeugen durch unterstützende Maßnahmen in den Bereichen Forschung und Energie.
- Die Installierung von 500.000 Ladestationen für Elektrofahrzeuge, die Förderung von Forschung und Entwicklung (F&E) im Bereich der Batterietechnologie und die Festlegung strengerer Standards für den Kraftstoffverbrauch.
- Verstärkte steuerliche Anreize und Einführung eines Standards für die Energieeffizienz emissionsarmer Stromproduktion (EECES) für Netzbetreiber.
- Die Nachrüstung von 4 Mio. Gewerbegebäuden nach energieeffizienteren Standards.
- Die Einführung einer Maßnahme zur Durchsetzung von Emissionsrechten und eines *Carbon Adjustment Fee* für besonders CO₂-lastige Importe.
- Aufstockung der Bundesmittel um 400 Mrd. USD für Innovationen im Bereich sauberer Energien.

In den ersten Wochen seiner Amtszeit hat der Präsident zudem mehrere Exekutivanordnungen (*Executive Orders*) erlassen. Dadurch wurde der Prozess zum Wiedereintritt in das Pariser Klimaabkommen am 19. Februar 2021 eingeleitet. Außerdem widerrief Joe Biden die Genehmigung für den Bau der Erdöl-Pipeline Keystone XL. Mit dem Projekt war geplant, eine bestehende Pipeline zu vergrößern, die Rohöl aus den Ölsand-Vorkommen der westkanadischen Provinz Alberta zu den Erdölraffinerien in den US-Bundesstaaten Illinois, Oklahoma und Nebraska transportiert. Die Gewinnung von Öl aus Ölsandfeldern ist umstritten, weil dabei nicht nur weitflächig Bäume gerodet, sondern auch Schwefel und Giftstoffe

freigesetzt werden. Präsident Biden wies seine Minister an, die gesellschaftlichen Kosten der CO₂-Emissionen zu erörtern und alle Umweltvorschriften der Trump-Administration zu überprüfen.

Ferner kündigte die Biden-Administration ressortübergreifende Unterstützung für die Windkraft an, mit dem Ziel, die Offshore-Windenergieerzeugungskapazitäten bis 2030 auf 30 GW auszubauen. Geplant ist zudem eine Erweiterung und Modernisierung des Stromnetzes, u.a. durch die Bereitstellung neuer Finanzmittel des US-Energieministeriums in Höhe von 8,25 Mrd. USD für den Bau von Übertragungsleitungen.

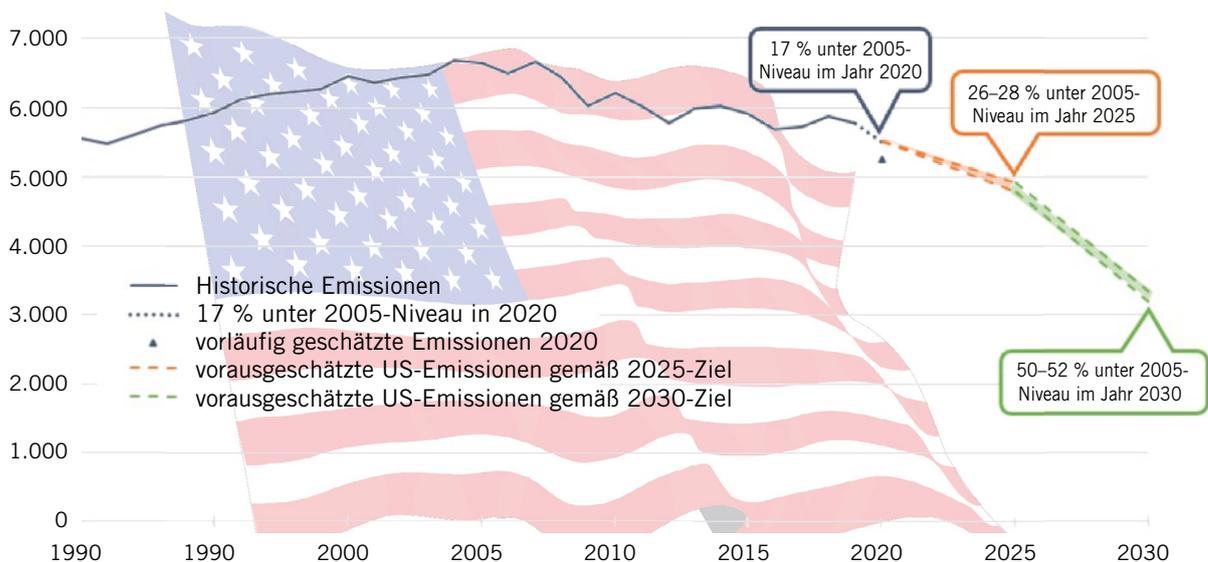
Die Maßnahmen zeigen eine starke Priorisierung von Klimathemen und den Wunsch, die Entwicklung und den Ausbau von erneuerbaren Energien (EE) und alternativen Energietechnologien zu fördern, wie bspw. Elektrofahrzeuge. Die Biden-Administration unterstreicht zudem ihr internationales Engagement und strebt nach einer Wiederherstellung der amerikanischen Führungsrolle beim Kampf gegen den Klimawandel. Mehrere Exekutivmaßnahmen weisen die Behörden an, die Zusammenarbeit mit Verbündeten zu suchen und das internationale Engagement zu vertiefen. So fordert die *Executive Order on Tackling the Climate Crisis at Home and Abroad* die Behörden auf, Klimafragen in ihr internationales Engagement zu integrieren und ruft das Finanzministerium und das Außenministerium dazu auf, einen Finanzierungsplan für Klimalösungen in Entwicklungsländern zu erstellen.

Die Biden-Administration strebt nach einer Wiederherstellung der amerikanischen Führungsrolle beim Kampf gegen den Klimawandel.

Der Klima-Sondergesandte John Kerry betonte während seiner Ausführungen auf der Münchner Sicherheitskonferenz 2021 die Notwendigkeit drastischer Maßnahmen, sowohl in den USA als auch im Ausland, in den nächsten zehn Jahren, um den Klimawandel abzufedern. Er zeigte Interesse an einer Anpassung der CO₂-Preise zwischen den USA und der EU sowie an strengeren Offenlegungspflichten für die Umweltauswirkungen von Unternehmen auf beiden Seiten des Atlantiks.

Vom 22. bis 23. April 2021 berief Biden den ersten *Leaders Summit on Climate* ein. Der Gipfel brachte 40 Staats- und Regierungschefs sowie Vertreter internationaler Organisationen und Unternehmen zusammen, um

Abbildung 2.30: Nationaler Klimabeitrag der USA, verkündet während des Leaders Summit on Climate

US-Treibhausgasemissionen in Mio. t CO₂-Äq

Quelle: Dr. Schiffer, Hans-Wilhelm

Wege zur Bewältigung des Klimawandels zu skizzieren und Vorbereitungen im Vorfeld der 26. UN-Klimakonferenz der Vertragsparteien (COP26) im November 2021 zu bekräftigen. Zu den wichtigsten US-politischen Entwicklungen im Rahmen des Gipfels gehören das Ziel, unter dem Pariser Klimaabkommen den Treibhausgas-Ausstoß bis 2030 um 50 bis 52 % unter das Niveau von 2005 zu senken, sowie die Ankündigung eines ressortübergreifenden internationalen Klimafinanzierungsplans zur Verdoppelung der derzeitigen Finanzmittel, um Entwicklungsländern bei der Emissionsreduktion zu helfen. Die Stromerzeugung der USA soll bis 2035 zu 100 % CO₂-frei sein. Das amerikanische Engagement im Klimaschutz soll darüber hinaus auf den G7- und G20-Gipfeln weiter ausgebaut werden.

In Bezug auf China hat die Regierung angedeutet, dass sie, bei Bedarf, eine Zusammenarbeit in Klimafragen anstreben wird. Trotz der Spannungen in den Beziehungen beider Länder, wird China nach Ansicht der Regierung ein wichtiger Partner bei der Einhaltung der Emissionsvorgaben des Pariser Abkommens sein.

Politische Herausforderungen bei der Umsetzung

Regulatorische Änderungen erfordern oft langwierige Regelungsprozesse, die mehrere Jahre dauern können. Rechtliche Anfechtungen von Regulierungen sind bei US-Bundesgerichten nicht unüblich, was der Umsetzung seiner Pläne im Weg stehen könnte. So waren bspw. die Bemühungen seines Vorgängers Donald Trump, Kaliforniens Ausnahmegenehmigung zur Festlegung strengerer Abgasnormen für Kraftfahrzeuge zu widerrufen, mit langwierigen juristischen Auseinandersetzungen verbunden und letztlich erfolglos. Im Gegensatz dazu signalisierte die Biden-Administration, dass sie beabsichtigt, Kalifornien eine selbstständige Regulierung der Abgasnormen zuzusagen.

Während der von der Demokratischen Partei dominierte Kongress die Umsetzung von Joe Bidens energie- und klimapolitischen Zielen begünstigt, könnten die knappen Mehrheiten der Demokraten im Repräsentantenhaus (221:211) und im Senat (51:50) seinen ehrgeizigen Zielen im Weg stehen. Der Kongress spielt eine Schlüsselrolle bei der Ausarbeitung und Umsetzung der US-Energie- und Klimapolitik. Die umfassenderen und ehrgeizigeren Aspekte von Joe Bidens Energie- und Klimaagenda, die erhebliche Ausgaben oder Änderungen an Bundesgesetz-

zen erfordern, müssen vom Kongress als Gesetz verabschiedet werden. Die knappe Kongressmehrheit der Demokraten erfordert die Kooperation mit den Republikanern, um progressive Gesetze zu verabschieden und Verhandlungen zu führen, die diese mit Hilfe des sog. *Filibusters* blockieren könnten. Der Filibuster berechtigt die Senatoren, das Wort im Senat zu erheben und ohne jede Zeitbegrenzung zu reden, um die Verhandlungen neuer Gesetze zu unterbrechen.

Der 117. Kongress, der am 03. Januar 2021 erstmals zusammentrat, konzentrierte sich zunächst auf die Gesetzgebung im Zusammenhang mit dem COVID-19-Konjunkturprogramm, aber auch Energie- und Klimathemen erhalten bereits große Aufmerksamkeit. Die Diskussionen drehen sich um die Ankurbelung der Wirtschaft durch Investitionen in saubere Energietechnologien und Infrastruktur. Die Demokraten im Energie- und Handelsausschuss des Repräsentantenhauses (House Committee on Energy & Commerce) haben am 2. März eine aktualisierte Version des *Clean Future Act* vorgestellt. Der 980-seitige Gesetzentwurf zielt darauf ab, durch Investitionen in verschiedenen Sektoren bis 2050 eine Netto-Null-Treibhausgasverschmutzung zu erreichen. Insbesondere würde der Gesetzentwurf einen nationalen Standard für grüne Elektrizität einführen, der von Stromversorgern bis 2035 den kompletten Umstieg auf klimaneutrale Energiequellen verlangt. Die in dem Entwurf vorgesehenen Investitionen in den Gebäude-, Transport- und Industriesektor zielen darauf ab, Abgase zu vermindern und Arbeitsplätze zu schaffen. Die elf Vorschläge zur Besteuerung von CO₂-Emissionen fanden bislang wenig Zuspruch im Kongress seitens der Republikaner.

Ein überparteilicher Konsens ist bei vielen Themen schwer zu finden, obwohl beide Parteien Steueranreize und die Finanzierung von Innovationen in der Energietechnik unterstützen, wie der vorausgegangene 116. Kongress zeigte, als er den *Energy Act of 2020* als Teil des jährlichen Ausgabengesetzes (*Consolidated Appropriations Act, 2021*) verabschiedete. Das Gesetz wird als die umfassendste US-Gesetzgebung im Energiebereich der vergangenen zehn Jahre betrachtet. Zu den Bestimmungen gehören Verlängerungen von Programmen zur Steuervergünstigung für Investitionen in Wind- und Solarenergie und Erneuerbare (*Production Tax Credit und Investment Tax Credit*) sowie für Anlagen zur Kohlenstoffabscheidung, das Auslaufen der Verwendung von Fluorkohlenwasserstoffen (FKWs) und die Aufstockung der Mittel für Technologien, wie Kohlenstoffabscheidung, Energiespeicherung und Kernkraft.

Auch die Sichtweise der amerikanischen Bevölkerung auf den Klimawandel hat sich im Laufe der Jahre verändert: Laut Statistiken des Pew Research Centers sehen 60 % der Amerikaner im Jahr 2020 den Klimawandel als signifikante Bedrohung, im Vergleich zu 44 % im Jahr 2009. Seit einiger Zeit spielt der Klimaschutz auch für die großen US-Investoren eine bedeutsamere Rolle. So hat sich die Investmentgesellschaft BlackRock Inc. dazu verpflichtet, bei allen Beteiligungen darauf zu drängen, bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen. Zudem offeriert BlackRock auch seinen Kunden eine Bewertung von Klimarisiken bei der Geldanlage. Daraus resultiert ein weiterer Anreiz – zumindest für börsennotierte Unternehmen – Klimaneutralität als Ziel zu erreichen.

Weitere Klimaverhandlungen

Die COP26 in Glasgow – ursprünglich für Ende 2020 geplant – soll nun als Präsenzveranstaltung vom 1. bis 12. November 2021 stattfinden. Aktuell ist die Planung noch mit Fragezeichen zu versehen, aber die Impfgeschwindigkeit im Vereinigten Königreich sowie die routinierten Testkontrollen an den britischen Flughäfen lassen die Erwartung eines physischen Treffens zu. Wichtige Themen der COP26 dürften u.a. der Status der eingereichten NDCs sein – sowohl was die Ziele als auch die Transparenz betrifft – sowie die Funktionsweise des globalen CO₂-Marktes (Art. 6 des Abkommens von Paris) und, als Dauerthema, die Finanzierung der Klimaschutzmaßnahmen.

Die USA und China haben als die weltweit größten Verursacher von Treibhausgasemissionen einen erheblichen Einfluss auf die Entwicklung des globalen Emissionsgeschehens und die Klimaverhandlungen. Jüngere Entwicklungen, wie die Wahl des US-amerikanischen Präsidenten Joe Biden Ende 2020, der die Bekämpfung des Klimawandels zu einer neuen politischen Priorität gemacht hat, bieten Chancen für neue Ansätze in der internationalen Klimapolitik. Die offensivere Rolle der USA in der Klimapolitik ist auch durch die Einladung des US-Präsidenten zum Leaders Summit on Climate im April 2021 erkennbar geworden. Inwieweit ehrgeizigere Klimaziele der USA auch die anderen großen Emittenten China, Indien und Russland zu stärkeren Zugeständnissen bringen können, wird sich jedoch erst im Laufe der nächsten Jahre zeigen.

Energie in der Europäischen Union

- 3.1 Zahlen & Fakten
- 3.2 Umsetzung des Green Deal und Anhebung der EU-Klimaziele
- 3.3 Ausweitung des europäischen Emissionshandelssystems
- 3.4 Die polnische Energiestrategie 2040
- 3.5 Exkurs: Vermarktung und Beschaffung von Energie an den Großhandelsmärkten und Energiebörsen



3.1 Zahlen & Fakten

- Mit einem Minus von rund 7,5 % kam es zum stärksten Rückgang des Primärenergieverbrauchs seit 1945.
- Die Stromnachfrage sank um 4 % im Zuge der COVID-19-Einschränkungen.
- Erneuerbare Energien erreichten im Jahr 2020 mit 38 % erstmals einen höheren Anteil als fossile Energieträger im Strommix der Europäischen Union.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die wirtschaftliche Entwicklung der Europäischen Union (EU) im Jahr 2020 war gekennzeichnet von den Einflüssen der COVID-19-Pandemie. Erste Abschätzungen von Anfang 2021 bezifferten den Wirtschaftseinbruch, gemessen am Bruttoinlandsprodukt (BIP) für die EU27, (preis-, saison- und kalenderbereinigt) auf 6,4 %¹. Damit fiel der Rückgang geringer aus als während des Jahres 2020 von der Europäischen Kommission prognostiziert.² Im Ver-

gleich zur Finanzkrise, die 2009 in einem Rückgang des BIP der EU28 (inklusive des Vereinigten Königreichs) von 4,4 % resultierte³, sind die wirtschaftlichen Auswirkungen im COVID-19-Jahr 2020 deutlicher zu spüren. Der quartalsmäßig stärkste Einbruch konnte laut Eurostat im zweiten Quartal 2020 festgestellt werden (-14,4 % gegenüber dem Vorjahresquartal) – also in einem Zeitraum mit teils drastischen nationalen Lockdowns als Folge stark steigender COVID-19-Infektionszahlen.

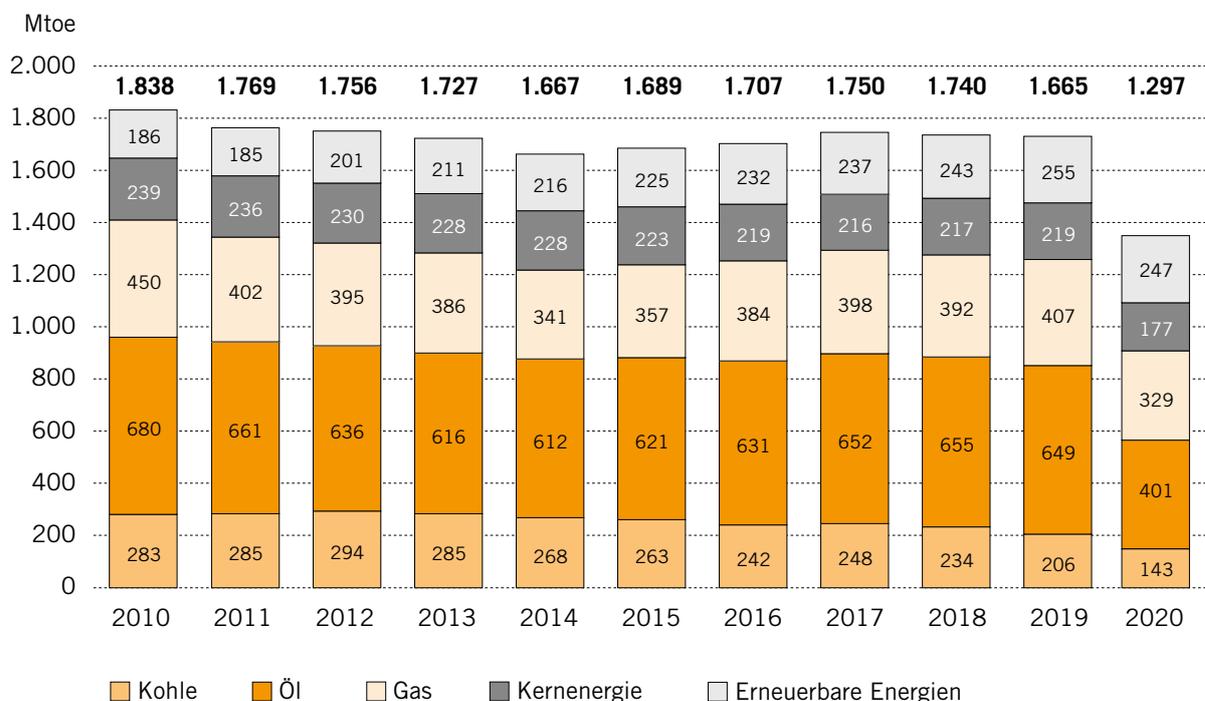
Ursächlich für den Rückgang des BIP waren mehrere Faktoren, die alle auf die Auswirkungen der Lockdowns zurückzuführen sind: Kurzarbeit in der Industrie und im

1 Vgl. Eurostat, Preliminary flash estimate for the fourth quarter of 2020, 17.02.2021, abrufbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/documents/portlet_file_entry/2995521/2-02022021-AP-EN.pdf/0e84de9c-0462-6868-df3e-dbaaad9f49f (zuletzt abgerufen am 28.04.2021).

2 Mögliche Abweichungen in den statistischen Angaben zwischen den einzelnen Artikeln ergeben sich durch unterschiedliche Quellen bzw. Abgrenzungen der Daten.

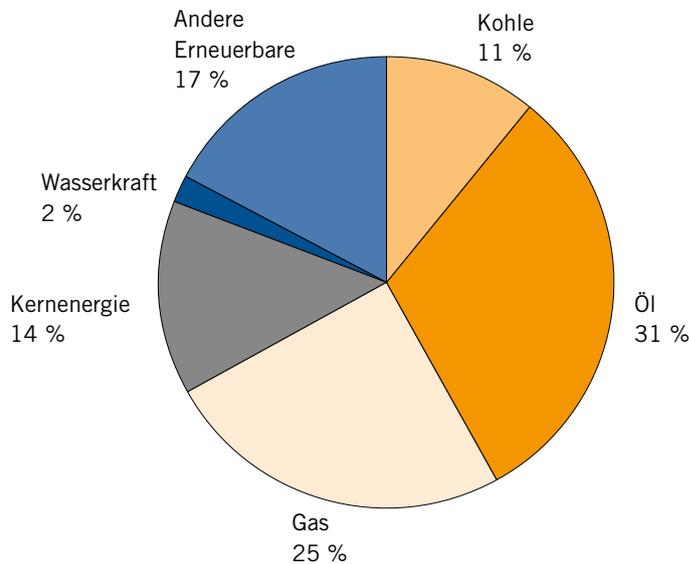
3 Vgl. Europäische Kommission, Are we richer or poorer than before the onset of the crisis, 09.12.2015, abrufbar unter <https://ec.europa.eu/social/main.jsp?langId=en&catId=1196&newsId=2412&furtherNews=yes> (zuletzt abgerufen am 28.04.2021).

Abbildung 3.1: Entwicklung Primärenergieverbrauch der EU28 (2010–2019) sowie für die EU27 (2020) nach dem EU-Austritt des Vereinigten Königreichs (in Mtoe)



Quellen: IHS Markit; Enerdata; Eurostat; Internationale Energieagentur (IEA); nationale Statistiken

Abbildung 3.2: Primärenergieverbrauch der EU27 nach Energieträgern im Jahr 2020 (gerundet), 1.297 Mtoe



Quelle: Eigene Schätzung auf Basis von Daten der Internationalen Energieagentur (IEA)

Gewerbe, Schließung des Einzelhandels, Grenzschiebungen, Unterbrechungen internationaler Lieferketten sowie ein reduziertes Verkehrsaufkommen. Den stärksten Rückgang des BIP (ebenfalls preis-, saison- und kalenderbereinigt) verzeichnete 2020 Spanien mit einem Minus von über 10 %, gefolgt von Italien (-8,9 %) und Frankreich (-8,2 %). Deutschland wurde mit einem Minus von 5,3 % weniger hart getroffen.

Einbruch des Primärenergieverbrauchs

2020 ist der Primärenergieverbrauch der EU27 insgesamt um 7,5 % zurückgegangen. Gegenüber 2019 nahm der Verbrauch dementsprechend von 1.402 Megatonnen Öleinheiten (million tons of oil equivalent, Mtoe) um etwa 105 auf 1.297 Mtoe ab. Im Vergleich zum Verbrauch der EU28 (damals noch mit dem Vereinigten Königreich) (1.665 Mtoe) um 368 Mtoe. Allerdings ist der deutliche Rückgang im Jahr 2020 zu großen Teilen ein COVID-19-bedingter Einmaleffekt. Neben dem Effekt der Pandemie führten europaweit Außentemperaturen, die weit über dem langjährigen Mittel lagen, zudem zu einer Verbrauchsreduktion im Gebäudebereich, da dieser weniger Heizenergie verbrauchte.

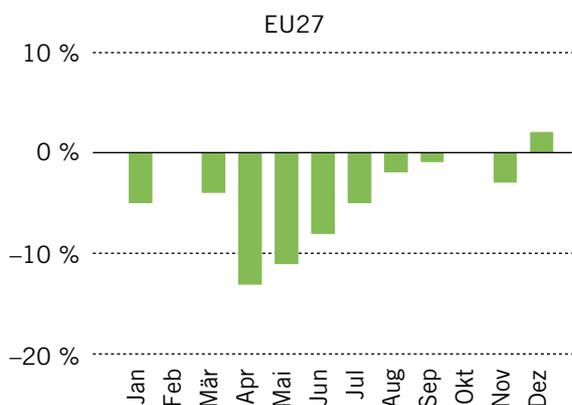
Unter den einzelnen Energieträgern konnten die erneuerbaren Energien (EE) ihren Beitrag weiter steigern, wohin-

gegen der Verbrauch von Öl und Kohle (Braun- und Steinkohle) deutlich zurückging. Das ist insbesondere auf ihre verminderte Nutzung in der Stromerzeugung zurückzuführen. Der Primärenergieverbrauch auf Basis von Kernkraft und Erdgas war ebenfalls rückläufig.

Stromnachfrage-Rückgang

Die Stromnachfrage in der EU27 fiel mit etwa 4 % weniger deutlich als das BIP. Ausschlaggebend für den Einbruch war der Corona-bedingte Nachfragerückgang zu Beginn der Pandemie, als die meisten europäischen Länder aufgrund hoher Infektionszahlen Lockdowns beschlossen. Insbesondere der Rückgang des Strombedarfs in der Industrie, welche teilweise stillgelegt wurde, schlug auf den Gesamtstromverbrauch durch. Im April 2020 lag die Stromnachfrage EU-weit um 13 % unter dem Wert des Vorjahres. Die stärksten Rückgänge verbuchten Italien (-21 %), Frankreich (-19 %) und Spanien (-17 %). Damit fiel der Nachfragerückgang noch einmal deutlicher aus als infolge der Finanzkrise 2009. In den Monaten ab Mai erholte sich die Stromnachfrage stetig und erreichte zu Beginn des vierten Quartals wieder das Vorkrisenniveau.

Abbildung 3.3: Vorübergehender Corona-bedingter Rückgang der Stromnachfrage 2020



Quelle: Agora Energiewende/Ember

Erneuerbare Energien besaßen erstmals in der Geschichte der EU27 mit ca. 38 % einen höheren Anteil am Strommix als fossile Energieträger (37 %).

Im Jahr 2020 erhöhte sich die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien laut einer Erhebung von Agora Energiewende/Ember um 51 TWh im Vergleich zum Vorjahr. Die von Erneuerbaren gelieferte Strommenge erreichte 1.054 TWh. Mit einem Anteil von ca. 38 % (2019: 34,6 %) besaßen sie erstmals in der Geschichte der EU27 einen höheren Anteil am Strommix als fossile Energieträger (37 %). Dabei übertrafen Wind- und Solarenergie bereits 2019 den Anteil von Braun- und Steinkohle an der Bruttostromerzeugung. Dieser Trend verstärkte sich im vergangenen Jahr. Darüber hinaus produzierten allein Windenergieanlagen im Jahr 2020 mit 396 TWh mehr Strom als Braun- und Steinkohlekraftwerke zusammen (365 TWh). Nach der Kernkraft wurde die Windenergie damit 2020 zur wichtigsten Energiequelle in der Stromerzeugung der EU.

Im Gegensatz zu den Erneuerbaren war die Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern 2020 in der EU rückläufig. Der Rückgang fiel mit ca. 10 % sehr deutlich aus. Mit einer Reduktion von 90 TWh (ca. -20 %) brach die Kohleverstromung von allen Erzeugungsarten in der EU27 am stärksten ein, gefolgt von der Kernkraft mit einer Reduktion von 80 TWh (-10 %). Dabei fiel die Verstromung von Steinkohle um 22 %, die von Braunkohle

um 18 %. Waren im Vorjahr vor allem die gestiegenen CO₂-Preise und zusätzliche Mengen von EE-Strom dafür die Ursache, so spielten 2020 die Corona-bedingten Nachfrageveränderungen die dominante Rolle. Die Kohleverstromung verminderte sich vor allem in den Niederlanden (-50 %), Spanien (-49 %), Griechenland (-40 %), Italien (-24 %), Bulgarien (-22 %) und Deutschland (-22 %) überdurchschnittlich stark. In den Monaten von Februar bis Juli wurde Deutschland kurzzeitig von Polen als größtem Kohleverstromer Europas abgelöst.

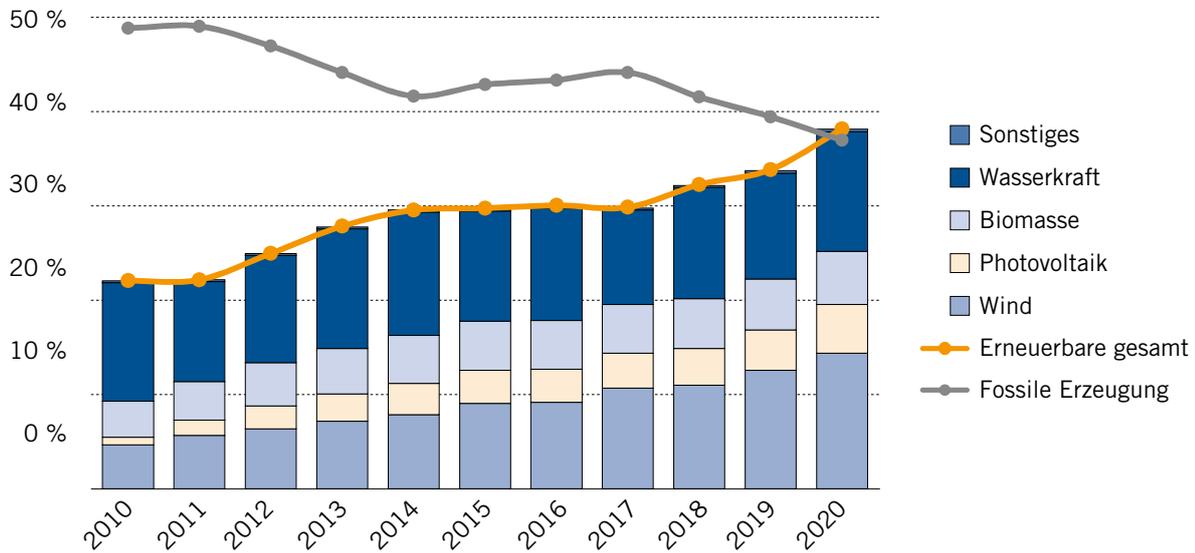
Die Kohleverstromung brach 2020 von allen Erzeugungsarten am stärksten ein (ca. -20 %).

Im Vergleich zu 2015 wurden 2020 EU-weit anstatt 705 TWh nur noch 365 TWh Strom aus Kohle produziert. Damit hat sich die Bruttostromerzeugung aus Kohle innerhalb von fünf Jahren nahezu halbiert (-48 %). Dies entspricht jährlich etwa 320 Mio. t weniger CO₂. Kohle war damit im vergangenen Jahr nur noch für 13 % der EU-Stromerzeugung verantwortlich. Die Reduktion der Kohleverstromung wurde seit 2015 zur Hälfte mit Windkraft und PV ausgeglichen (+176 TWh). Die andere Hälfte wird durch den Brennstoffwechsel zu Erdgas kompensiert.

Mit einem Minus von 4 % verminderte sich der Einsatz von Erdgas in der Verstromung weniger stark als der von Kohle. Dies ist auch Ausdruck eines Brennstoffwechsels, dem sog. Kohle-Gas-Switch. Soweit Gaskraftwerke mit niedrigeren variablen Kosten betrieben werden konnten, haben sich diese in der Einsatzreihenfolge vor Kohlekraftwerke geschoben. Die Ursachen dafür bestanden hauptsächlich in stabilen CO₂-Preisen und in im Jahr 2020 gesunkenen Import-Erdgaspreisen. Erdgas hat mit 202 g je Kilowattstunde (kWh) einen geringeren CO₂-Faktor als Steinkohle und Braunkohle mit 340 bzw. 360 g/kWh. Dabei werden Methan-Leckagen bei der Förderung und beim Transport sowie weitere der Erzeugung vor- und nachgelagerten Effekte jedoch nicht berücksichtigt (vgl. *Energie für Deutschland 2021*, Art. 4.5)

Die Stromerzeugung aus Kernkraft reduzierte sich 2020 europaweit um 10 %. Zum einen wurden in Deutschland und Schweden die Kraftwerke Philippsburg 2 bzw. Ringhals 1 im Dezember 2019 stillgelegt. Zum anderen kam es zu Verzögerungen während der Sommerferien der Kernkraftwerke in Frankreich, zum Teil Corona-bedingt aufgrund der eingeführten Abstandsregelungen und

Abbildung 3.4: Entwicklung Bruttostromerzeugung der EU27 2010 bis 2020 in %

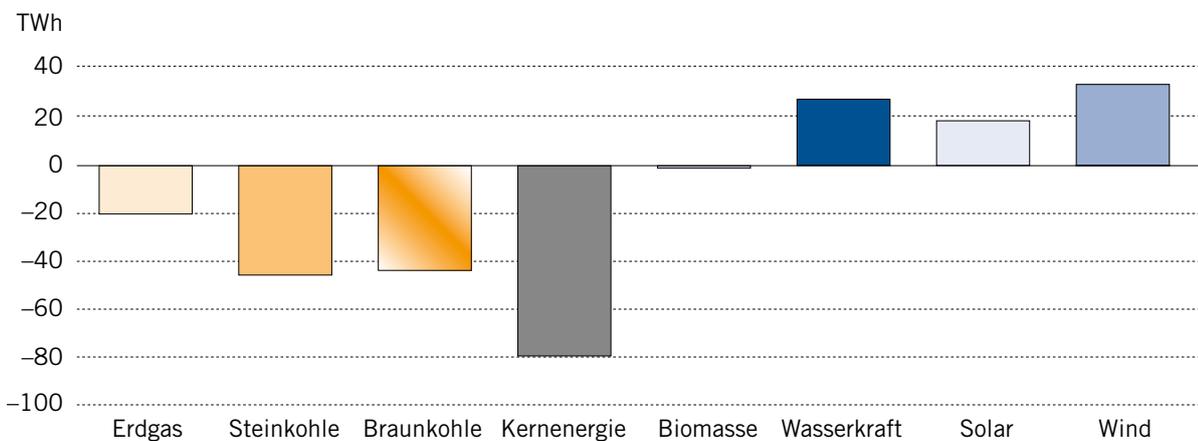


Quelle: Agora Energiewende/Ember

Kurzarbeit sowie aufgrund von ungeplanten Wartungsarbeiten in den belgischen Kernkraftwerken. Die Erzeugung ging 2020 in Frankreich um 44 TWh (-11 %), in Schweden um 17 TWh (-25 %), in Deutschland um 11 TWh (-14 %) und in Belgien um 9 TWh (-20 %) zurück. Die von der Kernkraft abhängigen Länder gingen unterschiedlich mit den Auswirkungen der Pandemie auf die operative Arbeit um und verlängerten entweder Revisionsmaß-

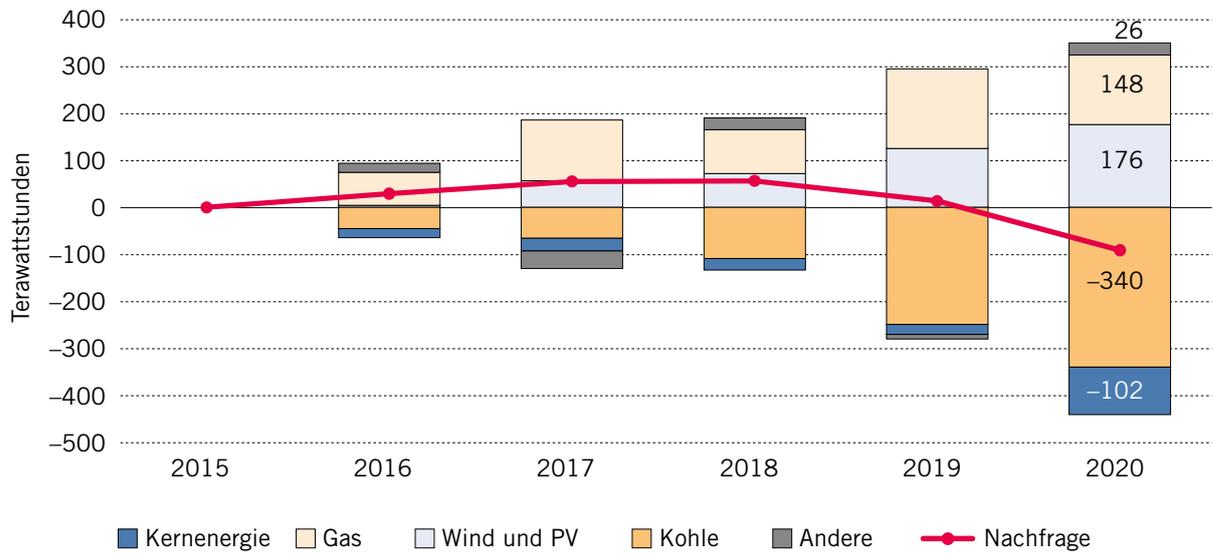
nahmen, zogen sie vor oder verlegten sie. Die Kernenergie besaß gleichwohl mit insgesamt 684 TWh weiterhin den größten Anteil an der Bruttostromerzeugung.

Abbildung 3.5: Die Bruttostromerzeugungsmengen konventioneller Energien brechen ein



Quelle: Agora Energiewende/Ember

Abbildung 3.6: Anteile von Wind und PV an der Bruttostromerzeugung der EU im Vergleich zu Kohle, Gas und Kernkraft



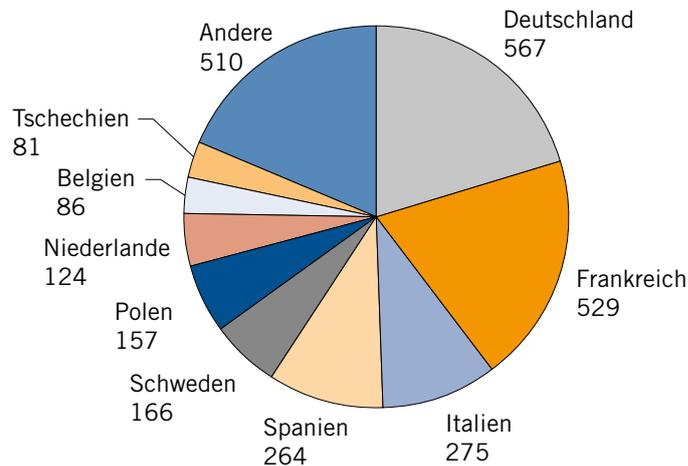
Quelle: Agora Energiewende/Ember

Abbildung 3.7: Wind- und PV-Ausbaupfade mit Blick auf deren Anteile an der Bruttostromerzeugung



Quelle: Agora Energiewende/Ember

Abbildung 3.8 Bruttostromerzeugung 2020 in der EU27 nach Ländern in TWh



Quelle: Agora Energiewende/Ember

Die Wasserkraft erreichte ihr Erzeugungsmaximum der vergangenen fünf Jahre (+27 TWh). Ihr Ausbaupotenzial ist jedoch insgesamt begrenzt.

Die Wasserkraft erreichte mit einem Plus von 27 TWh (insgesamt 352 TWh, +8 %) ihr Erzeugungsmaximum der vergangenen fünf Jahre, liegt aber weiterhin innerhalb des langfristigen Korridors jährlicher Schwankungen, welche sich vor allem aufgrund der Wetterverhältnisse ergeben. Trockene Jahre waren insbesondere im Süden der EU in den letzten Jahren für einen Rückgang in der Stromerzeugung verantwortlich. Abgesehen vom *Repowering* bestehender Anlagen, bei dem alte gegen neue und ggf. technisch leistungsfähigere Anlagenteile ersetzt werden, ist das Potenzial für zusätzliche Energie aus Wasserkraft in Europa insgesamt begrenzt. Auch die Kapazität für Strom aus Biomasse ist eingeschränkt. Dessen Erzeugung stagnierte in den vergangenen vier Jahren.

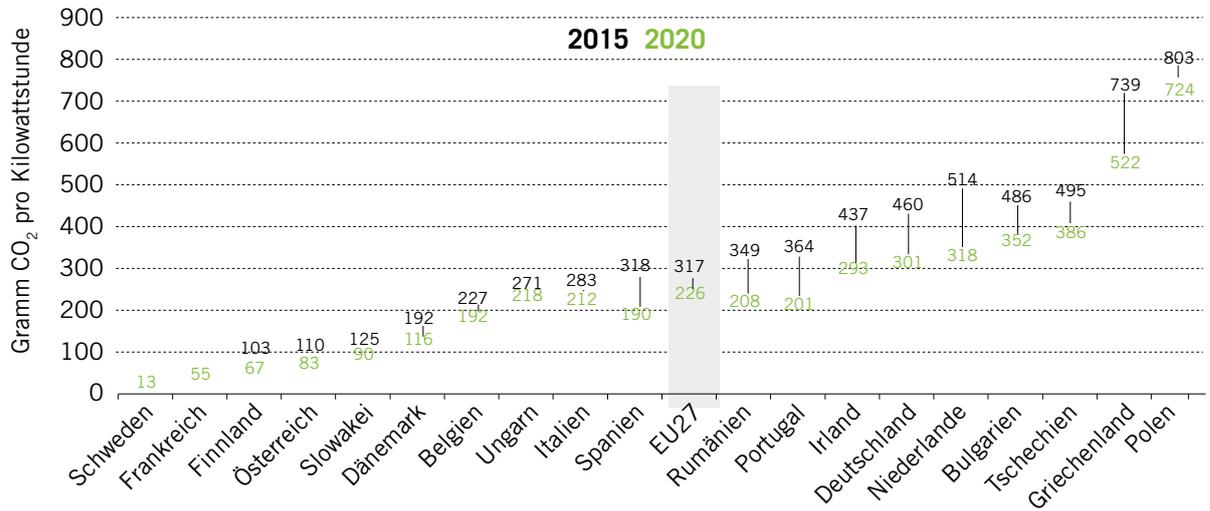
Den größten Zuwachs konnte in der EU27 im Vergleich zum Vorjahr die Stromerzeugung aus Windkraft (+33 TWh) verbuchen.

Beim EE-Kapazitätszubau leisteten Windkraft und PV den weitaus größten Beitrag. Die Erzeugung aus Photovoltaik (PV)-Anlagen nahm um 18 TWh (+15 %) zu. Den größten Zuwachs gegenüber dem Vorjahreszeitraum verbuchte im Jahr 2020 die Windkraft mit einer zusätzlichen Erzeugung von 33 TWh (+9 %). Bei diesen beiden Technologien konnten 2020 die Niederlande mit +40 % den größten Zuwachs gegenüber dem Vorjahreszeitraum verbuchen, gefolgt von Schweden (+36 %), Belgien (+28 %) Frankreich (+14 %) und Polen (+13 %). In der EU27 stieg die Bruttostromerzeugung von Wind- und Solaranlagen insgesamt um 51 TWh (+8 %). Damit vergrößert sich ihr Anteil an der Stromerzeugung von 17 auf 20 %.

Für die Solarenergie war das Jahr 2020 neben der Steigerung der Bruttostromerzeugung auch im Hinblick auf den Ausbau der Erzeugungskapazität eindeutig positiv. Mit einer Verdopplung des Zubaus gegenüber 2019 erreicht die PV eine Zubaurate, die fast an das Rekordniveau der Jahre 2011/2012 anknüpfen kann. Auch der Windzubau legte im Vergleich zum Vorjahr zu. In den nächsten Jahren sind für beide Technologien im Zuge des geplanten EE-Ausbaus weitere Steigerungen zu erwarten.

