

Energie für Deutschland

Fakten, Perspektiven und Positionen
im globalen Kontext | 2022



**SCHWERPUNKTTHEMA:
DEUTSCHLANDS ENERGIEVERSORGUNGSSICHERHEIT
IM KONTEXT AKTUELLER
GEOPOLITISCHER ENTWICKLUNGEN**

Impressum

Energie für Deutschland 2022
Redaktionsschluss: Mai 2022

Herausgeber:

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

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

Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer

Redaktion:

Redaktionsgruppe „Energie für Deutschland“, Vorsitz: Dr. Hans-Wilhelm Schiffer
Maira Kusch, Paul Bachmann, Dr. Roman Buss, Claudia Coffey, Patrick Schölermann, Snjezana Tomic

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: © tomas – stock.adobe.com
S. 135–136: © Weltenergieerat – Deutschland e.V. / World Energy Council

Vorwort



Liebe Leserin, lieber Leser,

die COVID-19-Pandemie ist noch nicht überwunden, doch sie ist 2022 zunehmend in den Hintergrund gerückt. Denn der unvorstellbare Fall ist eingetreten: Es herrscht wieder Krieg in Europa. Die Invasion Russlands in die Ukraine hält die Welt seit Februar in Atem. Sie sorgt gleichzeitig für eine historische Zeitenwende, die weitreichende Konsequenzen auch für die Energiewende hat. Nachdem die Weltwirtschaft im zweiten Halbjahr 2021 allmählich dabei war, sich von den Folgen der Pandemie zu erholen, sieht sich die Welt nun einer weiteren immensen Krise ausgesetzt. Spätestens durch den Krieg in der Ukraine wird der internationalen Staatengemeinschaft zudem schmerzlich bewusst, wie verwundbar die Friedensordnung ist und welchen Einfluss der Krieg zweier Länder auf die Wirtschaft und die globalen Lieferketten in einer zunehmend vernetzten Welt haben kann.

Besonders in der Europäischen Union (EU) sind die Konsequenzen des Angriffskriegs deutlich spürbar. Durch den enormen Energiebedarf bei gleichzeitig hoher Importabhängigkeit stellte Russland in den vergangenen Jahrzehnten für viele EU-Mitgliedstaaten einen der wichtigsten Energieexporteure dar. So war Russland 2021 Deutschlands bedeutendster Lieferant von Erdöl, Erdgas und Steinkohle. Während in den letzten Jahren vor allem Fragen der klimafreundlichen Transformation die deutsche Energiedebatte dominierten, führten geopolitische Konflikte sowie stark gestiegene Energiepreise auf den internationalen Energiemärkten zu einer Neubewertung von Versorgungssicherheit und Verbraucherpreisen. Der Ausgleich zwischen den verschiedenen Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks rückt damit erneut in den Fokus der Energiewende-Diskussion. Unser Schwerpunktkapitel beleuchtet Deutschlands Energie-

versorgungssicherheit vor dem Hintergrund aktueller internationaler Entwicklungen, zieht Vergleiche zur Energieversorgung anderer G7-Staaten und gibt abschließend Empfehlungen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit.

Die wirtschaftliche Erholung in 2021 spiegelte sich auch auf den Energiemärkten wider. Nach dem COVID-19-Krisenjahr 2020 stieg der Energieverbrauch in Deutschland wieder um 3,1 %, in den G20-Staaten sogar um 5 %. Damit nimmt auch der CO₂-Ausstoß erneut zu: Um ca. 6 % im Vergleich zum Vorjahr in Deutschland und auch auf globaler Ebene. Die Eskalation des Russland-Ukraine-Konfliktes markiert eine scharfe Zäsur – nicht nur für die Energiewelt Europas. Über Jahrzehnte gewachsene Partnerschaften und als gesetzt geglaubte Parameter sind über Nacht hinfällig geworden. Jenseits der akuten Krisenbewältigung stellt sich damit auch die Frage nach dem mittel- bis langfristigen Klimapfad. Dazu gehören auch die Diskussion um die künftige Rolle gasförmiger Energieträger im Energiesystem und die Entwicklung globaler Wertschöpfungsketten.

Das Wort Zeitenwende ist in aller Munde. Es gilt, sich auf den Weg zu machen aus einer der wohl gravierendsten Krisenlagen der letzten Jahrzehnte.

Wir wünschen Ihnen eine spannende Lektüre!