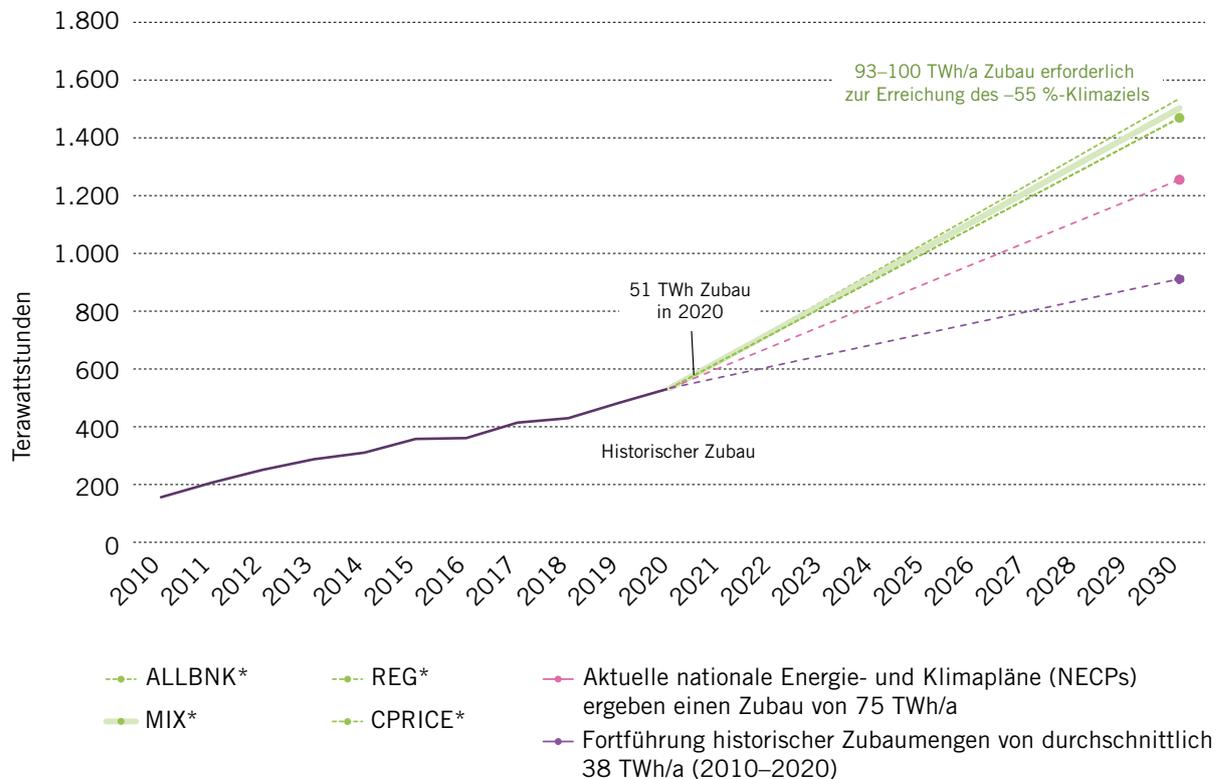
Wind und PV wiesen in Dänemark 2020 mit 62 % die höchsten Anteile an der Bruttostromerzeugung auf – dieser gemeinsame Anteil ist fast doppelt so hoch wie in Irland (35 %) und Deutschland (knapp 33 %), die an zweiter bzw. dritter Stelle folgen. In Bulgarien, Italien, Österreich, Portugal, Rumänien, Slowenien und Tsche-

Abbildung 3.9: Entwicklung der CO₂-Intensität des EU-Stromsektors



Quelle: Agora Energiewende/Ember

Abbildung 3.10: Historischer Zubau von Wind und Photovoltaik sowie EU-Klimaziele 2030



* Klimaszenarien entsprechend der Folgenabschätzung der EU-Kommission zur Erreichung des –55 %-Klimaziels

Quelle: Agora Energiewende/Ember

chien stagniert die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie seit 2015, in Griechenland kommt sie zügig voran. Dort haben die Förderung erneuerbarer Energien sowie die Liberalisierung des Energiemarkts trotz – oder auch wegen der Konjunkturprogramme infolge der COVID-19-Pandemie – Investitionen in den fortgesetzten EE-Ausbau erfolgreich angestoßen. Dies betrifft auch die Kostensenkung: Im Jahr 2014 wurde für Strom aus PV-Anlagen in Griechenland noch eine gesicherte Einspeisevergütung von 47 Cent pro kWh gezahlt. Im Zuge der Einführung des Auktionssystems seit 2017 lag der durchschnittliche Zuschlagspreis bei weniger als 6 Cent pro kWh. Die Investitionen in Erneuerbare beliefen sich dabei auf durchschnittlich etwa 1 Mrd. € pro Jahr.⁴ Griechenland könnte somit als Vorbild für den EE-Ausbau in Staaten, wie Bulgarien, Ungarn, Tschechien oder die Slowakei, dienen.

Entwicklung der Strompreise

Aufgrund der Corona-bedingt geringeren Stromnachfrage lag der Strompreis (*Day-Ahead*) im Jahr 2020 an den europäischen Strombörsen auf einem geringeren Niveau als im Jahr 2019. Er folgte damit der ökonomischen Logik der Merit-Order über die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke gemäß ihrer Grenzkosten. Anders als in 2019, als Deutschland die niedrigsten Börsenstrompreise im Vergleich zu den europäischen Nachbarländern aufwies, gab es im Jahr 2020 mehrere Länder mit einem geringeren Preisniveau. In Griechenland gab der Strompreis um rund 20 € je Megawattstunde (MWh) auf etwa 45 €/MWh nach. Allerdings ging das Sinken der Großhandelspreise in Europa mit heftigen Nachfrage- und Wirtschaftseinbußen einher. Bei einer Konjunkturerholung nach Ende der Corona-induzierten Krise dürften sie daher wieder steigen. In der Tendenz dürfte der Effekt geringerer Großhandelsstrompreise vor allem in jenen Ländern Bestand haben, in denen wenig fossile Brennstoffe zur Stromerzeugung eingesetzt werden und Erneuerbare einen hohen Anteil daran haben bzw. in denen der Zubau voranschreitet. Dies liegt an den geringeren Grenzkosten regenerativer Energien, welche am Strommarkt ausschlaggebend sind.

⁴ Vgl. Bloomberg New Energy Finance, Economics Alone Could Drive Greece to a Future Powered by Renewables, 21.09.2020, abrufbar unter <https://about.bnef.com/blog/economics-alone-could-drive-greece-to-a-future-powered-by-renewables/> (zuletzt abgerufen am 28.04.2021) sowie Deutsche Welle, Renewable energy – a way out for Greece?, 29.04.2014, abrufbar unter <https://www.dw.com/en/renewable-energy-a-way-out-for-greece/a-17595150> (zuletzt abgerufen am 28.04.2021).

Entwicklung der CO₂-Intensität

Aufgrund der Reduktion der Kohleverstromung sank die spezifische CO₂-Intensität 2020 im Stromsektor der EU27 um mehr als 10 % auf 226 g CO₂ je kWh. Dies entspricht einer Reduktion um 29 % im Zeitraum der vergangenen fünf Jahre (2015: 317 g CO₂/kWh). Im gleichen Zeitraum hat sich die Kohleverstromung in etwa halbiert (–48 %). 43 % des Rückgangs der Kohleverstromung wurden durch eine Steigerung der Stromproduktion aus Erdgas kompensiert, der Rest durch erneuerbare Energieträger. Insgesamt betrug der Rückgang der CO₂-Emissionen in der EU entsprechend der Internationalen Energieagentur etwa 10 %.

Zusammenfassung und Ausblick

Im Jahr 2020 wurde ein wichtiger Meilenstein erreicht: Erstmals trugen erneuerbare Energien mehr zur Stromerzeugung bei als fossile Energieträger. Kohle wurde im Jahr 2020 immer weniger eingesetzt und teils von Erneuerbaren und teils von Erdgas ersetzt. Das Überschreiten der EE-Marke wurde allerdings von einer Corona-bedingt geringen Stromnachfrage unterstützt. Falls der EE-Ausbau nicht zügig voranschreitet, könnte diese Marke schon im Jahr 2021 wieder unterschritten werden. Gerade im Hinblick auf das erhöhte Klimaziel der EU – 55 %-ige Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2030 gegenüber 1990 – werden verstärkte Ambitionen beim EE-Ausbau notwendig sein. Mit 51 zusätzlichen TWh im Jahr 2020 lag der Ausbau an Wind und PV in der EU27 zwar über dem jährlichen Durchschnitt der letzten Dekade in Höhe von 38 TWh. Um das Klimaziel 2030 zu erreichen, sind jedoch entsprechend der Klimaszenarien der EU-Kommission jährliche Zuwächse von ungefähr 100 TWh erforderlich. Geht man von den aktuellen nationalen Klimaplänen aus, so werden sich die Zubaumengen jedoch voraussichtlich lediglich auf durchschnittlich 72 TWh pro Jahr belaufen. Im Jahr 2021 wird es auf europäischer Ebene darum gehen, die bereits bewilligten Mittel des Green Deal und des Recovery Fund zielgerichtet und effizient im Sinne des Klimaschutzes zu gestalten.

3.2 Umsetzung des Green Deal und Anhebung der EU-Klimaziele

- **Das zentrale Maßnahmenpaket der Europäischen Union zum Erreichen der Klimaneutralität ist auf Kurs.**
- **Die Einzelmaßnahmen liegen trotz der COVID-19-Pandemie im Wesentlichen im Zeitplan.**
- **Der Europäische Rat billigte im Dezember 2020 die Anhebung des Treibhausgasreduktionsziels für 2030 auf mindestens 55 %.**

In der Mitteilung „The European Green Deal“⁵ kündigte die Europäische Kommission am 11. Dezember 2019 über 50 Einzelmaßnahmen in allen Sektoren an, darunter im Energie-, Industrie-, Verkehrs-, Wasser- und Landwirtschaftsbereich (vgl. hierzu auch *Energie für Deutschland 2020*, Art. 3.2). Nachfolgend wird analysiert, wie weit die Kommission, auch vor dem Hintergrund aktueller Entwicklungen wie der globalen Pandemie, seitdem bei der Umsetzung gekommen ist.

Die COVID-19-Pandemie und ihre politischen Implikationen

Als im Frühjahr 2020 die Bekämpfung der COVID-19-Pandemie in den Mittelpunkt der Arbeit der EU-Institutionen rückte, wurden Rufe aus einigen Mitgliedstaaten laut, den Green Deal der Europäischen Union (EU) zurückzustellen oder abzumildern. Es setzte sich jedoch die Auffassung durch, dass der schwere Einbruch der Wirtschaft und die Notwendigkeit von Programmen zu ihrer Wiederbelebung eine Gelegenheit darstelle, aus Sicht des Klimaschutzes notwendige Strukturumbrüche in die Wege zu leiten. Schon am 27. Mai 2020 veröffentlichte die EU-Kommission ein eng mit dem Green Deal verknüpftes Paket zum wirtschaftlichen Wiederaufbau nach der Pandemie (sog. *Green Recovery*). Unter deutscher Ratspräsidentschaft einigten sich die europäischen Staats- und Regierungschefs (Europäischer Rat) politisch am 11. Dezember 2020 auf das Paket. Es sieht insgesamt Mittel in Höhe von 750 Mrd. € vor. Ein Großteil davon (672,5 Mrd. €) soll in den kommenden Jahren im Rahmen der *Aufbau- und Resilienzfazilität* in Form von Darlehen und Zuschüssen direkt an die EU-Mitgliedstaaten ausgezahlt werden, die wiederum 37 % dieser Mittel für Investitionen in Klimaschutzmaßnahmen verwenden müssen. Im Februar 2021 haben Rat und Parlament der EU die Verordnung zur Einrichtung der *Aufbau- und Resilienzfazilität* angenommen. Auf dieser Grundlage reichten die EU-Mitgliedstaaten bis zum 30. April dieses Jahres nationale *Aufbau- und Resilienzpläne* bei der Kommission zur Prüfung und Genehmigung ein.

Zusätzlich wurden die Mittel des *Fonds für einen gerechten Übergang (Just Transition Fund)* durch das europäische Wiederaufbaupaket um 10 Mrd. € auf insgesamt

17,5 Mrd. € aufgestockt. Deutschland soll davon 2,25 Mrd. € zur Unterstützung der besonders vom Strukturwandel im Rahmen des Green Deal betroffenen Regionen, wie der Lausitz oder des Mitteldeutschen Braunkohlereviere, erhalten. Die Bundesregierung besteht darauf, diese EU-Mittel auch zur Finanzierung der Maßnahmen in den Kohleregionen aus dem Strukturstärkungsgesetz einzusetzen.

Europäisches Klimagesetz bildet Basis

Am 11. Dezember 2020 einigte sich der Europäische Rat auf die Anhebung des Treibhausgasreduktionsziels für 2030 gegenüber dem Niveau von 1990 von bislang 40 % auf mindestens 55 % netto, unter Berücksichtigung des Potenzials natürlicher CO₂-Senken, wie Wäldern. Vorangegangen war dem eine umfangreiche Folgenabschätzung der EU-Kommission. Demnach ist das 55 %-Ziel zwar nicht im *Business as usual*-Szenario, aber in drei anderen Szenarien erreichbar und in einem weiteren Szenario übertreffbar. Die drei genannten Szenarien sind so ausgelegt, dass sie das Einsparziel von 55 % erreichen, sich aber in den Instrumenten (Ordnungsrecht, CO₂-Bepreisung oder Instrumentenmix) unterscheiden.

Das neue Klimaziel für 2030 soll zudem – wie auch das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 – ein EU-weites Ziel sein und nicht nur für die einzelnen Mitgliedstaaten gelten. Damit stimmte der Europäische Rat dem Vorschlag der EU-Kommission vom 17. September 2020 zu. Das angehobene Klimaziel wurde zur Erhöhung des national festgelegten Beitrags (*Nationally Determined Contribution, NDC*) der EU unter dem Abkommen von Paris Ende 2020 offiziell bei der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) eingereicht. Es kann jederzeit erhöht, aber nicht mehr abgesenkt werden.

Obwohl die Festlegung eines ambitionierteren Klimaziels für 2030 damit weitestgehend abgeschlossen war, musste dieses noch rechtsverbindlich im Europäischen Klimagesetz verankert werden. Am 21. April 2021 konnte nach vorangegangenen Trilogverhandlungen zwischen dem Parlament und dem Rat der EU eine Einigung zum Klimagesetz erzielt werden. Über ein Jahr nach der Vorlage des Verordnungsvorschlags durch die EU-Kommission, am 4. März 2020, kann das Gesetz damit nach der formellen Verabschiedung durch das Parlament und den

⁵ COM(2019) 640 final vom 11.12.2019.

Rat noch rechtzeitig vor den ersten konkreten Legislativvorschlägen im Rahmen des sog. *Fit for 55*-Pakets Ende Juni 2021 in Kraft treten.

Kernelement des Gesetzes sind die Verankerung des Ziels der Klimaneutralität bis 2050 sowie eines ambitionierteren Klimaziels für 2030 im EU-Recht. Strittig war in den Verhandlungen insbesondere die Höhe des neuen 2030-Ziels. Während die Kommission und die Mitgliedstaaten eine Anhebung des bisherigen Ziels von –40 % gegenüber 1990 auf mindestens –55 %, unter Berücksichtigung des Beitrags natürlicher CO₂-Senken, vorschlugen, forderte das Parlament ein Ziel von –60 % und lehnte die Anrechnung von CO₂-Senken ab. Nach der Trilogieeinigung bleibt es bei dem auch bereits am 11. Dezember 2020 vom Europäischen Rat gebilligten 2030-Ziel von mindestens –55 %. Allerdings soll der Beitrag natürlicher Senken zur Zielerreichung auf 225 Mio. t begrenzt werden.

2020 – das Jahr der Konsultationen, Folgenabschätzungen und Strategien

Während die EU-Kommission bisher nur wenige Rechtsakte, also Richtlinien und Verordnungen, auf den Weg gebracht hat, nahm die Vorbereitung relevanter legislativer Aktivitäten einen sehr breiten Raum ihrer Arbeit ein. Am Anfang eines Legislativvorschlags steht in der Anfangsphase eine Folgenabschätzung (*Inception Impact Assessment, IIA*). Darin werden eine Analyse des spezifischen Problems, die politischen Ziele der jeweiligen Initiative und verschiedene Lösungsansätze sowie deren wahrscheinliche Auswirkungen skizziert. Daran anschließend führt die Kommission für die in der Green Deal-Mitteilung und deren Anhang enthaltenen Maßnahmen in aller Regel eine öffentliche Konsultation auf Basis einer Onlinebefragung durch und legt danach regelmäßig ein Strategiepapier in Form einer Mitteilung vor. Mithilfe von Strategiepapieren setzt die EU-Kommission Prioritäten und Ziele für bestimmte Politikbereiche und zeigt geeignete Maßnahmen zu ihrer Erreichung auf. Für Maßnahmen mit energiepolitischer Relevanz wurden im Jahr 2020 Strategien zu folgenden Themen vorgelegt:

- Eine neue Industriestrategie für Europa,
- Reduzierung von Methanemissionen in der Union,
- Wasserstoff für ein klimaneutrales Europa,
- Integration des Energiesystems (auch bekannt als intelligente Sektorenintegration),
- nachhaltige und intelligente Mobilität und
- erneuerbare Energien auf See.

Im Januar 2021 folgte eine weitere Strategie zur Anpassung an den Klimawandel.

EU-Strategien bieten der EU-Kommission eine Möglichkeit zur Kommunikation mit Rat, Parlament und der Öffentlichkeit.

Die Strategiepapiere enthalten häufig noch keine stringenten Konzepte oder durchgerechneten Maßnahmen, sondern stellen eine nächste Stufe der Kommunikation der EU-Kommission mit Rat und Parlament sowie mit der Öffentlichkeit dar. Ein Beispiel: Die im Dezember 2020 veröffentlichte Offshore-Strategie der Kommission setzt ein noch unverbindliches, ehrgeiziges EU-weites Ziel zum Ausbau von 300 Gigawatt (GW) Offshore-Windenergiekapazitäten bis 2050 und untersucht, ob neuartige Offshore-Gebotszonen das Potenzial haben, Offshore-Windenergie besser in die grenzüberschreitenden Strommärkte einzubeziehen – ohne sich abschließend festzulegen, ob sie deren Verwirklichung letztendlich anstrebt oder nicht.

Green Deal strahlt auf andere Politikfelder aus

Auch außerhalb des EU-Haushalts und der daraus abgeleiteten Unterstützungsmaßnahmen für die EU-Mitgliedstaaten wird der Green Deal immer mehr zum zentralen Bezugspunkt für die Politik der EU. Zum einen betrifft das Aktivitäten, die bereits durch die vorherige EU-Kommission aufgegriffen, aber nicht zu Ende geführt wurden. Ein Beispiel hierfür ist der Bereich Sustainable Finance (vgl. auch *Energie für Deutschland 2020*, Art. 3.7). Die Nachhaltigkeitskriterien für industrielle Aktivitäten sind inzwischen am Ziel der Klimaneutralität 2050 ausgerichtet. Das heißt, dass die technischen Bewertungskriterien auf solche Anforderungen an industrielle Verfahren zielen, die der Klimaneutralität schon recht nah sind. Dies hatte zumindest zwischenzeitlich allerdings zur Folge, dass Aktivitäten, die deutlich weniger umweltverschmutzend als gängige Verfahren, aber nicht klimaneutral sind, nicht als nachhaltig gelten. Inzwischen wurden an sog. Übergangsaktivitäten mildere Anforderungen geknüpft, die es erlauben sollen, vom heutigen Standard ausgehend, substanzielle Fortschritte auf dem Weg zur Klimaneutralität zu erzielen. Über technische Bewertungskriterien für die Anerkennung von Aktivitäten zur Energieerzeugung mit Erdgas als Brennstoff (Einsatz in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Gaskraftwerke) als Übergangsaktivitäten konnte bislang keine Einigung er-

zielt werden. Hierzu ist noch in diesem Jahr ein komplementärer delegierter Rechtsakt geplant. Zur weiteren Ausgestaltung sind 2021 die Veröffentlichung einer neuen Strategie für ein nachhaltiges Finanzwesen und ein Vorschlag für einen nichtbindenden *EU Green Bond Standard* geplant. Es wird erwartet, dass die strengen Nachhaltigkeitskriterien Eingang in weitere EU-Rechtsakte finden, sogar ins EU-Wettbewerbsrecht.

Zum anderen trifft der Green Deal auf Gesetzgebungsverfahren, die aus anderen Gründen anstehen, wie etwa die Reform der Vorschriften für den Gasbinnenmarkt. Die Strategie für eine intelligente Sektorenintegration vom 08. Juli 2020 schlägt die Brücke zwischen Gasbinnenmarkt und Dekarbonisierung.

➤ Es ist bislang noch offen, wie das Verhältnis von Erdgas zu anderen Gasen, insbesondere zu Wasserstoff, ausgestaltet werden wird.

Als wesentliches Element zur Umsetzung der Strategie zur Integration des Energiesystems und der Wasserstoffstrategie von Juli 2020 plant die EU-Kommission für das vierte Quartal 2021, unter dem Titel *Hydrogen and Gas Markets Decarbonisation Package* Legislativvorschläge zur Anpassung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und -Verordnung vorzulegen. Zu den zentralen anzugehenden Regelungsgegenständen gehören sowohl Fragen des Green Deal als auch des Binnenmarkts.

- Ein Rechts- und Regulierungsrahmen für den Wasserstoffmarkt und die Wasserstoffinfrastruktur, u. a. Umfang und Tiefe der EU-Vorgaben, Übertragung der Prinzipien des Gasbinnenmarktes (z. B. Netzzugang, Entflechtung und Finanzierung) und mögliche temporäre Ausnahmen, Rolle der Ferngas- und Verteilnetzbetreiber, Verbraucherrechte, Qualitätsstandards sowie Vorgaben für Wasserstoffspeicher und LNG-Terminals;
- Gasqualität, u. a. Anwendung bzw. Umsetzung der Gasqualitätsstandards, Vorgaben für die Wasserstoffbeimischung sowie Verantwortlichkeiten bezüglich der Einhaltung, Transparenz und Kosten;
- Zugang klimaneutraler Gase zum Gasmarkt und zur Gasinfrastruktur, u. a. Einspeiseregeln, LNG-Terminals, Gasspeicher und Beimischung;
- Angleichung der nationalen Netzentwicklungspläne an die europäischen 10-Jahresnetzentwicklungspläne (*Ten-Year Network Development Plan, TYNDP*), ggf. mit gemeinsamen Szenarien für Strom und Gas oder einem gemeinsamen Plan für alle Energieträger;
- Versorgungssicherheit, u. a. Anpassung der Gasversorgungssicherheits-Verordnung sowie Notwendigkeit von Vorgaben mit Blick auf Cybersicherheit und kritische Infrastrukturen.

In dieser Verschränkung von Klimaschutz- und Binnenmarktregelungen liegt kein Widerspruch. Schließlich sollen die Kräfte des Marktes in den Dienst einer volkswirt-

Abbildung 3.11: Fit-for-55-Paket – Grundlagen und Zeitplanung



Quelle: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

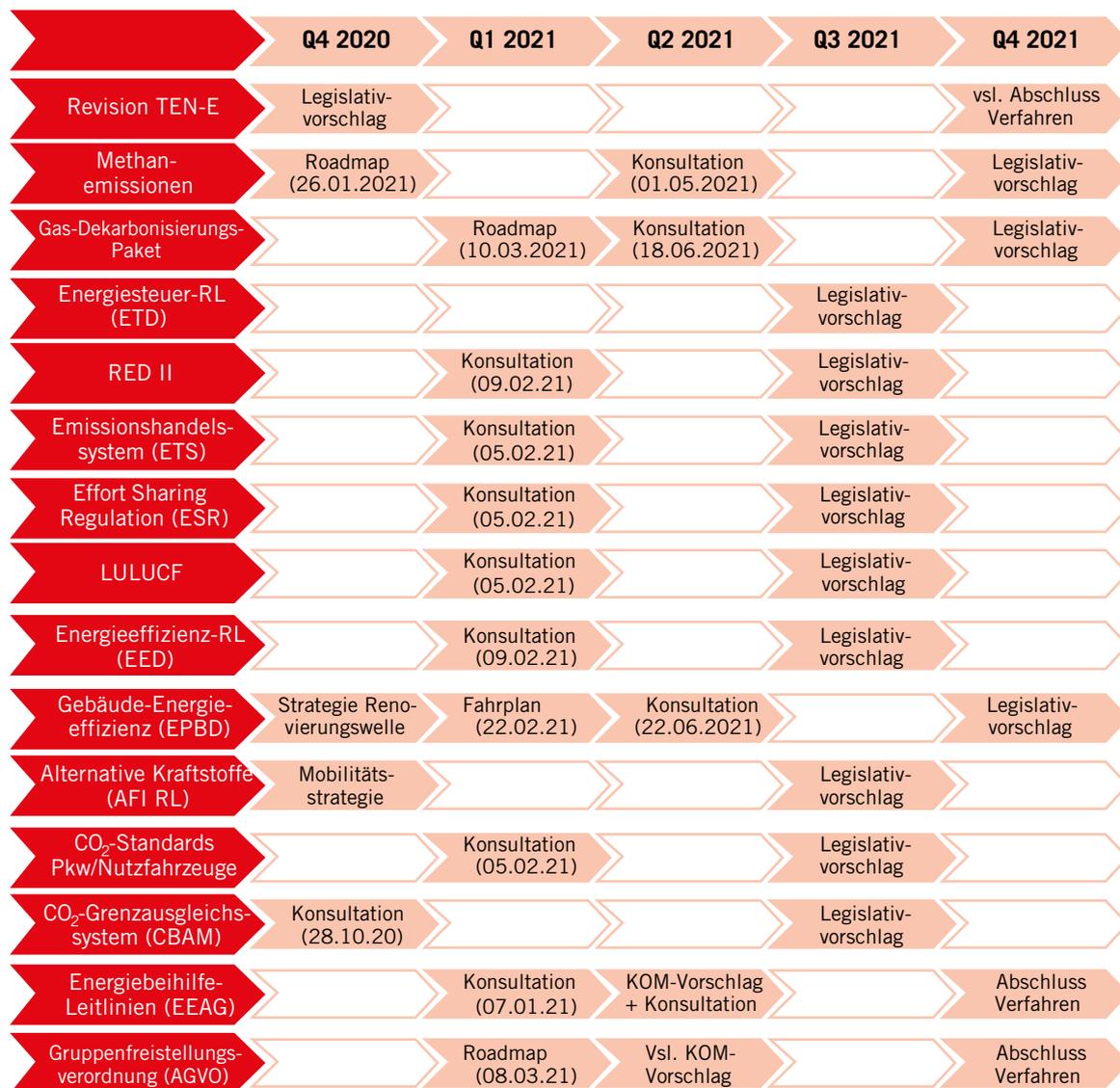
schaftlich effizienten Erreichung der Klimaziele gestellt werden.

Fit for 55-Paket als zentraler Baustein für 2021

Zur Umsetzung der angekündigten Ziele plant die Kommission für 2021 im Rahmen des Fit for 55-Pakets die Überarbeitung des energie- und umweltpolitischen

Rechtsrahmens der EU. Die geplanten Maßnahmen zielen insbesondere auf die Erreichung des Treibhausgasreduktionsziel von 55 % bis 2030, bei gleichzeitiger Wahrung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft, ab.

Abbildung 3.12: Das Legislativpaket Fit for 55 im Überblick



Quelle: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Vorschläge für die folgenden Rechtsakte oder deren Überarbeitung sollen am 14. Juli 2021 vorgelegt werden:

- Energieeffizienz-Richtlinie (EED),
- Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II),
- Emissionshandelsrichtlinie,
- Energiesteuerrichtlinie,
- Etablierung eines CO₂-Grenzausgleichssystems (*Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM*, vgl. hierzu auch das Schwerpunktkapitel der *Energie für Deutschland 2021*),
- Lastenteilungsverordnung (Effort Sharing Regulation, ESR),
- Verordnung über Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF),
- Richtlinie über den Ausbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFI),
- Revision der CO₂-Flottengrenzwerte.

Zusätzlich soll bis Ende 2021 das EU-Beihilferecht zur Unterstützung der Ziele des Green Deal angepasst werden. Besonders relevant für die Energiewirtschaft ist dabei die angekündigte Überarbeitung der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen (UEBLL) sowie der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO). Hierbei stehen die Regeln u. a. für die Förderung der erneuerbaren Energien, von Kraft-Wärme-Kopplung und Wasserstoffprojekten ebenso im Zentrum wie Entlastungen von Umweltabgaben und -steuern, die Strompreiskompensation und innovative Differenzverträge (*Carbon Contracts for Difference, Ccfd*). Zugleich geht es aber auch um eine mögliche Anpassung der Verfahren. Zu nennen sind die relativ geringen Schwellenwerte der AGVO. Ein zentraler Unsicherheitsfaktor für energiewenderelevante Investitionen liegt derzeit in den sehr langen Prüfungszeiträumen für Beihilfeverfahren. So gehen wertvolle Zeit sowie Planungs- und Rechtssicherheit verloren.

Fazit

Ungeachtet der durch die COVID-19-Pandemie ausgelösten Krise in der EU hält die EU-Kommission im Wesentlichen ihren in der Mitteilung zum EU-Green Deal

aufgestellten Fahrplan ein. Mit der Einigung von Europäischem Parlament und dem Rat der EU zum Europäischen Klimagesetz im April 2021 und dem dort enthaltenen 55 %-Treibhausgasreduktionsziel bis 2030 ist jetzt die Grundlage für das Fit for 55-Legislativpaket geschaffen. Dieses Paket soll dafür sorgen, dass das ambitionierte Klimaziel auch tatsächlich erreicht wird.

Im Jahr 2020 standen als Legislativakte neben dem Klimagesetz vor allem die rechtlichen Grundlagen für die Green Recovery der Wirtschaft an. Ansonsten legte die Kommission rechtlich nicht bindende Konsultationen, Folgenabschätzungen und Strategien, wie eine neue Industriestrategie und eine Wasserstoffstrategie, in großer Zahl vor. Ob sie dieses hohe Tempo auch dann halten kann, wenn die dazugehörigen Legislativakte anstehen, wird sich 2021 zeigen.

3.3 Ausweitung des europäischen Emissionshandelssystems

- **Das Emissionshandelssystem der Europäischen Union hat grundsätzlich die Erwartungen erfüllt.**
- **Anstehende Reformen im Rahmen des EU-Green Deal sind auf die Erreichung der Klimaziele für 2030 und 2050 ausgerichtet.**
- **Die Ausweitung des Emissionshandels auf andere Sektoren steht als langfristige Option im Raum.**

Die EU-Kommission plant, im Sommer 2021 ein umfangreiches Regelungspaket zur Umsetzung des *Green Deal* und hierbei insbesondere auch ihre Vorschläge für die Überarbeitung der Rechtsakte zum EU-Emissionshandel (EU ETS) und zur EU-Lastenteilungsverordnung (Effort Sharing Regulation, ESR) vorzulegen. Letztere legt für den Zeitraum 2021 bis 2030 in ihrer bisher gültigen Fassung fest, dass die Treibhausgasemissionen in den Sektoren, die bislang nicht unter das EU ETS fallen, wie der Verkehrs- und Gebäudebereich sowie die Landwirtschaft, gegenüber 2005 um 30 % sinken sollen und welchen individuellen Beitrag die einzelnen Mitgliedstaaten hierzu zu leisten haben. Ein Kernthema der Diskussion wird die Ausweitung der CO₂-Bepreisung auf europäischer Ebene sein. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, ob und in welcher Weise weitere Sektoren in das EU ETS einbezogen werden sollten. Soweit dies verneint werden sollte, ist zu klären, welche Regelungen in denjenigen Sektoren gelten sollen, die – zumindest vorerst – nicht in das EU ETS einbezogen werden. Wichtig ist auch zu entscheiden, ob in diesen nicht einbezogenen Sektoren, wie bisher, nationale oder künftig europäische Instrumente Anwendung finden sollten. In der Mitteilung zum *2030 Climate target plan*⁶ und in der zugehörigen Folgenabschätzung (*Impact Assessment*) setzt sich die EU-Kommission mit diesen Fragen auseinander und machte sie kurz darauf zum Gegenstand einer öffentlichen Konsultation.

Emissionsreduktion durch das EU ETS

Auf EU-Ebene sind die Emissionen der ortsfesten ETS-pflichtigen Anlagen in den letzten Jahren deutlich zurückgegangen. Bis zum Jahr 2019 konnte laut Zahlen der Europäischen Umweltagentur eine Reduktion um 35 % gegenüber dem Startjahr 2005 des EU ETS erreicht werden. Für das Jahr 2020 ist von einem weiteren (pandemiebedingten) starken Rückgang auszugehen. Der relative Rückgang der Emissionen in den dem ETS unterliegenden Sektoren fällt dabei, sowohl auf nationaler als auch europäischer Ebene, erheblich stärker aus als der Rückgang der gesamten deutschen bzw. europäischen Treibhausgasemissionen. Der Gesamtrückgang aller Emissionen, unter Einschluss der Emissionen außerhalb des ETS, betrug von 2005 bis 2009 lediglich 19 %.

Seit der Einführung des EU ETS im Jahr 2005 sind die Emissionen der betroffenen deutschen Energie- und Industrieanlagen bspw. um 38 % gesunken (Stand: 2020). Der Emissionsrückgang ist hierbei überwiegend aus Anlagen der Energiewirtschaft erbracht worden. Die Reduktionsziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes für den Sektor Energiewirtschaft für 2020 sowie sogar bereits für 2022 konnten im letzten Jahr deutlich übertroffen werden. Als Haupttreiber für den Rückgang sind in den letzten Jahren neben der CO₂-Bepreisung insbesondere der EEG-getriebene Ausbau erneuerbarer Energien (EE), die Außerbetriebsetzung von Kohlekraftwerken sowie die stärkere Auslastung von Gaskraftwerken und die – teilweise konjunktur- und COVID-19-bedingten – Rückgänge beim Stromverbrauch zu nennen.

➤ **Die Marktstabilitätsreserve hat dazu beigetragen, dass der Preis für CO₂-Zertifikate nach einer kurzen Schwächephase nicht weiter eingebrochen ist.**

Preisentwicklung

Lange Zeit stand das EU ETS in der Kritik, weil die Preise für Emissionszertifikate sehr niedrig waren und eine Zeitlang unter 5 €/t lagen. Das stellte zwar die Emissionsreduktion nicht in Frage, die wegen des festen Reduktionsziels (*Cap*) sicher war. Hier erfüllt das EU ETS als Mengeninstrument die ihm zugeordnete Aufgabe. Es führte aber dazu, dass das Preissignal des EU ETS darüber hinausgehend keine oder nur marginale Investitionen in CO₂-arme Technologien anschob. Das hat sich mit der Anhebung des linearen Reduktionsfaktors, mit welchem die Gesamtmenge der im Jahr zur Verfügung stehenden Zertifikate gesenkt wird, und der Einführung der *Marktstabilitätsreserve* (MSR) geändert. Die MSR ist so konstruiert, dass bei einem Überschuss in zuvor definiertem Umfang Zertifikate vom Markt genommen, für einen Zeitraum gespeichert und bei fortbestehendem Überschuss anschließend gelöscht werden. Stellt sich dagegen eine Unterdeckung an Zertifikaten ein, werden zwischengespeicherte Zertifikate zurück in den Markt gegeben. Die MSR speiste sich zunächst aus 900 Mio. Zertifikaten der Vorgängerregelung, dem sog. *Backloading*.

⁶ Vgl. COM(2020) 562 final vom 17.09.2020.

Der Preisanstieg der CO₂-Zertifikate im Jahr 2018 verlief zeitgleich mit dem Inkrafttreten der ETS-Reform im März 2018. Mit dieser wurde der lineare Reduktionsfaktor mit Wirkung zum 1. Januar 2021 von 1,74 % auf 2,2 % angehoben. Die MSR wurde zur Flexibilisierung des Angebots eingeführt, um auf Nachfrageänderungen zu reagieren. Maßgeblich für den Einsatz der MSR ist die Umlaufmenge freier Zertifikate, also der Überschuss basierend auf der Differenz zwischen ausgegebenen Zertifikaten und für verifizierte Emissionen durch die Unternehmen nachzuweisende Zertifikate, zuzüglich des aktuellen Bestands der MSR. Die MSR greift dann, wenn pro Jahr die Umlaufmenge einen Toleranzbereich zwischen 400 und 833 Mio. Zertifikaten unter- bzw. überschreitet. Bei Unterschreitung der 400 Mio.-Grenze werden 200 Mio. Zertifikate zusätzlich versteigert. Bei Überschreitung der 833 Mio.-Grenze wird die Auktionsmenge um 24 % der jeweiligen Umlaufmenge gekürzt. Gerade während der COVID-19-Krise hat die MSR ihre Funktionsfähigkeit bewiesen und den ETS-Preisverfall effektiv aufgefangen. Anfang Mai 2021 hat der Preis der Emissionszertifikate die Marke von 50 €/t CO₂-Äq überschritten. Diese Preisentwicklung vollzog sich parallel zur Beratung und Annahme des europäischen Klimagesetzes, das eine Anhebung des Treibhausgasreduktionsziels für die EU in ihrer Gesamtheit auf 55 % enthält (vgl. *Energie für Deutschland 2021*, Art. 3.2).

EU-weite CO₂-Bepreisung

Zur Umsetzung der angekündigten Klimaziele für 2030 plant die Kommission für 2021 im Rahmen des sog. *Fit for 55*-Pakets die Überarbeitung des energie- und umweltpolitischen Rechtsrahmens der EU. Mit Blick auf den bestehenden EU ETS bedeutet das in erster Linie eine Anpassung des *Cap-and-Trade*-Mechanismus an die neuen Klimaziele. Konkret ist es notwendig, dass Reduktionsziel und den linearen Reduktionsfaktor entsprechend der Zielverschärfung von 40 % auf 55 % Emissionsreduktion bis 2030 anzupassen. Es geht aber nicht nur um eine Fortschreibung der Emissionshandelsrichtlinie und anderer Rechtsakte, wie der Lastenteilungsverordnung für Sektoren, die nicht unter das ETS fallen, und der Verordnung über Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (*LULUCF*), sondern darum, wie sich CO₂-Minderungen generell möglichst effizient realisieren lassen.

In der Mitteilung zum 2030 Climate target plan und der dazugehörigen Folgenabschätzung spielt die EU-Kommission mehrere Szenarien durch, in denen dem EU ETS eine wichtige, aber nicht die alleinige, Rolle bei der Errei-

chung der Klimaziele zugesprochen wird. Die Kommission neigt nicht einer reinen CO₂-Bepreisung zu, sondern deutlich einem Instrumentenmix. Sie stützt sich dabei auf das Szenario *MIX*. Es kombiniert eine weitere Ertüchtigung des EU ETS mit regulatorischen Maßnahmen und einer Anhebung der Ziele für den Ausbau der Erneuerbaren und für Energieeffizienz. Für ein Szenario, in dem die Steuerung im Wesentlichen über eine CO₂-Bepreisung erfolgt (*CPRICE*), rechnet die Kommission zur Erreichung des 55 %-Ziels mit einem CO₂-Preis von 60 €/t im Jahr 2030. Dagegen würde ein Instrumentenmix (*MIX*-Szenario) nur zu einem Preis von 44 €/t im Jahr 2030 führen.

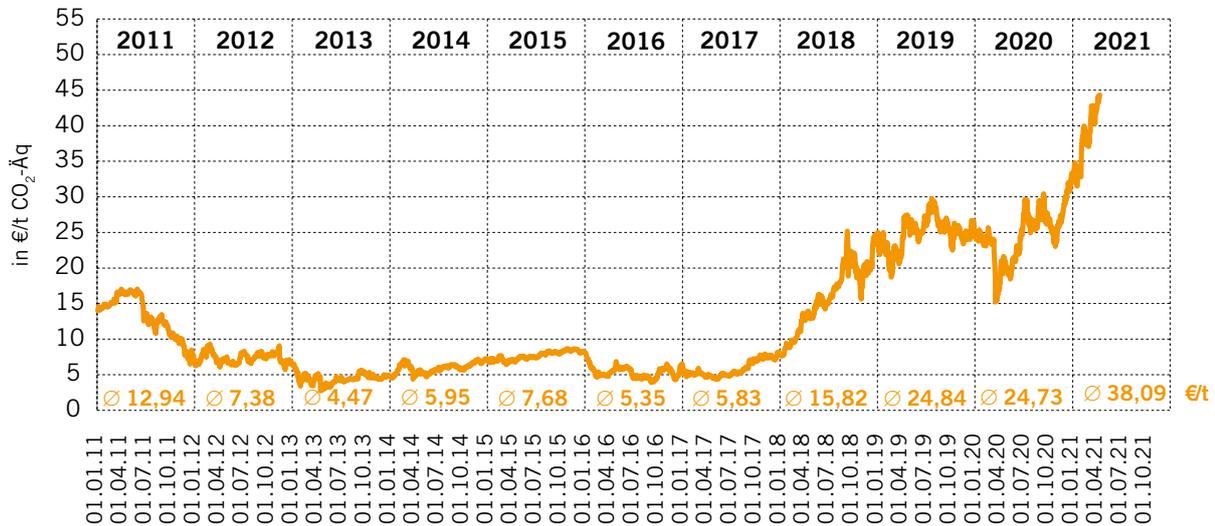
Die Folgenabschätzung vergleicht insbesondere folgende Optionen zur Treibhausgasreduzierung:

- Die Einbeziehung der Bereiche Gebäude und Verkehr in das ETS.
- Ein separates EU-weites Emissionshandelssystem für neue Sektoren.
- Individuelle Emissionshandelssysteme der Mitgliedstaaten für Gebäude und den (Straßen-)Verkehr.
- Eine EU-weite CO₂-Steuer.
- Nationale CO₂-Steuern.
- Nur Lastenteilungsverordnung, das heißt, die Mitgliedstaaten sind in der Wahl der Instrumentierung weiterhin frei.

Alle Optionen haben unterschiedliche Vor- und Nachteile. Im Falle einer EU-weit einheitlich erhobenen Steuer ist zu berücksichtigen, dass

- die Erhebung und Änderung der Energiesteuerrichtlinie an das Erfordernis der Einstimmigkeit im Rat der EU geknüpft ist, sofern dieser nicht darauf verzichtet und
- die Kommission hierin einen Ansatzpunkt sieht, der EU erstmals eigene Finanzmittel zu verschaffen. Dies ist allerdings keine automatische Konsequenz einer EU-einheitlich erhobenen Steuer und unter den Mitgliedstaaten umstritten.

Außerdem sind der administrative Aufwand und der Anknüpfungspunkt für Zahlungspflichten zu beachten. Das ETS knüpft beim Emittenten von CO₂ an (*downstream*-Ansatz), der nationale Brennstoffemissionshandel in

Abbildung 3.13: Preisentwicklung CO₂-Emissionszertifikate im EU ETS, 01.01.2011–12.04.2021

Quelle: European Energy Exchange AG (EEX)

Deutschland dagegen beim Inverkehrbringen eines Energieträgers (*upstream*-Ansatz).

Nachfolgend wird die Option der Ausweitung des ETS auf andere Sektoren, namentlich den Gebäude- und den Verkehrssektor, betrachtet.