Ihr

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

Inhaltsverzeichnis

1. Deutschlands Energieversorgungssicherheit im Kontext aktueller geopolitischer Entwicklungen	7
Executive Summary	8
1.1 Einleitung	9
1.2 Versorgungsrisiken Deutschlands bei Rohöl, Erdgas und Steinkohle	11
1.3 Potenzielles Versorgungsrisiko Deutschlands im Jahr 2030	15
1.4 Energieversorgungsrisiken der G7-Staaten	17
1.5 Verflüssigtes Erdgas (LNG)	22
1.6 Stromversorgungssicherheit	27
1.7 Fazit und Handlungsempfehlungen	30
2. Energie in der Welt	33
2.1 Zahlen & Fakten	34
2.2 Ergebnisse der COP26 in Glasgow	46
2.3 Erreichbarkeit des 1,5 Grad-Ziels	49
2.4 Bepreisung und Subventionierung von Energie im internationalen Vergleich	53
2.5 Zukunft von Gas: Eine neue Welt gasförmiger Energieträger	57
2.6 Verbesserung der Resilienz von Energieinfrastrukturen	63
3. Energie in der Europäischen Union	69
3.1 Zahlen & Fakten	70
3.2 Umsetzung des Fit for 55-Pakets der Europäischen Union	80
3.3 Das Gas- und Wasserstoffpaket der Europäischen Union	83
3.4 Importabhängigkeit der Europäischen Union von fossilen Energierohstoffen	88
3.5 Europäischer Vergleich von Kapazitätsmechanismen	94
3.6 Exkurs: Langfristverträge in der europäischen Energiewirtschaft	100

4. Energie in Deutschland	105
4.1 Zahlen & Fakten	106
4.2 Energiepläne der neuen Bundesregierung	118
4.3 Energieversorgung mit klimafreundlichen Gasen über die Gasinfrastruktur	124
4.4 Erneuerbare Wärmeversorgung abseits leitungsgebundener Räume mit Flüssiggasen	128
5. WEC Intern	133
World Energy Council und Weltenergierat – Deutschland e.V.	134
5.1 Publikationen 2021/2022	135
5.2 Gremien des Weltenergierat – Deutschland e.V.	137
Abkürzungsverzeichnis	140
Energieeinheiten	143

Schwerpunktthema:

Deutschlands Energieversorgungssicherheit im Kontext aktueller geopolitischer Entwicklungen

Der Weltenergieat – Deutschland e. V. dankt dem Autor dieses
Schwerpunktkapitels, Prof. Dr. Manuel Frondel (Leiter des
Kompetenzbereiches Umwelt und Ressourcen am RWI – Leibniz-
Institut für Wirtschaftsforschung e. V. sowie außerplanmäßiger
Professor für Energieökonomik und angewandte Ökonometrie an der
Ruhr-Universität Bochum) ausdrücklich für die vorliegende Analyse
und Bewertung.



Executive Summary

Der mit dem Angriff Russlands auf die Ukraine begangene Verstoß gegen das Völkerrecht Ende Februar 2022 hat die Sicherheit der Versorgung mit Energierohstoffen in Deutschland und Europa von einem Tag auf den anderen zu einem Thema höchster Priorität werden lassen. Der Bundesrepublik und anderen europäischen Staaten wurden auf drastische Weise die Folgen einer hohen Energie-Importabhängigkeit von einem einzigen Lieferland vor Augen geführt. Trotz der deutlichen Zunahme des Anteils erneuerbarer Energien am Primärenergiemix auf rund 16 % im Jahr 2021 basiert die Energieversorgung in Deutschland noch zu großen Teilen auf dem Import fossiler Energieträger wie Kohle, Öl und Gas.

Das vorliegende Kapitel beleuchtet vor diesem Hintergrund Deutschlands Versorgungssicherheit mit Energierohstoffen und Elektrizität. Der Fokus liegt dabei auf der Versorgung durch Energieimporte. Ein von Manuel Frondel und Christoph M. Schmidt¹ konzipierter Indikator zur Messung des langfristigen Energieversorgungsrisikos wird dazu benutzt, das Risiko Deutschlands für das Jahr 2030 für zwei Szenarien zu quantifizieren: (1) Für das Szenario *Kohleausstieg 2030*, bei dem der für das Jahr 2038 beschlossene Kohleausstieg auf das Jahr 2030 vorgezogen wird und damit der Beitrag der Kohle zum Strommix ebenso bei Null liegt wie derjenige der Kernenergie. (2) Beim Szenario *Kohleausstieg 2038* wird unverändert am gesetzlich geregelten Kohleausstieg bis zum Jahr 2038 festgehalten und somit der Anteil der Kohle am Strommix im Jahr 2030 größer als Null angenommen.