Überlegungen zur Ausweitung des ETS auf andere Sektoren

Das Impact Assessment der EU-Kommission sieht den ungewichteten Durchschnitt der impliziten Kohlenstoffpreise für die EU27 bei etwa 240 €/t für Benzin und bei etwa 160 €/t für Dieselmotorkraftstoff. Dagegen lag der explizite Preis für ETS-Emissionszertifikate bis Ende 2020 im Maximum bei rund 30 €/t. Solch hohe Disparitäten der CO₂-Vermeidungskosten sprechen gegen eine kurzfristige Ausweitung des EU ETS auf den Mobilitätssektor. Sie würde voraussichtlich zu sehr viel höheren CO₂-Zertifikatspreisen führen, was sich in erster Linie auf die bereits im EU ETS erfassten Sektoren auswirken würde. Diese wären einem deutlich höheren Zertifikatspreis ausgesetzt als vor der Ausweitung. Für die Zielerreichung in den neu erfassten Sektoren hingegen hätte dies aufgrund der unterschiedlichen Preiselastizitäten und Vermeidungskosten das Risiko, dass dort Anstrengungen zur Treibhausgasreduzierung schwächer ausfallen würden als bei separat formulierten Zielen für diese Bereiche. Für In-

dustrieunternehmen würde sich zudem durch gestiegene Zertifikatspreise die Gefahr der Verlagerung von CO₂-Emissionen in Drittstaaten (*Carbon Leakage*) erhöhen.

➤ Eine Zusammenführung der Systeme weist in volkswirtschaftlicher Hinsicht prinzipiell große Vorzüge auf und sollte deshalb als Option in der längerfristigen Perspektive weiterverfolgt werden.

Dennoch ist zu beachten, dass eine Zusammenführung der Systeme in volkswirtschaftlicher Hinsicht zumindest prinzipiell große Vorzüge aufweist und deshalb als Option in der längerfristigen Perspektive weiterverfolgt werden sollte. Die Orientierung der Preissignale am CO₂-Gehalt ist ein marktbasierendes, technologieoffenes und kosteneffizientes Instrument zur Treibhausgasreduzierung. Eine wirksame CO₂-Bepreisung wäre zudem ein wichtiger Schritt, um faire Wettbewerbsbedingungen zwischen den Energieträgern über die Sektoren hinweg zu schaffen, die Sektorkopplung zu ermöglichen und Investitionen und Maßnahmen zur Treibhausgasreduzierung dort durchzuführen, wo sie zu den geringsten Kosten möglich sind.

Überlegungen zur Wahl des Zeitpunkts

Angesichts der nach wie vor sehr unterschiedlichen Vermeidungskosten für CO₂ und vieler noch offener Fragen zu deren weiterer Entwicklung bietet sich eine gestufte Herangehensweise an. Der Zeitpunkt der Einbeziehung weiterer Sektoren in das EU ETS sollte in Abhängigkeit von der zu erwartenden Angleichung der Vermeidungskosten bestimmt werden. Die Aufnahme weiterer Sektoren müsste ggf. durch flankierende Maßnahmen (z. B. durch Kaufanreize für CO₂-arme Technologien) oder gezielte Entlastungen (z. B. zur Abwehr von Carbon Leakage) begleitet werden, um eine Überforderung der Verbraucher und Wirtschaftsunternehmen zu vermeiden. Als kurz- bis mittelfristige Alternative könnte hierfür, in Ergänzung zum bestehenden Handelssystem – mit entsprechend ausreichender Vorlaufzeit – ein spezifisch gestaltetes europäisches Emissionshandelssystem für die verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen in den nicht bereits vom ETS erfassten Bereichen in Betracht gezogen werden.

In einem ersten Schritt könnte ein eigenständiges Emissionshandelssystem für den Verkehr (einschließlich des EU-internen Flug- und Seeverkehrs) nach Vorbild des deutschen Brennstoffemissionshandels eingeführt werden. Dieses upstream-Handelssystem für Inverkehrbringer von Kraftstoffen könnte dann nach 2030 schrittweise mit dem bestehenden downstream-Handelssystem für ortsfeste Anlagen verknüpft werden. Bei der Anbindung sind die unterschiedlichen Anknüpfungspunkte (Anlagenbetreiber bzw. Inverkehrbringer von Kraftstoff) und die Anforderungen an die Überwachung und Berichterstattung zu beachten, um Doppelbelastungen und exzessiven Verwaltungsaufwand zu vermeiden.

Für den auf europäischer Ebene sehr heterogenen Gebäudebereich bietet sich als erster Schritt für eine CO₂-Bepreisung die Einführung einer CO₂-Komponente in die Energiesteuerrichtlinie an. Die Fokussierung auf anspruchsvolle europäische Mindeststeuersätze würde den Mitgliedstaaten einen gewissen Spielraum für die nationale Ausgestaltung der CO₂-Bepreisung im Gebäudesektor und die Abwehr möglicher Energiearmut oder anderer sozialer Verwerfungen bieten.

Fazit

Es kann als gesichert gelten, dass die EU-Kommission Vorschläge für die Überarbeitung der Rechtsakte zum EU ETS und zur Lastenteilung vorlegen wird. Aus der Folgenabschätzung zum europäischen Klimagesetz und aus

den Fragen der Konsultation zur Reform der genannten Rechtsakte lässt sich ablesen, dass sie Sympathien dafür hegt, die CO₂-Bepreisung für alle Sektoren auf die europäische Ebene zu verlagern. Angesichts der von ihr angeführten hohen unterschiedlichen Vermeidungskosten in den Sektoren Energie, Mobilität und Gebäude erscheint es wenig wahrscheinlich, dass das EU ETS kurzfristig auf alle drei Sektoren ausgedehnt wird. Für die längerfristige Perspektive bildet die Zusammenführung der drei genannten Sektoren unter dem Dach des EU ETS jedoch eine ernsthafte Option. Perspektivisch wäre auch die Einbeziehung von nicht-energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft denkbar, wenn geeignete Monitoringsysteme, etwa für Dünger und Futtermittel, zur Verfügung stehen. Zu prüfen ist hier aber zunächst die Zusammenlegung mit dem Bereich LULUCF, um Senkenpotenziale in der Land- und Forstwirtschaft zu erschließen. Hierzu bedarf es eines belastbaren Zertifizierungsmechanismus für die jeweiligen Kohlenstoffsinken.

3.4 Die polnische Energiestrategie 2040

- **Die polnische Energiestrategie 2040 berücksichtigt das neue –55 %-Klimaziel der Europäischen Union, basiert aber im Wesentlichen auf dem 2019 eingereichten nationalen Energie- und Klimaplan.**
- **Die Kernenergie soll die polnische Braunkohle nach 2030 ablösen, Erdgas und Offshore-Windenergie dagegen die Steinkohle.**
- **Die Energiestrategie lässt Polen Spielraum für Verhandlungen mit der EU-Kommission für größere CO₂-Minderungsbeiträge.**

Am 2. Februar 2021 hat die polnische Regierung ihre Energiestrategie 2040 (*Polityka Energetyczna Polski do 2040 r., PEP2040*) veröffentlicht. Sie schreibt in weiten Teilen den der EU-Kommission vorgelegten *Nationalen Energie- und Klimaplan 2021–2030 (NECP2019)* Polens weiter fort. Die NECPs aller Mitgliedstaaten dienen der Kommission dazu, die Erreichung der energiepolitischen Ziele der Europäischen Union (EU) bis 2030 (–40 % Treibhausgasreduktion, mindestens 32 %-iger Anteil erneuerbarer Energien (EE) am Endenergieverbrauch und Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 32,5 %) bis 2030 abzuschätzen und ggf. nachsteuern zu können. Grundlage für die PEP2040 ist das im Dezember 2020 von den Staats- und Regierungschefs der EU verschärfte Klimaziel, die CO₂-Emissionen bis 2030 statt um 40 % um 55 % gegenüber 1990 zu senken. Die im Green Deal noch geplanten Anhebungen der EU-Ziele für Energieeffizienz und Erneuerbare wurden dabei nicht berücksichtigt.

Kernelemente der PEP2040

Das vom polnischen Gesetzgeber vorgegebene Ziel der PEP2040 ist eine hohe Energieversorgungssicherheit bei gleichzeitigem Erhalt einer wettbewerbsfähigen Wirtschaft, eine Verbesserung der Energieeffizienz und die Senkung des negativen Einflusses des Energiesektors auf die Umwelt. Die Strategie fußt auf drei Säulen:

- **Just transition:** Transformation der Kohleregionen, Schaffung neuer Arbeitsplätze und stärkere Einbindung der Bürger in die Energiewende, Verringerung der Energiearmut auf das Niveau von maximal 6 % der Haushalte sowie Aufbau neuer Industrien, vor allem im Bereich der Erneuerbaren und der Kernenergie. Energiearmut bezieht sich allgemein auf den Zusammenhang niedriger Einkommen und hoher Energiekosten, häufig verbunden mit geringer Energieeffizienz der bewohnten Gebäude und der ineffizienten Nutzung von Energie durch die Haushalte.
- **Zero-emission energy system:** Reduzierung der CO₂-Emissionen durch Entwicklung von Offshore-Wind- und Kernenergie, Stärkung der dezentralen Energieversorgung sowie Gewährleistung der Energiesicherheit, etwa durch die temporäre Nutzung gasförmiger Brennstoffe.
- **Good air quality:** Transformation der Wärmezeugung hin zu regenerativen Energien, Elektrifizierung des Verkehrs und die Förderung von Null-Emissionshäusern zur Verbesserung der Luftqualität.

Die polnische Regierung definiert in der PEP2040 acht spezifische Ziele, die mit strategischen Projekten hinterlegt sind. Dazu gehören u. a. die Beendigung des polnischen Kohlebergbaus bis zur Jahrhundertmitte, der Einstieg in die Nutzung der Kernenergie, der EE-Ausbau und die Diversifizierung des Erdgasbezugs, um die Abhängigkeit von russischen Importen zu senken.

Mit Blick auf die 2030-Energie- und Klimaziele der EU sind folgende Aspekte der PEP2040 besonders relevant:

- Die Strategie sieht vor, die Treibhausgasemissionen Polens bis zum Jahr 2030 um 30 % gegenüber 1990 auf dann ca. 290 Megatonnen (Mt) CO₂-Äq zu reduzieren. Bis 2018 konnte erst eine Senkung um 12,6 % erreicht werden.
- Der polnische Kohlebergbau soll 2049 beendet werden.
- Die Kohleverstromung dominiert bisher die polnische Stromerzeugung. Laut der PEP2040 soll der Kohleanteil an der Stromproduktion von 69 % im Jahr 2020 bis 2030 auf maximal 56 % fallen. Bei hohen CO₂-Preisen von 54 (statt 30 €₂₀₁₈/t CO₂ im Niedrigpreisszenario) im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems könne er sogar auf 37,5 % sinken. Bis 2040 soll der Kohleanteil auf 28 % fallen, im CO₂-Hochpreisszenario sogar auf 11 %. Da der Stromverbrauch in Polen künftig voraussichtlich weiter anwachsen wird, fallen die absoluten Rückgänge der Kohleverstromung allerdings deutlich geringer aus. Hinweis: In dem von der EU-Kommission präferierten Szenario zur Erreichung des 55 %-Reduktionsziels steigt der CO₂-Preis im Jahr 2030 von 32 auf 44 €/t CO₂ und liegt damit zwischen dem Hoch- und Niedrigpreisszenario der PEP2040.
- Ein Großteil der wegfallenden Stromerzeugung auf Steinkohlebasis soll durch eine von 14 auf 54 Terawattstunden (TWh) steigende Erdgasverstromung ersetzt werden. Da Polen kaum über eine eigene Erd-

Abbildung 3.14: Ziele der polnischen Energiestrategie 2040 (PEP2040)

SPEZIFISCHES ZIEL 1. Optimale Nutzung der eigenen Energiequellen	SPEZIFISCHES ZIEL 2. Entwicklung der Stromerzeugung und der Netzinfrastruktur	SPEZIFISCHES ZIEL 3. Diversifikation des Angebots und Ausbau der Netzinfrastruktur für Erdgas, Erdöl und Flüssigbrennstoffe
STRATEGISCHES PROJEKT 1. Transformation der Kohleregionen	STRATEGISCHES PROJEKT 2A. Kapazitätsmarkt STRATEGISCHES PROJEKT 2B. Implementierung intelligenter Stromnetze	STRATEGISCHES PROJEKT 3A. Konstruktion der Baltic Pipe STRATEGISCHES PROJEKT 3B. Konstruktion eines zweiten Stranges der Pommerschen Fernleitung
SPEZIFISCHES ZIEL 4. Entwicklung der Energiemärkte		SPEZIFISCHES ZIEL 5. Nutzung der Kernenergie
STRATEGISCHES PROJEKT 4A. Implementierung eines Aktionsplans (zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Stromleitungskapazität) SPEZIFISCHES PROJEKT 4B. Erdgashub		STRATEGISCHES PROJEKT 5. Polnisches Kernenergieprogramm
SPEZIFISCHES ZIEL 6. Entwicklung erneuerbarer Energiequellen	SPEZIFISCHES ZIEL 7. Entwicklung der Fernwärme und Kraft-Wärme-Kopplung	SPEZIFISCHES ZIEL 8. Erhöhung der Energieeffizienz
STRATEGISCHES PROJEKT 6. Nutzung der Offshore-Windenergie	STRATEGISCHES PROJEKT 7. Entwicklung der Fernwärme	STRATEGISCHES PROJEKT 8. Förderung der Erhöhung der Energieeffizienz

Quelle: Ministry of Climate and Environment Poland, Energy Policy of Poland until 2040

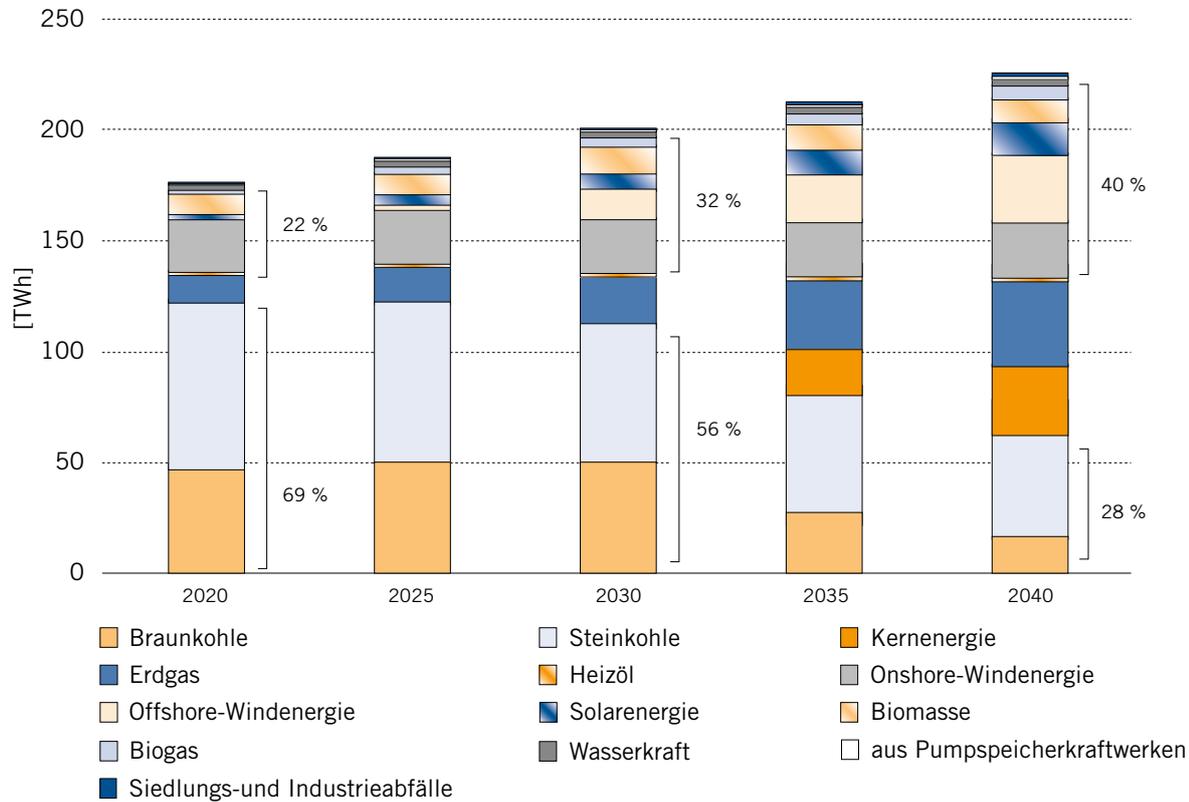
gasproduktion verfügt, soll der Energieträger vermehrt importiert werden. Lediglich 4 Mrd. m³ des jährlichen Erdgasverbrauchs in Höhe von ca. 19 Mrd. m³ werden aktuell durch die inländische Produktion generiert.⁷ Um eine zu starke Importabhängigkeit von Russland zu vermeiden, wird der bestehende *Jamal-Vertrag* über die Lieferung russischen Erdgases, der 2022 ausläuft, nicht verlängert. Stattdessen sollen die Bezugsquellen durch verflüssigtes Erdgas, u. a. über ein LNG-Terminal in Świnoujście, sowie durch eigenes

Fracking-Gas und dekarbonisierte Gase, wie Biomethan und Wasserstoff, diversifiziert werden. 2030 wird ein Anteil dekarbonisierter Gase von 10 % am Gasverbrauch angestrebt. Die *Baltische Gasleitung (Baltic Pipe)* zwischen Polen, Dänemark und Norwegen, die norwegisches Erdgas nach Polen transportieren soll, dient ebenfalls dem Diversifizierungsziel.

- Der Einsatz von Kohle zur Wärmeerzeugung bei der Fernwärme und der individuellen Wärmeversorgung der Haushalte soll bis 2040 auslaufen und durch eine emissionsarme bzw. -freie Wärmeerzeugung, u. a. aus Wärmepumpen und Stromdirektheizungen, ersetzt werden.

⁷ Vgl. Repetzki, Beatrice, Polen will Erdgas verstärkt zur Energieerzeugung nutzen, 27.01.2020, abrufbar unter <https://www.gtai.de/gtai-de/trade/branchen/branchenbericht/polen/polen-will-erdgas-verstaerkt-zur-energieerzeugung-nutzen-212206> (zuletzt abgerufen am 27.04.2021).

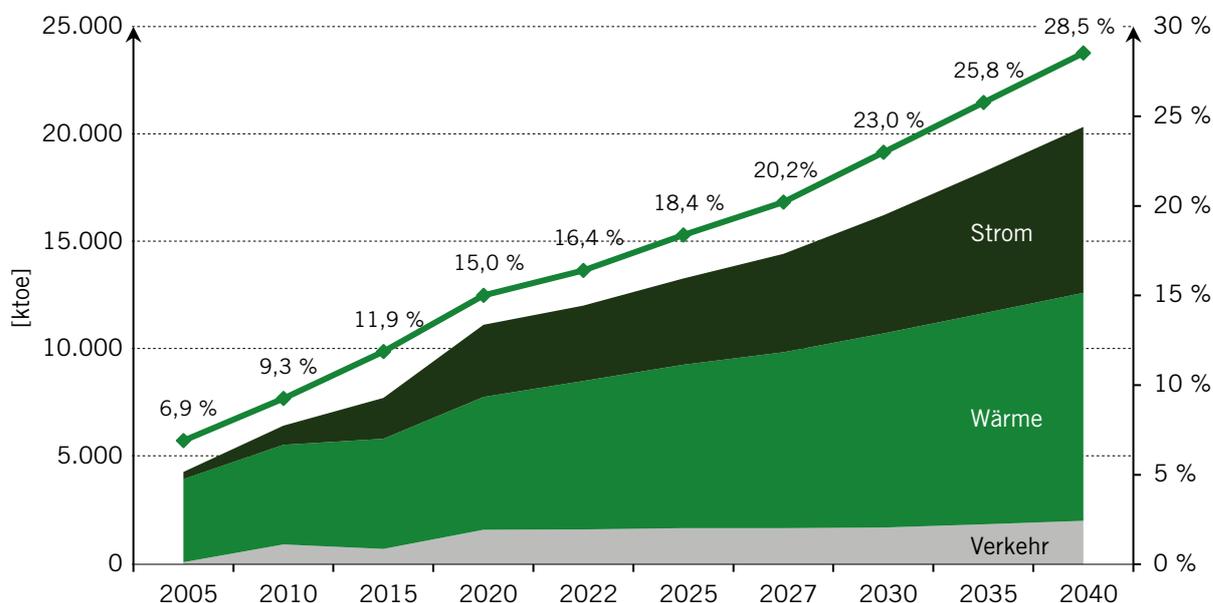
Abbildung 3.15: Strommix laut dem polnischen NECP2019 (entsprechend dem PEP2040-Szenario mit niedrigen CO₂-Preisen)



Quelle: Ministry of Climate and Environment Poland, Executive Summary of Poland's National Energy and Climate Plan for the years 2021–2030

- Kernenergie soll ab 2033 sukzessive die Stromerzeugung aus Braunkohle ersetzen (strategisches Projekt 5). Hierfür soll ab diesem Zeitpunkt der erste polnische Kernreaktor in Betrieb gehen. Alle zwei bis drei Jahre soll ein weiterer Reaktor mit 1 bis 1,6 Gigawatt (GW) Leistung folgen, sodass im Jahr 2043 sechs Reaktoren mit einer Leistung von etwa 6 bis 9 GW in Betrieb sind und der Umbau zu einem emissionsarmen Stromsystem abgeschlossen ist. Die Auswahl des Reaktortyps soll im Jahr 2021 erfolgen, die Standortwahl 2022.
- Im strategischen Projekt 2A wird mit Blick auf die Energieversorgungssicherheit anvisiert, den seit 2018 bestehenden und von der EU genehmigten, umfassenden Kapazitätsmarkt fortzuführen. Neue, aber auch bestehende und zuverlässig einspeisende Erzeugungskapazitäten, die vorgehalten und bei Bedarf abgerufen werden können, erhalten in diesem Zusammenhang eine Kapazitätsprämie. Die Ausschreibung für das Jahr 2026 läuft demnächst an.
- Die Erneuerbaren sollen bis 2030 einen Anteil von 23 % am Bruttoendenergieverbrauch erreichen. Im Strombereich soll ihr Anteil nicht unter 32 % liegen, im energetisch dominierenden Wärmebereich auf 28 % steigen sowie im Verkehrsbereich, dank der Elektromobilität, auf 14 % anwachsen.
- Der EE-Aufwuchs im Strombereich findet laut den Plänen der PEP2040, ebenso wie im NECP2019, vor allem im Bereich Offshore-Windenergie und Photovoltaik (PV) statt. Ab 2024/25 sollen erste Offshore-Windparks ans Netz gehen, sodass im Jahr 2030 ca. 5,9 GW und im Jahr 2040 ca. 11 GW Leistung in Betrieb sind. Die PV soll auf 5 bis 7 GW im Jahr 2030 bzw. 10 bis 16 GW im Jahr 2040 wachsen. Es ist geplant, den Ausbau der Onshore-Windenergie, nach erheblichen Steigerungen in den letzten Jahren, vorerst zurückhaltend auszubauen. Eine eingeführte 10H-Abstandsregel, bei der – ähnlich wie in Bayern – Windanlagen nur im Abstand von mehr als der zehnfachen Höhe der Windanlagen zur Wohnbebauung errichtet werden

Abbildung 3.16: Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch



Quelle: Ministry of Climate and Environment Poland, Executive Summary of Poland's National Energy and Climate Plan for the years 2021–2030

durften, verhinderte bislang im ländlich geprägten Polen weitgehend die Nutzung von Windstandorten. Im April 2021 beschloss die polnische Regierung jedoch, den gesetzlichen Mindestabstand zwischen Windparks und Wohnbebauungen ab Juli 2021 von 1.500 auf 500 Meter zu verringern.

Die britische Nichtregierungsorganisation Ember kritisierte die PEP2040 im März 2021.⁸ Selbst im CO₂-Hochpreisszenario der PEP2040 läge die polnische Kohleverstromung im Jahr 2030 mit 75 TWh noch über der in der gesamten EU vorgesehenen Kohlestromproduktion von maximal 55 TWh, die laut Folgenabschätzung der EU-Kommission zur Erreichung des –55 %-Reduktionsziels nicht überschritten werden dürfe. Allerdings gibt die Kommission in den –55 %-Szenarien, wohl aus politischen Gründen, keine genaue Zahl für die EU27-Kohleverstromung im Jahr 2030 an. Sie fasst stattdessen die Generierung von Strom aus Erdgas und Kohle zur fossilen Stromerzeugung zusammen und erlaubt für deren Stromproduktion in Höhe von 527 TWh noch CO₂-Emissionen von 289 Mio. t CO₂.

8 Vgl. Kasprzak, Małgorzata, Disappointing lack of ambition in Poland's Energy Policy until 2040, 15.03.2021, abrufbar unter <https://emberclimate.org/commentary/2021/03/15/pep2040/> (zuletzt abgerufen am 27.04.2021).

PEP2040 schreibt den NECP2019 nur unwesentlich verändert fort

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die PEP2040 vermutlich bewusst nur unwesentlich verändert den polnischen NECP2019 fortschreibt, der noch auf dem –40 %-Klimaziel der EU bis 2030 beruht. Die polnische Regierung dürfte sich damit den Spielraum erhalten, für weitere nationale Emissionsminderungen mit Blick auf das –55 %-CO₂-Reduktionsziel mehr europäische Solidarität einzufordern. Dies könnte u. a. über die Unterstützung des weiteren Ausbaus der Kernenergie sowie über mehr Mittel für den fairen Übergang zugunsten der polnischen Kohleregionen erfolgen. Die polnische Regierung verweist mehrfach auf ihre vergleichsweise schlechte Ausgangslage: Eine starke Abhängigkeit der Energieerzeugung von Kohle, wenige andere eigene Energierohstoffe, eine hohe Abhängigkeit vom Kohlebergbau mit starken Gewerkschaften und eine Energiearmut bei fast 9 % der Haushalte. Bisher konnten dadurch bis 2030 Fördermittel aus diversen EU-Töpfen wie der *Aufbau- und Resilienzfazilität*, ergänzt um nationale Beiträge, in Höhe von 260 Mrd. PLN (fast 60 Mrd. €) gesichert werden. Eine Summe, die in Zukunft, mit Blick auf einen ambitionierteren Umbau des polnischen Energiesystems, noch steigen dürfte.

3.5 Exkurs: Vermarktung und Beschaffung von Energie an den Großhandelsmärkten und Energiebörsen

- **Energiehandel ist ein wesentlicher energiewirtschaftlicher Wertschöpfungscluster.**
- **Energiebörsen sorgen für Transparenz und liquide Märkte.**
- **Klimaziele und Dekarbonisierung eröffnen Potenziale für neue grüne Commodities.**

Die Energiebeschaffung in Deutschland und weiten Teilen Europas erfolgt seit mehr als 20 Jahren in einem liberalisierten und wettbewerblichen Energiemarkt. Handel und Beschaffung haben sich seither zu einem wesentlichen energiewirtschaftlichen Wertschöpfungscluster entwickelt. Verbunden damit war auch der Markteintritt neuer Akteure. Neben klassischen Energieproduzenten und -versorgern sind heute auch industrielle Großverbraucher, Energiehändler – darunter auch Direktvermarkter erneuerbarer Energien (EE) und Aggregatoren zur Vermarktung lastseitiger Flexibilität – und Finanzinstitute direkte Teilnehmer am Großhandelsmarkt für Energie. Zu einem wettbewerblichen Energiemarkt mit möglichst vielen Anbietern und Nachfragern gehört schließlich die Etablierung von Großhandelsstrukturen mit Energiebörsen als zentrale Großhandelsplattformen sowie von entsprechenden Marktpreisen und Markttransparenz.

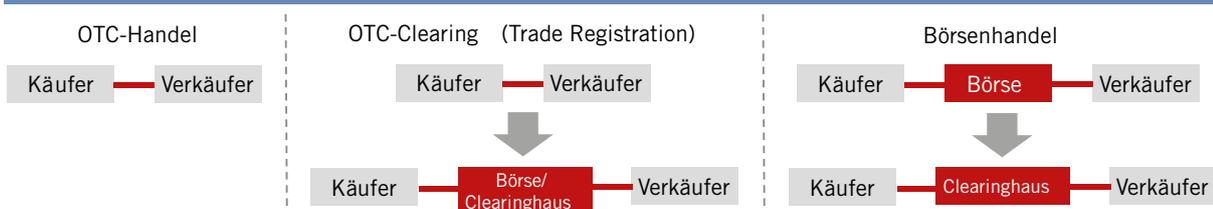
Eine dieser Energiebörsen ist die European Energy Exchange AG (EEX), die sich in den vergangenen zwei Dekaden von einer rein deutschen Strombörse zu einer weltweit im Energie- und Rohstoffhandel tätigen Börsengruppe entwickelt hat. Heute deckt die EEX die europäische Landkarte beim Strom- und Gashandel, mit z. B. 20 europäischen Marktgebieten im Stromhandel, fast vollständig ab. Auch in Nordamerika (Strom, Gas und Emissionsrechte) und in der Asien-Pazifik-Region (Strommarkt Japan, Emissionshandel Neuseeland) ist die EEX seit einigen Jahren aktiv. Mittlerweile sind mehr als 750 Marktakteure aus 40 Ländern zum Handel an den Märkten der EEX-Gruppe zugelassen. Mit mehr als 7.000 Terawattstunden (TWh) Handelsvolumen ist die EEX die größte Strombörse weltweit.

Organisation des Handels – bilateraler OTC-Handel, Börsenhandel und Clearing

Energiehandel findet sowohl außerbörslich – als sog. *Over-the-Counter*-Handel, kurz OTC – als auch börslich statt. OTC-Handel kann rein bilateral zwischen zwei Marktakteuren erfolgen oder über die Vermittlung eines Brokers. Wesentliche Unterschiede zwischen OTC- und Börsenhandel sind zum einen der Grad der Standardisierung der Handelsgeschäfte und zum anderen das Risikomanagement. Während Handelsprodukte und Prozesse an einer Börse einen hohen Standardisierungsgrad aufweisen, erlauben OTC-Geschäfte einen hohen Spezialisierungsgrad. Sie sind oftmals direkt auf die individuellen Bedürfnisse der jeweiligen Vertragspartner zugeschnitten. Gleichwohl haben sich auch im außerbörslichen Bereich Standardrahmenverträge, wie das *EFET General Agreement* für den Handel von Strom, Gas und CO₂-Zertifikaten, etabliert, um die Komplexität und Transaktionskosten zu begrenzen.

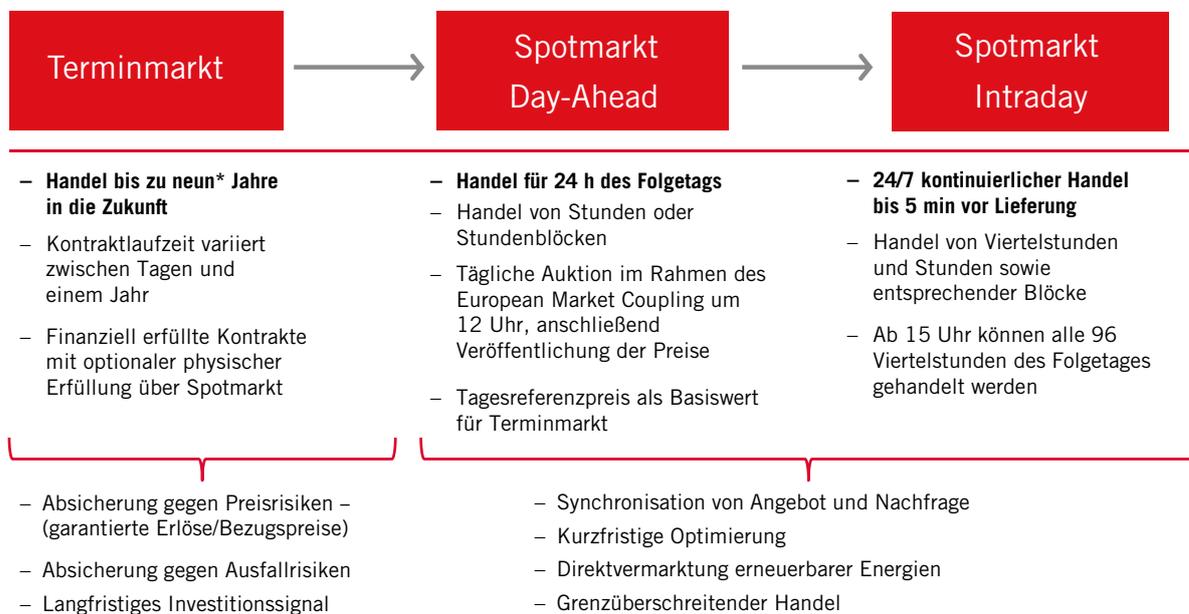
Beim Risikomanagement liegt der Unterschied darin begründet, dass bei OTC-Geschäften die Vertragspartner das wechselseitige Ausfallrisiko über die gesamte Vertragslaufzeit selbst tragen, während Börsengeschäfte zentral über eine Abwicklungsstelle besichert und abgewickelt werden. Konkret heißt das, dass beim Börsenhandel ein sog. *Clearinghaus* als zentraler Kontrahent in die Vertragsbeziehung zwischen Käufer und Verkäufer tritt und die mit der Geschäftserfüllung verbundenen Zahlungs- und Lieferrisiken trägt. Im deutschen Energiemarkt übernimmt das zur EEX gehörende Clearinghaus European Commodity Clearing (ECC) diese Funktion. Zur Besicherung der Risiken verwendet das Clearinghaus ein sog. *Margin-System*, bei dem die Handelsteilnehmer finanzielle Sicherheiten für ihre Handelsgeschäfte hinterlegen müssen.

Abbildung 3.17: Unterschiedliche Handelsformen: OTC-Handel, OTC-Clearing und Börsenhandel



Quelle: European Energy Exchange AG (EEX)

Abbildung 3.18: Überblick zu Marktsegmenten und Handelsprodukten am Beispiel des Strommarkts



* Erweiterung von sechs auf neun Jahre im Laufe des Jahres 2021

Quelle: European Energy Exchange AG (EEX)

Außerdem besteht die Möglichkeit, OTC abgeschlossene Geschäfte an der Börse zum Clearing zu registrieren (sog. *Trade Registration*). In diesem Fall erfolgen der Geschäftsabschluss, und damit auch die Vereinbarung über Menge und Preis, außerhalb des Orderbuchs der Börse. Im Anschluss daran kann das Geschäft bei ausreichender Übereinstimmung mit den standardisierten Börsenprodukten an der Börse zum Clearing registriert werden, um die Sicherheit der Abwicklung über ein Clearinghaus in Anspruch nehmen zu können.

Rolle der Börse für den Energiemarkt

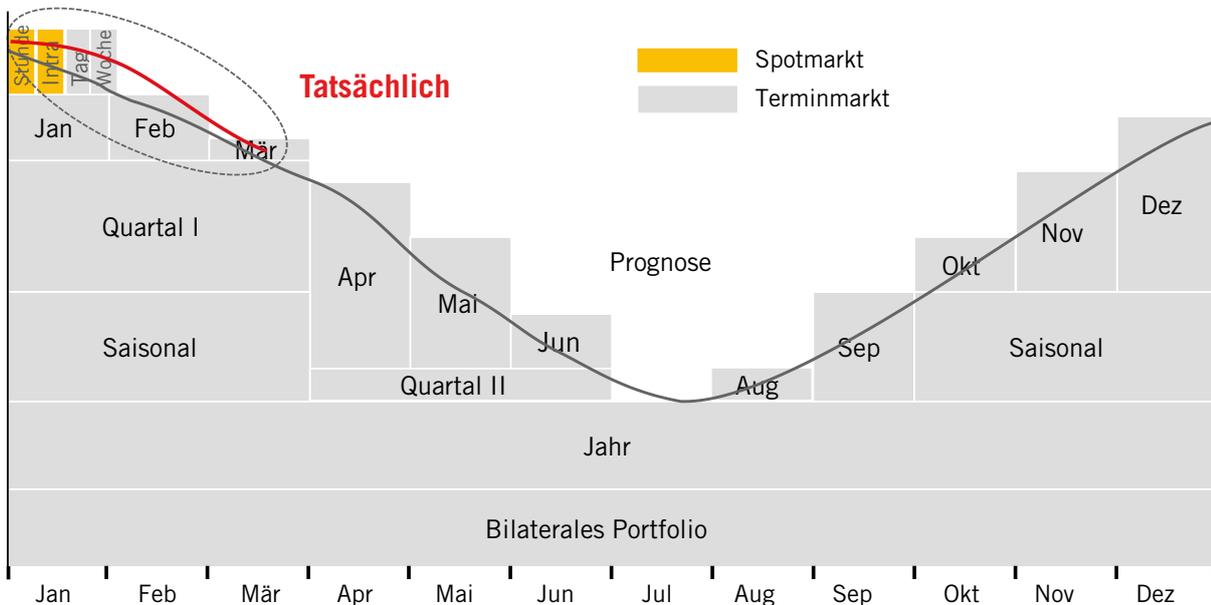
Börsenhandel bedeutet Transparenz und Integrität. Diese sind die Grundlage für das Vertrauen der Marktakteure und der Öffentlichkeit in das ordnungsgemäße Funktionieren des Marktes. Die Veröffentlichung von Preisen sowie der zugrunde liegenden Handelsvolumina als auch der Fundamentaldaten, wie z. B. Verbrauch, Verfügbarkeit von Erzeugungsleistung und Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen, machen eine Einschätzung des Marktgeschehens erst möglich. Die EEX bspw. veröffentlicht diese Informationen fortlaufend auf ihrer Internetseite sowie, im Falle der Fundamentaldaten, auf einer eigenen Transparenzplattform. Die Preisbildung an der Börse erfolgt nach klaren und für alle Handelsteilnehmer gleichermaßen gültigen Regeln. Damit sorgt die Börse dafür,

dass alle zugelassenen Teilnehmer diskriminierungsfrei und gleich behandelt werden. Auch diese Informationen, z. B. Regelwerk und Kontraktsspezifikationen der einzelnen Handelsprodukte, veröffentlicht die EEX transparent auf ihrer Internetseite.

Der deutsche Strommarkt ist der mit Abstand liquideste Strommarkt in Europa.

Durch den Zugang einer Vielzahl von unterschiedlichen Handelsteilnehmern und die Standardisierung von Produkten sorgt die Börse für eine Bündelung der Marktliquidität. Das ermöglicht aussagekräftige Marktpreise. Eine hohe Liquidität stellt sicher, dass jeder Anbieter und Nachfrager zu jeder Zeit einen Handelspartner finden und Geschäfte abschließen oder bestehende Positionen ändern kann, um auf Marktveränderung reagieren zu können. Das ist besonders von Bedeutung bei externen Einflüssen wie politischen Entscheidungen (z. B. die Abschaltung bestimmter Kraftwerke) oder Krisensituationen (z. B. Lockdown infolge einer Pandemie). So ist bspw. der deutsche Strommarkt der mit Abstand liquideste Strommarkt Europas. Eine Kenngröße für die Liquidität ist die sog. *Churnrate* oder *Umschlagsrate*, die angibt, wie häufig eine Energiemenge – im Fall von Strom eine Mega-

Abbildung 3.19: Schematische Darstellung für den Einsatz unterschiedlicher Spot- und Terminmarktprodukte bei der Energiebeschaffung



Quelle: European Energy Exchange AG (EEX)

wattstunde (MWh) – vor Verbrauch gehandelt wird. Die Churnrate des deutschen Strommarkts liegt bei etwa acht, d. h. das Handelsvolumen hat die achtfache Höhe des deutschen Stromverbrauchs. Dabei entfällt etwa eine Hälfte des gesamten Handelsvolumens auf den Börsenhandel und die andere Hälfte auf den bilateralen OTC-Handel. Zum Vergleich: Die nächstliquiden Märkte Skandinavien, das Vereinigte Königreich und Frankreich haben Churnrates in der Größenordnung von zwei bis drei.

Der an den Börsen ermittelte Marktpreis ist das zentrale Steuerungssignal für die Allokation von Erzeugung und Verbrauch an den Energiemärkten.

In den wettbewerblich gestalteten Energiemärkten werden die Marktpreise basierend auf Angebot und Nachfrage ermittelt. Sie sorgen als Knappheitspreise unter den gesamtwirtschaftlichen Bedingungen des Energiemarkts für eine effiziente Ressourcenallokation, z. B. beim tatsächlichen Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Stromnachfrage (sog. *Dispatch*). Damit ist der an Börsen ermit-

telte Marktpreis das zentrale Steuerungssignal für die Allokation von Erzeugung und Verbrauch auf den Energiemärkten. Diese Rolle gewinnt mit einer steigenden Anzahl an dezentralen Marktakteuren – sowohl Erzeugungsanlagen als auch flexible Verbraucher und Mischformen, die, wie etwa Speicher, sowohl produzieren als auch verbrauchen können – sowie der zunehmenden Volatilität der Einspeisung infolge des EE-Ausbaus weiter an Bedeutung. Zudem dürften bei einer zunehmenden Elektrifizierung anderer Sektoren, wie der Mobilität (z. B. durch Elektrofahrzeuge) und Wärme (z. B. durch Wärmepumpen), die kurzfristigen Spotmarktpreise der Börse Referenzwirkung auch für diese Sektoren entfalten. Schließlich dienen Börsenpreise nicht nur als Bezugsgröße für kurzfristige Einsatz- und Vermarktungsentscheidungen, sondern sie unterstützen auch langfristige Absicherungen von Energielieferungen und damit Investitionsentscheidungen.

Verschiedene Marktsegmente und Handelsprodukte

Energiebörsen bieten den Marktteilnehmern den Zugang zu einer Reihe von Energieprodukten. Vor allem bei Strom, Erdgas und CO₂-Emissionsrechten hat sich auf diese Weise ein standardisierter Handel etabliert. Der

Handel und die Beschaffung von Energie finden dabei in unterschiedlichen Marktsegmenten statt. Im Wesentlichen lässt sich zwischen dem kurzfristigen *Spotmarkt* und dem längerfristigen *Terminmarkt* unterscheiden.

Der Spotmarkt ist der Handelsmarkt für physische Handelsgeschäfte, der dazu dient, die Beschaffung sowie den Verkauf von Energiemengen kurzfristig zu optimieren. Der Spotmarkt besteht aus den zwei Bereichen *Day-Ahead-* und *Intraday-Markt* (Strom) bzw. *Day-Ahead-* und *Within-Day-Markt* (Erdgas). Im *Day-Ahead-Markt* werden täglich in einer Auktion die Preise für Stundenprodukte für alle 24 Stunden des Folgetages sowie, daraus resultierend, tägliche Profilreferenzwerte, wie z. B. Grundlast und Spitzenlast, ermittelt. Diese Indizes dienen wiederum als Basiswert (*Underlying*) für die Handelsprodukte am *Terminmarkt*. Der *Intraday-Markt* bzw. *Within-Day-Markt* bezeichnet den ganz kurzfristigen untertägigen Handel. Neben Stundenprodukten ist im Strommarkt auch der Handel von Viertelstundenprodukten auf kontinuierlicher Basis möglich. Vor allem der *Intraday-Handel* mit Viertelstundenprodukten gewinnt mit steigendem EE-Anteil an Bedeutung, um kurzfristig auf die volatile Einspeisung reagieren zu können und über entsprechende Preissignale Flexibilität auf der Nachfrageseite anzureizen, bspw. über Speicher oder Lastverschiebungen.

Der *Terminmarkt* als Risikomanagementinstrument dient der langfristigen Absicherung der Handelsteilnehmer gegen Preisänderungsrisiken. Die Produkte am *Terminmarkt* werden in der Regel finanziell erfüllt, in einigen Fällen ist zusätzlich eine physische Erfüllung möglich. Die Grundfunktion von *Terminmarkt*kontrakten ist, ein bestimmtes Preisniveau des *Spotmarktes* für einen festgelegten Zeitraum in der Zukunft zu fixieren und sich damit gegen Preisabweichungen abzusichern. Die Produkte am *Terminmarkt* ermöglichen es, den Teilnehmern durch verschiedene Laufzeiten ihre Portfolios individuell zu strukturieren. Der *Terminmarkt* deckt verschiedene Zeiträume ab, angefangen bei Tagen über Wochen, Monate und Quartale bis hin zu Jahren. So ließen sich Energieprodukte an der EEX bisher bis zu sechs Jahre im Voraus handeln. Die Laufzeit wird 2021 auf bis zu neun Jahre im Voraus verlängert, um zukünftig eine noch längerfristige Absicherung zu ermöglichen.

Künftige Weiterentwicklung von Handel und Beschaffung von Energie

Treiber für die weitere Entwicklung beim Handel und der Beschaffung von Energie sind vor allem die Transformation des Energiesystems hin zu überwiegend regenerati-

ven Energien sowie die Dekarbonisierung aller Sektoren zur Erreichung der gesetzten Klimaschutzziele. Für den Strommarkt bspw. bedeutet das zum einen die Integration zunehmend dezentraler Erzeugung, verbunden mit steigendem Bedarf an Flexibilität und Optimierung. Dadurch wird sich die Bedeutung des kurzfristigen Handels, vor allem am *Intraday-Markt*, weiter erhöhen. Zum anderen sind massive Investitionen notwendig, um die benötigten zusätzlichen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten zu realisieren. Gleichzeitig dürfte der Bedarf an EE-Strom – getrieben vor allem durch die Elektrifizierung in den Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude – deutlich zunehmen. Eine Möglichkeit, hier Investitions- und Beschaffungsbedarf zukünftig auch ohne Förderung wie im deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zusammenzubringen, sind langfristige Lieferverträge für EE-Strom, sog. *Power Purchase Agreements (PPA)*. Diese zunächst außerbörslichen Instrumente lassen sich auch auf verschiedene Weise mit Börsenhandel kombinieren, z. B. durch die Absicherung des Ausfallrisikos der Vertragsparteien über das Clearinghaus. Auch die für grüne PPAs notwendigen Herkunftsnachweise für grünen Strom können, bei ausreichender Standardisierung, eine größere Rolle im Energiehandel spielen.

Die Transformation des Energiesystems hat auch das Potenzial, perspektivisch gänzlich neue Handelsprodukte hervorzubringen, wie z. B. Herkunftsnachweise für grüne Gase oder ein am Energiemarkt handelbares Wasserstoffprodukt. Nachdem es sowohl auf nationaler als auch europäischer Ebene bereits politische Strategien für den Aufbau eines Marktes für dekarbonisierten Wasserstoff gibt, befinden sich der Wasserstoffmarkt und -handel gerade in der Designphase. Das betrifft zunächst Fragen des Regulierungsrahmens von Wasserstoffnetzen und, damit verbunden, des Marktdesigns, wie Regelungen zum Netzzugang oder Bestimmungen zur Bildung von Marktgebieten. Nachdem hierzu Konsultationen der Bundesnetzagentur und des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) mit relevanten Wirtschaftsakteuren stattgefunden haben, liegt der Fokus der Bundesregierung aktuell auf der Schaffung entsprechender Rechtsgrundlagen. Weiterhin sind handelsseitig entsprechende Rahmenbedingungen zu entwickeln, wie die konkrete Ausgestaltung von Handelsprodukten. So hat die EEX angekündigt, entsprechende Details zum Wasserstoffhandel, zusammen mit relevanten Marktakteuren, in einer Wasserstoff-Arbeitsgruppe zu erarbeiten. Ziel ist es, einen liquiden Wasserstoffhandel mit aussagekräftigen Preissignalen und langfristigen Absicherungsmöglichkeiten zu etablieren.

Energie in Deutschland

- 4.1 Zahlen & Fakten
- 4.2 Die EEG-Novelle 2021, das Windenergie-auf-See-Gesetz und die weitere Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland
- 4.3 Versorgungssicherheit mit Strom – Facetten und Herausforderungen
- 4.4 Energiespeicher als integraler Baustein des modernen Stromsystems
- 4.5 Klimarelevanz von Methanemissionen bei der Förderung und dem Transport nach Deutschland
- 4.6 Wasserstoffnutzung in Deutschland – Fragen der praktischen Umsetzung
- 4.7 Eine Renovierungswelle für Europa: Die Bedeutung der energetischen Gebäudesanierung für Deutschland



4.1 Zahlen & Fakten

- Der Energieverbrauch in Deutschland hat sich im Vergleich zum Vorjahr um 8,0 % verringert.
- Erneuerbare Energien trugen 2020 mit 45,5 % zur Deckung des Bruttoinlandsstromverbrauchs bei. Damit hat sich deren Anteil seit dem Jahr 2000 versiebenfacht.
- Die CO₂-Emissionen werden für 2020 auf insgesamt 644,5 Mio. t beziffert. Im Vergleich zum Jahr 1990 konnten die CO₂-Emissionen um 38,8 % gesenkt werden, die gesamten Treibhausgasemissionen sogar um 40,8 %.

Eckdaten des deutschen Energiemarktes

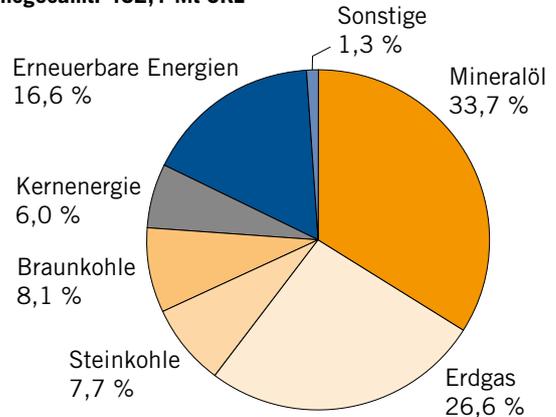
Im Jahr 2020 wurden in Deutschland 402,1 Mio. t Steinkohleeinheiten (SKE) Energie, entsprechend 276 Mio. t Öleinheiten, verbraucht (2019: 436,9 Mio. t SKE). Der Energieverbrauch in Deutschland hat sich damit im Vergleich zum Vorjahr um 8,0 % verringert.¹ Haupttreiber der aktuellen Entwicklung ist der Einbruch der Wirtschaftsleistung als Folge der COVID-19-Pandemie. Deutschland gehört dennoch zum Kreis der weltweit zehn größten Energiemärkte.

Das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt (BIP) sank im Vergleich zu 2019 um 4,9 % (preis-, saison- und kalenderbereinigt: 5,3 %). Deutschland hat mit 3.332,2 Mrd. € – nach den USA, China und Japan – trotzdem die weltweit vierthöchste Wirtschaftsleistung erzielt. Pro Einheit

¹ Mögliche Abweichungen in den statistischen Angaben zwischen den einzelnen Artikeln ergeben sich durch unterschiedliche Quellen bzw. Abgrenzungen der Daten.

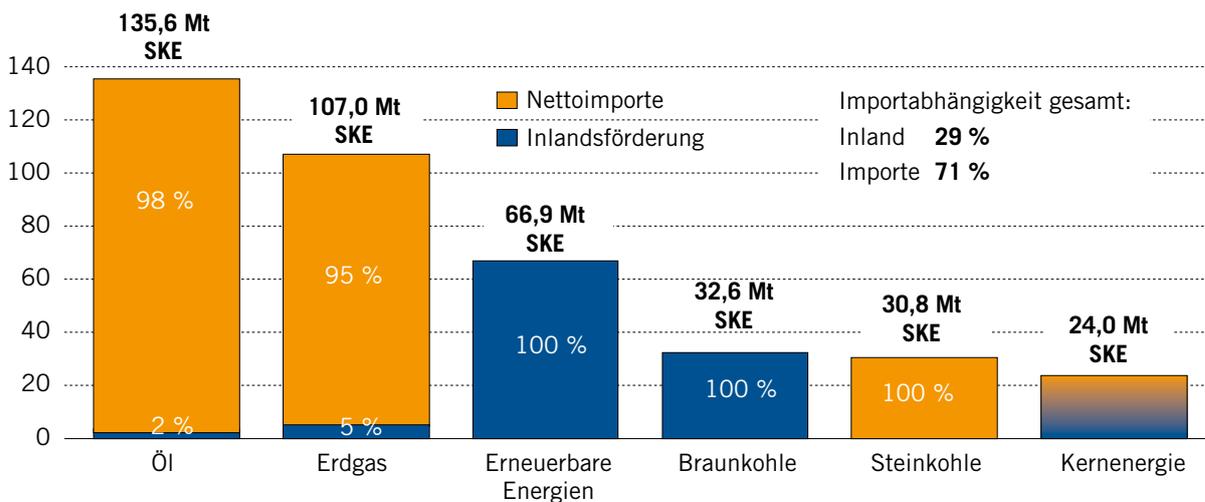
Abbildung 4.1: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2020

Insgesamt: 402,1 Mt SKE



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., März 2021

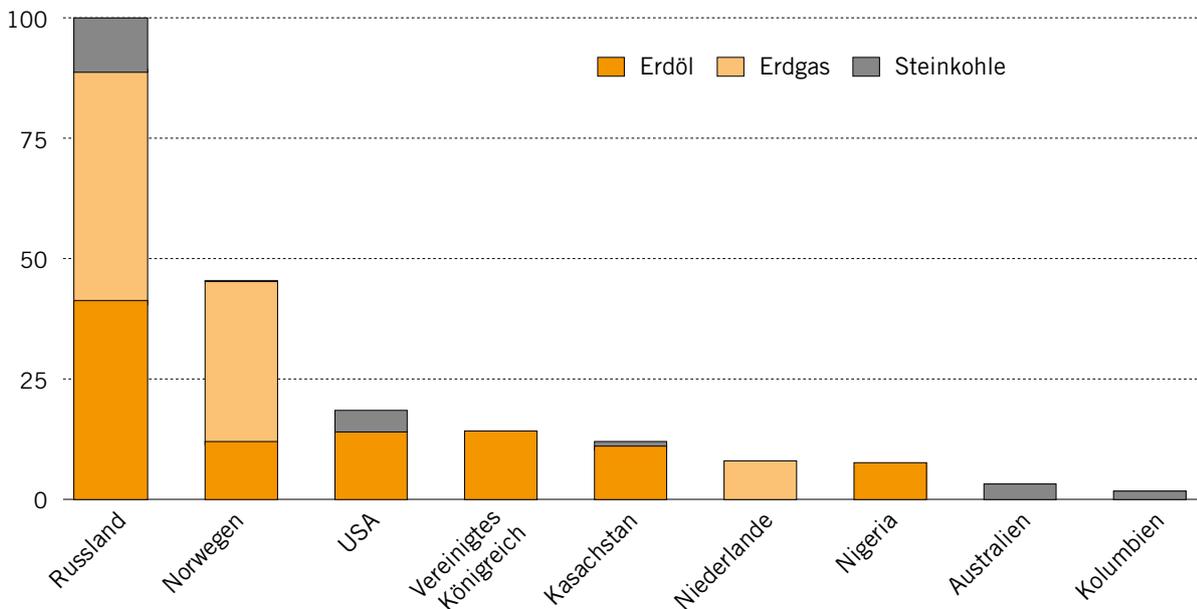
Abbildung 4.2: Energie-Importabhängigkeit Deutschlands im Jahre 2020 in Megatonnen (Mt)



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., 03/2021 (Prozentzahlen als Anteile der Inlandsförderung am jeweiligen Primärenergieverbrauch errechnet); einschließlich Sonstiger Energien, wie o. a. Außenhandelsaldo Strom, von 5,2 Mio. t SKE ergibt sich der gesamte Primärenergieverbrauch von 402,1 Mio. t SKE.

Abbildung 4.3: Energie-Rohstofflieferanten Deutschlands 2020

Angaben für Deutschland in Mio. t SKE



Quelle: Dr. Schiffer, Hans-Wilhelm; Datenquellen: Rohöl: Basis Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Erdgas: Kreysel, Mark-Alexander, Die deutschen Erdgasimporte aus Russland: gegenwärtiger Umfang, zukünftige Perspektiven und Implikationen – eine Analyse, Aachen 2020; Steinkohle: Statistisches Bundesamt

preisbereinigtes BIP hat der Primärenergieverbrauch 2020 den Vergleichswert des Jahres 1990 um etwa 45 % unterschritten. Die fortgesetzte Verbesserung der Energieeffizienz, der Strukturwandel zulasten der energieintensiven Industrien sowie Veränderungen im Energiemix erklären nach den Berechnungen und Erhebungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. die Entkopplung von Wirtschaftsleistung und Energieverbrauch während der letzten Jahrzehnte. Der Primärenergieverbrauch im Jahr 2020 entsprach 121 kg SKE pro 1.000 € BIP. Im weltweiten Durchschnitt war der Energieverbrauch, gemessen an der Wirtschaftsleistung, doppelt so hoch wie in Deutschland. Der Primärenergieverbrauch pro Einwohner lag in der Bundesrepublik bei 4,8 t SKE.

Energieimporte

Deutschlands eigene Energiereserven sind gering. Deshalb ist das Land in besonders hohem Maß auf Importe angewiesen. Der Anteil der Importe an der Deckung des Primärenergiebedarfs beträgt bei Mineralöl 98 %, bei Erdgas 95 % und bei Steinkohle sogar 100 %. Erneuerbare Energien (EE) und Braunkohle sind die einzigen

heimischen Energiequellen, über die Deutschland in größerem Umfang verfügt.

Die Deckung des Energieverbrauchs erfolgte 2020 zu ca. 29 % durch heimische Energiequellen. Von der gesamten Primärenergiegewinnung in Deutschland in Höhe von 116,9 Mio. t SKE entfielen 2020 rund 67,5 Mio. t SKE auf Erneuerbare. Es folgte Braunkohle mit 33,4 Mio. t SKE. Die inländische Gewinnung an Erdgas belief sich auf 5,6 Mio. t SKE, an Mineralöl auf 2,8 Mio. t SKE sowie an sonstigen Energien, wie z. B. den nicht-biogenen Anteil im Hausmüll, auf 7,6 Mio. t SKE.

Importierte Energien deckten 71 % des Energieverbrauchs. Die Energieimporte sind nach Energieträgern und Herkunftsländern diversifiziert. Die bedeutendsten Energie-Rohstofflieferanten der Bundesrepublik Deutschland waren 2020 Russland, Norwegen, die USA, das Vereinigte Königreich, Kasachstan, Nigeria und die Niederlande. Russland steht bei Rohöl, Erdgas und Steinkohle auf Platz 1 der für Deutschland wichtigsten Energie-Rohstofflieferanten. Aus Norwegen bezieht Deutschland Erdöl und -gas, aus den USA Erdöl und Steinkohle und aus den Niederlanden Erdgas. Aus dem

Vereinigten Königreich, Kasachstan und Nigeria wird Erdöl importiert. Australien und Kolumbien waren 2020 – nach Russland und den USA – die wichtigsten Steinkohlelieferanten.

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

Der Wert der Energieimporte frei deutsche Grenze hat von 94,3 Mrd. € im Jahr 2019 um 29,7 Mrd. € auf 64,6 Mrd. € im Jahr 2020 abgenommen. Damit entsprechen die Einfuhren an Energierohstoffen und -erzeugnissen 6,3 % des Werts der gesamten Einfuhren von Waren in die Bundesrepublik. Dieser belief sich 2020 auf 1.025,6 Mrd. €. Der Saldo des Außenhandels mit Energieträgern (Importe minus Exporte) hat sich – auf Basis der Angaben des Statistischen Bundesamtes – von

64,0 Mrd. € im Jahr 2019 um 21,8 Mrd. € auf 42,2 Mrd. € vermindert. Das entspricht einer Reduktion um 34,0 %. Dieser Rückgang erklärt sich vor allem durch die Entwicklung bei Erdöl und Erdgas. Die Netto-Öleinfuhren machten 2020 mit 28,0 Mrd. € den größten Teil der deutschen Netto-Einfuhrrechnung aus (2019: 45,9 Mrd. €). Die zweitwichtigste Position hielten die Einfuhren von Erdgas mit 13,0 Mrd. € (2019: 15,8 Mrd. €). Auf Steinkohle entfielen 2,3 Mrd. € (2019: 4,1 Mrd. €) und auf Uran –0,2 Mrd. € (2019: –0,2 Mrd. €). Für Strom errechnet sich ein Saldo von –0,9 Mrd. € (2019: –1,6 Mrd. €).

Strom

Im Jahr 2020 betrug die gesamte Bruttostromerzeugung in Deutschland 566,2 Terawattstunden (TWh). Die Struktur der Bruttostromerzeugung zeigt nach Einsatzenergien folgendes Bild: Erneuerbare 44,5 %, Erdgas 16,3 %,

Tabelle 4.1: Installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland

Energieträger	Ende 2019	Ende 2020
	Megawatt (MW)	Megawatt (MW)
Braunkohle	21.033	20.709
Kernenergie	9.515	8.113
Steinkohle ¹⁾	23.029	23.957
Erdgas	29.835	30.158
Mineralölprodukte	4.321	4.318
Erneuerbare Energien, davon:	124.314	130.969
Windkraft onshore	53.193	54.420
Windkraft offshore	7.528	7.747
Lauf- und Speicherwasser	5.595	5.606
Photovoltaik	49.047	53.848
Biomasse	8.904	9.301
Geothermie	47	47
Übrige konventionelle Energien	6.450	6.440
Insgesamt²⁾	218.497	224.664

1) einschließlich Mischfeuerung (Steinkohle/Heizöl/Gas)

2) ohne Einspeiseleistung von Stromspeichern (Pumpspeicherwerke, Batteriespeicher usw.)

Quelle: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (Stand: März 2021)

Braunkohle 16,2 %, Steinkohle 7,6 %, Kernenergie 11,4 % sowie Heizöl und sonstige Energien 4,0 %.

Die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen belief sich Ende 2020 auf 224,7 Gigawatt (GW) netto. Mit 131,0 GW entfielen 58 % auf Erneuerbare. Die Kraftwerksleistung auf Basis konventioneller Energien verteilte sich mit 30,2 GW auf Erdgas, mit 24,0 GW auf Steinkohle, mit 20,7 GW auf Braunkohle, mit 8,1 GW auf Kernenergie und mit 4,3 GW auf Öl. Des Weiteren trugen übrige konventionelle Energien, wie Müll, mit 6,4 GW zur Sicherung der Stromversorgung in Deutschland bei. Angesichts des starken Zubaus von erneuerbaren Anlagen ist die installierte Leistung im Bereich der allgemeinen Versorgung inzwischen fast dreimal Mal so groß wie die Jahreshöchstlast.

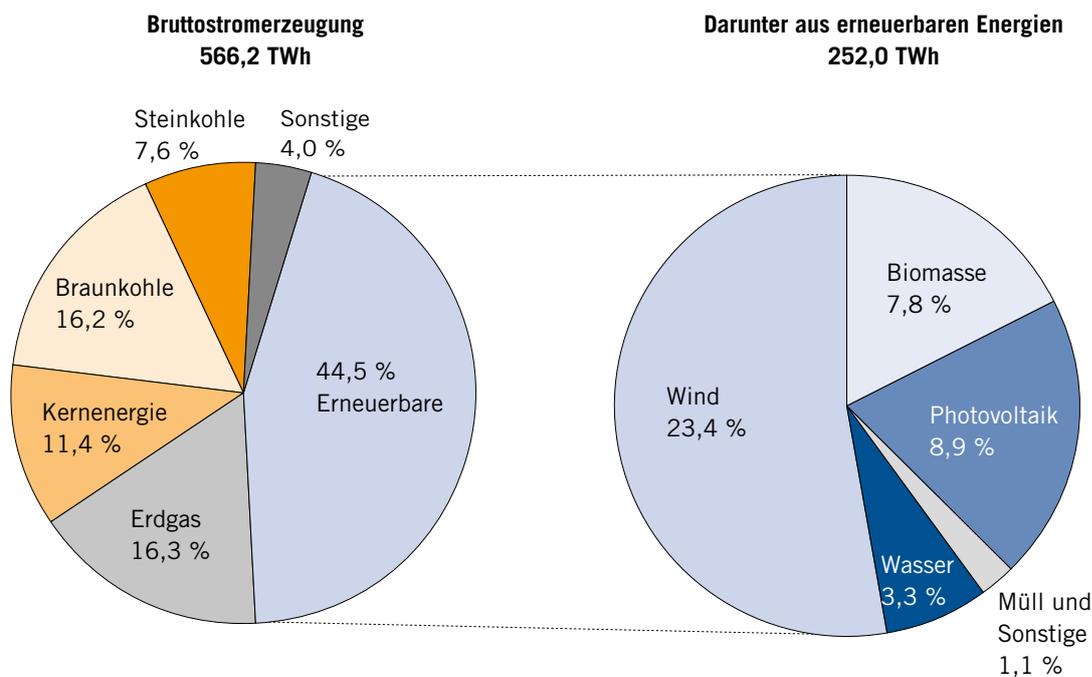
Die Erzeugung an deutschen Standorten wurde ergänzt durch Einfuhren von Elektrizität, die 2020 rund 47,6 TWh betragen. Die Ausfuhren an Strom beliefen sich auf etwa 68,6 TWh. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Stromeinfuhren um 20,1 %. Die Stromausfuhren sanken um 8,0 %. Der Saldo aus Exporten und Importen belief sich 2020 auf 21,0 TWh – gegenüber 34,9 TWh im Jahr 2019. Wichtigster Grund für diese Entwicklung ist das

Sinken der Erdgaspreise, das zu einer verstärkten Inanspruchnahme von Gaskraftwerken, auch in den Nachbarstaaten Deutschlands, geführt hat – zulasten der deutschen Stromproduktion in Kohlekraftwerken.

Der Energiemix in der Stromerzeugung wird insbesondere durch folgende Faktoren bestimmt: Den politisch geförderten EE-Ausbau, den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung, die Kosten bzw. Preise für Braunkohle, Steinkohle und Erdgas sowie die CO₂-Preise. Im Vergleich zum Jahr 2019 hat sich besonders die Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle vermindert. Die Generierung aus Kernenergie sank ebenfalls deutlich. Dies erklärt sich durch die Ende 2019 erfolgte Stilllegung des Kraftwerks Philippsburg 2 in Baden-Württemberg. Im Unterschied dazu erfuhr die Erzeugung aus erneuerbaren Energien und aus Erdgas eine Zunahme. Der Rückgang der Erdgaspreise hat zu einer verstärkten Inanspruchnahme von Gaskraftwerken geführt.

Der Bruttoinlandsstromverbrauch erreichte 2020 545,3 TWh nach 567,6 TWh im Jahr 2019. Der Nettostromverbrauch von 488,0 TWh (ohne Kraftwerkseigenverbrauch, Pumparbeit und Netzverluste) verteilte sich 2020 mit 44,5 % auf die Industrie (einschließlich Energiever-

Abbildung 4.4: Energiemix in der Stromerzeugung 2020



* ohne Pumpstromerzeugung

Quelle: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.; Stand: April 2021

brauch im Umwandlungssektor, aber ohne Kraftwerkseigenverbrauch), mit 26,2 % auf private Haushalte, mit 27,0 % auf Landwirtschaft, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie mit 2,3 % auf den Verkehr.

Erneuerbare Energien

Erneuerbare waren im Jahr 2020 mit 252,0 TWh (2019: 241,7 TWh), entsprechend 44,5 %, an der Bruttostromerzeugung in Deutschland beteiligt (2019: 40,1 %). Es entfielen auf die Windenergie 132,6 TWh (2019: 125,8 TWh), auf die Photovoltaik (PV) 50,4 TWh (2019: 45,1 TWh), auf die Biomasse 44,3 TWh (2019: 44,6 TWh), auf die Wasserkraft 18,7 TWh (2019: 20,2 TWh), auf Müll (nur erneuerbarer Anteil gerechnet –50 %) 5,8 TWh (2019: 5,8 TWh) und auf Geothermie 0,2 TWh (2019: 0,2 TWh). Insgesamt nahm die Stromerzeugung auf EE-Basis 2020 um 4,3 % gegenüber 2019 zu.

Nach Angaben der Deutsche WindGuard GmbH wurden im Jahr 2020 in Deutschland 420 Windenergieanlagen an Land (WEA) mit einer Leistung von 1.431 MW neu errichtet. Dieser Bruttozubaue enthält gemäß den erhobenen Daten 102 *Repowering*-Anlagen mit einer Leistung von 339 MW. Unter Repowering werden in dieser Statistik WEA bezeichnet, für deren Errichtung eine Altanlage im selben oder angrenzenden Landkreis abgebaut wurde. Verglichen mit 2019 wurde eine Zubausteigerung um etwa 46 % erreicht. Im Jahr 2020 wurden 203 abgebaute WEA mit einer Gesamtleistung von 222 MW erfasst. Damit ergibt sich für 2020 ein Netto-Zubau von 217 WEA mit 1.208 MW Leistung. Zum 31. Dezember 2020 stieg der kumulierte Anlagenbestand auf 29.608 WEA mit zusammen 54.938 MW. Dies entspricht einem Anstieg der kumulierten Leistung um 2 % gegenüber dem vergleichbaren Vorjahresstand. Die durchschnittliche im Jahr 2020 an Land errichtete WEA hatte eine Nennleistung von 3.407 kW. Die Stromerzeugungsmenge (brutto) aus Wind-Onshore-Anlagen ist um 4,2 % im Vergleich zu 2019 gestiegen.

Im Jahr 2020 speisten 32 Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) mit einer Leistung von 219 MW erstmalig in das Netz ein. Ferner erfolgten an 79 Bestandsanlagen Leistungsupgrades, die eine Leistungserhöhung um 26 MW zur Folge hatten. Damit hat sich die Zahl der insgesamt ins Netz einspeisenden OWEA nach Angaben der Deutsche WindGuard GmbH zum Jahresende 2020 auf 1.501 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 7.770 MW erhöht. Von der Gesamtleistung mit Netzeinspeisung zum 31.12.2020 entfielen 1.269 Anlagen mit 6.698 MW auf die Nordsee und 232 Anlagen mit 1.072 MW auf die

Ostsee. Die durchschnittliche Leistung der Anlagen mit Netzeinspeisung beträgt 5.177 kW. Die installierte Leistung der OWEA, die 2020 erstmals ins Netz eingespeist haben, beträgt im Durchschnitt 6.840 kW. Die Stromerzeugungsmenge aus Wind-Offshore-Anlagen ist 2020 um 10,2 % im Vergleich zu 2019 gestiegen.

➤ Auf Windanlagen entfällt die Hälfte der insgesamt in Deutschland auf Basis erneuerbarer Energien installierten Stromerzeugungskapazität.

Die installierte Nettoleistung der Photovoltaik hat sich auf 53.848 MW zum Jahresende 2020 erhöht. Die vergleichbare Leistung zum 31.12.2019 hatte 49.047 MW betragen. Der fortgesetzte Zubau an Anlagen hat sich positiv auf die PV-Stromerzeugung ausgewirkt. Des Weiteren war 2020 ein überdurchschnittlich sonniges Jahr. Laut dem Deutschen Wetterdienst war 2020 mit über 1.900 Sonnenstunden das viertsonnigste Jahr seit Messbeginn 1951. Im Ergebnis hat die Stromerzeugung aus PV-Anlagen 2020 um 11,7 % im Vergleich zum Vorjahr zugenommen. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft ist aufgrund der geringen Niederschläge im Jahr 2020 um 7,2 % niedriger ausgefallen als 2019. Die Stromgenerierung aus Biomasse hat sich um 0,7 % verringert.

Die Leistung aller auf Basis erneuerbarer Energien installierten Anlagen vergrößerte sich bis zum Jahresende 2020 gemäß Angaben des BDEW Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. auf 130.969 MW. Damit waren Anlagen auf EE-Basis zu 58 % an der in Deutschland insgesamt installierten Erzeugungskapazität beteiligt. Davon entfielen 28 Prozentpunkte auf Windenergie und 24 Prozentpunkte auf Solaranlagen.

Der Endenergieverbrauch an Erneuerbaren betrug im Jahr 2020 rund 719 PJ. Damit hat sich der EE-Anteil am Endenergieverbrauch auf 9 % erhöht (gegenüber knapp 8 % in 2019). Er verteilte sich nach Verbrauchssektoren wie folgt: 113 PJ entfielen auf die Industrie, 140 PJ auf den Verkehr sowie 467 PJ auf Haushalte sowie den GHD-Sektor (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen).

Mineralöl

Die Basis für die Energieversorgung bilden die Rohöleinfuhren, da rechnerisch nur 2 % des nationalen Bedarfs aus inländischer Förderung gedeckt werden können. Sie beliefen sich 2020 auf 83,0 Mio. t (2019: 86,0). Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 34,3 Mio. t (2019: 42,1 Mio. t) zur Bedarfsdeckung bei. Die inländische Rohölförderung verminderte sich um 0,5 % auf 1,9 Mio. t im Vergleich zum Vorjahr.

2020 wurde Deutschland aus insgesamt 32 Staaten mit Rohöl versorgt. Bedeutendster Lieferant mit einem Anteil von 33,9 % war Russland. In der Rangliste der wichtigsten Lieferländer folgten das Vereinigte Königreich, die USA, Norwegen, Kasachstan, und Nigeria. Der Beitrag dieser sechs Staaten belief sich auf 81,8 %. Der OPEC-Anteil betrug 23,7 %.

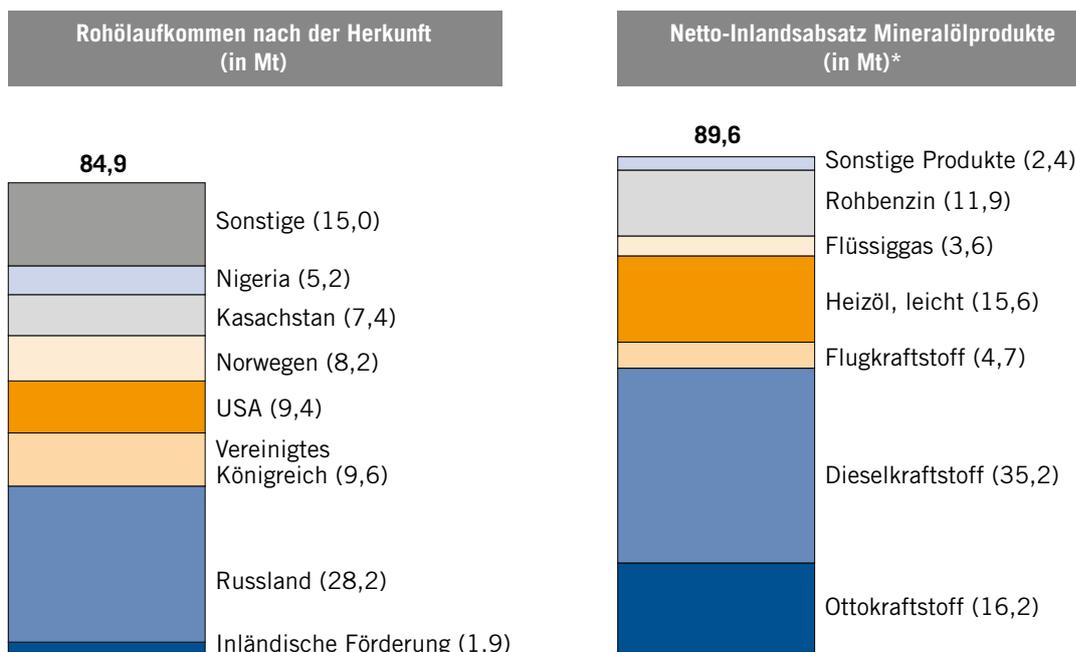
Bundesweit wurden in 13 Raffinerien Rohöl und Halbfertigprodukte verarbeitet. Bei einer Kapazität der Rohölverarbeitung von 102,7 Mio. t pro Jahr zum 31.12.2020 erreichte die Raffinerieauslastung 81,9 %.

Der Netto-Inlandsverbrauch an Mineralölprodukten betrug 2020 nach Angaben des Mineralölwirtschaftsverbandes Deutschland e.V. (MWW) rund 89,6 Mio. t (2019: 102,2 Mio. t). Hauptprodukte sind die vor allem im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe (Ottokraftstoff: 16,2 Mio. t; Dieseldieselkraftstoff: 35,2 Mio. t), das leichte Heizöl mit Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt (15,6 Mio. t), Flugkraftstoff (4,7 Mio. t), Rohbenzin (11,9 Mio. t), Flüssiggas (LPG) (3,6 Mio. t) und schweres Heizöl (0,8 Mio. t).

➤ Die USA haben sich 2020 zum drittichtigsten Rohöllieferanten Deutschlands entwickelt.

Der Absatz an Ottokraftstoff hat sich 2020 um 9,7 % im Vergleich zu 2019 verringert. Die Nachfrage nach Dieseldieselkraftstoff hat sich ebenfalls stark abgeschwächt und zwar um 7,1 % im Vergleich zum Vorjahr. Der Absatz von leichtem Heizöl ist 2020 im Vergleich zum Vorjahr, vor allem aufgrund eines Aufbaus der Lagerbestände bei den Verbrauchern, um 3,3 % gestiegen. Der größte Absatz-

Abbildung 4.5: Herkunft des Rohöls und Inlandsabsatz Ölprodukte 2020



* Der Inlandsverbrauch wurde aus den Produkten gedeckt, die in inländischen Raffinerien erzeugt wurden, ergänzt um Einfuhren von Mineralölprodukten.

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., 03/2021

rückgang wurde bei Flugkraftstoff verzeichnet. Die Ver-tankungen an deutschen Flughäfen, die sich 2019 auf 10,2 Mio. t belaufen hatten, sind um 53,9 % eingebro-chen.

Die Aufteilung des gesamten Inlandsabsatzes nach Ver-brauchsbereichen stellte sich 2020 wie folgt dar: Knapp zwei Drittel entfielen auf den Verkehrssektor. Das verblei-bende Drittel verteilte sich auf die Industrie sowie die GHD-Sektoren. Der Einsatz von Öl in Kraftwerken ist ge-ring.

Erdgas

Der Erdgasabsatz² betrug 2020 rund 945,3 TWh (2019: 954,6 TWh). Auf den Sektor Haushalte und Kleinver-brauch (HuK) entfielen 43 %. Dahinter steht nicht zuletzt die hohe Zahl gasbeheizter Wohnungen. Ende 2020 hat-ten knapp 50 % aller Wohnungen in Deutschland eine Erdgasheizung. Die Industrie war mit 36 % am Erdgas-verbrauch beteiligt. Der Absatz an Industriekunden ist wegen des pandemiebedingten Produktionsrückgangs um 4 % gesunken. Der Absatz an private Haushalte nahm um 2,5 % zu. Diese Entwicklung erklärt sich durch zum Teil gegenläufig wirkende Faktoren. Aufgrund der

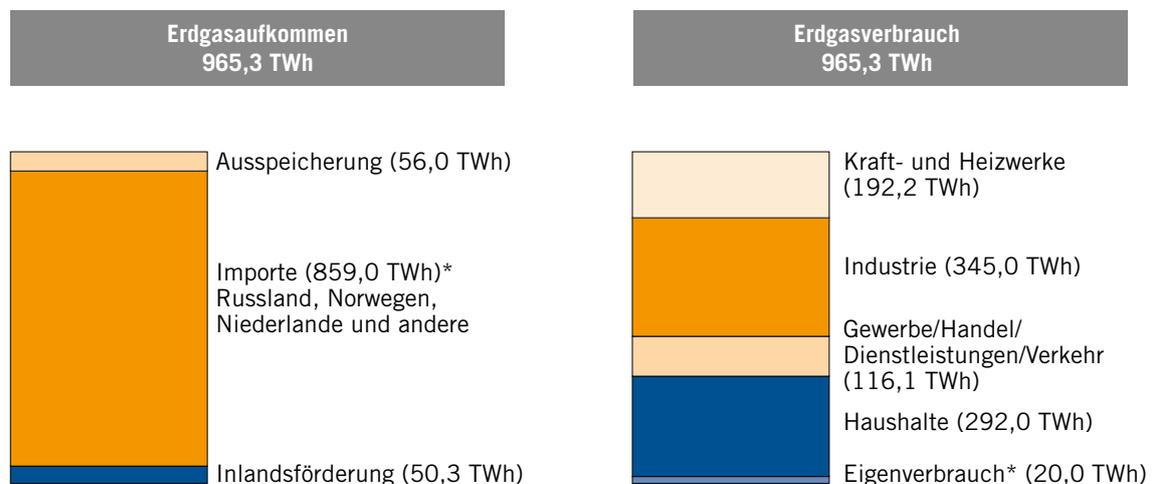
COVID-19-Maßnahmen haben sich die Menschen mehr als sonst zu Hause aufgehalten. Zudem wurde ein weite-rer Zuwachs an erdgasbeheizten Wohnungen verzeich-net. Die im Jahr 2020 vergleichsweise milde Witterung hat den Verbrauch dagegen gedämpft. So war die Zahl an Gradtagen als Maßgröße für die Temperaturverhältnisse 2020 um 3 % niedriger als im Vorjahr. Der GHD-Bereich sowie der Verkehr erlitten insgesamt Absatzeinbußen von 5,1 % aufgrund der verminderten Wirtschaftstätigkeit. Der Absatz zur Strom- und Wärmezeugung erhöhte sich um 2,3 %. Entscheidend für diese Entwicklung wa-ren der Rückgang der Erdgaspreise und die anhaltend hohen Notierungen für CO₂-Zertifikate.

Deutschland verfügt nur über geringe Erdgasvorkom-men. Knapp 95 % des Erdgasbedarfs werden durch Im-porte gedeckt. Wichtigster Lieferant ist Russland, gefolgt von Norwegen und den Niederlanden. Mit der Liberalisie-rung der Energiemärkte haben sich Spot- und Termin-märkte 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 deut-schen Markt.

95 % des Erdgasbedarfs werden durch Importe gedeckt.

² Der Erdgasverbrauch, einschließlich Eigenverbrauch und statistischer Differenzen, belief sich im Jahr 2020 auf 965,3 TWh, gegenüber 989,2 TWh im Jahr 2019. Der Erdgasverbrauch sank damit um 2,4 %.

Abbildung 4.6: Erdgasaufkommen und -absatz in Deutschland 2020



* einschließlich statistische Differenzen

Quelle: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 02/2021

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. Die eingespeicherten Erdgasmengen entsprechen etwa einem Viertel der in Deutschland jährlich verbrauchten Erdgasmenge. Die deutsche Gaswirtschaft verfügt damit über das größte Speichervolumen in der Europäischen Union (EU).

Braunkohle

In Deutschland wurden 2020 rund 107,4 Mio. t Braunkohle, entsprechend 33,4 Mio. t SKE, gefördert, und zwar ausschließlich im Tagebau. Im Jahr 2019 waren es noch 131,3 Mio. t. Die inländische Gewinnung an Braunkohle fiel damit zum achten Mal in Folge niedriger aus als im jeweiligen Vorjahr. Eingeführt wurden 0,029 Mio. t SKE. Der Anteil der Inlandsgewinnung am Aufkommen erreichte somit 99,9 %.

Die deutsche Braunkohlenförderung konzentrierte sich 2020 auf drei Regionen: Das Rheinische Revier im Westen von Köln, das Lausitzer Revier im Nordosten von Dresden und das Mitteldeutsche Revier in der Umgebung von Leipzig. 2020 entfielen von der Gesamtförderung 47,8 % auf das Rheinland, 40,3 % auf die Lausitz und 11,9 % auf Mitteldeutschland.

Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung. 2020 wurden 93,1 Mio. t Braunkohle an Kraft-

werke der allgemeinen Versorgung geliefert. Das entsprach 86,7 % der gesamten Inlandsgewinnung.

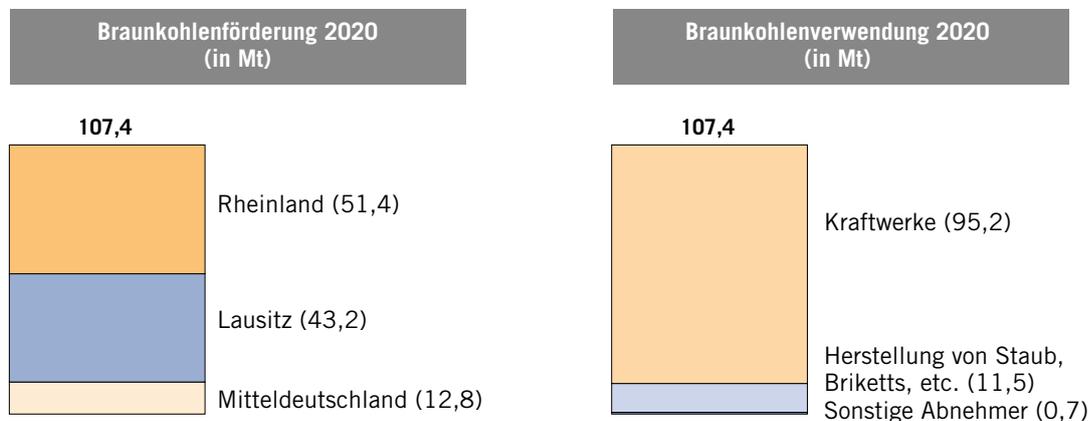
Die inländische Braunkohlengewinnung fiel 2020 zum achten Mal in Folge niedriger aus als im jeweiligen Vorjahr.

Nach den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung repräsentieren die Veredlungsbetriebe den wichtigsten Abnahmebereich der Rohbraunkohle. 2020 wurden 11,5 Mio. t Braunkohle zur Herstellung fester Produkte und 2,1 Mio. t in Kraftwerken des Braunkohlenbergbaus eingesetzt. Der Absatz an sonstige Abnehmer betrug 0,7 Mio. t. In den Veredlungsbetrieben des Bergbaus wurden 5,2 Mio. t marktgängige Produkte erzeugt, wie Briketts, Braunkohlenstaub, Wirbelschichtkohle – einem Braunkohleveredelungsprodukt, das in Wirbelschichtkesseln eingesetzt wird – und Koks. Die gesamte Bruttostromerzeugung aus Braunkohle belief sich 2020 auf 91,9 TWh (2019: 114 TWh). Sie verteilte sich 2020 nach Bundesländern wie folgt: Nordrhein-Westfalen 41 TWh, Sachsen 24 TWh, Brandenburg 23,0 TWh und Sachsen-Anhalt knapp 4 TWh.

Steinkohle

Im Jahr 2020 betrug das Aufkommen an Steinkohle nach vorläufigen Berechnungen rund 29,7 Mio. t SKE und unterschritt damit das Vorjahresniveau von 40,2 Mio. t SKE

Abbildung 4.7: Braunkohlenförderung und deren Verbrauch in Deutschland 2020



Quelle: DEBRIV Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e. V., 02/2021

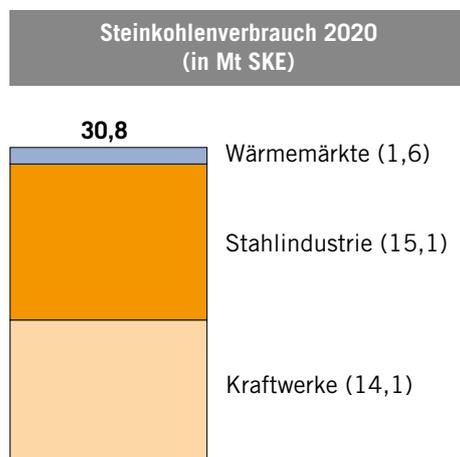
um 26 %. Nach Beendigung des Steinkohlenbergbaus in Deutschland im Jahr 2018 wurde das Aufkommen ausschließlich durch Importe erbracht. Die deutschen Steinkohlenimporte (einschließlich Koks und Briketts; Koks in Kohle umgerechnet) sind 2020 um rund ein Viertel im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Die Importe an Koks gingen um 11 % zurück, die Einfuhren von Kesselkohlen um 29 %. Ursache des starken Rückgangs der Bezüge an Kesselkohle ist die um 26 % verminderte Stromerzeugung aus Steinkohle.