Bei der empirischen Berechnung des Risikoindikators finden sämtliche Energietechnologien und -rohstoffe Berücksichtigung, sowohl die fossilen Energierohstoffe Erdöl, Kohle und Erdgas als auch Kernenergie und die erneuerbaren Energien. Erneuerbare Energietechnologien werden bei der Berechnung dieses Indikators für das Risiko der Primärenergieversorgung ebenso behandelt wie heimische Energieträger, bspw. Braunkohle, und diesbezüglich als risikolos betrachtet. Der Indikator ist zur Messung des langfristigen Risikos der Versorgung mit Primärenergie konzipiert und daher weder dazu geeignet, kurzfristige Risiken bei der Primärenergieversorgung zu quantifizieren, noch bei der Versorgung mit Sekundärenergieträgern wie Strom. Die wesentlichen Bestandteile, die zur empirischen Umsetzung des Indikators herangezogen werden, sind erstens die Importanteile der diversen Rohstoffbezugsländer, zweitens die Wahrscheinlichkeiten, mit denen in diesen Ländern mit

Angebotsunterbrechungen zu rechnen ist, drittens die Diversifikation des Primärenergiemixes und viertens der jeweilige Anteil der inländischen Förderung eines Rohstoffs an dessen gesamtem Angebot in Deutschland.

Im Ergebnis zeigt sich, dass nach dem verwendeten Indikator das Energieversorgungsrisiko in Deutschland seit dem Ende der 1970er Jahre gestiegen ist, trotz der Zunahme des Erneuerbaren-Anteils am Primärenergiemix. Der Anstieg des Versorgungsrisikos geht nicht zuletzt auf die starke Zunahme der Rohöl-, Steinkohle- und Erdgasimporte aus Russland bei einem gleichzeitigen Rückgang der heimischen Anteile an der Versorgung mit diesen Energieträgern zurück. Angewandt auf die beiden Szenarien *Kohleausstieg 2030* und *Kohleausstieg 2038* ergeben die Indikatorberechnungen praktisch kaum einen Unterschied im Energieversorgungsrisiko, solange man davon ausgeht, dass Importe an Erdgas, Rohöl und Steinkohle aus Russland im Jahr 2030 nur noch eine stark untergeordnete oder keinerlei Rolle mehr spielen werden. Wird diese Annahme fallengelassen und davon ausgegangen, dass auch im Jahr 2030 Energierohstoffe in erheblichem Maße aus Russland importiert werden, ergibt sich laut Indikator für das Szenario *Kohleausstieg 2030* jedoch ein deutlich höheres Versorgungsrisiko im Jahr 2030 als für das Szenario *Kohleausstieg 2038*.

Summa summarum lässt sich die Schlussfolgerung ziehen, dass zum Zwecke der Erhöhung der Versorgungssicherheit mit Energie eine hinreichend starke Diversifizierung der Importe von Energierohstoffen aus einer Vielzahl an Bezugsländern anzustreben ist. Daneben wäre es zur Gewährleistung einer sicheren Energieversorgung Deutschlands von Vorteil, einen möglichst breiten Mix an Energierohstoffen und -technologien zu verwenden, um auch diesbezüglich für eine Diversifizierung zu sorgen.

Deutschlands Energieversorgungssicherheit ist darüber hinaus stets im europäischen Zusammenhang zu betrachten und keine rein nationale Angelegenheit. Energieautarkie ist nicht erstrebenswert, da diese die immensen Vorteile des internationalen Handels und der internationalen Arbeitsteilung außer Acht gelassen würde. Insgesamt sollte das Thema Versorgungssicherheit nicht nur vorübergehend von hoher politischer Relevanz sein, weil in den kommenden Wintern mit möglichen Versorgungsengpässen bei Erdgas aufgrund potenzieller russischer Lieferstopps gerechnet werden muss. Vielmehr wäre es sinnvoll, wenn Versorgungssicherheit auf politischer Ebene dauerhaft einen ebenso hohen Stellenwert genießen würde wie die anderen beiden Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks, die Umweltverträglichkeit und die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung.

¹ Vgl. Prof. Dr. Frondel, Manuel/Prof. Dr. Dr. h.c. Schmidt, Christoph M., Am Tropf Russlands? Ein Konzept zur empirischen Messung von Energieversorgungssicherheit, in: Perspektiven für Wirtschaftspolitik 10(1)/2009, S. 79–91.