Die Struktur der Steinkohlenimporte nach Kohlenarten und nach Herkunftsländern stellte sich 2020 wie folgt dar: Von den gesamten Importen entfielen 60 % auf Kraftwerkskohle, 32 % auf Koks sowie 8 % auf Anthrazit, Briketts und Koks (Koks in Kohle umgerechnet).

➤ Russland behauptete 2020 seine Position als größter Steinkohlenlieferant für Deutschland. Mit einem Anteil von 18 % blieben die USA das zweitwichtigste Exportland.

Russland behauptete 2020 seine Position als größter Steinkohlenlieferant für Deutschland. Der Anteil von Russland an den gesamten Importen belief sich – wie im

Abbildung 4.8: Steinkohlenverbrauch in Deutschland 2020



Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.; Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. Stand: 03/2021

Vorjahr – auf rund 45 %. Mit einem Anteil von 18 % blieben die USA das zweitwichtigste Exportland – gefolgt von Australien (12 %), Kolumbien (6 %), Kanada und Polen (jeweils ca. 4 %). Während die Importe aus Russland 2020 mengenmäßig um 28 % sanken, verringerten sich die Einfuhrmengen aus den USA sogar um 38 %. Auch die Importe aus den weiteren bedeutenden Lieferländern waren durchweg rückläufig. Dies gilt für Südafrika (–58 %), Australien (–23 %), Polen (–16 %) und Kanada (–3,4 %). Nur Kolumbien konnte einen leichten Zuwachs verbuchen (6,3 %). In der sektoralen Aufteilung dominierte Russland bei Kraftwerkskohle mit einem Anteil von 67 %. Wichtigste Lieferanten für Koks waren Australien mit einem Anteil von 38 % und die USA mit einem Anteil von 37 %.

Nach Verbrauchssektoren stellte sich die Entwicklung wie folgt dar:

- Der Steinkohleneinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung verminderte sich 2020 um 26,2 % im Vergleich zum Vorjahr auf 14,1 Mio. t SKE. Wichtigste Gründe waren der Rückgang der Erdgaspreise, die anhaltend vergleichsweise hohen Notierungen für CO₂-Zertifikate und der fortgesetzte EE-Ausbau in der Stromerzeugung. Mit einem Anteil von 45,8 % am gesamten Primärenergieverbrauch an Steinkohle war damit deren Einsatz in der Kraftwirtschaft geringer als in der inländischen Stahlindustrie.
- Der Verbrauch der deutschen Stahlindustrie verringerte sich 2020 um 12,1 % auf 15,1 Mio. t SKE. Dies ist im Wesentlichen auf den Rückgang der Erzeugung von Roheisen als Vorprodukt von Rohstahl um ebenfalls 12 % auf gut 22 Mio. t zurückzuführen. Damit hatte die Stahlindustrie einen Anteil von 49 % am Primärenergieverbrauch von Steinkohle.
- Wärmemarkt: Der Verbrauch im Wärmemarkt (Gießereien, Fernheizkraftwerke, Kleingewerbe und private Haushalte) verringerte sich 2020 um 10,5 % auf 1,6 Mio. t SKE.

Kernenergie

Die Kapazität der Kernkraftwerke hat sich laut dem BDEW von 9.515 MW Ende 2019 auf 8.113 MW Ende 2020 verringert. Die Bruttostromerzeugung aus Kernenergie belief sich 2020 auf 64,4 TWh (2019: 75,1 TWh). Das entspricht einem Anteil von 11,4 % an der gesamten Bruttostromerzeugung im Jahr 2020. Der 2020 verzeichnete Rückgang der Stromerzeugung auf

Basis von Kernenergie erklärt sich vornehmlich durch die Stilllegung des Kraftwerks Philippsburg 2 zum 31.12.2019. Die damit verbliebene installierte Leistung auf Kernenergie-Basis verteilt sich auf sechs Blöcke, von denen jeweils drei (Gundremmingen C, Grohnde und Brokdorf) bis Ende 2021 und drei weitere (Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2) bis Ende 2022 stillgelegt werden.

CO₂-Emissionen

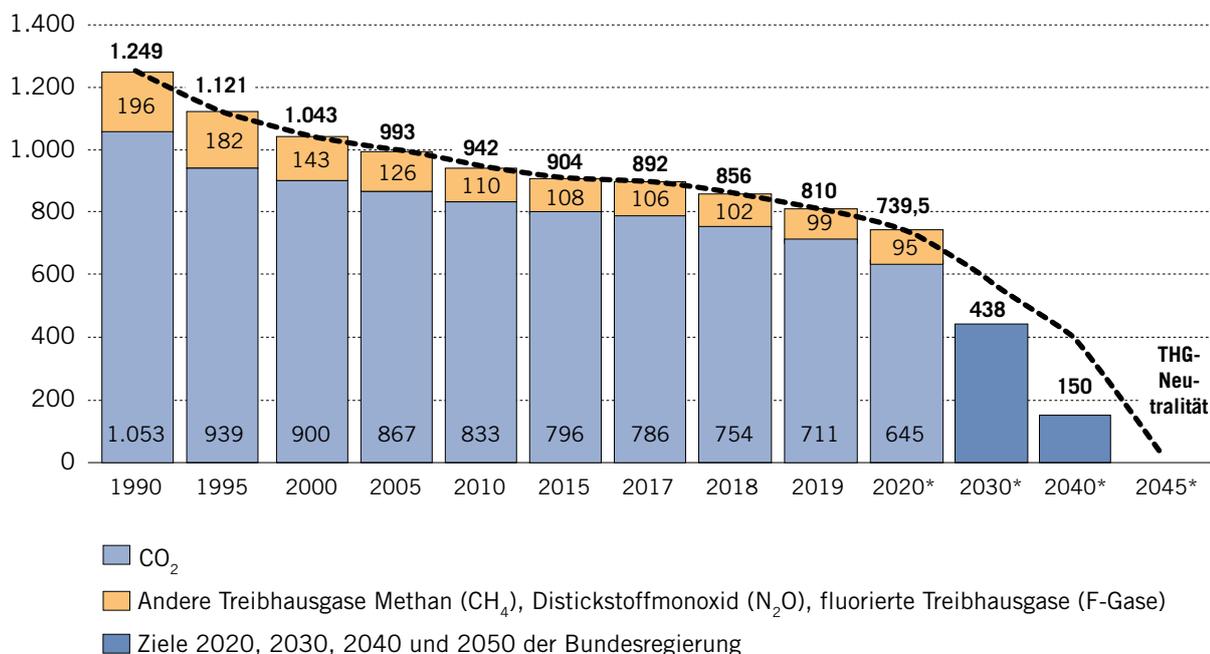
Die CO₂-Emissionen in Deutschland haben 2020 (einschließlich Industrieprozessen und Landwirtschaft) 644,5 Mio. t betragen. Das entspricht im Vergleich zu 2019 einem Rückgang um rund 67 Mio. t bzw. 9,4 %. Wichtigste Ursachen hierfür waren der Rückgang des Energieverbrauchs als Folge der COVID-19-Pandemie sowie die Veränderungen im Energiemix zur Stromerzeugung zulasten von Stein- und Braunkohle. Im Zeitraum 1990 bis 2020 sanken die nicht-temperaturbereinigten Gesamtemissionen an CO₂ um 408,0 Mio. t bzw. 38,8 %.

Die gesamten Treibhausgasemissionen – unter Einbeziehung der anderen treibhausrelevanten Gase wie u.a. Methan – haben sich von 1.249 Mio. t CO₂-Äquivalenten (CO₂-Äq) im Jahr 1990 um 40,8 % auf 739,5 Mio. t CO₂-Äq verringert.

Energiesteuern und andere Belastungen

Insgesamt erzielte der Bund – bezogen auf das Jahr 2020 – aus der Erhebung von Verbrauchsteuern auf Energie 44.196 Mio. € und damit 3.176 Mio. € weniger als 2019. Davon entfielen 2020 mit 33.511 Mio. € rund 75,8 % auf Kraftstoffe. Erdgas trug mit 2.741 Mio. € zum Gesamtaufkommen bei. Andere Heizstoffe als Erdgas – insbesondere Heizöl – erbrachten ein Aufkommen von 1.383 Mio. €. Für die Stromsteuer ist ein Aufkommen von 6.561 Mio. € ermittelt worden. In den genannten Zahlen nicht berücksichtigt sind die 2020 erzielten Einnahmen des Bundes aus der Luftverkehrssteuer in Höhe von 292 Mio. € (2019: 1.182 Mio. €) und aus der Kraft-

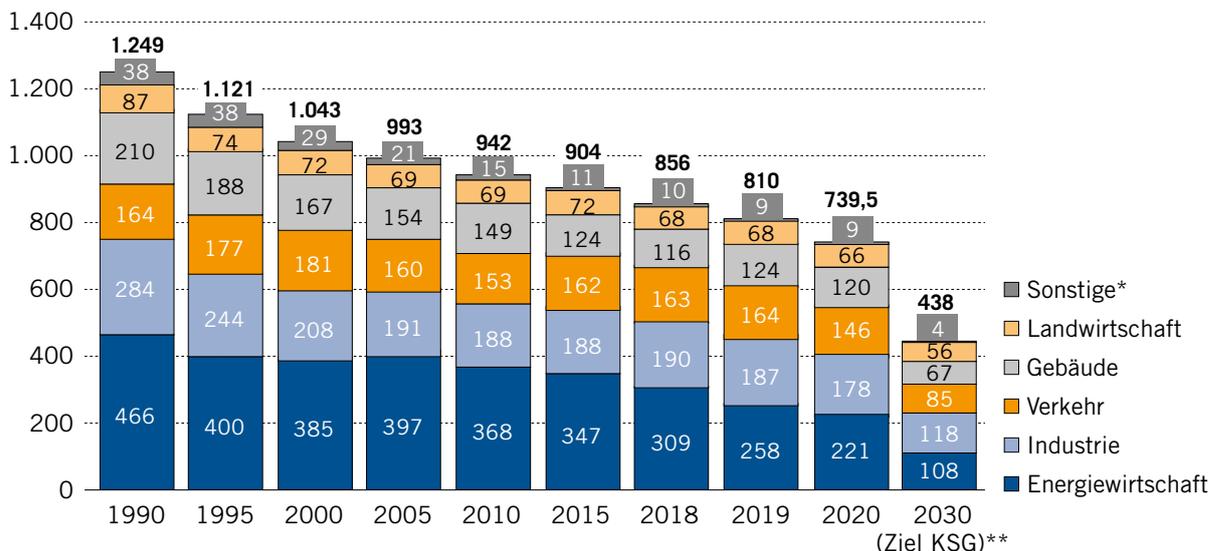
Abbildung 4.9: Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2020 und Ziele bis 2045
(in Mt CO₂-Äquivalenten)



* Zielvorgaben: Minderung um 40 % bis 2020, um 65 % bis 2030, um 88 % bis 2040 und Treibhausgasneutralität bis 2045 – jeweils gegenüber dem Stand von 1990.

Quellen: Umweltbundesamt, Nationales Treibhausgasinventar 1990–2019, EU-Submission, Januar 2021; Umweltbundesamt, Pressemitteilung 07/2021 vom 15.03.2021 und Bundes-Klimaschutzgesetz 2021 gemäß Kabinettsbeschluss vom 12.05.2021

Abbildung 4.10: Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2020 nach Sektoren des Klimaschutzgesetzes (KSG) (in Mt CO₂-Äquivalenten)



* Abfall und fugitive Emissionen bei Brennstoffen. Der starke Emissionsrückgang lässt sich mit der Entwicklung der diffusen Emissionen bei Kohle (Grubengas), aber auch bei Gas erklären. Außerdem trägt die Abfallwirtschaft wesentlich zu den Minderungen bei. Das Deponiegas wurde gefasst und die Verbrennungskapazitäten ausgebaut.

** Die Summe der sektorspezifisch zulässigen Emissionen nach Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) 2021 ergibt 438 Mio. t CO₂-Äquivalente.

Quelle: Umweltbundesamt, Pressemitteilung Nr. 07/2021 vom 15.03.2021 (Zahlen für 1990 bis 2020) sowie Klimaschutzgesetz 2021 gemäß Kabinettschluss vom 12.05.2021 (für das Jahr 2030)

fahrzeugsteuer in Höhe von 9.526 Mio. € (2019: 9.372 Mio. €).

➤ Insgesamt erzielte der Bund – bezogen auf das Jahr 2020 – aus der Erhebung von Verbrauchsteuern auf Energie 44.196 Mio. € und damit 3.176 Mio. € weniger als 2019.

Die Verbrauchsteuern halten einen unterschiedlich hohen Anteil an den Produktpreisen. Für Ottokraftstoff wird eine Mineralölsteuer von 65,45 ct/Liter erhoben. Für Diesellochstoff lautet der entsprechende Wert (ebenfalls für schwefelfreie Ware) 47,04 ct/Liter. Berücksichtigt man außerdem die Mehrwertsteuer (1. Halbjahr 2020: 19 %; 2. Halbjahr 2020: 16 %), so errechnet sich für 2020 ein Steueranteil am Produktpreis von 65,5 % (Superbenzin) bzw. 56,7 % (Diesellochstoff). Bei leichtem Heizöl belief sich der Anteil der Steuern (Verbrauch- und Mehrwertsteuer) – gemessen an dem von privaten Haushalten zu zahlenden Produktpreis – auf 27,2 %.

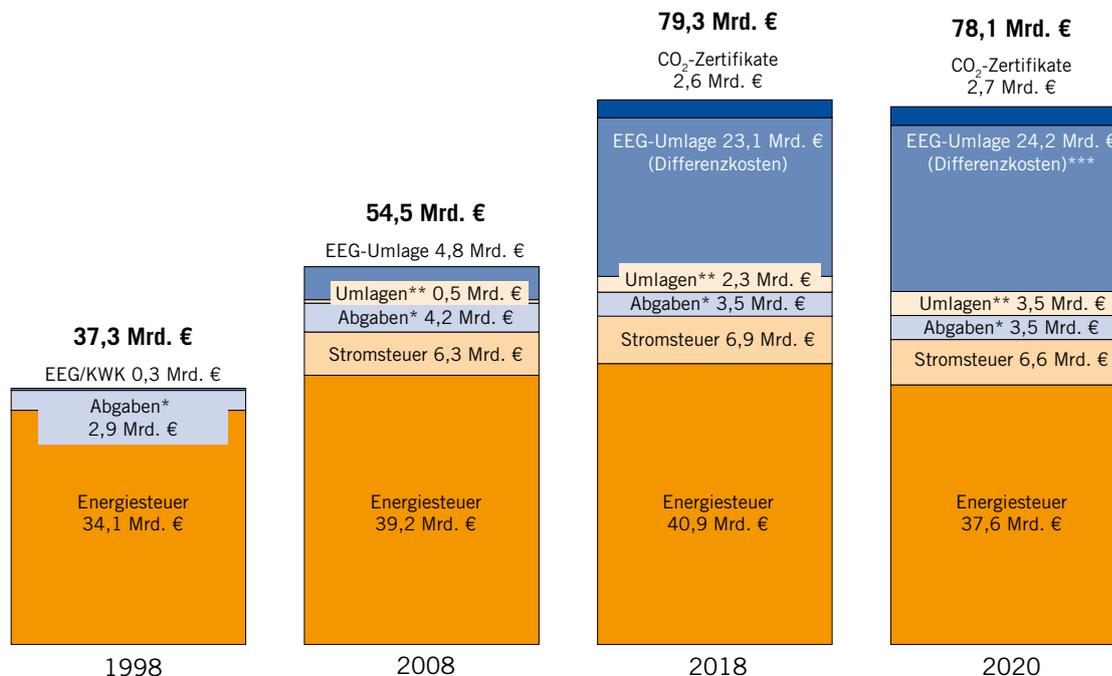
Für Erdgas lag der Anteil von Steuern und Abgaben (Erdgassteuer von 0,55 Cent/Kilowattstunde (ct/kWh), Konzessionsabgabe von 0,08 ct/kWh und Mehrwertsteuer von 1,01 ct/kWh) am Haushaltskundenpreis bei Berücksichtigung der von der Bundesnetzagentur zum 1. April 2020 erhobenen Daten bei 26,0 %.

Vom Strompreis, der für private Haushalte mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh zum 1. April 2020 mit durchschnittlich 32,05 ct/kWh (1. April 2019: 30,85 ct/kWh) beziffert wird (mengengewichtetes Preisniveau über alle Vertragskategorien in ct/kWh), entfielen 2020 rund 51,7 % auf Steuern sowie staatliche induzierte Abgaben und Umlagen.

Ausblick

Die in den letzten Jahren beobachtete Transformation der Energieversorgung wird sich in den 2020er Jahren fortsetzen. Ende 2022 endet die Kernenergienutzung in Deutschland. Das Kohleausstiegsgesetz bestimmt den abwärts gerichteten Pfad der Kohlenutzung. Der EE-Ausbau wird weitere Fortschritte machen. 65 % EE-Anteil am Bruttoinlandsstromverbrauch erscheinen bis 2030 er-

Abbildung 4.11: Energiesteuern und -abgaben in Deutschland 1998 bis 2020



* Zahlen teilweise geschätzt; davon: Konzessionsabgaben 2,3 Mrd. € im Jahr 1998, 2,4 Mrd. € im Jahr 2008, 3,0 Mrd. € im Jahr 2018 und im Jahr 2020; Förderabgabe Erdgas und Erdöl: 1998: 0,14 Mrd. €, 2008: 1,22 Mrd. €, 2018: 0,259 Mrd. € und 2019: 0,192 Mrd. € sowie Erdölbevorratungsabgabe: 0,5 Mrd. € im Jahr 1998, 0,35 Mrd. € im Haushaltsjahr 2007/08, 0,37 Mrd. € im Haushaltsjahr 2008/09, 0,290 Mrd. € im Haushaltsjahr 2017/18, 0,287 Mrd. € im Haushaltsjahr 2018/19 und 0,289 Mrd. € im Haushaltsjahr 2019/20 (ohne MWSt).

** KWK G, § 19-StromNEV-Umlage, Offshore-Netzumlage und Umlage für abschaltbare Lasten

*** Prognose der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aus Sommer/Herbst 2020; tatsächlich dürften die Differenzkosten 2020 höher ausgefallen sein als von den ÜNB prognostiziert.

Quelle: Dr. Schiffer, Hans-Wilhelm

reichbar. Die Anfang 2021 eingeführte und in den nächsten Jahren verstärkte CO₂-Bepreisung von Brenn- und Kraftstoffen in den Sektoren Gebäude und Verkehr trägt dazu bei, die Treibhausgasemissionen weiter zu dämpfen. Hinzu kommt die Verschärfung des Treibhausgas-minderungsziels der EU auf 55 % bis 2030 gegenüber 1990 statt der bisher für diesen Zeitraum geltenden -40 %. Als Folge der damit verbundenen Verknappung an CO₂-Zertifikaten haben die CO₂-Preise im EU-Emissionshandelssystem Anfang Mai 2021 mit über 50 €/t CO₂ einen historischen Höchststand erreicht. Mit Beschluss des Bundeskabinetts vom 12. Mai 2021 wurden die bisher gültigen nationalen Zielvorgaben zur Minderung der Treibhausgasemissionen verschärft. Eckdaten des Klimaschutzgesetzes 2021 sind:

- Senkung der Treibhausgasemissionen bis 2030 im Vergleich zu 1990 um 65 %.

- Senkung der Treibhausgasemissionen bis 2040 im Vergleich zu 1990 um 88 %.
- Treibhausgasneutralität bis 2045.

Der umfassende Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft ist für die angestrebte vollständige Treibhausgasneutralität der deutschen und der europäischen Volkswirtschaft ein elementarer Baustein. Mit den von der Bundesregierung und der EU 2020 verkündeten nationalen bzw. europäischen Wasserstoffstrategien sind die Weichen für eine erfolgreiche Umsetzung gestellt.

4.2 Die EEG-Novelle 2021, das Windenergie-auf-See-Gesetz und die weitere Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland

- **Das neue EEG 2021 sieht detaillierte Ausbauziele für die erneuerbaren Energien vor.**
- **Die neuen Ziele sind vor dem Hintergrund v. a. des zuletzt schwachen Ausbaus von Windenergieanlagen an Land sehr ambitioniert.**
- **Die Finanzierung der Erneuerbaren soll in den kommenden Jahren verstärkt auf öffentliche Mittel umgestellt werden. Die bisherige Umlagefinanzierung würde an Bedeutung verlieren und könnte bis Mitte des Jahrzehnts auslaufen.**

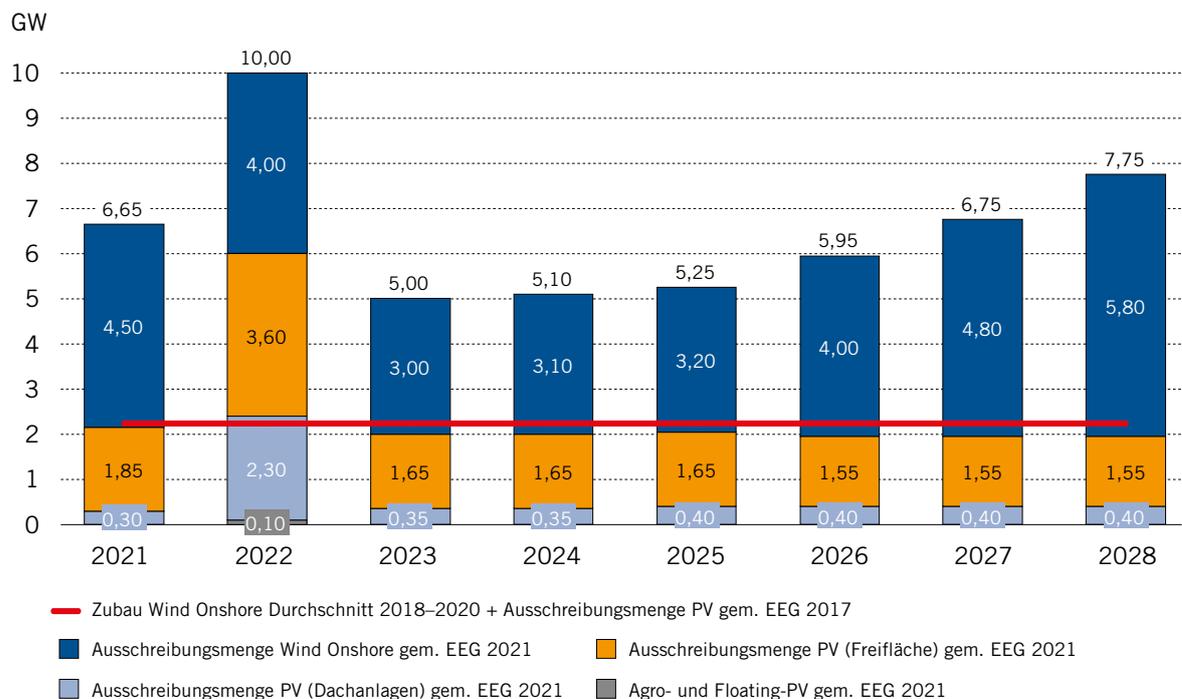
Neue Ziele und Detailregelungen zur Förderung der erneuerbaren Energien

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist seit seiner Einführung im Jahr 2000 bereits sechsmal novelliert worden: 2004, 2009, 2012, 2014, 2017 und 2021. Das EEG 2021 trat am 1. Januar 2021 in Kraft. Eine erste Überarbeitung des EEG 2021 wurde schon im Frühjahr 2021 zwischen den Koalitionspartnern der Bundesregierung vereinbart. Diese sieht u. a. einmalig höhere Ausbauziele im Jahr 2022 vor.

Wesentliche Änderung des aktuellen EEG 2021 gegenüber der Vorgängerversion ist die Festlegung genauer Ausbaupfade für die einzelnen EEG-Technologien bis

2030. Die Festlegung des Ausbau- sowie eines Strommengenpfads zielen auf eine sichere Zielerreichung ab, im Jahr 2030 65 % des Bruttostromverbrauchs mit erneuerbaren Energien (EE) abzudecken. Die nächste Korrektur ist auch hier allerdings schon absehbar, weil die Zielarchitektur des EEG noch auf das neue EU-Klimaziel für das Jahr 2030 hin angepasst werden muss. Dieses sieht vor, das bisherige CO₂-Minderungsziel von 40 % im Jahr 2030 auf mindestens 55 % anzuheben (Basisjahr ist 1990). Zwar will die EU-Kommission erst im zweiten Quartal 2021 einen Vorschlag für die Anhebung des EE-Ziels 2030 im Kontext des Green Deals bekannt geben. Die Regierungsfractionen beabsichtigen aber, trotz des zu erwartenden Vorschlags und einer entsprechenden Einigung zwischen den Mitgliedstaaten und dem EU-

Abbildung 4.12: Vergleich Ausschreibungsmengen gemäß EEG 2021 und historischer Zubau Windenergie an Land und ausgeschriebene PV



Quelle: EnBW Energie Baden-Württemberg auf Grundlage des EEG 2021

Parlament auf ein neues europäisches Erneuerbaren-Ausbauziel 2030 bis zum Jahresende, ein ambitionierteres nationales Ausbauziel vorwegzunehmen.

Dabei würde nicht nur ein höherer Prozentsatz als der gesetzlich fixierte EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 65 % zusätzliche Erneuerbaren-Kapazitäten notwendig machen. Strittig ist auch, ob ein höherer als vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) derzeit erwarteter Bruttostromverbrauch für 2030 in Höhe von 580 TWh aufgrund der fortschreitenden Sektorkopplung realistischer ist, was wiederum weiteren zusätzlichen Zubau von EE-Kapazitäten erfordert.

Um die zukünftigen Ausbauziele einhalten zu können, muss der EE-Zubau also in jedem Fall erheblich gesteigert werden. Da höhere Zubauraten bei der Windenergie auf See wegen des damit einhergehenden Netzausbaubedarfs kaum über die aktuell vorgesehenen 20 Gigawatt (GW) im Jahr 2030 steigerbar sind, richtet sich der Fokus auf Windenergie an Land und die Photovoltaik (PV). Schon deshalb ist der jetzige Ausbaupfad des EEG 2021 progressiv angelegt:

- Bei Wind an Land beträgt das Ausschreibungsvolumen im Jahr 2021 4.500 Megawatt (MW). In den folgenden Jahren sollen die jährlichen Ausschreibungsmengen auf 5.800 MW im Jahr 2028 ansteigen. Eine Ausnahme bildet das Jahr 2022, in dem zusätzlich 1,1 GW Windkraft an Land ausgeschrieben werden sollen. Insgesamt soll die installierte Leistung der Windenergie an Land bis 2030 auf 71 GW zunehmen.
- Bei der PV wird neben dem klassischen Auktionssegment noch ein weiteres Fördersegment für Gebäude und PV-Module auf Lärmschutzwänden geschaffen. Im ersten Segment werden 2021 1.850 MW ausgeschrieben, 2022 3.600 MW, in den Jahren 2023 bis 2025 jeweils 1.650 MW und 2026 bis 2028 jeweils 1.550 MW. Im neuen Segment kommen nachmals zwischen 300 MW (2021) und 400 MW (2025) hinzu. Auch hier bildet das Jahr 2022 mit einer einmaligen Ausschreibungsmenge von 2.300 MW eine Ausnahme, zumal 2022 auch zusätzlich 100 MW für schwimmende und Agro-PV ausgeschrieben werden sollen. Während sich Agro-PV-Anlagen auf Flächen befinden, die gleichzeitig für die Landwirtschaft genutzt werden, sind mit Floating-PV Anlagen gemeint, die auf Wasserflächen wie Baggerseen treiben. Bis 2030 soll die installierte Leistung von Solaranlagen auf 100 GW ansteigen.

Die im EEG 2021 definierten Ausschreibungsmengen sind, angesichts des historischen Zubaus, auch ohne eine zusätzliche Zielanhebung bereits ambitioniert. Der kumulierte Zuwachs der auktionierten Leistung bei Windenergie an Land und großer PV (> 750 Kilowatt, kW) lag im Durchschnitt der Jahre 2018 bis 2020 bei lediglich etwa 2,2 GW, was etwa einem Drittel der für das Jahr 2021 geplanten Ausschreibungsmenge entspricht. Grund hierfür war vor allem der schleppende Ausbau der Windenergie an Land mit durchschnittlich ca. 1,6 GW jährlich seit 2018. Der Ausbau im PV-Sektor erscheint dagegen weniger problematisch: Bei der großen PV waren die Ausschreibungen von jährlich 600 MW nie unterzeichnet. Gleichzeitig ist ein wachsender Zubau von Dachanlagen und von großen ungeforderten PV-Parks in den Markt zu verzeichnen.

➤ Zur Erreichung der EE-Ausbauziele sind deutliche Zusatzeanstrengungen nötig.

Es wird deutlich, dass zur Erreichung der heutigen Ziele des EEG 2021 bereits substanzielle Maßnahmen, insbesondere bei Wind an Land, erforderlich sind. Das Gesetz sieht entsprechend Regelungen zur verstärkten Förderung in diesem Segment vor. Hierzu zählt z. B. die Bevorzugung von Geboten für Anlagen in Süddeutschland, die verstärkte Förderung von Anlagen in Schwachwindregionen (über das sog. Referenzertragsmodell, das einen Korrekturfaktor bei der Förderung, in Abhängigkeit von den Windverhältnissen eines individuellen Standortes, vorsieht) sowie die freiwillige finanzielle Beteiligung von Gemeinden an den Erträgen von Windenergieanlagen (WEA), die aus dem EEG-Konto finanziert wird. Kritiker bemängeln, dass diese Maßnahmen nicht ausreichen werden, um den Zubau von Wind an Land wiederzubeleben.

Die Zubaudefizite sind vor allem auf einen Mangel an genehmigten Projekten zurückzuführen, weil zahlreiche Projekte bereits an Planungs- und Genehmigungshürden scheitern oder stark verzögert werden. Um dieser Problematik zu begegnen, hat der Bundestag 2020 das Investitionsbeschleunigungsgesetz beschlossen, das Planungsverfahren im Infrastrukturbereich beschleunigen soll. Es sieht u. a. vor, die aufschiebende Wirkung von Widerspruch und Anfechtungsklagen gegen WEA entfallen zu lassen und so Genehmigungsverfahren abzukürzen. Inwieweit diese Maßnahmen wirksam sein werden, bleibt abzuwarten.

Zur Erreichung der 2030-Ziele rückt zudem mit dem Auslaufen der 20-jährigen Förderung bei ersten EEG-geförderten Anlagen der Erhalt der bestehenden Substanz in den Vordergrund. Auch dieses Themas nimmt sich das EEG 2021 an. So können insgesamt 2,5 GW ausgeförderter WEA an Land in den Jahren 2021 und 2022 auf eine Anschlussförderung bieten, sofern sie sich an Standorten befinden, an denen planungsrechtlich keine neuen Anlagen errichtet werden dürfen. Unabhängig vom Inkrafttreten dieser Ausschreibungen können die Anlagenbetreiber im Jahr 2021 eine gesetzliche Anschlussförderung erhalten, bei der ein Aufschlag (anfänglich 1 ct/kWh bis 30. Juni 2021, danach 0,5 ct/kWh im Zeitraum 1. Juli bis 30. September 2021 und 0,25 ct/kWh im Zeitraum 1. Oktober bis 31. Dezember 2021) auf den Monatsmarktwert des erneuerbar erzeugten Stroms gezahlt wird. Dies dürfte für den Weiterbetrieb ausgefördeter Anlagen mit Betriebskosten von ca. 2 bis 3 ct/kWh ausreichen, solange keine größeren Schäden und damit Instandhaltungskosten eintreten.

Bereits vor dem EEG 2021 wurde das Windenergie-auf-See-Gesetz in 2020 novelliert. Es sieht u. a. vor, neben dem bereits erwähnten 20 GW-Ziel für 2030 für das Jahr 2040 ein Ausbauziel von 40 GW anzustreben. Im Gesetzgebungsverfahren besonders umstritten war die Weiterentwicklung des Fördermodells für Wind auf See. Das BMWi favorisierte die Beibehaltung der gleitenden Marktprämie und zusätzliche Einführung einer zweiten Gebotskomponente zur Differenzierung im Fall von Null-Geboten. Demgegenüber stand die Forderung mehrerer Marktakteure im Raum, die bisherige gleitende Marktprämie durch sog. *Contracts for Difference* (symmetrische Marktprämie, CfD) zu ersetzen. Während bei einer gleitenden Marktprämie in Ausschreibungen ein Förderverzicht (Fördergebote in Höhe von Null €) möglich ist und entsprechende Gebote auch schon abgegeben wurden, sieht ein CfD eine staatlich gesicherte Förderung in Höhe des gebotenen *CfD-Strike Price* vor. Ist der einschlägige Marktpreis oberhalb dieses Strike Price, muss der Betreiber aber die Differenz an das EEG-Konto abführen. Bei Marktpreisen unterhalb des Strike Price erhält er die Differenz ausbezahlt. Letztlich wurde in der aktuellen Novelle noch keine Änderung des bisherigen Fördersystems der gleitenden Marktprämie herbeigeführt, jedoch soll im Jahr 2022 geprüft werden, ob eine symmetrische Marktprämie eingeführt werden sollte. Da ein CfD eine dauerhafte Förderung darstellt, wurde – auch seitens der Gutachter des BMWi – die Frage aufgeworfen, ob nicht gerade der stark professionalisierte Bereich der Windenergie auf See für eine Refinanzierung allein aus den Strommarkterlösen geöffnet bleiben sollte.

Die Zukunft der Erneuerbaren-Finanzierung

Ein anderes großes Thema ist die Zukunft der EEG-Umlage. Während der COVID-19-Pandemie ist der jährliche Refinanzierungsbedarf des EEG auf 30,9 Mrd. € angestiegen. Ursächlich hierfür war, dass die Krise zu einem zwischenzeitlichen Rückgang der Marktpreise bei gleichzeitigem Verbrauchsrückgang geführt hat. Dies hätte einen sprunghaften Anstieg der EEG-Umlage für 2021 auf 9,6 ct/kWh (zum Vergleich 2020: 6,756 ct/kWh) zur Folge gehabt, hätte die Bundesregierung nicht 10,8 Mrd. € aus dem neu eingeführten Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) und aus öffentlichen Mitteln bereit gestellt, um die EEG-Umlage 2021 und 2022 auf 6,5 bzw. 6 ct/kWh zu begrenzen. 2023 und 2024 soll die EEG-Umlage 5 ct/kWh nicht mehr überschreiten. Mit dem BEHG wurde zum 01.01.2021 ein Instrument zur Bepreisung von Treibhausgasemissionen im Wärme- und Verkehrssektor eingeführt, die nicht vom europäischen Emissionshandel erfasst sind. Die Einnahmen aus dem BEHG speisen, ebenso wie die Auktionserlöse der Emissionsberechtigungen aus dem EU-Emissionshandel, den Energie- und Klimafonds. Aus diesem werden u. a. auch Gelder zur Deckelung der EEG-Umlage bereitgestellt.

Die Umlagefinanzierung der Erneuerbaren neigt sich ihrem Ende entgegen.

Für 2021 wird laut Prognosen der Netzbetreiber ein EEG-Refinanzierungsbedarf von 26,2 Mrd. € erwartet, der über die EEG-Umlage und aus öffentlichen Mitteln finanziert werden muss. Zur weiteren Senkung der Strompreise haben sich Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier und Bundesfinanzminister Olaf Scholz bereits für ein Zurückfahren der EEG-Umlage auf null ab 2025 ausgesprochen. Das Bundesfinanzministerium setzt hierzu auf eine Haushaltsfinanzierung, vor allem mit den Einnahmen aus dem Brennstoffemissionshandel. Da diese Mittel absehbar nicht ausreichen werden, um die EEG-Umlage abzuschaffen, gibt es bereits verschiedene Vorschläge zur weiteren Refinanzierung. Kritik an der Ablösung der EEG-Umlage durch öffentliche Mittel gibt es vor allem aufgrund der Tatsache, dass dies mit einer höheren Staatsverschuldung verbunden wäre. Eine Entscheidung über ein bestimmtes Instrumentarium ist zwar noch nicht gefallen, doch zeichnet sich insgesamt ein Weg hin zu einem Ausstieg aus der Umlagefinanzierung der Erneuerbaren ab.

4.3 Stromversorgungssicherheit – Facetten und Herausforderungen

- **Der Rückgang konventioneller Kraftwerkskapazitäten erfordert die regelmäßige Überprüfung und Überwachung der Angemessenheit der installierten Kapazitäten auf deutscher und europäischer Ebene.**
- **Es wird zunehmend wichtig, den zusätzlichen Beitrag von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen zur Spitzenlast in die Systemauslegung einzubeziehen und Flexibilitäten effizient zu nutzen.**
- **Mittelfristig erfordert der Rückgang der Momentanreserve den Einsatz alternativer Netzbetriebsmittel und Steuerungsmechanismen.**

Das deutsche und europäische Stromversorgungssystem befinden sich in einem Transformationsprozess. Während der Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien (EE) voranschreitet, geht die Kapazität konventioneller steuerbarer Erzeugung zurück. Der Atom- und Kohleausstieg dürfte nicht nur die absoluten konventionellen Kapazitäten reduzieren, aufgrund des gleichzeitigen Ausbaus von EE-Anlagen geht auch der Anteil der konventionellen Erzeugung am Strommix zurück. Vor dem Hintergrund dieser Entwicklung rückt die Frage nach der kurz- und mittelfristigen Stromversorgungssicherheit in den Vordergrund.

Facetten der Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit für elektrischen Strom beschreibt die Fähigkeit des Stromversorgungssystems, die ununterbrochene Verfügbarkeit von Elektrizität für die Verbraucher zu gewährleisten, Störungen standzuhalten und sich ggf. von diesen zu erholen. Dabei sind zwei Aspekte von zentraler Bedeutung:

- **Die Verfügbarkeit ausreichender Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt:** Die Frage nach dieser sog. *resource adequacy* stellt sich insbesondere vor dem Hintergrund des Rückgangs konventioneller Erzeugungskapazitäten in Europa. Eine Bewertung der Angemessenheit der Kraftwerkskapazitäten muss grenzüberschreitend sowohl die Erzeugungs- und Reservekapazitäten als auch mögliche nachfrageseitige Flexibilitäten einbeziehen.
- **Das Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch in Echtzeit:** Belastbare Regelungsmechanismen müssen auf kurzfristige Spannungs- und Frequenzschwankungen reagieren und sicherstellen, dass die Netzstabilität auch gewahrt wird, wenn sich die Einspeisung in und die Entnahme aus dem Stromnetz kurzfristig nicht die Waage halten.

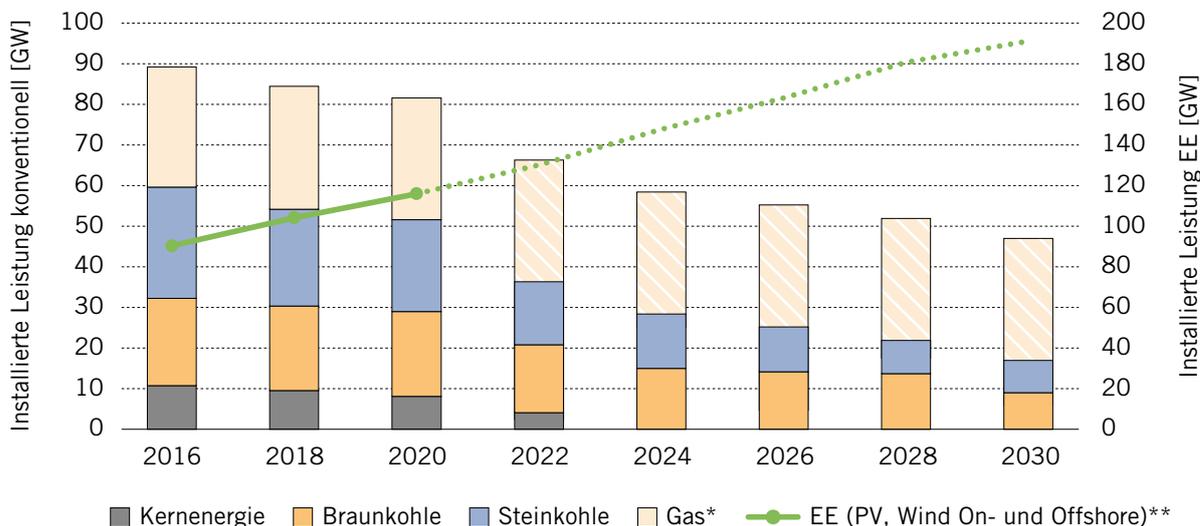
Während sich die Ausführungen dieses Artikels auf diese beiden genannten Aspekte der Stromversorgungssicherheit konzentrieren, existieren noch weitere, nicht weniger relevante, Facetten des Begriffs:

- **Die Fähigkeit der Stromnetze, ihrer Transport- und Verteilungsaufgabe nachzukommen:** Die Betreiber von Verteil- und Transportnetzen müssen in der Lage sein, den Stromfluss von Erzeugern zu Verbrauchern zu gewährleisten. Das umfasst zum einen die zu diesem Zweck notwendige technische Befähigung der Netzinfrastruktur und zum anderen die Implementierung von Engpassmanagement-Maßnahmen, um Leitungsüberlastungen im Stromnetz zu vermeiden oder zu beheben.
- **Die Absicherung der Stromnetze und Erzeugungsanlagen gegen Eingriffe Dritter (IT-Sicherheit):** Mit der zunehmenden Abhängigkeit der Netzkomponenten und Erzeugungsanlagen von IT-Systemen zur Steuerung gehen Risiken für die Versorgungssicherheit einher. Zuletzt hat das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) bspw. bestätigt, dass die in deutschen Kraftwerken verwendete Steuerungssoftware Sicherheitslücken aufweise. Bisher sind in Deutschland jedoch keine gravierenden Fälle bekannt, in denen solche Sicherheitslücken ausgenutzt wurden.
- **Die Versorgungssicherheit mit Brennstoffen für konventionelle Erzeugungsanlagen:** Für den Betrieb konventioneller Kraftwerke muss die Verfügbarkeit von ausreichendem Brennstoff gewährleistet werden. Maßnahmen, um dies sicherzustellen, umfassen etwa langfristige Lieferverträge, das Vorhalten von Reserven oder die Diversifikation von Bezugsquellen.
- **Die Stabilität des Systems in Anbetracht des Klimawandels:** Mittelfristig könnten Effekte des Klimawandels das Stromversorgungssystem unter Druck setzen. Beispiele dafür umfassen das vermehrte Auftreten von Extremwetterereignissen oder Veränderungen in Temperatur und Niederschlag.

Verfügbarkeit ausreichender Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Stromnachfrage

Ende 2022 wird in Deutschland das letzte Atomkraftwerk vom Netz gehen. Mit dem Kohleausstiegsgesetz wird außerdem die schrittweise Beendigung der Braun- und

Abbildung 4.13: Entwicklung konventioneller Kraftwerkskapazitäten und erneuerbarer Energien in Deutschland



* Gaskraftwerkskapazitäten ab 2022 als konstant dargestellt. Tatsächliche Entwicklung unsicher.
 ** Zunahme EE-Erzeugungskapazitäten ab 2022, entsprechend Zielvorgaben des EEG 2021.

Quelle: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Steinkohleverstromung in Deutschland umgesetzt. Die Braunkohle- und Steinkohlekapazitäten werden demnach bis 2030 auf maximal 8 Gigawatt (GW) Steinkohle und 9 GW Braunkohle verringert. Bis spätestens Ende des Jahres 2038 wird der Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland vollständig vollzogen sein. Als Folge stehen bereits heute und auch künftig weniger konventionelle Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung. Der zukünftige Rückgang der konventionellen Erzeugungskapazität ist dabei insbesondere vom Zu- und Rückbau von Gaskraftwerkskapazitäten abhängig. Dem gegenüber steht der Ausbau fluktuierender, regenerativer Energien, die jedoch im Vergleich zu den konventionellen Kraftwerken eine geringere Verfügbarkeit aufweisen.