1.1 Einleitung

Vor dem Hintergrund der starken Preisanstiege für Energierohstoffe ab der 2. Jahreshälfte 2021 sowie der russischen Invasion in die Ukraine im Februar 2022 ist das Thema Energieversorgungssicherheit in Deutschland und Europa wieder einmal stark in den öffentlichen und politischen Fokus gerückt. Eine zuverlässige Versorgung mit Energie ist für einen hoch entwickelten Industriestandort wie Deutschland unabdingbar. Die Versorgungssicherheit bildet zusammen mit der Bezahlbarkeit und der Umweltverträglichkeit der Versorgung das energiepolitische Zieldreieck. Dieses leitet sich aus § 1 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz ab. Demzufolge strebt Deutschland „eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff [an], die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.“

Das vorliegende Kapitel beleuchtet Deutschlands Versorgungssicherheit mit Primärenergie und Elektrizität. Ein Fokus liegt dabei auf der Sicherheit der Versorgung durch Importe fossiler Energien. Diese sind für die Bundesrepublik aufgrund ihrer großen Abhängigkeit von Lieferungen an vor allem Öl, Kohle und Gas aus dem Ausland von besonderer Bedeutung. Im Jahr 2021 betrug Deutschlands Energie-Importabhängigkeit rund 70 %.² Seit den Ölkrisen der 1970er Jahre haben Deutschlands Energieimporte aus Russland stark zugenommen, vor allem im vergangenen Jahrzehnt. Dies ist nicht zuletzt auf die Inbetriebnahme der durch die Ostsee führenden Pipeline *Nord Stream 1* im Jahr 2011 zurückzuführen. Diese transportiert bei einer Kapazität von rund 55 Mrd. m³ Erdgas³ pro Jahr – das entspricht deutlich mehr als der Hälfte des jährlichen Erdgasverbrauchs in Deutschland – aus dem russischen Wiborg ins ostdeutsche Lubmin bei Greifswald.

Die relativ hohe Abhängigkeit Deutschlands von Rohölexporten aus Ländern der Organisation Erdöl exportierender Länder (*Organization of Petroleum Exporting Countries, OPEC*) in den 1970er Jahren wurde seither eingetauscht gegen eine hohe Abhängigkeit von Russland bei den Importen der Energierohstoffe Erdöl, Steinkohle und Erdgas. Mit der kürzlichen Fertigstellung der zusätzlichen Ostsee-Pipeline *Nord Stream 2* sowie der Umsetzung der Ausstiegsbeschlüsse der Bundesregierung aus der Kernenergie- und der Kohlenutzung hätte

Deutschlands Abhängigkeit von Energieimporten aus Russland potenziell noch weiter steigen können. Der mit dem Angriff Russlands auf die Ukraine begangene Verstoß gegen das Völkerrecht hat das Szenario einer weiter steigenden Abhängigkeit Deutschlands von russischen Energieimporten jedoch sehr unwahrscheinlich werden lassen. Vielmehr ist nun davon auszugehen, dass die aktuell hohe Energieabhängigkeit von Russland substantiell verringert werden wird, zumindest auf mittlere Sicht.

Ogleich es noch immer kein allseits akzeptiertes, geschweige denn weit verbreitetes statistisches Konstrukt gibt, mit dem das Versorgungsrisiko eines von Energieimporten abhängigen Landes wie Deutschland empirisch gemessen werden kann, wird auf Basis eines von Manuel Frondel und Christoph M. Schmidt konzipierten Indikators zur Messung der langfristigen Energieversorgungssicherheit⁴ der Versuch unternommen, das Energieversorgungsrisiko Deutschlands für das Jahr 2030 für zwei Szenarien zu quantifizieren: Einerseits das Szenario *Kohleausstieg 2030*, bei dem der für das Jahr 2038 beschlossene Kohleausstieg auf das Jahr 2030 vorgezogen wird und damit der Beitrag der Kohle zum Strommix ebenso bei Null liegt wie derjenige der Kernenergie. Beim zweiten Szenario *Kohleausstieg 2038* wird unverändert am gesetzlich geregelten Kohleausstieg bis zum Jahr 2038 festgehalten und somit der Anteil der Kohle am Strommix im Jahr 2030 größer als Null angenommen.