Um dem Risiko von Kapazitätsdefiziten entgegenzuwirken, wurden bereits verschiedene Stromreservearten auf nationaler Ebene implementiert. Eine davon ist die in der Netzreserververordnung (NetzResV) geregelte Sicherheitsbereitschaft. Sie setzt sich aus vorläufig stillgelegten Braunkohlekraftwerken zusammen, die in besonders kritischen Situationen hochgefahren werden können. Im vergangenen Jahr befanden sich rund 2,7 GW Kraftwerksleistung in der Sicherheitsbereitschaft. Bis zum Jahr 2023 wird diese Menge auf ca. 1,2 GW reduziert. Im Jahr 2030 soll es keine entsprechende Reserve mehr geben. Ergänzt wird die Sicherheitsbereitschaft durch die

Kapazitätsreserve, der auch andere konventionelle Kraftwerke, wie bspw. Erdgas- und Steinkohlekraftwerke, angehören. Die Kapazitätsreserve wird alle zwei Jahre durch die Bundesnetzagentur ausgeschrieben. Im vergangenen Jahr 2020 umfasste diese Reserveart rund 1 GW an Kraftwerksleistung, obwohl rund 2 GW ausgeschrieben wurden. Die Auktion war dadurch deutlich unterzeichnet. Für den Zeitraum 2022 bis 2024 sollen wieder rund 2 GW ausgeschrieben werden.

Die Frage der Verfügbarkeit ausreichender Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Stromnachfrage stellt sich nicht nur in Deutschland.

Die Frage der Verfügbarkeit ausreichender Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Stromnachfrage stellt sich nicht nur in Deutschland. Am 07.01.2021 appellierte bspw. der französische Übertragungsnetzbetreiber Réseau de Transport d'Electricité (RTE) an alle Franzosen, ihren Stromverbrauch am Folgetag zu reduzieren, um einen Versorgungsengpass zu vermeiden. Aus diesem Grund, und wegen der grenzüberschreitenden Integri-

on der Stromsysteme, ist die Angemessenheit von Erzeugungskapazitäten eine Frage, die auf europäischer Ebene beantwortet werden muss. Denn Defizite in einem einzelnen Land können durch den grenzübergreifenden Stromaustausch mit anderen Ländern aufgelöst werden, aber auch Defizite in Nachbarländern hervorrufen.

Die Verfügbarkeit ausreichender Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Stromnachfrage unterliegt auf nationaler und europäischer Ebene ständiger Überprüfung. Die Möglichkeit von kurz- und mittelfristigen Engpässen werden in den *Winter Outlooks* des Verbundes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E) thematisiert. Diese Outlooks bewerten die Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten, um Risiken für die Versorgungssicherheit in der kurzen Frist zu mindern. Die Ausgabe 2020/2021 identifizierte u. a. mögliche Engpässe für die Wintermonate in Frankreich. Für die weitere Zukunft führt ENTSO-E derzeit den *European Mid-term Adequacy Forecast* (MAF) mit einem Zeithorizont von zehn Jahren durch. Bis 2021 wird, wie im *Clean Energy Package* der Europäischen Union (EU) vorgesehen, schrittweise eine europäische Bewertung der Angemessenheit der Kraftwerkskapazitäten (*European Resource Adequacy Assessment, ERAA*) eingeführt. Diese Bewertung soll sich als zentrales Instrument bei der Feststellung von Kapazitätsdefiziten auf europäischer Ebene etablieren. Im Falle von Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Kapazitäten ist vorgesehen, dass die Mitgliedstaaten befristete Kapazitätsmechanismen einführen (Art. 20 bis 27 der Verordnung (EU) 2019/943).

Bei der Ermittlung zukünftiger Kapazitätsdefizite gilt es, die sich verändernden Rahmenbedingungen auf der Stromverbrauchsseite zu berücksichtigen.

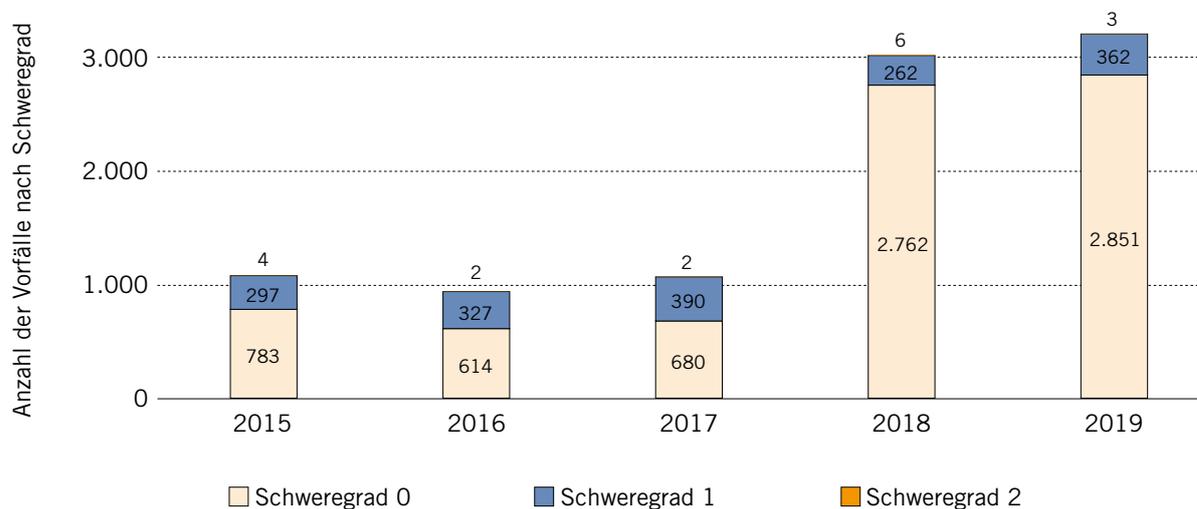
Bei der Ermittlung von möglichen zukünftigen Kapazitätsdefiziten gilt es insbesondere, die sich verändernden Rahmenbedingungen auf der Stromverbrauchsseite zu berücksichtigen. Vor allem mittel- und langfristig ist die Entwicklung der Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren von entscheidender Bedeutung. Aktuell besteht jedoch noch große Unsicherheit darüber, wie hoch die Marktdurchdringung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in Zukunft sein wird. Beides sind strombetriebene Verbraucher, die bei einer hohen Durchdringung

das zukünftige Strombedarfsprofil, und somit die Spitzenlast, maßgeblich prägen werden. Ein wesentlicher Aspekt dieser Veränderung gegenüber dem heutigen System ist die zunehmende Wetterabhängigkeit der Last. Wärmepumpen nutzen etwa die Umgebungswärme aus der Luft, der Erde oder dem Wasser, um Heizenergie für Gebäude zu erzeugen. Bei elektrischen Wärmepumpen wird für diesen Prozess Strom benötigt. Bei tiefen Außentemperaturen verschlechtert sich der Wirkungsgrad der Wärmepumpen. Dadurch steigt der ohnehin durch die Elektrifizierung der Wärmeversorgung erhöhte Strombedarf zusätzlich an, da die Wärmepumpe nicht nur den hohen Heizbedarf decken muss, sondern gleichzeitig ihr temperaturabhängiger Wirkungsgrad in diesen Zeiten niedrig ist. In der Folge verändern sich die Anforderungen an den europäischen Erzeugungspark. Es besteht der Bedarf, dass normative Szenarien, wie der *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)* von ENTSO-E, sich dieser Problematik widmen, um die Gefahr möglicher Versorgungsunterbrechungen in besonders kalten Wintern zu minimieren. In der Zukunft wird es umso wichtiger sein, das Verhalten von stromgeführten, wetterabhängigen Verbrauchern zu kennen und Flexibilitäten gezielt zu nutzen.

Aufrechterhaltung der Netzfrequenz

Im Stromsystem muss in Echtzeit die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch gewährleistet werden. Ungleichgewichte lassen sich an der Netzfrequenz ablesen. Dabei ist die Frequenz grundsätzlich eine systemweite Größe. Sie beträgt im europäischen Verbundsystem im Gleichgewicht 50 Hertz (Nennfrequenz). In Deutschland herrscht also die gleiche Frequenz wie in Spanien oder Dänemark. Wirkleistungsungleichgewichte, z. B. infolge von Leitungsfehlern oder Kraftwerksausfällen, spiegeln sich in Abweichungen von dieser Nennfrequenz wider. Bei Erzeugungsüberschüssen steigt die Frequenz, während sie bei Erzeugungslücken sinkt. Da alle Komponenten des Stromsystems für einen Betrieb bei Nennfrequenz konzipiert wurden, werden sie bei großen Abweichungen zum Schutz vom Netz getrennt. Im schlimmsten Fall könnten Fehler im System ansonsten zu einer Kettenreaktion führen.

Um große Frequenzabweichungen zu vermeiden, halten Netzbetreiber Reserven vor. Die Reserven bestehen aus der Primär- und der Sekundärregelleistung und der Minutenreserve. Sie werden stufenweise eingesetzt, um durchgehend die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch zu wahren. Jedoch benötigt selbst die Primärregelleistung einige Sekunden bis zur vollständigen Aktivie-

Abbildung 4.14: Anzahl der Vorfälle im europäischen Verbundnetz nach Schweregrad

Quelle: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), Datengrundlage: ENTSO-E

zung. In dieser Zeitspanne darf die Leistungsdifferenz nicht zu einer kritischen Frequenzabweichung führen, d. h., der Frequenzgradient muss auf die zulässige Größe begrenzt werden. Bisher erfüllt die Momentanreserve diese Aufgabe. Die Momentanreserve ist eine inhärente Eigenschaft des Elektrizitätsversorgungssystems. Sie wird im Wesentlichen von den rotierenden Generatoren der thermischen Kraftwerke bereitgestellt. Deren träge Schwungmasse beeinflusst, wie schnell sich Leistungsdifferenzen auf die Netzfrequenz auswirken. Momentanreserve wird also im heutigen Strommix als Nebenprodukt der Stromerzeugung thermischer Kraftwerke dem Netz bereitgestellt. Mit dem Rückgang konventioneller Erzeugung nimmt die verfügbare Trägheit im Stromsystem ab. Entscheidend für die Frequenzstabilität ist dabei die Trägheit im gesamten Netzgebiet. Deutschland profitiert auch in Stunden hoher eigener EE-Erzeugung von der trägen Schwungmasse französischer Atomkraftwerke oder polnischer Kohlekraftwerke. Da sich das gesamte europäische Stromsystem im Wandel befindet, gewinnt die Überwachung von Störungen im Netz jedoch an Bedeutung.

Entsprechende Störungen im Übertragungsnetz werden von ENTSO-E auf einer Schweregradskala von 0 bis 3 eingeordnet und jährlich publiziert. Während bei Vorfällen des Schweregrads 0 keine Betriebssicherheitsgrenzen verletzt werden, ist das System bei Vorfällen des Schweregrads 3 im Blackout-Zustand. Die Anzahl an berichteten Vorfällen im Schweregrad 0 bis 2 steigt insge-

samt. In den letzten Jahren wurden allerdings keine Vorfälle des Schweregrads 3 berichtet.

Ein Beispiel für einen Störfall war der System-Split am 08.01.2021. Auslöser war ein Umspannwerk in Kroatien, in welchem in Folge eines Überstroms zwei Sammelschienen durch das Auslösen eines Leistungsschalters voneinander entkoppelt wurden. Die folgende Kettenreaktion von Überströmen auf den umliegenden Übertragungsleitungen resultierte in einer Abschaltung entsprechender Übertragungsleitungen und in einer Trennung des europäischen Verbundsystems in zwei voneinander entkoppelte Zonen. Es kam zu einem System-Split mit einer Frequenzabweichung von bis zu 250 mHz. Die Netzbetreiber müssen in solchen Fällen koordinierte Maßnahmen ergreifen. So wurden im Januar u. a. abschaltbare Lasten, wie z. B. stromintensive Industriebetriebe wie Aluminiumhütten, mit einer gesamten Leistung von 1,7 GW in Frankreich und Italien vom Netz genommen. Das direkte Eingreifen sicherte die Stabilität des europäischen Verbundnetzes.

Die Anzahl an Eingriffen der Übertragungsnetzbetreiber in die Netzbetriebsführung steigt weiter an.

Die Zunahme von Vorfällen dieser Art ist ein Indiz für die steigende Komplexität in der Sicherstellung der Netzsta-

bilität. In aktuellen Studien untersuchen deshalb das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI) und die ef.Ruhr GmbH das Frequenzverhalten des europäischen Stromsystems für die kommenden Jahrzehnte. Die Studie „Entwicklung der Momentanreserve und Abschätzung des Bedarfes an Fast Frequency Response im Europäischen Verbundsystem“³ zeigt bspw. im Ergebnis, dass bereits ohne System-Split die zulässigen Frequenzbereiche in einzelnen Stunden des Jahres 2040 verlassen werden könnten. Um die heutige Frequenzstabilität zu erhalten, wären dann Gegenmaßnahmen notwendig. Dabei gilt es, neben der reinen Erzeugungsleistung konventioneller Kraftwerke ihre systemprägenden Eigenschaften, wie die träge Schwungmasse, adäquat zu ersetzen. Zusätzliche rotierende Massen (z. B. rotierende Phasenschieber) von Generatoren könnten die Systemträgheit erhöhen, ebenso wie dezidierte momentanreservefähige leistungselektronische Netzbetriebsmittel (z. B. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)-Konverterstationen). Eine weitere Möglichkeit zur Frequenzstützung ist die zusätzliche Integration von Anlagen, die zur schnellen frequenzabhängigen Leistungsregelung fähig sind, auch *Fast Frequency Response (FFR)* genannt. Dabei handelt es sich um eine sehr schnelle Form von Regelleistung, die aktuell weder am Markt gehandelt noch in technischen Anschlussrichtlinien gefordert wird. Sie reagiert schneller als die heutige Primärregelleistung und könnte selbst bei höheren Frequenzgradienten eingreifen, bevor eine Frequenzabweichung kritische Größe erreicht. Irland und Schweden haben entsprechende Regelleistungsprodukte bereits eingeführt. Grundsätzlich können Windkraftanlagen, Batteriespeicher oder auch Schwungräder bei entsprechender Ausgestaltung schnelle Regelung bereitstellen.

Fazit

Im Zuge der Transformation des deutschen und des europäischen Stromversorgungssystems rücken Fragen der Versorgungssicherheit in den Fokus. Dabei umfasst der Begriff der Stromversorgungssicherheit mehrere Dimensionen, darunter die Vermeidung von Kapazitätsdefiziten und die Aufrechterhaltung der Netzfrequenz. Der Rückgang konventioneller Kraftwerkskapazitäten erfordert die regelmäßige Überprüfung und Überwachung der Angemessenheit der installierten Kapazitäten, um ggf. Kraftwerksreserven oder andere Mechanismen zur Bereitstellung von ausreichenden Kapazitäten rechtzeitig zu

implementieren. Mittel- und langfristig gilt es außerdem zu adressieren, wie zukünftig Netzfrequenzstabilität gewährleistet werden kann. Diese und andere Fragen in Bezug auf die Versorgungssicherheit mit Strom werden die Transformation des Stromversorgungssystems in den kommenden Jahren begleiten.

³ Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)/ef.Ruhr GmbH, Entwicklung der Momentanreserve und Abschätzung des Bedarfes an Fast Frequency Response im Europäischen Verbundsystem, Köln 2019.

4.4 Energiespeicher als integraler Baustein des modernen Stromsystems

- Die Energiewende benötigt Energiespeicher als Schlüsseltechnologie zum Ausgleich volatiler Stromerzeugung sowie für die Sektorenkopplung.
- Batterien erlauben durch hohe Leistungen bei kleinen Speichervolumen den Ausgleich kurzfristiger Lastschwankungen.
- Power-to-Gas ermöglicht die Langzeitspeicherung großer Energiemengen und die Überbrückung kalter Dunkelflauten.

Herausforderungen in einem auf erneuerbaren Energien basierendem Stromsystem

Erneuerbare Energien (EE) erzeugen einen kontinuierlich zunehmenden Anteil des Stroms in Deutschland. Im Jahr 2011 lag der EE-Anteil an der Nettostromerzeugung noch bei 23 %. Bereits in 2015 generierten die Erneuerbaren 33 % der Elektrizität, bis 2019 wuchs dieser Anteil weiter auf 46 %.⁴ In 2020 erreichten sie nach vorläufigen Zahlen einen Anteil von ca. 50 % an der gesamten Nettostromerzeugung.⁵

4 Vgl. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2019, Freiburg 2020, S. 6.

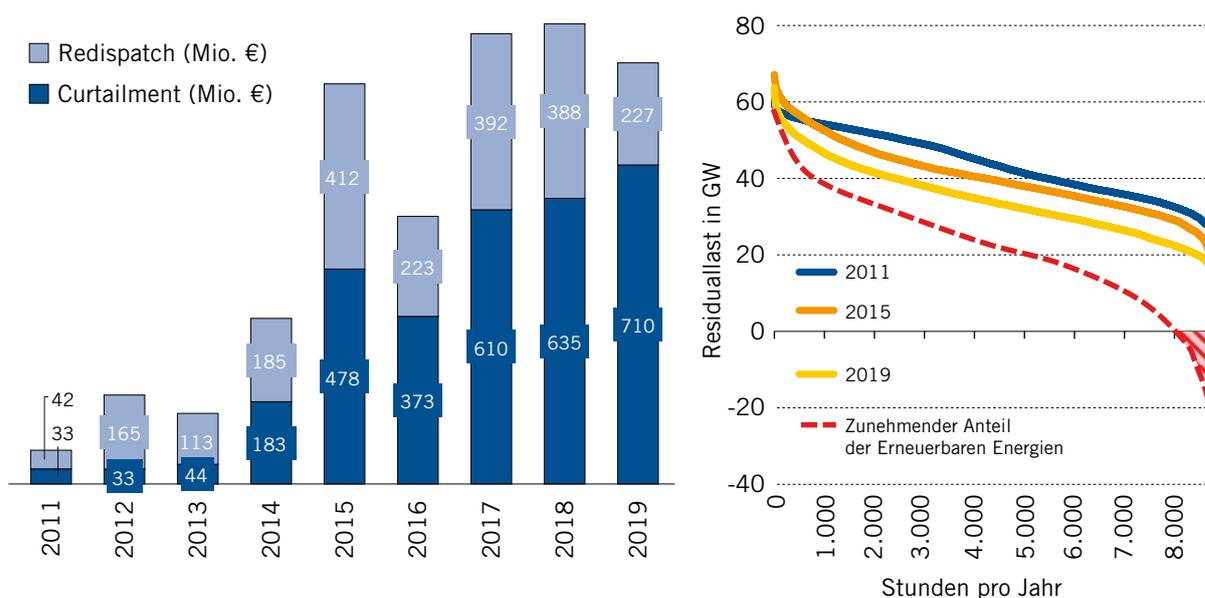
5 Vgl. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Nettostromerzeugung in Deutschland 2020: erneuerbare Energien erstmals über 50 Prozent, 04.01.2021, abrufbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2020/nettostromerzeugung-in-deutschland-2021-erneuerbare-energien-erstmals-ueber-50-prozent.html> (zuletzt abgerufen am 21.04.2021).

Die Kosten für die Stabilisierung des Stromsystems haben deutlich zugenommen.

Der hohe Anteil der Erneuerbaren führte in den letzten Jahren zu einer deutlichen Kostenzunahme für das *Curtailement* (die Abregelung) von EE-Einspeisung in das Stromnetz sowie für den Einsatz von Redispatch-Maßnahmen zum Ausgleich von Netzengpässen. Die Kosten für diese beiden Maßnahmen sind in Deutschland von insgesamt 75 Mio. € im Jahr 2011 auf knapp 1 Mrd. € in 2019 angestiegen. Der drastische Anstieg der Kosten zeigt die Herausforderung, vor welcher die Netzbetreiber stehen, um die Stabilität im Stromnetz sicherzustellen.

Der zunehmende EE-Anteil spiegelt sich auch in einer veränderten Residuallastkurve wider. Diese zeigt die durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellte Last. Die

Abbildung 4.15: Entwicklung der Curtailement- und Redispatch-Kosten sowie der Residuallastkurven im deutschen Stromsystem



Quelle: Monitoringberichte der Bundesnetzagentur; ENTSO-E; Team Consult-Analyse

geordnete Residuallastkurve stellt die Werte der Residuallast eines Jahres in abnehmender Reihenfolge dar. Die Kurve bewegt sich über die Jahre nach unten, d.h. die durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellte Last ist parallel zur Zunahme der erneuerbaren Energien gesunken. In einem zukünftigen Energiesystem, in welchem Erneuerbare den Großteil des Stroms bereitstellen, wird die Residuallastkurve häufiger in den negativen Bereich sinken. In diesem Bereich übersteigt die mögliche Stromerzeugung die Nachfrage. Diese Energiemengen können zumindest teilweise durch Energiespeicher nutzbar gemacht werden.

Beide oben beschriebenen Herausforderungen (steigende Kosten für das Einspeisemanagement sowie negative Residuallast) werden mit dem kontinuierlichen EE-Ausbau weiter zunehmen – und beide können durch Energiespeicher adressiert werden. Kurzfristige Lastschwankungen können durch leistungsstarke und reaktive Energiespeicher aufgefangen werden, die keine große Speicherkapazität benötigen. Ein längerfristiges Ungleichgewicht (*kalte Dunkelflaute*) zwischen Stromerzeugung und -nachfrage kann mit Speichern für hohe Energiemengen und eine längere Speicherdauer ausgeglichen werden. Es liegt daher nahe, dass verschiedene Energie-

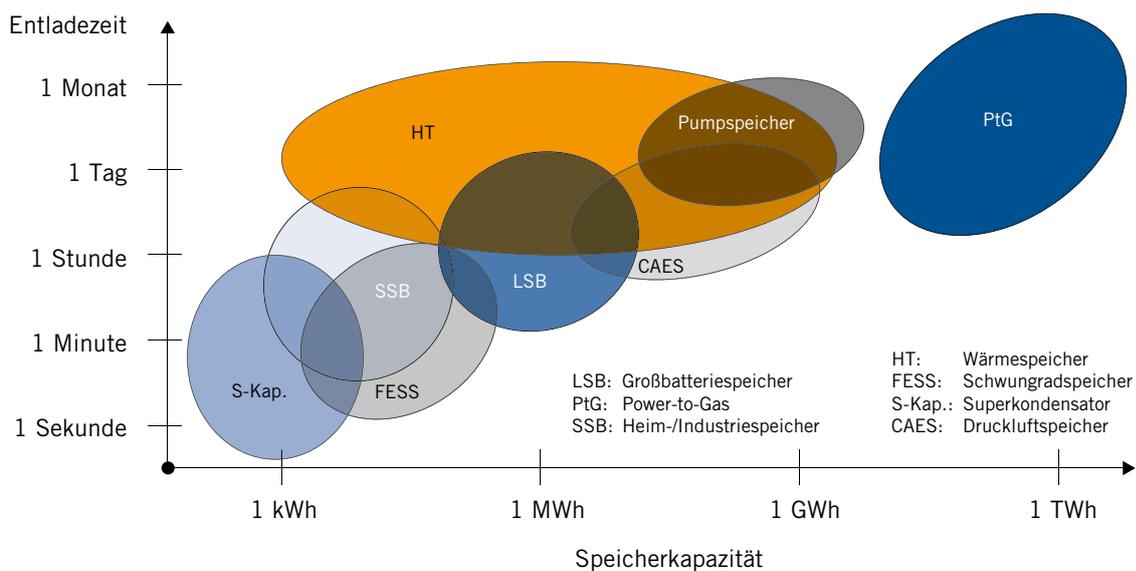
speichertechnologien in einem primär auf Erneuerbaren basierenden Stromsystem benötigt werden.

Verschiedene Energiespeichertechnologien mit unterschiedlichen Eigenschaften

Der Energiespeichermarkt in Deutschland ist geprägt von einer Vielzahl an Anbietern, welche in ihrer Gesamtheit einen Umsatz von ca. 5,5 Mrd. € in 2019 erzielen.⁶ Es existiert eine Fülle an verschiedenen Energiespeichertechnologien, welche mit ihren jeweiligen individuellen Eigenschaften Vorzüge in unterschiedlichen Einsatzgebieten besitzen. Im Folgenden wird eine Auswahl von Speichertechnologien beleuchtet, die für das Stromsystem besonders bedeutsam sind. Energiespeichertechnologien können nach ihrer Speicherkapazität und Entladezeit klassifiziert werden. Technologien mit geringer Speicherkapazität und niedriger Entladezeit stellen Lösungen für das kurzfristige Zwischenspeichern kleiner Energiemengen dar, während sich Technologien mit ho-

⁶ Vgl. Team Consult/3Energie Consulting, BVES Branchenanalyse 2020 – Entwicklung und Perspektive der Energiespeicherbranche in Deutschland, S. 3, abrufbar unter https://www.bves.de/wp-content/uploads/2020/03/Branchenanalyse_BVES_2020.pdf (zuletzt abgerufen am 21.04.2021).

Abbildung 4.16: Entladefähigkeit und Speicherkapazität von Speichertechnologien im Energiesystem



Quellen: Acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften; Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES); Agentur für Erneuerbare Energien (AEE); Environmental and Energy Study Institute (EESI); Forschungszentrum Jülich; D. Little, Arthur; International Renewable Energy Agency (IRENA); EnergieAgentur.NRW; Team Consult-Analyse

her Speicherkapazität und hoher Entladezeit zur längerfristigen Speicherung großer Energiemengen eignen.

➤ Energiespeicher stellen Flexibilität bereit, um die Strominfrastruktur zu entlasten.

Batteriespeicher

Eine weit verbreitete Speichertechnologie sind Batterien, welche Energie von elektrischer in die chemische Form und wieder zurück umwandeln können. Batteriespeicher besitzen eine hohe Reaktionsgeschwindigkeit und können sich präzise an die geforderte Last anpassen. Die kontinuierlich sinkenden Kosten haben zu einer großen Verbreitung von Batteriespeichern geführt. Zudem profitiert vor allem die Lithium-Ionen-Technologie vom Hochlauf der Elektromobilität.

Heimspeicher basieren auf kleineren Batterien (*Small-Scale Batteries, SSB*). Die Speicherkapazitäten liegen zumeist im Bereich von weniger als 10 Kilowattstunden (kWh) und einer Leistung von rund 3 kW. Die Batteriespeicher werden im Heimbereich überwiegend in Kombination mit Solaranlagen betrieben und erhöhen in diesem Einsatzgebiet den Eigenverbrauch von selbst produziertem Solarstrom. Wenn die Stromproduktion der Solaranlage den Stromverbrauch des Haushalts übersteigt, kann der Überschussstrom in der Batterie zwischengespeichert und später verbraucht werden. Dadurch kann der Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz zu Preisen von ca. 30 ct/kWh verringert werden. Zwar reduziert sich in gleichem Maße auch die ins Netz eingespeiste Strommenge, die jedoch (für neue Solaranlagen) seit Ende 2019 mit weniger als 10 ct/kWh vergütet wird. Die Speicherkapazität hat dabei eine Reichweite von etwa einem Tag, d.h. ein Haushalt kann für ca. 24 Stunden mit einem Heimspeicher autark versorgt werden. Bei der Annahme eines Speichers mit 10 kWh und einem Haushalt mit einem Stromverbrauch von 4.050 kWh pro Jahr ergibt sich ein täglicher Strombedarf von ca. 11 kWh. Bei einem Betrieb mit maximaler Leistung sind Batteriespeicher allerdings nach wenigen Stunden entladen. Bei einem Batteriespeicher mit 10 kWh Speicherkapazität und 3 kW maximaler Leistung kann dieser den Haushalt für etwas mehr als 3 Stunden mit Strom versorgen.

Ende 2020 waren rund 270.000 Heimbatteriespeicher in Deutschland mit einer Gesamtleistung von knapp 1 Gigawatt (GW) und einer installierten Kapazität von mehr als 2 Gigawattstunden (GWh) in Betrieb. Heimbatteriespeicher können durch einen Aggregator zu einer größeren virtuellen Einheit kombiniert werden. Dadurch können sie am Regelenergiemarkt teilnehmen und zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen. Zusätzlich können die Heimbatteriespeicher die Einspeisung von Solaranlagen in das Stromnetz in Zeiten mit hoher solarer Einstrahlung reduzieren, indem der aktuell nicht benötigte Strom im Speicher vorgehalten und zu einem späteren Zeitpunkt genutzt wird, wodurch das Stromnetz entlastet wird und Kapazitäten im Netz freigegeben werden.

Industriespeicher liegen im Bereich von ca. 30 kWh bis zu mehreren hundert kWh. In den Industriebetrieben werden Batteriespeicher zur Kappung von Lastspitzen eingesetzt, aber auch in Verbindung mit Solaranlagen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs oder zur unterbrechungsfreien Stromversorgung. Das Verhältnis der Speicherkapazität zu Entladeleistung der Batteriespeicher erreicht bei Industriespeichern Werte von bis zu 10 Stunden, d.h. ein vollständig geladener Speicher kann bis zu 10 Stunden lang mit maximaler Leistung entladen werden. Damit lassen sich auch länger andauernde Stromunterbrechungen überbrücken bzw. Lastspitzen kappen. Die Kappung von Lastspitzen erhöht die freie Kapazität im Netz, wodurch andere nicht-steuerbare Lasten, wie z.B. Rechenzentren sowie Belüftungs- und Beleuchtungsanlagen, integriert werden können. Somit können auch Industriespeicher netzdienlich arbeiten.

➤ Auf dem Markt ist eine Vielzahl an Speichertechnologien mit individuellen Eigenschaften vorhanden.

Großbatteriespeicher besitzen eine Speicherkapazität von einigen hundert kWh bis zu mehreren hundert Megawattstunden (MWh). Ende 2020 waren rund 550 MW an installierter Leistung in Deutschland vorhanden.⁷ Das Verhältnis von Speicherkapazität zu Leistung ist gering (zumeist deutlich unterhalb von 4 Stunden), sodass die Betreiber vor allem die Leistung vermarkten und die Großbatterien nicht als Langzeitspeicher einsetzen. Die Flexibilität von Großbatteriespeichern wird in verschiede-

⁷ Vgl. Team Consult, Large Scale Batteries as a building block and business model in a transitioning energy system, STORENERGY Congress, 2020.

nen Märkten monetarisiert. Im Regelenergiemarkt werden sie vor allem zur Frequenzhaltung eingesetzt, indem sie innerhalb von Sekundenbruchteilen überschüssigen Strom aufnehmen und damit einen Frequenzanstieg verhindern bzw. benötigten Strom bereitstellen und damit einen Frequenzabfall vermeiden. Aufgrund der in den letzten Jahren gesunkenen Regelenergiepreise werden Großbatterien jedoch auch für weitere Zwecke, wie z. B. zur Strompreisarbitrage im Intraday-Handelsmarkt, genutzt. Hierbei wird die Preisvolatilität an der Strombörse genutzt, indem Strom bei niedrigen Preisen gekauft, zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt zu höheren Strompreisen wieder verkauft wird. Daneben setzen die Übertragungsnetzbetreiber in Zukunft auf Großbatteriespeicher, um kurzzeitige Netzengpässe auszugleichen (sog. *Netzbooster*). Netzbooster sind Großbatterien, die auf beiden Seiten eines häufig überlasteten Leitungsabschnitts errichtet werden und im Fall der Leitungsüberlastung auf einer Seite Strom aufnehmen und auf der anderen Seite Strom abgeben können. Dadurch können die Stabilität des Stromsystems verbessert und die Kosten für den Netzausbau reduziert werden.

Pumpspeicherkraftwerke

Neben der Speicherung von Energie in chemischer Form kann die Speicherung auch als potenzielle Energie erfolgen. Dieses Prinzip nutzen Pumpspeicherkraftwerke, indem Wasser bei Stromüberschuss in ein höher liegendes Becken gepumpt wird. Das herabfließende Wasser erzeugt später wieder Elektrizität. Die in Deutschland existierenden Pumpspeicher liefern in Summe eine installierte Leistung von rund 9,8 GW⁸ und eine Speicherkapazität von ca. 40 GWh.⁹ Die vorhandene Speicherkapazität liegt deutlich über den Kapazitäten der anderen Stromspeichertechnologien. Ihr weiterer Ausbau stellt sich durch die benötigten landschaftlichen Gegebenheiten – Wasserreservoirs mit einem deutlichen Höhenunterschied – und den lokalen Widerstand von Anwohnern allerdings als schwierig dar.

8 Vgl. Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste (Stand: 19.01.2021), abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2021_1.xlsx?__blob=publicationFile&v=4 (zuletzt abgerufen am 29.03.2021).

9 Vgl. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V. (Hrsg.), Die Beendigung der energetischen Nutzung von Kohle in Deutschland, Berlin 2018, S. 63.

Power-to-Gas (PtG)

Das größte Speicherpotenzial der betrachteten Speichertechnologien besitzt die *Power-to-Gas (PtG)*-Technologie, welche elektrischen Strom in chemische Energie umwandelt. Dabei wird Wasser in Elektrolyseuren in seine chemischen Bestandteile Sauerstoff und Wasserstoff zerlegt. Der Wasserstoff kann im Anschluss daran über die Methanisierung zu synthetischem Methan oder zur stofflichen Nutzung in andere chemische Grund- bzw. Kraftstoffe, wie z. B. flüssiges Methanol, weiterverarbeitet werden. Im Fall von synthetischem Methan kann die bestehende Erdgasinfrastruktur weiter genutzt werden, wodurch die Kapazität der Untergrundspeicher für Erdgas von insgesamt rund 250 Terawattstunden (TWh) mitverwendet werden kann. Flexibilität für das Stromsystem kann hier in zweierlei Hinsicht zur Verfügung gestellt werden. Zum einen kann der Betrieb von PtG-Anlagen flexibel an die Last im Stromnetz bzw. an den Strompreis angepasst werden, zum anderen stehen die so erzeugten gasförmigen Energieträger für eine Rückverstromung in Gaskraftwerken zur Verfügung. Die Weiterverarbeitung von Wasserstoff in andere flüssige Kohlenwasserstoffe (sog. *Power fuels*) ist vor allem für Anwendungen von Bedeutung, welche nicht oder nur durch Inkaufnahme sehr hoher Kosten elektrifiziert werden können, wie etwa der Schiffs- oder Luftverkehr. Hier stellen *Power fuels* eine mögliche Lösung für die Dekarbonisierung dar. Für das Stromsystem ist dieser Weiterverarbeitungsschritt insoweit relevant, als die dafür nötigen zusätzlichen Strommengen erzeugt und Umwandlungs- und Verarbeitungskapazitäten errichtet werden müssen.

Wärmespeicher

Batterien dienen als Zwischenspeicher und geben die gespeicherte Energie mit hohem Rückgewinnungsgrad in elektrischer Form zurück. Dagegen speichern Wärmespeicher die überschüssige Energie, zugeführt aus Elektrizität oder Abwärme aus Industrieprozessen, als thermische Energie. Dabei sind hier vor allem großvolumige thermische Speicher im Kraftwerksbereich, in der Industrie und zur Verwendung im Fernwärmebereich von Interesse für das Energiesystem. Allerdings spielen auch kleine Wärmespeicher, oftmals in Verbindung mit einer Wärmepumpe, durch ihre hohe Anzahl eine zunehmend wichtige Rolle. Von den ca. 20,7 Mio. Wärmereizern in Deutschland sind bereits rund 1 Mio. Wärmepumpen¹⁰,

10 Vgl. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland, Basisdaten und Einflussfaktoren, 4. aktualisierte Ausgabe, Berlin 2020, S. 45.

mit stark steigender Tendenz. In der Regel sind Wärmepumpen mit einem Wärmespeicher für die Warmwasserversorgung ausgestattet. Je nach Dimensionierung des Wärmespeichers, kann der Stromverbrauch vom Wärmebedarf zeitweise entkoppelt und so das Verteilnetz in Zeiten mit einer hohen Stromnachfrage entlastet werden. Im Kraftwerksbereich können Wärmespeicher z. B. die Flexibilität von KWK-Anlagen erhöhen, indem die Wärme- und Stromproduktion durch den Wärmespeicher entkoppelt und damit zeitweise ein stromgeführter Betrieb der KWK-Anlagen möglich wird. Die KWK-Anlage kann somit flexibler auf die Last im Stromnetz reagieren. So kann die Fahrweise von bisher wärmegeführten KWK-Anlagen stärker an den Erfordernissen des Stromsystems ausgerichtet werden. In Industriebetrieben können Wärmespeicher die Abwärme speichern und nachfolgenden Prozessen später zuführen. Zusätzlich können negative Strompreise an der Strombörse mittels *Power-to-Heat*-Modulen für das Befüllen des Wärmespeichers genutzt werden. Die großvolumigen Wärmespeicher haben eine Speicherkapazität von wenigen hundert bis zu 2.000 MWh. Die gesamte thermische Kapazität der in die Fernwärmenetze eingebundenen Speicher beläuft sich in Deutschland auf ca. 25 GWh (thermisch).¹¹ Zum Vergleich: Die Speicherkapazität von Großbatteriespeichern belief sich bis Ende 2020 auf ca. 0,5 GWh (elektrisch) und die der Pumpspeicher auf rund 40 GWh (elektrisch). Allerdings sind thermische und elektrische Energie nicht direkt vergleichbar. Die Energie aus den Großbatterie- und Pumpspeichern kann dem Speicher in voller Höhe als Elektrizität wieder entnommen und dem Stromsystem zugeführt werden. Zwar kann die thermische Energie der Wärmespeicher, je nach Temperatur, zum Teil auch wieder zur Stromerzeugung genutzt werden, in vielen Fällen erlaubt das Temperaturniveau von Wärmespeichern jedoch nur eine Entnahme in Form von Wärme zu Heizzwecken.

Starkes Wachstum des Bedarfs an Energiespeichern

Durch den Ausbau der volatilen erneuerbaren Stromerzeugung wird der Bedarf an flexiblen Elementen im Stromsystem weiter zunehmen. Die Stilllegung von darbotsunabhängigen thermischen Kraftwerken (Kernenergie, Kohle) wird in Zukunft durch den Kernenergie- und Kohleausstieg deutlich zunehmen. Diese haben allerdings bisher den Großteil der im Stromsystem benötigten gesicherten Leistung und Flexibilität bereitgestellt.

¹¹ Vgl. EnergieAgentur.NRW, Thermische Speicher in Wärmenetzen sowie in Gewerbe- und Industrieanwendungen, Düsseldorf 2020, S. 9.

Damit entsteht eine Lücke bei der im Stromsystem benötigten, gesicherten und steuerbaren Leistung. Diese Lücke können Energiespeicher zumindest teilweise schließen.

Über den genauen Aufbau des Energiesystems im Jahr 2050 kann heute nur spekuliert werden. Es gibt verschiedene Projektionen mit zum Teil sehr unterschiedlichen Einschätzungen der künftigen Rolle verschiedener Energiespeichertechnologien. Ein starkes Wachstum des Einsatzes von Energiespeichern wird jedoch einhellig erwartet. Das Spektrum der prognostizierten kumulierten Leistung installierter Speicher erreicht bis zu 50 GW für Großbatterien (2020 ca. 0,5 GW) und bis zu 134 GW für Heimbatteriespeicher (2020 ca. 1 GW).¹²

Die Darstellung der verschiedenen Speichertechnologien macht deutlich, dass es keine Standardlösung für die Speicherung von elektrischer Energie und die Flexibilisierung des Stromsystems gibt. Es muss immer der individuelle Einsatzzweck betrachtet werden, um die im Einzelfall optimale Speichertechnologie zu finden. Der Mix aus kurz- und langfristigen Speichern wird an den Bedarf des Energiesystems angepasst werden müssen. Ein vermehrter Einsatz von Energiespeichertechnologien wird den Energieaustausch über Sektorengrenzen hinweg vereinfachen.

Für die kurzfristige Energiespeicherung sind heute insbesondere Batteriespeicher etabliert, welche vor allem beim Ausgleich von Lastschwankungen bereits eine wichtige Rolle spielen. Im Bereich der langfristigen Speicherung bis hin zur saisonalen Überbrückung ist die PtG-Technologie hervorzuheben. Zu den Voraussetzungen gehört jedoch eine weitere Kostendegression, die bei der PtG-Technologie voraussichtlich durch Massenproduktion und die Skalierung der Elektrolyseurkapazitäten erzielt werden kann.

¹² Vgl. Prognos/Öko-Institut/Wuppertal-Institut, Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, Berlin 2020, S. 55.

4.5 Klimarelevanz von Methanemissionen bei der Förderung und dem Transport nach Deutschland

- **Deutschland deckt seinen Erdgasbedarf zu rund 95 % aus Importen.**
- **Durch die Produktion, den Transport und die Lagerung von Erdgas entstehen Emissionen, die bislang häufig statistisch nicht abgebildet werden. Diese variieren nach Standort: Geringste Methanemissionen fallen in der Vorkette bei Erdgas aus Norwegen und den Niederlanden an, gefolgt von Russland und Flüssigerdgas aus den USA.**
- **Die Reduktion der Methanemissionen bei Produktion und Transport kann die Klimabilanz von Erdgas verbessern.**

Erdgas gilt als emissionsarmer fossiler Energieträger und wichtiger Baustein für den Übergang in eine langfristig klimaneutrale Energieversorgung. In Deutschland wird er nicht nur als Wärmeenergie im Heizungs-, Industrie- sowie Dienstleistungs- und Gewerbesektor eingesetzt, sondern auch für die Erzeugung von Elektrizität in Kraftwerken. Vor dem Hintergrund ambitionierter Klimaziele stellt Erdgas eine Alternative zur Kohleverstromung dar. Etwa 20 % des in Deutschland genutzten Erdgases entfallen aktuell auf die Stromerzeugung. Bei einer vollständigen Verbrennung von konventionellem Erdgas entstehen im direkten Vergleich mit der Verbrennung von Steinkohle rund 40 % geringere CO₂-Emissionen bei gleichem Energiegewinn (spezifische Emissionen). Gegenüber Braunkohle sind diese 50 % geringer. Auch im Wärmesektor weist Erdgas laut Umweltbundesamt gegenüber leichtem Heizöl einen um ca. 25 % verminderten CO₂-Ausstoß auf. Bei dieser Betrachtung unberücksichtigt bleiben allerdings die Methanemissionen, die durch Methanschleup in der Vorkette bei der Produktion, dem Transport, der Lagerung als auch bei der Verbrennung anfallen.

Intensiv wird über die Größenordnung dieser Vorkettenemissionen in Wissenschaft und Politik diskutiert, und darüber, ob der Klimavorteil von Erdgas, insbesondere bei der Verstromung gegenüber Kohle, gänzlich verlorengehen könnte. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) in 2020 eine Literaturstudie angefertigt, die den aktuellen Stand der Veröffentlichungen zu Methanemissionen in der Erdgasvorkette der Lieferländer Deutschlands zusammenfasst und bewertet.¹³ Zusätzlich wurde auch eine Vielzahl an Studien zu Methanemissionen in der Erdgasvorkette in den USA ausgewertet, um damit auch potenzielle zukünftige Lieferungen von verflüssigtem Erdgas (*Liquefied Natural Gas, LNG*) aus den Schiefergasregionen zu berücksichtigen. Dieser Beitrag stellt eine Synopse der Literaturstudie dar und beruht auf den darin angegebenen Daten und Referenzen.

Treibhausgas Methan

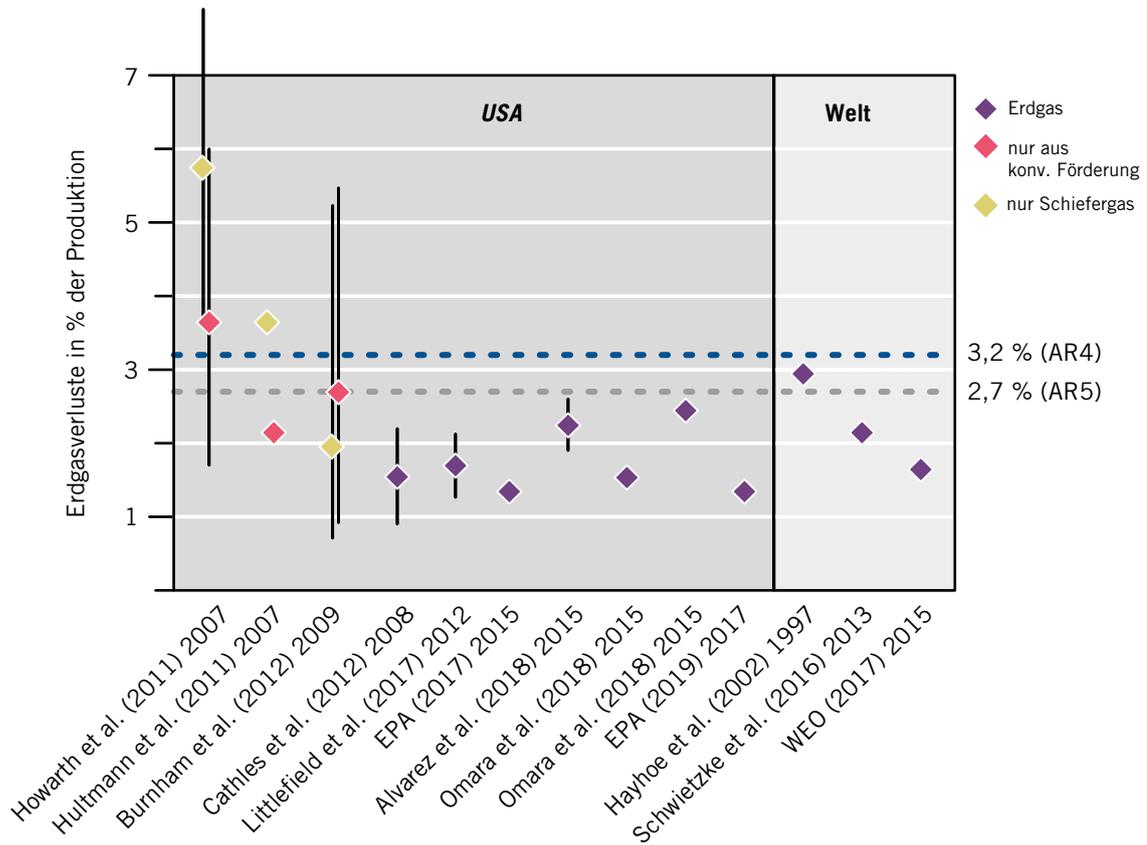
Methan, der Hauptbestandteil von Erdgas, gilt als zweitwichtigstes Treibhausgas nach CO₂, allerdings mit einem höheren Erwärmungspotenzial. Da Methan hingegen wesentlich schneller in der Atmosphäre abgebaut wird, hängt die Klimawirksamkeit gegenüber CO₂ vom Betrachtungszeitraum ab. Gewichtsbezogen hat Methan, inklusive indirekter Effekte, einen sofortigen 120-fach höheren Treibhauseffekt gegenüber CO₂; bei einem zwanzigjährigen Zeitraum (GWP₂₀, Global Warming Potential, Treibhauspotenzial) liegt der Faktor zwischen 84 und 87 und bei einem hundertjährigen Zeitraum (GWP₁₀₀) zwischen 25 und 34. Die Konzentration von Methan in der Atmosphäre hat sich seit vorindustrieller Zeit stark erhöht. Durch die Produktion und Nutzung von Erdgas als Energieträger werden nach gegenwärtigem Verständnis zwischen 14 und 17 % der gesamten globalen Methanemissionen verursacht. Daneben stehen Methanemissionen aus anderen anthropogenen Quellen (z. B. aus der Landwirtschaft und Siedlungsabfällen) und natürliche Emissionen, etwa aus Vulkanismus und Permafrostböden, die für den Großteil des ausgestoßenen Methans verantwortlich sind. Methanemissionen entlang der Produktions- und Lieferkette von Erdgas wirken sich negativ auf die Klimabilanz des Energieträgers aus, da bei zu hohen Emissionen der Klimavorteil gegenüber Kohle potenziell sinken könnte.

Erdgas wird überwiegend aus Erdgaslagerstätten, aus Erdöllagerstätten in Form von Erdölbegleitgas oder als Kohleflözgas aus Kohlelagerstätten gewonnen. Methanemissionen in der Erdgasvorkette können direkt im *Upstream*- (Exploration und Produktion), *Midstream*- (Aufbereitung, Weiterleitung/Lagerung) sowie im *Downstream*-Bereich (Verteilung), aber auch bei der Nutzung entstehen.

Nachfolgend werden die Höhe der Methanverluste in der Erdgasvorkette nach der derzeitigen Datenlage für die wichtigsten deutschen Erdgaslieferländer, Russland, die Niederlande und Norwegen, sowie die rechnerische Methanverluste eines Flüssiggastransports bei einer Erdgaslieferung von den USA nach Deutschland dargestellt. Im nächsten Schritt wird am Beispiel der USA aufgezeigt, wie hoch die rechnerische Methanverluste in der Erd-

¹³ Vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Klimabilanz von Erdgas – Literaturstudie zur Klimarelevanz von Methanemissionen bei der Erdgasförderung sowie dem Flüssiggas- und Pipelinetransport nach Deutschland, Hannover 2020.

Abbildung 4.17: Übersicht über publizierte produktionsnormierte Verluste für Erdgas in den gesamten USA und der Welt von links nach rechts mit zunehmender Aktualität



Soweit in den Studien differenziert, sind die Verluste von Schiefergas und konventioneller Förderung ausgewiesen. Die Spannweiten für Verluste werden, soweit angegeben, dargestellt. Neben der Quelle ist das Bezugsjahr der Studie angegeben. Omara et al. (2018) berichtet nur Verluste bei der Produktion. Deshalb wurden hier Angaben aus dem Downstream-Bereich von 1 % (nach Alvarez et al. 2018) aufaddiert. Rechts sind weltweite Abschätzungen dargestellt. Die gestrichelten Linien geben die in Alvarez et al. errechneten maximalen Verlustraten an, unter der auf allen, auch kurzen Zeitskalen, Erdgas gegenüber Kohleverstromung in den USA einen Klimavorteil hat: 3,2 % nach dem Vierten Sachstandsbericht des Weltklimarats (IPCC) (AR4); 2,7 % nach dem Fünften Sachstandsbericht des IPCC (AR5). Auf längeren Zeitskalen hat die Nutzung von Erdgas bei der Verstromung auch bei Verlustraten oberhalb der Linien einen Klimavorteil.

Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)

gasvorkette sein darf, damit der Klimavorteil von Erdgas gegenüber Kohle bei der Verstromung erhalten bleibt.

Vorketten-Methanemissionen bei der Lieferung von Erdgas über Pipelines nach Deutschland

Deutschland deckt seinen Erdgasbedarf zu rund 95 % aus Importen. Bezogen auf 2019 hatte Russland einen Anteil von knapp 68 % an den Erdgasimporten, gefolgt von Norwegen mit 18 % und den Niederlanden mit 14 %. Etwa 41 % des eingeführten Erdgases wurde in die europäischen Nachbarländer re-exportiert. Der Erd-

gasimport (und -export) erfolgt bislang ausschließlich über Pipelines. Zukünftig kommen möglicherweise Importe von LNG aus den USA hinzu. Vor diesem Hintergrund wurden die Methanemissionen in der Erdgasvorkette der genannten Erdgaslieferländer anhand von Veröffentlichungen ermittelt und gegenübergestellt. Methanemissionen wurden entweder durch *Bottom-Up (BU)*- oder *Top-Down (TD)*-Analysen bestimmt, die jeweils spezifische Vor- und Nachteile aufweisen. BU-Messreihen geben hochgerechnete Mengen auf Basis von Punktmessungen wieder, während TD-Methoden Satelliten- oder Befliegungsmessungen mit Drohnen oder Flugzeugen nutzen und die dabei gewonnenen Informa-

tionen möglichen Quellen zuordnen. Die Datenlage bezüglich Methanemissionen in der Erdgasvorkette ist sehr heterogen. Die meisten wissenschaftlichen Publikationen zum Thema beziehen sich auf den US-amerikanischen Raum. Im Gegensatz zu den USA basieren bspw. die Angaben zu den Produktionsverlusten in Russland auf nur sehr wenigen Studien.

➤ Geringste Methanverluste finden sich in der Vorkette von Erdgas aus Norwegen und den Niederlanden.

Norwegen

Die norwegischen Erdgasvorkommen befinden sich offshore auf dem norwegischen Schelf. Erdgas wird überwiegend als Erdölbegleitgas gefördert. Bedeutende Ausnahmen bilden die Felder Troll in der Nordsee und Snøhvit in der Barentssee, die vorwiegend Erdgas fördern. Das Erdgas wird in der Regel offshore auf Plattformen aufbereitet und direkt in das Offshore-Pipelinennetz eingespeist. Studien zeigen, dass sich die Methanverlustraten für den Pipelinetransport aus Norwegen nach Deutschland auf unter 0,02 % belaufen.

Niederlande

Erdgas aus den Niederlanden bezieht Deutschland überwiegend aus dem Erdgasfeld Groningen, westlich der deutsch-niederländischen Grenze. Die Methanverluste belaufen sich bei der Produktion und Aufbereitung auf rund 0,03 %. Aufgrund der geringen Transportdistanz errechnen sich die Methanverluste bei Pipelinetransport auf weniger als 0,0001 %. Im September 2019 gab die niederländische Regierung bekannt, das Erdgasfeld bis 2022 außer Betrieb zu nehmen. Daher wird Deutschland voraussichtlich nur noch in diesem Jahr Erdgas aus Groningen beziehen.

Russland

Russland verfügt über die größten Erdgasreserven der Welt und ist, nach den USA, der zweitgrößte globale Produzent. Das für den Export nach Europa geförderte Erdgas stammt vor allem aus den Lagerstätten Westsibiriens und den im letzten Jahrzehnt neu entwickelten Feldern auf der arktischen Yamal-Halbinsel. Hier ist zudem ein neues modernes Gasproduktionszentrum sowie LNG-Ex-

portinfrastruktur entstanden. Für den Export von Erdgas verfügt Russland über ein Hochdruck-Fernleitungsnetz mit drei Hauptexportrouten nach Zentraleuropa. Diese weisen Längen von um die 4.000 km auf. Insgesamt belaufen sich die gesamten Methanverlusten für Pipelinegas aus Russland in der Größenordnung von 0,3 bis 0,6 %.

Studien zu Methanemissionen bei der Gewinnung von Erdgas mit Schwerpunkt USA

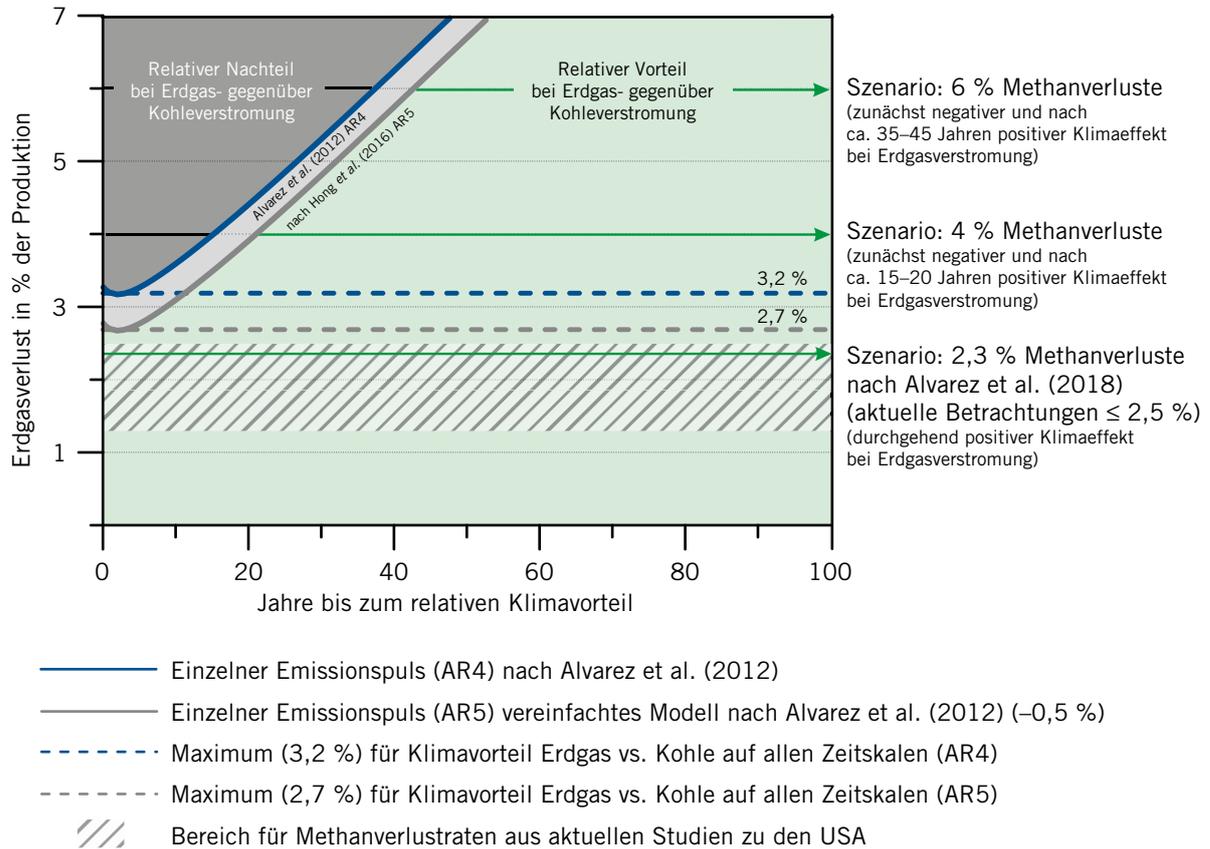
Seit Einsetzen des Schiefergasbooms 2005 wurden die USA zum weltweit größten Erdgasproduzenten. Innerhalb des Landes nahm die Nutzung von Erdgas, insbesondere zur Stromerzeugung, deutlich zu. Durch technische und regulatorische Maßnahmen gingen die Methanemissionen, trotz deutlicher Zunahme der Erdgasförderung, zwischen 1990 und 2017 leicht zurück.¹⁴ Für das Jahr 2017 ermittelte die *United States Environmental Protection Agency (EPA)*, dass etwa 6,65 Teragramm (oder Megatonnen) Methan durch die US-amerikanische Erdgasproduktion und -nutzung in die Atmosphäre emittiert wurde. Diese Angaben beinhalten die gesamte Vorkette von der Exploration, Produktion, Aufbereitung und Verteilung bis hin zum Verbraucher bzw. der Lagerung. Diese Menge entspricht etwa 1,3 % der Gesamtförderung an Erdgas in den USA.

Im Gegensatz zu den Angaben zu Methanemissionen der EPA, die methodisch überwiegend auf Bottom-Up-Hochrechnungen beruhen, variieren in den wissenschaftlichen Veröffentlichungen die Angaben erheblich. Die meisten Studien konzentrieren sich auf einzelne Anlagen oder Förderregionen, wobei sich die Messmethoden und die betrachteten Zeiträume zum Teil deutlich unterscheiden. In der Zusammenschau der wissenschaftlichen Literatur der jüngeren Vergangenheit zeigt sich, dass die Methanverluste der Erdgasvorkette in den USA in der Größenordnung von 1,3 % bis 2,5 % liegt. Die vorliegenden Studien lassen nicht den Schluss zu, dass die Schiefergasförderung systembedingt im Vergleich zur konventionellen Produktion von Erdgas in den USA besonders hohe Verlustraten aufweist.

Die Hauptursache für Methanemissionen in der gesamten Erdgasvorkette in den USA scheint nicht der Regelbetrieb zu sein, sondern spezielle Vorkommnisse wie Wartungsarbeiten, Fehlfunktionen an Ventilen sowie Un-

¹⁴ Vgl. United States Environmental Protection Agency (EPA), Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks – 1990–2017. Report No. EPA 430-P-19-001, Washington D.C. 2019.

Abbildung 4.18: Klimawirksamkeit der Verstromung von Erdgas gegenüber Kohle in Abhängigkeit der Methanverlustrate in der Vorkette bei gleichem Energiegewinn (modifiziert nach Alvarez et al. 2012)



Zugrunde liegt ein Modell zur Situation in den USA, welches auch Methanemissionen aus der Kohlenutzung, die überwiegend auf Steinkohle basiert, mitberücksichtigt. Dargestellt ist das Modell entsprechend mit 102-fachem GWP sowie eine vereinfachte Projektion dieser Kurve entsprechend mit 120-fachem GWP. Szenarien für Erdgas- statt Kohleverstromung mit unterschiedlichen Verlustraten zeigen die jeweiligen Verläufe vom negativen (links, grau) zum relativ gesehenen positiven (rechts, grün) Bereich an. Der Bereich realistischer Angaben entsprechend aktueller Studien zu Verlustraten aus den USA ist schraffiert dargestellt. Das Szenario mit 2,3 % entspricht der betrachteten Studie von Alvarez et al. 2018.¹⁵

Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)

fälle. Zwei Studien zeigen, dass etwa 5 % der Leckagen für 50 % der gesamten Methanemissionen in den untersuchten Regionen der USA verantwortlich sind.¹⁵ Diese

Leckagepunkte werden häufig auch als *Supermitter* bezeichnet.

Hohe Verluste durch sog. Supermitter: 5 % der Leckagen sind für 50 % der Methanemissionen in den USA verantwortlich.

¹⁵ Vgl. Omara, Mark et al., Methane emissions from natural gas production sites in the United States: Data synthesis and national estimate. Environmental science & technology, abrufbar unter <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.est.8b03535> (zuletzt abgerufen am 21.04.2021) sowie Brandt et al., Methane Leaks from Natural Gas System Follow Extreme Distributions. Environmental science & technology 50, abrufbar unter <https://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/acs.est.6b04303> (zuletzt abgerufen am 21.04.2021).

¹⁶ Vgl. Alvarez, Ramón A. et al., Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America 109, abrufbar unter <https://www.pnas.org/content/pnas/109/17/6435.full.pdf> (zuletzt abgerufen am 21.04.2021).

Seit 2017 sind die USA ein Netto-Erdgasexporteur. Ein immer größerer Anteil des exportierten Erdgases wird in Form von LNG ausgeführt. LNG aus Nordamerika, in den Niederlanden angelandet, würde Methanverlusten in der Größenordnung von 1,3 bis 2,5 % aufweisen. Bei LNG, das nach Deutschland geliefert würde, sind vergleichbare Verluste anzunehmen.

Die Klimarelevanz von Methanemissionen

Mit Blick auf die Treibhausgasbilanz der Nutzung fossilen Erdgases als Energieträger ist es eine zentrale Frage, welche Verluste an Methan in der Erdgasvorkette nicht überschritten werden sollten, damit sich in der Bilanz die geringeren spezifischen Treibhausgasemissionen bei der Verstromung von Erdgas gegenüber Kohle positiv auswirken.

Gelangt Methan in die Atmosphäre, so zeigt sich der größte negative Klimaeffekt gegenüber CO₂ in den ersten Jahren. Dieser nimmt mit der Zeit ab, da von den anfänglichen Methanemissionen immer weniger in der Atmosphäre vorhanden ist. Dagegen verbleibt CO₂ sehr lange in der Atmosphäre. Zu welchem Zeitpunkt der Übergang von einem negativen zu einem – im Vergleich zur Kohleverstromung – positiven Klimaeffekt einsetzt, ist von der Methanverlustrate abhängig. Für die Erdgasförderung in den USA zeigt eine Modellierung diesen Zusammenhang.

Unter Anwendung des aktuellen GWP (AR5 des IPCC) weisen Verlustraten von etwa 2,7 % über alle Zeitskalen hinweg einen relativen Vorteil im Klimageschehen im Vergleich zur Nutzung von Kohle in den USA auf. Werden höhere Verlustraten angenommen, tritt ein relativer positiver Effekt erst verspätet auf, etwa bei 4 % Verlustrate erst nach ca. 20 Jahren. In diesen Modellen sind allerdings Rückkopplungsprozesse noch nicht berücksichtigt, wie z.B. ein im Zuge klimatischer Veränderungen bedingtes Auftauen des Permafrostboden, in dessen Folge zusätzliches Methan freigesetzt wird. Der Klimavorteil der Erdgasverstromung gegenüber der Kohleverstromung könnte deshalb gegebenenfalls später einsetzen oder ganz kompensiert werden. Daher ist ein Unterschreiten des Schwellenwertes anzustreben. Ergebnisse dieser Modellierung sind spezifisch für einzelne Länder und von den dort vorkommenden Emissionen im Erdgas- und Kohlesektor abhängig.

Erdgasnutzung hat vergleichsweise günstige Klimabilanz

Auch bei relativ hohen Methanverlusten weist die Erdgasnutzung, auch kurzfristig, eine bessere Klimabilanz als die Kohleverstromung auf. Langfristig betrachtet, gilt dies selbst für höhere Methanverlusten (z. B. > 6 %) aufgrund der gegenüber CO₂ deutlich kürzeren Verweilzeit von Methan in der Atmosphäre. Dennoch stellen Methanemissionen in der Erdgasvorkette einen relevanten Faktor bei der Klimaerwärmung dar – insbesondere, wenn der Trend zu einer verstärkten Nutzung von Erdgas, auch in Europa, anhält. Eine Reduktion dieser Emissionen im Erdgassektor durch regulatorische und technische Maßnahmen kann relativ schnell einen Beitrag zu einer verminderten Klimaerwärmung leisten – und das nicht nur beim Einsatz im Strombereich, sondern in allen Anwendungsgebieten des Energieträgers. Essenzieller Bestandteil der Reduzierung unbeabsichtigter Methanemissionen sind Kontroll-, Berichts- und Reparaturpflichten über LDAR-Programme (*Leak Detection and Repair*), die in Deutschland als Teil des DVGW-Regelwerkes bereits seit Jahrzehnten gelebte Praxis sind und im Rahmen der EU-Methanstrategie nun auch in Europa einheitlich gelten sollen. Dies betrifft vor allem das obertägige Equipment, welches in den Bereichen Produktion, Aufbereitung und Verteilung zum Einsatz kommt. Hierbei stehen die unbeabsichtigten Leckagen, u. a. an Ventilen, Verbindungen, Flanschen und Instrumenten, im Vordergrund.

Die derzeitige Datenlage bezüglich der Methanvorkettenemissionen ist sehr heterogen. Weitere Veröffentlichungen zu dieser Problematik sind in naher Zukunft zu erwarten und werden wahrscheinlich Abänderungen dieser Angaben nach sich ziehen. Hierdurch könnten sich die Unterschiede der Vorkettenverlusten zwischen US-LNG und russischem Pipelineerdgas verschieben.

4.6 Wasserstoffnutzung in Deutschland – Fragen der praktischen Umsetzung

- **Reallabore zeigen, dass eine Versorgung mit Wasserstoff in Deutschland bereits in wenigen Jahren möglich sein wird.**
- **Gasnetzbetreiber bereiten bereits die Anpassung ihrer Infrastruktur auf den Wasserstoffeinsatz vor.**
- **Ein Technisches Regelwerk für Wasserstoffnetze und -anlagen soll die Sicherheit beim Umgang mit dem Energieträger gewährleisten.**

Wasserstoff (H₂) scheint der Alleskönner der Energiewende zu sein. Spätestens mit der Veröffentlichung der Nationalen Wasserstoffstrategie im Jahr 2020 wurde auch politisch erkannt, dass die Klimaneutralität unseres Energiesystems ohne Moleküle, wie Wasserstoff oder erneuerbares Methan, voraussichtlich nicht zu meistern sein wird. Zugleich sehen sich Energiewirtschaft und Politik derzeit mit Herausforderungen konfrontiert, die es für den erfolgreichen Hochlauf einer H₂-Wirtschaft zu überwinden gilt. Viele Fragen rund um die Produktion, den Transport und den Einsatz von Wasserstoff sowie die klimafreundliche Anpassung des Energiesystems, unter Einbindung aller vielversprechenden Technologien, stehen im Raum. Aktuell bedarf es schneller praktischer Lösungen, um Wasserstoff im Energiesystem der Zukunft zu verankern.

die Grundlage für die technische Sicherheit sowie die Versorgungssicherheit der öffentlichen Gasversorgung in Deutschland. Um den Betrieb von Anlagen zur H₂-Erzeugung und -Anwendung sowie den Neubau von H₂-Netzen, die Umstellung bestehender Gasnetze auf reinen Wasserstoff und die H₂-Beimischung von bis zu 20 Volumenprozent zu methanreichen Gasen technisch sicher zu ermöglichen, arbeiten die Technischen Komitees des DVGW bereits seit Jahren mit Hochdruck an einer Überarbeitung des Regelwerks. Noch im Jahr 2021 wird ein solches Technisches Regelwerk für H₂-Netze und -Anlagen als Bestandteil des DVGW-Regelwerks Gas veröffentlicht, das die spezifischen Anforderungen an H₂-Anlagen über die gesamte Prozesskette ergänzt.

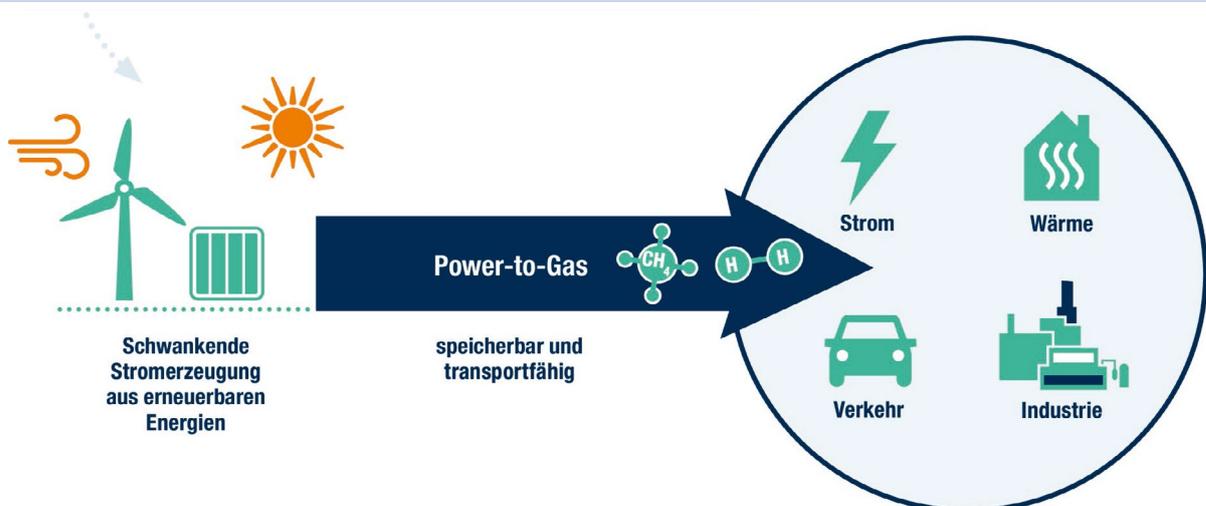
Wasserstoffnutzung, aber technisch sicher

Beim Einsatz von Wasserstoff spielt zunächst die Sicherheit bei der Erzeugung, dem Transport und der Anwendung des Energieträgers eine wichtige Rolle. Seit vielen Jahrzehnten bildet das Technische Regelwerk des Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW)

In Reallaboren wird der H₂-Einsatz erprobt

Mit dem Technischen Regelwerk werden die Voraussetzungen, sowohl für den Hochlauf einer H₂-Wirtschaft als auch für erste Pilotprojekte vor Ort, geschaffen. Damit die Umstellung der Gasversorgung in Richtung Wasserstoff sicher und technisch korrekt erfolgen kann, sind allerdings noch Anpassungen einiger Netzkomponenten, Geräte und Anlagen erforderlich. Um die technische und

Abbildung 4.19: Strom aus erneuerbaren Energien wird durch Umwandlung in Wasserstoff mittels Power-to-Gas-Prozessen speicherbar und transportfähig



Quelle: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

regelwerkskonforme Umsetzung zu gewährleisten, wird schon seit über zehn Jahren intensiv auf diesem Gebiet geforscht.

Die Gasinfrastruktur kann zu einem Baustein der Energiewende werden.

Zahlreiche nationale und internationale Forschungsvorhaben zu *Power-to-Gas (PtG)*-Technologien und H₂-Anwendungen wurden bereits erfolgreich abgeschlossen. Bei PtG-Prozessen wird durch Elektrolyse Wasser, unter Einsatz von Strom, in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Der Wasserstoff lässt sich entweder direkt nutzen oder in einem weiteren Verfahrensschritt zu synthetischen Brenn- und Kraftstoffen verarbeiten. Diese haben den Vorteil, dass sie ohne Modifikation die bereits bestehende Gasinfrastruktur nutzen können. Letztere kann dabei zu einem wichtigen Baustein der Energiewende werden.

Viele laufende Projekte beleuchten aktuell, wie das heutige Energiesystem mithilfe klimaneutraler Gase und den bestehenden Gasinfrastrukturen zukunftsfähig gestaltet werden kann. Hierbei stehen sowohl technische als auch wirtschaftliche und regulatorische Aspekte im Fokus. So wird in einigen Vorhaben der Einfluss von Wasserstoff auf die Materialien von Gasleitungen und Speichern oder auf Anwendungen, wie Gasverbrennungsmotoren und Heizungsanlagen, untersucht. Gasgeräte werden *auf Herz und Nieren* geprüft. In Labor- und Feldversuchen wird zudem getestet, bis zu welchem H₂-Anteil ein reibungsloser Betrieb möglich ist. Weitere Projekte widmen sich den Fragen, wie die ideale Umstellung des Gassystems auf Wasserstoff aussehen könnte und was diese kosten würde.

Um der Forschung auf diesem Gebiet noch mehr Aufwind zu verleihen, hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Februar 2019 den Ideenwettbewerb *Reallabore der Energiewende* gestartet und 20 Projekte prämiert. Für das gesamte Förderprogramm stehen 500 Mio. € zur Verfügung. Ein zentrales Thema der Ausschreibung war die Sektorkopplung mit H₂-Technologien im großtechnischen Maßstab. Die Elektrolyseleistung der in diesem Rahmen geplanten PtG-Anlagen bewegt sich zwischen 10 und 100 Megawatt (MW). Ergänzt werden diese durch Elemente der Gasinfrastruktur, wie Kavernenspeicher und umgestellte Segmente von Erdgasnetzen. Untersuchungsschwerpunkte im Rahmen der Reallabore auf Anwenderseite sind zunächst Indus-

trieunternehmen der Chemie und Metallurgie sowie die Brennstoffzellen-Mobilität. In den meisten Projekten wird aber auch der Bogen bis zur urbanen Energieversorgung gespannt.

Im Reallabor *Energiepark Bad Lauchstädt*, 20 km südwestlich von Halle, wird bspw. der wirtschaftliche Einsatz von grünem Wasserstoff auf Basis von Erneuerbarem Strom in industriellem Maßstab im mitteldeutschen Chemiedreieck getestet. Ab dem Jahr 2021 soll in einer Grobelektrolyseanlage bis zu 30 MW Wasserstoff erzeugt werden.¹⁷ Bei einer Umwandlungseffizienz von 70 % und einer Auslastung von 4.000 Stunden pro Jahr entspräche das einer Jahresproduktion von ca. 84 Gigawattstunden (GWh). Ein nahegelegener Windpark liefert den Strom für die PtG-Anlage. Das klimaneutrale Gas soll dann in Salzkavernen gespeichert werden und über eine umgestellte Gasleitung die mitteldeutsche Chemieindustrie versorgen. Perspektivisch soll der grüne Wasserstoff auch im Verkehrssektor eingesetzt werden. An dem Projekt beteiligen sich Gasinfrastrukturbetreiber wie die Uniper SE, die ONTRAS Gastransport GmbH und die VNG Gasspeicher GmbH. Die Ingenieursleistung liefert das Unternehmen Terrawatt Planungsgesellschaft mbH. Die DBI-Gas-technologisches Institut gGmbH Freiberg begleitet das Vorhaben aus wissenschaftlicher Sicht.

Der Ansatz des Reallabors *Westküste 100*, das in Heide in Schleswig-Holstein entstehen soll, ist ebenfalls ganzheitlich: Mittels regenerativer Energie aus Offshore-Windenergieanlagen soll klimafreundlicher Wasserstoff erzeugt werden.¹⁸ Weiterhin in Planung ist, die entstehende Prozesswärme in ein existierendes und weiter auszubauendes Wärmenetz auszukoppeln und z. B. in einem Gewerbetank zu nutzen. Innerhalb der fünfjährigen Projektlaufzeit soll zunächst eine Elektrolyseanlage mit einer Leistung von 30 MW installiert werden, die später hochskaliert werden könnte. Der erzeugte Wasserstoff soll dann in das Gasnetz eingespeist und für verschiedene Anwendungen nutzbar gemacht werden. Geplant ist auch die Produktion von klimafreundlichem Kraftstoff für Flugzeuge. Zusätzlich soll der ebenfalls gewonnene Sauerstoff in einem Zementwerk weiterverarbeitet werden. Das im Zementwerk anfallende CO₂ soll wiederum als Rohstoff für die Raffinerie dienen. Projektpartner sind

17 Vgl. VNG Gasspeicher GmbH, Energiepark Bad Lauchstädt. Grüner Wasserstoff für Mitteldeutschland, ohne Datum, abrufbar unter <https://energiepark-bad-lauchstaedt.de/#reallabor-zur-intelligentenerzeugung-speicherung-transport-vermarktung-und-nutzung-von-gruenem-wasserstoff> (zuletzt abgerufen am 26.04.2021).

18 Vgl. Stadtwerke Heide GmbH, Sektorkopplung komplett: Grüner Wasserstoff und Dekarbonisierung im industriellen Maßstab, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.westkueste100.de/> (zuletzt abgerufen am 26.04.2021).

verschiedene Unternehmen der Gasbranche, aber auch lokale Akteure, wie die Stadtwerke, die Fachhochschule Westküste und die Raffinerie in Heide.

Das europäische Forschungsprojekt *H2-Membran* untersucht, wie sich Wasserstoff aus Erdgas-H₂-Gemischen wieder abtrennen lässt.

Gleichzeitig ist der Schutz sensibler Anwendungen und Technologien notwendig. Eine Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz kann eine Herausforderung für bestimmte Infrastrukturen und Anwendungen, wie Erdgastankstellen, darstellen. In der Folge muss der beigemischte Wasserstoff ggf. wieder aus dem Gasgemisch abgetrennt werden. Ein solches Verfahren verhindert den Austausch von Komponenten, die nicht mit höheren H₂-Konzentrationen betrieben werden können. Das europäische Forschungsprojekt *H2-Membran* untersucht in einer Pilotanlage in Prenzlau, wie sich Wasserstoff mithilfe unterschiedlicher Membranen aus Erdgas-H₂-Gemischen wieder abtrennen lässt.¹⁹ Die Projektpartner testen, welche Membranen sich am besten für eine Wiedergewinnung des Wasserstoffs eignen, welche Mengen sich aus dem Gasstrom abtrennen lassen und welchen Reinheitsgrad dieser Wasserstoff erreicht. Die örtliche PtG-Anlage der ENERTRAG liefert dazu mittels Windstrom erzeugten grünen Wasserstoff. Dieser wird über die vorhandene Einspeiseanlage mit bis zu 20 Volumenprozent dem Erdgas im ONTRAS-Netz beigemischt.

Gasinfrastruktur als Schlüssel für die Versorgung mit Wasserstoff

Die bestehende Gasinfrastruktur kann bei einer künftigen Versorgung von Endkunden mit Wasserstoff eine Schlüsselrolle einnehmen. Deutschland verfügt bereits über ein weit verzweigtes Erdgasnetz, das sich über das ganze Bundesgebiet erstreckt: Ein 40.000 km langes Gastransportnetz versorgt eine Vielzahl von Verteilnetzen mit einer Leitungslänge von insgesamt rund 500.000 km. Darüber wird ein großer Teil der privaten und gewerblich-industriellen Endkunden mit Energie versorgt. Derzeit verfügen rund 1,6 Mio. Industriebetriebe sowie jeder zweite Haushalt über einen Erdgasanschluss.

¹⁹ Vgl. ONTRAS Gastransport GmbH, Membranprojekt Prenzlau, abrufbar unter www.h2-membran.eu (zuletzt abgerufen am 26.04.2021).

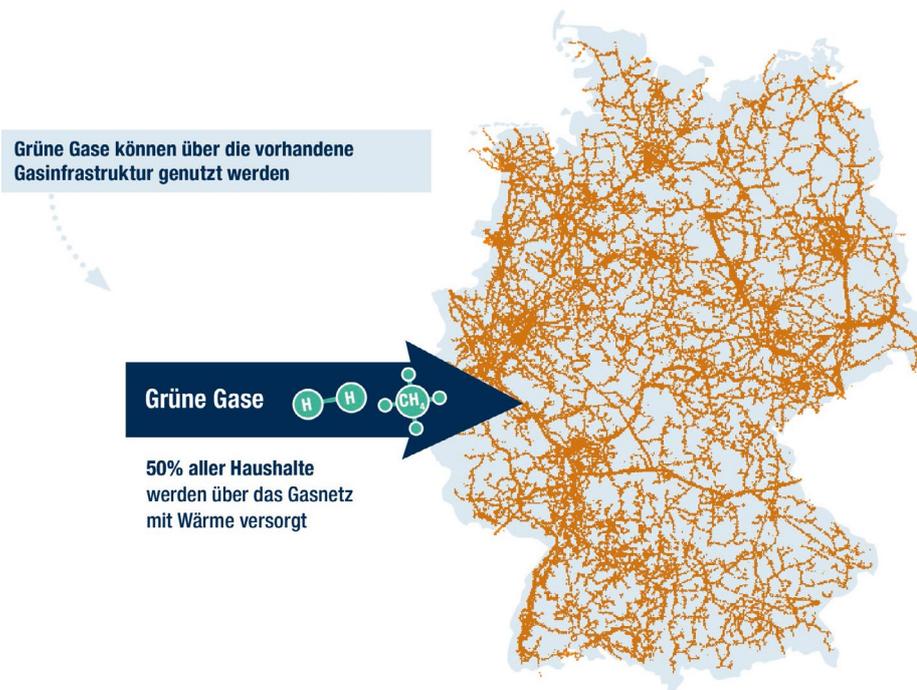
Dieses Infrastruktur-Asset kann zukünftig auch für den Transport von Wasserstoff genutzt werden. Dabei besteht die Option, Teile der bestehenden Infrastruktur für einen dezidierten H₂-Transport umzustellen oder neue H₂-Leitungen hinzuzubauen. Dies wird vor allem auf Seiten des Gastransportnetzes notwendig sein, um größere Stahlbetriebe oder Raffinerien mit hochreinem Wasserstoff zu versorgen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bereits eine Vision für ein überregionales und transnationales H₂-Netz entwickelt.

Für die überregionale und transnationale Versorgung mit Wasserstoff haben die Betreiber der Gastransportleitungen bereits mit der Planung begonnen. Im Januar 2020 stellte die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (FNB Gas) ihren ersten Entwurf für ein visionäres H₂-Netz mit rund 5.900 km Länge vor. Der Aufbau soll im Nordwesten Deutschlands beginnen und in drei Stufen bis spätestens 2040 fertiggestellt werden. Dieses Fernleitungsnetz für Wasserstoff basiert zu 90 % auf bestehenden Erdgasleitungen. Die restlichen 10 % müssten eigens hierfür hinzugebaut werden. Es dient als eine international vernetzte Infrastruktur zum Transport von reinem Wasserstoff und bietet die Perspektive, gesichert große Mengen von Wasserstoff importieren und deutschlandweit über die Gasverteilnetze an eine große Anzahl von Anwendern verteilen zu können. Diese Bestrebungen fügen sich auch in die übergeordnete Vision eines H₂-Netzes auf europäischer Ebene ein, dem sog. *European Hydrogen Backbone*. Darüber wird auch der Zugang zu den Gasspeichern gewährleistet.

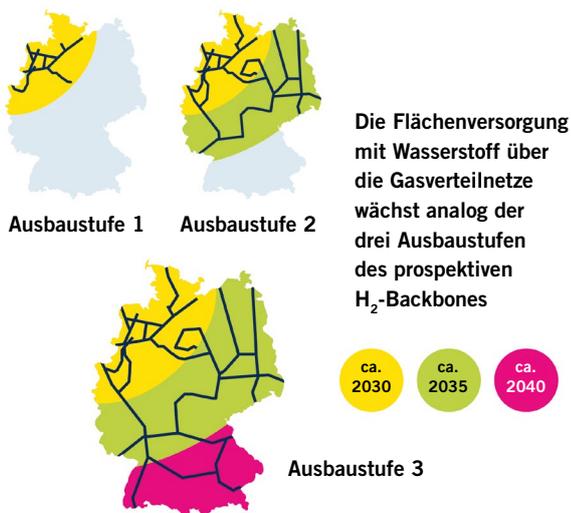
Neben dem reinen H₂-Transport über designierte Netze ist es möglich, Wasserstoff in bestehende Gasnetze beizumischen. Diese technische Option bietet sich in der Übergangphase hin zur Klimaneutralität insbesondere im Gasverteilnetz an, wie der DVGW im Projekt *H2vorOrt* mit über 30 Gasverteilnetzbetreibern demonstrieren konnte. Der entworfene Transformationspfad zeigt, dass bereits bis 2030 Beimischungen von bis zu 20 Volumenprozent in einer Vielzahl von Netzabschnitten möglich sind. Da ein Betrieb bestehender Gasheizungen mit H₂-Anteilen von 20 Volumenprozent technisch realisierbar und auch sicher ist, kann das Gasverteilnetz mit geringen infrastrukturellen Anpassungen bereits heute Millionen von Endkunden anteilig mit Wasserstoff versorgen.

Abbildung 4.20: Wasserstoff kann über die bestehende Gasinfrastruktur transportiert und verteilt werden, entweder durch Umstellung auf reinen Wasserstoff oder Beimischung zu Erdgas



Quelle: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.

Abbildung 4.21: Geplante Ausbaustufen für den H₂-Backbone in Deutschland

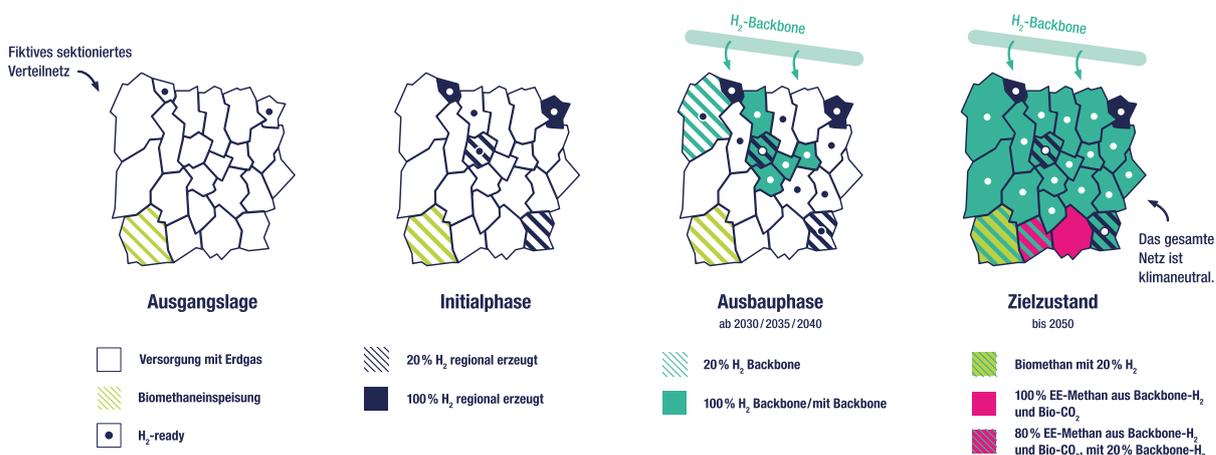


Quelle: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.

Kontroverse Diskussion über die Zielsektoren

Die politische Diskussion um die Anwendung von Wasserstoff in Deutschland richtet sich vielfach auf die Sektoren Industrie und Mobilität. Denn in beiden Bereichen existieren Anwendungen, die sich nicht oder nur mit erheblichen Kosten elektrifizieren lassen, etwa die Produktion von Stahl oder der Schwerlastverkehr. Hier bieten CO₂-arme und -neutrale Gase eine Alternative. Konträre Meinungen bestehen hingegen zu der Frage, ob Wasserstoff auch für die Dekarbonisierung des Wärmemarkts eingesetzt werden soll. Einerseits sehen die Verfechter einer *All-Electric-World* in der Sanierung des Gebäudebestands, in Wärmenetzen und elektrischen Anwendungen genügend Potenzial, um die Treibhausgasemissionen des Sektors bis zum Jahr 2050 ausreichend zu reduzieren. Andererseits sagen die Skeptiker eine Wärmelücke voraus, die nur durch den Einsatz von Molekülen – also klimafreundlichen gasförmigen oder flüssigen Energieträgern – zu schließen sei. Ihr Argument basiert auf einer einfachen Mengenbilanz: Erneuerbare Energien decken nach Angaben des Umweltbundesamts aktuell nur etwa ein Sechstel des deutschen Primärenergiever-

Abbildung 4.22: Exemplarischer Transformationspfad eines fiktiven, sektionierten Gasverteilnetzgebiets



Quelle: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches, 2020

brauchs ab. Um die restlichen fünf Sechstel zu decken, müsste die gegenwärtig in Deutschland installierte Windkraft- und Photovoltaik-Leistung mehr als verzehnfacht werden. Dem steht jedoch ein moderater Ausbau in den vergangenen Jahren, umfangreiche Flächennutzungsrestriktionen und Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung gegenüber. Das heißt, dass Deutschland auch künftig den Großteil seiner Primärenergie importieren und gleichzeitig die Erneuerbaren ambitioniert ausbauen muss – selbst wenn der Primärenergiebedarf sinken würde.

Für den Wärmemarkt in Deutschland gilt, dass der allergrößte Teil der verbrauchten Energie in den vergangenen Jahren in Form von Molekülen bereitgestellt wurde. Dies wird sich auch aufgrund der aktuellen Heizstruktur und der langen Laufzeit bestehender Heizungsanlagen von bis zu 30 Jahren mittelfristig kaum ändern. Daher ist es essenziell, diese Moleküle zu dekarbonisieren. Gerade in Ballungszentren stehen mit dem Gas-, dem Fernwärme- und dem Stromnetz verschiedene Infrastrukturen zur Erreichung der Klimaneutralität im Wärmesektor zur Verfügung.

Wasserstoff als Option zum Erreichen der Treibhausgasneutralität.

Gase und die entsprechenden Technologien bieten für die Bereitstellung klimaneutraler häuslicher Wärme besonders in Altbauten und Bestandsgebäuden Vorteile. Hier können über das Gasnetz, auch durch die Verwendung von Wasserstoff, die Klimaziele erreicht werden. So könnten Haus-

halte über den Weg der H₂-Beimischung bereits signifikante Mengen an CO₂ einsparen, ohne, dass dafür ein Austausch der Heizungen notwendig wäre. Denn viele der verwendeten Technologien tolerieren heute schon einen H₂-Anteil von bis zu 20 Volumenprozent. Zugleich gelangen über die Beimischung die hohen benötigten Mengen an Wasserstoff in das Energiesystem, die Voraussetzung für eine Kostendegression bei der H₂-Produktion sind. Darüber hinaus ist während der Beimischung eine Kombination mit anderen klimaneutralen Gasen wie Biomethan und langfristig auch eine Umstellung auf reinen Wasserstoffbetrieb möglich. Wasserstoff ist somit eine Option auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität im Wärmemarkt.

Eine technologieoffene Regulierung für den Markthochlauf

Um einen erfolgreichen Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland zu bewerkstelligen, bedarf es aktuell eines Regulierungsrahmens, der keine Technologien ausschließt und die H₂-Nutzung nicht auf bestimmte Anwendungsgebiete beschränkt. Gerade in der Transformation hin zur Klimaneutralität wird Deutschland neben grünem Wasserstoff aus Elektrolyse voraussichtlich auch auf klimaneutralen blauen Wasserstoff aus Dampfreformierung mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (*Carbon Capture and Storage, CCS*) sowie auf türkisen Wasserstoff aus Methanpyrolyse setzen müssen. Es zeichnet sich bereits ab, dass nur auf diesem Weg der hohe Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff in allen Sektoren bedient werden kann, bis genügend erneuerbarer Strom und Elektrolysekapazitäten bzw. Importmengen zur Verfügung stehen.

4.7 Eine Renovierungswelle für Europa: Die Bedeutung der energetischen Gebäudesanierung für Deutschland

- *Der Gebäudesektor soll maßgeblich zum neuen Klimaschutzziel 2030 der Europäischen Union beitragen.*
- *Die verkündete Renovierungswelle kann in Deutschland Impulse für den Klimaschutz und die wirtschaftliche Erholung zugleich setzen.*
- *Finanzierungsinstrumente spielen bei der Umsetzung eine wichtige Rolle.*

Das Vorhaben der EU-Kommission für eine EU-weite Renovierungswelle

Die Europäische Union (EU) hat sich neben dem neuen langfristigen Klimaschutzziel der Klimaneutralität bis 2050 auch ein deutlich ambitionierteres Ziel für 2030 gesetzt: Statt bisher 40 % sollen mindestens 55 % der Treibhausgasemissionen in der EU im Vergleich zu 1990 eingespart werden. Der Gebäudesektor soll dazu einen bedeutenden Beitrag leisten. Schließlich macht er 40 % des Energieverbrauchs der EU aus.²⁰ Auch 36 % der energiebedingten Treibhausgasemissionen der EU gehen von ihm aus. Für das neue Klimaschutzziel 2030 soll der Gebäudesektor seine CO₂-Emissionen überproportional stark mindern: 60 % der CO₂-Emissionen im Vergleich zu 2015 sollen laut EU-Kommission bis 2030 bei Gebäuden eingespart werden. Das bedeutet eine erhebliche Zielverschärfung. Die EU-Kommission plant deshalb, entsprechend ihrer Mitteilung vom 14. Oktober 2020, eine EU-weite Renovierungswelle auszulösen.

Ziel der gleichnamigen Initiative ist es, den Anteil umfassender Gebäudesanierungen pro Jahr auf mindestens 2 % bis 2029 zu steigern. Gegenwärtig liegt die Sanierungsquote zwischen 0,4 und 1,2 %, für umfassende Renovierungen sogar nur bei 0,2 %. Umfassende Gebäudesanierungen sind dabei laut EU-Kommission definiert als energetische Sanierungsmaßnahmen, die den Energieverbrauch des Gesamthauses um mindestens 60 % mindern.

Der Gebäudesektor in Deutschland: Hoffnungsträger und Sorgenkind zugleich

Durch die energetische Gebäudesanierung können die Emissionen von Wohn- wie Nichtwohngebäuden, die in Deutschland ca. 40 % des Energieverbrauchs und 30 % des Treibhausgasausstoßes ausmachen²¹, auf direktem Weg gemindert werden. Die dafür benötigten Technologien und Materialien – z.B. Dämmstoffe zur Minderung des Wärmeverbrauchs, Wärmeerzeuger, welche erneuerbare Energien (EE) einsetzen, und Automatisierungs-

technik zur Optimierung des Gebäudebetriebs – sind bereits vorhanden. Damit ist Klimaschutz bei Gebäuden mitunter einfacher umsetzbar als in anderen Sektoren. Die Studie „Klimapfade für Deutschland“²² des Bundesverbands der Deutschen Industrie e. V. (BDI), vorgelegt im Jahr 2018, hat zudem gezeigt, dass im Gebäudesektor CO₂-Minderungen auch zu geringeren Kosten möglich sind als in anderen Sektoren. Klimaschutz in diesem Bereich ist damit besonders kosteneffizient möglich. Der Gebäudesektor sollte somit ein Hoffnungsträger der Klimapolitik in Deutschland sein. Jedoch gilt er eher als Sorgenkind: Die energetische Gebäudesanierung lahm. Gerade einmal 1,1 % der Gebäude werden nach BDI-Berechnungen pro Jahr in Deutschland saniert. Und diese Zahl scheint bereits seit sehr langer Zeit zementiert. Die großen Erfolge, die bei der CO₂-Einsparung bei Gebäuden erzielt wurden, gehen auf Nachwendeeffekte zurück: Ein Großteil der Emissionsminderungen wurde durch den Austausch der Kohleöfen in den neuen Bundesländern erbracht.

➤ Energieeffizienz und Klimaschutz waren im Gebäudesektor lange Zeit ein Randthema.

Energieeffizienz und Klimaschutz bei Gebäuden waren eine sehr lange Zeit ein Randthema, das wenig politische Aufmerksamkeit bekam. Herausforderungen, wie unzureichende Informations- und Beratungsangebote, unattraktive Fördermöglichkeiten, ein Nebeneinander von unübersichtlichen und komplexen Regulierungen, haben lange keine Beachtung gefunden und dazu geführt, dass sich ein großer Sanierungsstau aufgebaut hat. Es verwundert daher nicht, dass im Gebäudesektor schon mit Blick auf das bisherige Klimaziel für 2030 Gutachten der Bundesregierung zufolge eine Einsparlücke von 8 bis 17 Mio. t CO₂-Äquivalenten klaffen wird. Das neue EU-Klimaziel für den Gebäudesektor ergibt für Deutschland eine zusätzliche Einsparverpflichtung. Nach Vorstellung der Bundesregierung soll der Gebäudesektor für das

²⁰ Vgl. COM(2020) 662 final vom 14.10.2020, S. 1.

²¹ Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, Klimaschutz in Zahlen. Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik. Ausgabe 2020, Berlin 2020, S. 40.

²² The Boston Consulting Group/Prognos AG, Klimapfade für Deutschland, Studie im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie, Berlin 2018.

neue Klimaschutzziel 2030 Deutschlands 3 Mio. t CO₂-Äq zusätzlich einsparen.

Neue Impulse für Klimaschutz und wirtschaftliche Erholung zugleich

Die Umsetzung des Vorhabens für eine Renovierungswelle bedeutet damit eine immense Herausforderung. Gleichzeitig bietet sie eine große Chance: Sie kann Impulse für mehr Klimaschutz und für wirtschaftliche Erholung in der EU geben. Denn die energetische Gebäudesanierung erbringt nicht nur direkte CO₂-Emissionsminderungen, sie leistet auch sehr hohe lokale Wertschöpfungsbeiträge. Die Wertschöpfungsketten der Produkte verlaufen dabei quer durch die EU. Die Heizungsbranche ist dafür ein besonders anschauliches Beispiel. Für Deutschland kann die energetische Gebäudesanierung sogar wirtschaftliche Chancen bieten. Der Wertschöpfungsbeitrag, der auf regionaler Ebene durch lokale Unternehmen erwirtschaftet wird, liegt in Deutschland bei über 80 %. Deutsche Unternehmen halten zudem hohe Anteile an Wertschöpfungsketten von Produkten der energetischen Gebäudesanierung. Dies betrifft sowohl die Heizgeräte als auch die Dämmstoffproduktion.

Mit dem Voranbringen der energetischen Gebäudesanierung wurden in der jüngeren Vergangenheit in Deutschland bereits gute Erfahrungen gemacht. Mit dem *Klimaschutzprogramm 2030* der Bundesregierung wurden zu Beginn des Jahres 2020 wichtige Investitionsimpulse gesetzt. Es wurde eine steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung für Selbstnutzer eingeführt und gleichzeitig die Programmförderung deutlich attraktiver gemacht. Bemerkenswerterweise ist es damit trotz der kurze Zeit später eingetretenen Corona-bedingten Wirtschaftskrise gelungen, die energetische Gebäudesanierung in Gang zu setzen: Dies wird besonders gut in den Antragszahlen der Förderprogramme sichtbar, die sich im Jahr 2020 gegenüber 2019 annähernd verdoppelt haben. Damit hat sich bestätigt, dass die finanzielle Förderung energetischer Gebäudesanierung, wenn sie richtig angelegt ist, ein besonders wirksamer Anreiz für Sanierungen sein kann. Bereits heute ist jedoch absehbar, dass die bestehenden Förderinstrumente nicht ausreichen werden, um die für die Klimaschutzziele 2030 und 2045 geforderte Sanierungsgeschwindigkeit und -tiefe zu erreichen. Trotz des Klimaschutzprogramms muss zum Klimaschutzziel 2030 im Gebäudesektor mit einer CO₂-Einsparlücke von bis zu 20 Mio. t gerechnet werden.

Aktionsplan Renovierungswelle: Vielzahl verschiedener Hebel und korrespondierender Instrumente

Die EU-Kommission hat bei der Vorbereitung ihrer Initiative für eine Renovierungswelle frühzeitig erkannt, dass die Bereitstellung zusätzlicher Finanzierungsmöglichkeiten für die Beschleunigung der Sanierungstätigkeit ein wichtiges Element sein wird. Gleichzeitig war klar, dass eine Vielzahl verschiedener Hebel und korrespondierender Instrumente zum Einsatz gebracht werden muss. Entsprechend hat sich die Kommission zur Entwicklung eines breit angelegten Aktionsplans entschieden. Dieser lässt sich als ein Bündel strategischer Maßnahmen zusammenfassen, welches alle für die energetische Gebäudesanierung relevanten Bereiche umfasst und auch in Bereiche mit indirekter Relevanz hineinragt.

Finanzierungsinstrumente und Sanierungsvorgaben bilden wichtige Elemente der EU-Renovierungsstrategie.

Finanzierungsinstrumente in Form von direkter Finanzierungsunterstützung, Vorschläge für Beihilfe-Erleichterungen und Vorhaben für die Einführung neuer Finanzierungsmöglichkeiten, wie z. B. neue Anlageformen, bilden ein besonders wichtiges Element. Ein zweites relevantes Element stellen ergänzende Vorgaben dar, die für die EU-Mitgliedstaaten und auch die Verbraucher in der EU geplant sind: In den Mitgliedstaaten soll nicht nur den nationalen Regierungen, sondern auch der öffentlichen Hand auf allen Ebenen Vorgaben für ein beschleunigtes Sanieren ihrer Gebäude gemacht werden. Die Verbraucher müssen sich auf die Einführung von Mindestenergiestandards einstellen, welche Gebäude zu bestimmten Zeitpunkten in der Zukunft zu erfüllen haben. Das bedeutet, dass es zukünftig Pflichten für energetische Sanierungen geben wird. Ebenso ist eine Verpflichtung für einen Mindestanteil geplant, welchen erneuerbare Energieträger künftig zur Wärmeversorgung aller Gebäude beizutragen haben.

Die EU-Kommission plant dabei, mit der Renovierungswelle insbesondere auch jene EU-Bürger zu entlasten, die Schwierigkeiten mit dem Bezahlen ihrer Heizkosten haben, weil die Energiebedarfe – und damit die Heizkosten – dank energetischer Sanierungen sinken sollen. Die Frage, wie Steigerungen bei den Kaltmieten, die sich infolge energetischer Sanierungen ebenfalls ergeben, ab-

gefedert werden sollen, ist allerdings noch unbeantwortet. Klärungsbedürftig ist zudem, welche Ausnahmen für private Hausbesitzer gemacht werden, die nicht über die für energetische Sanierungen benötigten Finanzmittel verfügen.

Ein Pakt für Kompetenzen soll Impulse für die verstärkte Ausbildung von Fachkräften setzen.

Einen dritten bedeutenden Bestandteil des Aktionsplans sollen schließlich der verstärkte Austausch von *Best Practices*, die verbesserte Information, die verstärkte Datensammlung und -bereitstellung sowie die Ausbildung von Fachpersonal bilden. Welch große Bedeutung der Ausbildungskomponente zukommt, macht der Umstand deutlich, dass die angestrebte Verdoppelung der Sanierungsgeschwindigkeit einen enorm großen Ausbau der Handwerkerkapazitäten erforderlich machen wird. Der Bedarf an Fachkräften in der Gebäudesanierung wird in der Folge in die Höhe schnellen. Angesichts des ohnehin schon bestehenden großen Fachkräftebedarfs im Handwerk wird die verstärkte Ausbildung von Fachkräften ein Schlüsselement für das Gelingen der Renovierungswelle, auch in Deutschland, darstellen. Die EU-Kommission hat deshalb Ende 2020 einen sog. *Pakt für Kompetenzen (Pact for Skills)* ins Leben gerufen, mit dem sie öffentliche und private Akteure zusammenbringen will, um Impulse für mehr Ausbildung von Fachkräften in der EU zu setzen.

Finanzierungsbeschränkungen überwinden, Akteure befähigen

EU-Vizepräsident Frans Timmermans hat bei der Vorstellung der Initiative 2020 in Brüssel das Schließen der bestehenden Investitionslücke als zentrale Herausforderung für das Auslösen der angestrebten Renovierungswelle benannt. 275 Mrd. € müssen nach Berechnungen der EU-Kommission pro Jahr EU-weit zusätzlich in die energetische Gebäudesanierung investiert werden, um die geforderte Beschleunigung der Sanierungsgeschwindigkeit zu realisieren. Die Kommission misst der Stärkung der Finanzierungsinstrumente in ihrem Aktionsplan die höchste Bedeutung bei. Dafür scheint eine koordinierte Mobilisierung der Mittel aus sämtlichen Finanzierungsquellen – EU-Fonds, nationalen Fonds und privaten Investitionsfonds – erforderlich. Angesichts der überall in der EU wachsenden Finanzbedarfe wird ein möglichst effizienter Einsatz der Mittel noch wichtiger.

275 Mrd. € müssen nach Berechnungen der EU-Kommission jährlich zusätzlich in die energetische Gebäudesanierung investiert werden.

Vor diesem Hintergrund erscheint der Vorschlag sinnvoll, dass EU-Mittel nicht in erster Linie dazu verwendet werden, neue EU-Programme einzuführen, sondern in den Mitgliedstaaten bestehende Programme attraktiver zu machen und gegebenenfalls besser zu finanzieren. Ein festes Vorhaben der EU-Kommission ist es, den Mitgliedstaaten ergänzende Finanzmittel nur unter klar formulierten Bedingungen zur Verfügung zu stellen: Es müssen konkrete Programme bzw. Vorhaben vorgestellt werden, die auch eine hohe Tauglichkeit zur CO₂-Minderung versprechen, bevor EU-Mittel an die einzelnen Staaten fließen. Inwieweit in diesem Rahmen wirtschaftlich schwächere EU-Mitglieder in besonderer Weise bedacht werden könnten, soll geprüft werden. Für die zur Umsetzung der Renovierungswelle geforderten Investitionen wäre es in jedem Fall wichtig, dass Finanzierungsbeschränkungen bei allen Akteuren überwunden werden, insbesondere auch bei privaten Eigentümern, aber ebenso bei Mietern, Wohnungsgesellschaften, Industrieunternehmen und der öffentlichen Hand – sei es durch Darlehen, Zuschüsse oder Fremdfinanzierung. Die Corona-bedingte Wirtschaftskrise hat bestehende Finanzierungsbeschränkungen auf allen Ebenen verstärkt. Eine wichtige Aufgabe zur Umsetzung der Renovierungswelle wird sein, die Menschen in Europa für das Vorhaben zu gewinnen und für umfassende energetische Sanierungen ihrer Gebäude zu befähigen.

Die Umsetzung einer Renovierungswelle in Deutschland soll vor allem über die *Langfristige Renovierungsstrategie* erfolgen, die die Bundesregierung im letzten Jahr, ebenso wie alle anderen EU-Mitgliedsländer auch, der EU-Kommission vorlegen musste. Ein wichtiges Element dieser Renovierungsstrategie ist die Formulierung eines Plans zur Sanierung der öffentlichen Bestandsgebäude. Dieser soll sowohl die öffentlichen Wohn- als auch die Nichtwohngebäude umfassen. Diese Renovierungsstrategie stellt jedoch insbesondere auf das Erreichen der bisherigen Ziele, der Klimaneutralität in 2050 und die Realisierung eines klimaneutralen Gebäudebestands im Jahr 2050 ab. Das neue, deutlich ambitioniertere Zwischenziel für das Jahr 2030 und auch das Ziel der Klimaneutralität in 2045 finden darin noch keine Berücksichtigung. Folglich gibt es für die Bundesregierung hier noch Nachbesserungsbedarf.

WEC intern

World Energy Council und Weltenergierat – Deutschland e. V.

5.1 Publikationen 2020/2021

5.2 Gremien des Weltenergierat – Deutschland e. V.





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 Energiefragen. 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 e.V. repräsentiert durch seine Mitglieder alle Energieträger und Technologien und ist die unabhängige Stimme für internationale Energiefragen in Deutschland. Ihm gehören Unternehmen der Energiewirtschaft, Verbände, wissenschaftliche Institutionen sowie Einzelpersonen an.

Sein Ziel ist es, die globale Perspektive in die nationale Debatte einzubringen und das Energiesystem der Zukunft zu gestalten. Hierzu arbeitet der Weltenergieerat – Deutschland an den Aktivitäten und Studien des WEC intensiv mit. Zugleich organisiert er 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.

Als Teil des World Energy Council, mit Sitz in London, vertritt der Weltenergieerat das deutsche Energiesystem im größten internationalen Kompetenznetzwerk der Energiewirtschaft. Seit fast 100 Jahren setzt er sich weltweit für eine nachhaltige Energieversorgung zum Wohl aller Menschen ein.

www.weltenergieerat.de

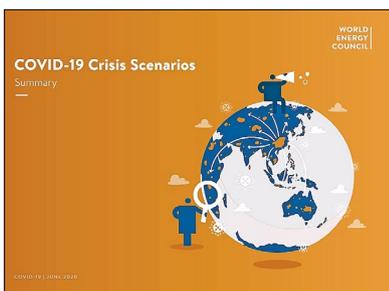
5.1 Publikationen 2020/2021



Innovation Insights Brief: Performing while transforming: The role of transmission companies in the energy transition

Juni 2020

Um die zentrale Rolle der Übertragungsunternehmen in einem stärker integrierten, flexibleren und intelligenteren Stromsystem beim Übergang zu einer CO₂-armen Zukunft zu sichern, sind Eigentümer und Betreiber von Stromnetzen dazu gezwungen, sich grundlegend zu verändern. Die Publikation des World Energy Council untersucht die verschiedenen Herausforderungen, denen sich Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Energiewende gegenübersehen. Sie basiert auf ausführlichen Interviews mit CEOs und leitenden Angestellten von 37 Übertragungsunternehmen, die 35 Länder sowie etwa 4 Mio. km Leitungsnetz repräsentieren. Sie nutzt die Erkenntnisse der Befragten, um Empfehlungen für Übertragungsnetzbetreiber zu entwickeln.



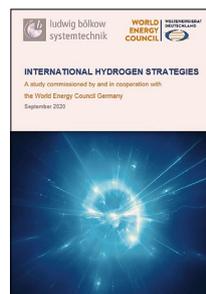
World Energy COVID Scenarios

Juni 2020 und März 2021

Die COVID-19-Pandemie hat erhebliche Auswirkungen auf alle Bereiche der Gesellschaft und Wirtschaft. Der globale Energiesektor ist dabei mit am stärksten betroffen. In Reaktion auf die internationale Ausweitung der Pandemie und ihre Folgen hat der World Energy Council im vergangenen Jahr vier mögliche Post-COVID-19-Szenarien erarbeitet: *Pause* (Rückkehr zur Normalität), *Rewind* (Abkehr von der Globalisierung), *Fast-Forward*

(Transformation durch Kooperation) und *Re-Record* (Transformatorischer Bottom-up-Pfad mit Fokus auf Mensch und Nachhaltigkeit). Die Szenarien können dabei helfen, aktuelle Entwicklungen einzuordnen und die Zeit nach der Krise vorzubereiten und entsprechend zu gestalten.

Die Neuauflage der internationalen COVID-Umfrage, die im März 2021 erschienen ist, stand im Lichte der Frage, wie lange es dauern wird, bis die Energiesysteme nach der Pandemie wieder in der Normalität angekommen sind. Während im April 2020 die Mehrheit der Befragten angegeben hatte, dass dieser Zustand voraussichtlich nach sechs Monaten wieder erreicht wird, erwartete der Großteil der Umfrageteilnehmer Anfang 2021 keine Rückkehr zur Normalität mehr.



Studie: International Hydrogen Strategies

September 2020

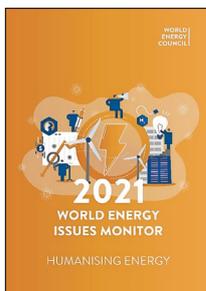
Im Jahr 2020 ist Bewegung in den globalen Wasserstoffmarkt gekommen. Viele Staaten der Welt haben mittlerweile nationale Wasserstoffstrategien veröffentlicht oder geplant, dies zeitnah zu tun. Allerdings unterscheiden sich diese Strategien in Konkretisierungsgrad, Schwerpunkten, Zielen, Maßnahmen und im Ambitionsniveau. Die Weltenergieerat-Analyse vergleicht die Wasserstoffstrategien von ausgewählten 16 Staaten sowie von der Europäischen Union, um internationale Trends aufzuzeigen und Empfehlungen für einen globalen Wasserstoffmarkt abzuleiten.



World Energy Trilemma Index 2020

Oktober 2020

Der World Energy Council veröffentlichte 2020 zum 10. Mal seinen World Energy Trilemma Index, in welchem 108 Staaten nach den drei Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks bewertet werden: Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit. Den drei Dimensionen sind zahlreiche Indikatoren hinterlegt, wie etwa Energiepreise, Luftqualität oder die Widerstandsfähigkeit des Energiesystems. Sie werden ergänzt durch weitere politische Indikatoren, darunter Rechtstaatlichkeit und Forschungsförderung. Deutschland befindet sich im Gesamtindex auf Platz sieben. Auf Platz eins liegt, wie in den Jahren zuvor auch, die Schweiz.



World Energy Issues Monitor 2021

März 2021

Seit zwölf Jahren präsentiert der World Energy Issues Monitor die Ergebnisse einer jährlichen Umfrage innerhalb des globalen Netzwerkes des World Energy Council. Die zentrale Frage lautet dabei jeweils: „Was hält die Entscheider der Energiebranche nachts wach?“ 3.000 Entscheidungsträger und Experten aus rund 100 Ländern haben die nationalen, regionalen und globalen Landkarten der relevanten Energiethemen gezeichnet. Als besonders unsicher und zugleich relevant stechen in diesem Jahr die Themen *Wirtschaftliche Trends* und *Cybersicherheit* hervor. Die Unsicherheit hinsichtlich der weiteren wirtschaftlichen Entwicklung ist im Vergleich zur

letzten Umfrage weltweit um ein Drittel gestiegen. In Deutschland sind es verschiedene Themen rund um Digitalisierung und Klimaschutz, die Entscheider der Energiebranche umtreiben. Die meisten Befragten gaben zudem an, dass ihr Land schlecht auf Cyberangriffe vorbereitet sei.



Prognosen und Szenarien zur globalen Energieversorgung

Mai 2021

Energieszenarien und -prognosen sind keine Prophezeiungen, dennoch geben sie Orientierung für Entscheider aus Wirtschaft und Politik, für die Wissenschaft und die Gesellschaft im Allgemeinen. Sie helfen dabei, weltweite Trends zu erkennen und einzuordnen. In der vom Weltenergieerat veröffentlichten Studie werden die aktuellen Ergebnisse der Prognosen und Szenarien sowie ihre Methodologien und Annahmen folgender Institutionen dargestellt: der Internationalen Energieagentur, der Energy Information Administration, von Shell, ExxonMobil, BP, Equinor, DNV GL, McKinsey & Company und des World Energy Council. Trotz aller Differenzen in Methodik und Erkenntnis, lassen sich deutliche Gemeinsamkeiten in der Bewertung der zukünftigen globalen Energieversorgung erkennen, teilweise bis zum Jahr 2040 oder sogar bis zum Ende des Jahrhunderts.

5.2 Gremien des Weltenergierat – Deutschland e. V.

Präsidium

Dr. Uwe Franke (Präsident)
 Dr. Rolf Martin Schmitz, RWE AG
 (Stellvertreter des Präsidenten)
 Prof. Dr. Klaus-Dieter Barbknecht,
 Technische Universität Bergakademie Freiberg
 (Schatzmeister)
 Kerstin Andreae, BDEW Bundesverband der Energie-
 und Wasserwirtschaft e. V.
 Dr. Leonhard Birnbaum, E.ON SE
 Stefan Dohler, EWE AG
 Dr. Jochen Eickholt, Siemens Energy AG
 Carsten Haferkamp, Framatome GmbH
 Stefan Kapferer, 50Hertz Transmission GmbH
 Hans-Dieter Kettwig, Enercon GmbH
 Andreas Kuhlmann, Deutsche Energie-Agentur GmbH
 Wolfgang Langhoff, BP Europa SE
 Dr. Frank Mastiaux, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach, Uniper SE
 Mario Mehren, Wintershall DEA GmbH
 Hildegard Müller, Verband der Automobilindustrie e. V.
 Dr. Klaus Schäfer, Covestro AG
 Prof. Dr. Axel Stepken, TÜV SÜD AG

Ehrenpräsidenten

Dr. Gerhard Ott
 Jürgen Stotz

Präsidialausschuss

Samuel Alt, Siemens Energy AG
 Andreas Becker, Enercon GmbH
 Reiner Block, TÜV SÜD AG
 Christian Blömer, EWE AG
 Dr. Ruprecht Brandis, BP Europa SE
 Thomas Dederichs, Amprion GmbH
 Wolfgang Dirschauer, LEAG Lausitz Energie Bergbau AG
 Olivier Feix, 50Hertz Transmission GmbH
 Burkhard von Kienitz, E.ON SE
 Dr. Stephan Krieger, BDEW Bundesverband der Energie-
 und Wasserwirtschaft e. V.
 Alexander Nolden, RWE AG
 Andreas Renner, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Christian Schinkel, Framatome GmbH
 Dr. Christoph Sievering, Covestro AG
 Sebastian Veit, Uniper SE
 Dr. Peter Westhof, Wintershall DEA GmbH

Geschäftsstelle

Dr. Carsten Rolle (Geschäftsführer)
 Nicole Kaim-Albers (Büroleiterin)
 Maxim Gyrych
 Maira Kusch
 Snjezana Tomic

Redaktionsgruppe Energie für Deutschland

Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, für die RWE AG (Vorsitzender)
 Fabian Arnold, Energiewirtschaftliches Institut an der
 Universität zu Köln gGmbH (EWI)
 Jérémy Bonnefous, Enerdata
 Géraldine Duffour, Enerdata
 Hon.-Prof. Dr. Christoph Gaedicke, Bundesanstalt für
 Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
 Daniel Genz, LEAG Lausitz Energie Bergbau AG
 Robert Gersdorf, European Energy Exchange AG
 Enno Harks, BP Europa SE
 Fabian Hein, Agora Energiewende
 Jürgen Herreiner, 50Hertz Transmission GmbH
 Robin Höher, Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
 Dr. habil. Jörg Jasper, EnBW Energie
 Baden-Württemberg AG
 Burkhard von Kienitz, E.ON SE
 Iacob Koch-Weser, Boston Consulting Group (BCG)
 Dr. Stephan Krieger, BDEW Bundesverband der Energie-
 und Wasserwirtschaft e. V.

Dr. Eglantine Künle, Energiewirtschaftliches Institut an
 der Universität zu Köln gGmbH (EWI)
 Maira Kusch, Weltenergierat – Deutschland e. V.
 Dr. Franz May, Bundesanstalt für Geowissenschaften und
 Rohstoffe (BGR)
 Ingo Mergelkamp, Boston Consulting Group (BCG)
 Nils Namockel, Energiewirtschaftliches Institut an der
 Universität zu Köln gGmbH
 Martin Pein, Bundesanstalt für Geowissenschaften und
 Rohstoffe (BGR)
 Dr. Stefanie Schwarz, Deutscher Verein des Gas- und
 Wasserfachs e. V. (DVGW)
 Wilko Specht, Bundesverband der Deutschen
 Industrie e. V. (BDI)
 Philipp Theile, Energiewirtschaftliches Institut an der
 Universität zu Köln gGmbH (EWI)
 Prof. Dr. Stefan Ulreich, Hochschule Biberach
 Nicole Voigt, Boston Consulting Group (BCG)
 Jens Völler, TEAM CONSULT G.P.E. GmbH

Young Energy Professionals

Johannes Antoni, IKEM Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e. V.

Alix Auzepy, KfW IPEX-Bank GmbH

Daniel Bärenheuser, iceBaum GmbH

Ekaterina Bosch, Deutsche Energie-Agentur GmbH

Mengü Cetinkaya, Uniper SE

Runtian Feng, Uniper SE

Karen Froitzheim, Covestro AG

Oskar Gehrmann, Gazprom Marketing and Trading

Leonard Gerch, Horváth & Partners Management Consultants

Ulrike Hinz, WWF Deutschland

Lilly Höhn, Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.

Ken Joo Yeap, Uniper SE

Constantin Lindenmeyer, GOLDBECK SOLAR GmbH

Sumin Nam, Rud Pedersen Public Affairs

Verena Ommer, Zukunft-Umwelt-Gesellschaft gGmbH

Maren Preuß, Aurora Energy Research

Annkathrin Rabe, Statkraft Markets GmbH

Anna Reiß, TenneT TSO GmbH

Gerrit Rolofs, E.ON SE

Anna Scheingraber, 50Hertz Transmission GmbH

Dr. Andreas Schröder, Independent Commodity Intelligence Services (ICIS)

Sebastian Seier, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Michalina Sobolewska, ExxonMobil

Irina Stamo, Deutsche Energie-Agentur GmbH

Dr. Sebastian Stiebel, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT

Caledonia Trapp, HHL Leipzig Graduate School of Management

Dr. Johannes Wall, Züblin AG

Sebastian Wimmer, E.ON SE

Kilian Zimmer, 50Hertz Transmission GmbH

Mitglieder Weltenergierrat – Deutschland e. V.

Amprion GmbH
 A.T. Kearney GmbH
 BDEW Bundesverband der Energie- und
 Wasserwirtschaft e. V.
 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
 DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e. V.
 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
 Deutscher Verband Flüssiggas e. V. (DVFG)
 DNV AS
 DVGW – Deutscher Verein des Gas- und
 Wasserfachs e. V.
 European Energy Exchange AG (EEX)
 e-regio GmbH & Co. KG
 EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Enercon GmbH
 Enerdata
 Energy & Experience
 ENGIE Deutschland AG
 E.ON SE
 EWE AG
 ExxonMobil Central Europe Holding GmbH
 Forschungszentrum Jülich GmbH
 Framatome GmbH
 Freshfields Bruckhaus Deringer Rechtsanwälte
 Steuerberater PartG mbB
 GASAG AG
 Gazprom Germania GmbH
 Go2-markets GmbH
 Horváth & Partner GmbH
 IWO Institut für Wärme und Mobilität e. V.
 Kraneis, Thomas
 LEAG Lausitz Energie Bergbau AG
 M.A.M.M.U.T Electric GmbH
 MAN Energy Solutions SE
 Marquard & Bahls Aktiengesellschaft
 MEW Mittelständische Energiewirtschaft
 Deutschland e. V.
 Mitsubishi Power Europe GmbH
 Oliver Wyman GmbH
 Open Grid Europe GmbH
 OMV Deutschland GmbH
 PricewaterhouseCoopers GmbH
 Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
 RWE AG
 Siemens Energy AG
 SunPlower Propeller GmbH
 TEAM CONSULT G.P.E. GmbH
 Technische Universität Bergakademie Freiberg
 TenneT TSO GmbH
 ThyssenKrupp Industrial Solutions GmbH
 TÜV NORD GROUP
 TÜV SÜD AG
 Uniper SE
 UNITI Bundesverband mittelständischer
 Mineralölunternehmen e. V.
 VAIS Verband für Anlagentechnik und Industrie
 Service e. V.
 VDA Verband der Automobilindustrie e. V.
 VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und
 Informationstechnik e. V.
 VERBUND AG (Austria)
 VGB PowerTech e. V.
 VIK Verband der Industriellen Energie- und
 Kraftwirtschaft e. V.
 Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG
 Wintershall Dea GmbH
 50Hertz Transmission GmbH

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
Art.	Artikel
Bbl	One barrel of oil (ein Barrel Öl)
bcm	billion cubic meter (Milliarden Kubikmeter)
BDEW	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserversorgung e. V.
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage (Bioenergie mit CCS)
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
Bio.	Milliarden
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
bspw.	beispielsweise
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CCfD	Carbon Contract for Difference, CO ₂ -Differenzvertrag
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism (CO ₂ -Grenzausgleichsmechanismus)
CfD	Contract for Difference (Differenzvertrag)
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CCU	Carbon Capture and Utilization (CO ₂ -Abscheidung und -Nutzung)
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage (CO ₂ -Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung)
COP	Conference of Parties der UN-Klimarahmenkonvention; UN-Klimakonferenz
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -Äq	CO ₂ -Äquivalent
ct	Cent
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
d. h.	das heißt
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EIA	Energy Information Administration (Amt für Energiestatistik innerhalb des US-amerikanischen Energieministeriums)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EOR	Enhanced Oil Recovery (Tertiäre Ölgewinnung)
ESR	Effort Sharing Regulation, Lastenteilungsverordnung
EU	Europäische Union
EU27	Europäische Union aus 27 Mitgliedstaaten (seit 01.02.2020)
EU28	Europäische Union aus 28 Mitgliedstaaten (bis 31.01.2020)
EU ETS	European Union Emissions Trading System (EU-Emissionshandelssystem)
EWR	Europäischer Wirtschaftsraum
FKWs	Fluorkohlenwasserstoffe
ggf.	gegebenenfalls
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistungen

Abkürzung	Erläuterung
Gt	Gigatonne
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GWP	Global Warming Potential (Treibhauspotenzial)
H ₂	Wasserstoff
IEA	International Energy Agency (Internationale Energieagentur)
IMO	International Maritime Organization (Internationale Seeschiffahrts-Organisation)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen der Vereinten Nationen; Weltklimarat)
IRENA	International Renewable Energy Agency (Internationale Organisation für erneuerbare Energien)
km	Kilometer
kt	Kilotonne
ktoe	Kilotonne Ölheiten
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
kW	Kilowatt
KWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
LPG	Liquefied Petroleum Gas (Flüssiggas)
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft)
mb	Millionen Barrel
Mio.	Millionen
MMBtu	million British thermal units
Mrd.	Milliarden
MSR	Marktstabilitätsreserve
Mt	Megatonne
Mtce	Megatonne of Coal Equivalent (Megatonne Kohleäquivalent)
Mtoe	Megatonne Öleinheiten
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NDC	Nationally Determined Contribution (National festgelegte Beiträge unter dem Übereinkommen von Paris)
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung)
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries (Organisation erdölexportierender Länder)
OPEX	Operational Expenditure (Betriebskosten)
OTC	Over-the-Counter-Handel (außerbörslicher Handel)
OWEA	Offshore-Windenergieanlage
p. a.	per annum (pro Jahr)
PEP2040	Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (Polnische Energiestrategie 2040)
Pkw	Personenkraftwagen
PtG	Power-to-Gas (Elektrische Energie zu Gas)
PtH	Power-to-Heat (Elektrische Energie zu Wärme)
PtL	Power-to-Liquid (Elektrische Energie zu Flüssigkeit)
PV	Photovoltaik

Abkürzung	Erläuterung
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative, USA
SKE	Steinkohleeinheit
sog.	sogenannt/e/r
t	Tonne
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde
u. a.	unter anderem
UN	United Nations (Vereinte Nationen)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen)
USA	United States of Amerika (Vereinigte Staaten von Amerika)
USD	US-Dollar
US EPA	United States Environmental Protection Agency (US-Umweltschutzbehörde)
VNB	Verteilnetzbetreiber
VO	Verordnung
vsl.	voraussichtlich
WEA	Windenergieanlage
WEC	World Energy Council
WEO	World Energy Outlook
WTO	World Trade Organization (Welthandelsorganisation)
z. B.	zum Beispiel
€	Euro
§	Paragraf

Energieeinheiten

Zieleinheit	Mt SKE	Mt RÖE	Mrd. kcal	TWh*
Ausgangseinheit				
1 Mt Steinkohleeinheiten (SKE)	–	0,7	7.000	8,14
1 Mt Rohöleeinheiten (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} = Billionen

Giga = G = 10^9 = Milliarde

WORLD ENERGY COUNCIL

<u>Algeria</u>	<u>Greece</u>	<u>Niger</u>
<u>Argentina</u>	<u>Hong Kong, China</u>	<u>Nigeria</u>
<u>Armenia</u>	<u>Hungary</u>	<u>Norway</u>
<u>Austria</u>	<u>Iceland</u>	<u>Pakistan</u>
<u>Bahrain</u>	<u>India</u>	<u>Panama</u>
<u>Belgium</u>	<u>Indonesia</u>	<u>Paraguay</u>
<u>Bolivia</u>	<u>Iran (Islamic Rep.)</u>	<u>Poland</u>
<u>Bosnia and Herzegovina</u>	<u>Ireland</u>	<u>Portugal</u>
<u>Botswana</u>	<u>Italy</u>	<u>Romania</u>
<u>Bulgaria</u>	<u>Japan</u>	<u>Russian Federation</u>
<u>Cameroon</u>	<u>Jordan</u>	<u>Saudi Arabia</u>
<u>Chile</u>	<u>Kazakhstan</u>	<u>Senegal</u>
<u>China</u>	<u>Kenya</u>	<u>Serbia</u>
<u>Colombia</u>	<u>Korea (Rep.)</u>	<u>Singapore</u>
<u>Congo (Dem. Rep.)</u>	<u>Kuwait</u>	<u>Slovenia</u>
<u>Côte d'Ivoire</u>	<u>Latvia</u>	<u>Spain</u>
<u>Croatia</u>	<u>Lebanon</u>	<u>Sri Lanka</u>
<u>Cyprus</u>	<u>Lithuania</u>	<u>Sweden</u>
<u>Dominican Republic</u>	<u>Malta</u>	<u>Switzerland</u>
<u>Ecuador</u>	<u>Mexico</u>	<u>Thailand</u>
<u>Egypt (Arab Rep.)</u>	<u>Monaco</u>	<u>Trinidad and Tobago</u>
<u>Estonia</u>	<u>Mongolia</u>	<u>Tunisia</u>
<u>Eswatini (Kingdom of)</u>	<u>Morocco</u>	<u>Turkey</u>
<u>Ethiopia</u>	<u>Namibia</u>	<u>United Arab Emirates</u>
<u>Finland</u>	<u>Nepal</u>	<u>United States of America</u>
<u>France</u>	<u>Netherlands</u>	<u>Uruguay</u>
<u>Germany</u>	<u>New Zealand</u>	