Der Indikator zur Messung des Energieversorgungsrisikos fokussiert sich vor allem auf den Aspekt der Importabhängigkeit und der Diversifizierung von Rohstoffbezügen und Primärenergieträgern.

Der Indikator von Frondel und Schmidt fokussiert sich vor allem auf den Aspekt der Importabhängigkeit und der Diversifizierung bei Rohstoffbezügen und Primärenergieträgern, lässt jedoch zahlreiche andere Aspekte wie Preisstabilität außer Acht. Umfassender ist der *World Energy Trilemma Index* des World Energy Council. Der World Energy Council analysiert die in ständigem Span-

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

³ 55 Mrd. Kubikmeter Erdgas entsprechen laut Gasunie Unit Converter 537,32 Mrd. kWh.

⁴ Vgl. Prof. Dr. Frondel, Manuel/Prof. Dr. Dr. h.c. Schmidt, Christoph M., Am Tropf Russlands? Ein Konzept zur empirischen Messung von Energieversorgungssicherheit, in: Perspektiven für Wirtschaftspolitik 10(1)/2009, S. 79–91.

nungsverhältnis stehenden Dimensionen des Zieldreiecks im Rahmen seines jährlich erscheinenden *Trilemma Index*. Energieversorgungssicherheit misst demzufolge die Fähigkeit eines Staates, den aktuellen und künftigen Energiebedarf zuverlässig zu decken sowie angemessen auf Systemschocks zu reagieren und sich rasch von diesen zu erholen.⁵ Dazu gehört neben einem effizienten Management der einheimischen und externen Rohstoffe und Ressourcen ebenso die Verlässlichkeit und Resilienz von Energieinfrastrukturen, wie z.B. Stromnetzen oder Öl- und Gaspipelines.

Auch die Versorgung mit nicht-energetischen Metallen und Seltenen Erden spielt mit Blick auf die Energieversorgung eine bedeutende Rolle (vgl. hierzu auch den Exkurs „Bedeutung von mineralischen und metallischen Rohstoffen für die Energiewende, am Beispiel von Wind- und PV-Anlagen“ auf S. 25 f.). Im Rahmen des vorliegenden Schwerpunktkapitels kann jedoch nicht im Detail auf sämtliche Aspekte und Dimensionen von Versorgungssicherheit eingegangen werden. Ein Fokus wird daher auf die Betrachtung des Versorgungsrisikos mit Energierohstoffen und Elektrizität gelegt.

Im Unterkapitel 2 wird der Indikator zur Quantifizierung des langfristigen Energieversorgungsrisikos eines Landes am Beispiel Deutschland illustriert und dessen rohstoffspezifische Risiken für Erdöl, Steinkohle und Erdgas seit Ende der 1970er Jahre quantifiziert, ebenso wie das Energieversorgungsrisiko insgesamt. Dabei wird sich auf Daten der Internationalen Energieagentur (IEA) bis zum Jahr 2019 gestützt, als dem letzten Jahr vor der COVID-19-Pandemie, aus dem sich aussagekräftige Statistiken ableiten lassen.

Das Unterkapitel 3 widmet sich dem potenziellen Versorgungsrisiko der Bundesrepublik hinsichtlich Energieimporten im Jahr 2030, während das Unterkapitel 4 das Energieversorgungsrisiko Deutschlands mit denen der übrigen G7-Staaten vergleicht. Diese stellen in Bezug auf die Wirtschaftskraft eine vergleichbare, aber überschaubare Auswahl an Vergleichsländern dar. Daran anschließend wird auf die Rolle von verflüssigtem Erdgas (*Liquefied Natural Gas, LNG*) bei der zukünftigen Energieversorgung Deutschlands eingegangen. Während sich die Unterkapitel 2 und 3 mit dem langfristigen Risiko Deutschlands bei der Versorgung mit Primärenergie beschäftigen, befasst sich Unterkapitel 6 mit der künftigen Sicherheit Deutschlands bei der Versorgung mit dem Sekundärenergieträger Strom. Dabei wird davon ausgegangen, dass Erdgas aus Russland im Jahr 2030 allenfalls noch eine untergeordnete Rolle spielen wird.

⁵ Vgl. World Energy Council, *World Energy Trilemma Index I 2021*, London 2021, S. 11.

1.2 Versorgungsrisiken Deutschlands bei Rohöl, Erdgas und Steinkohle

Die Erdgasversorgung Deutschlands beruhte mit einem Importanteil von rund 55 % im Jahr 2021 zu etwas mehr als der Hälfte auf Lieferungen aus russischen Gasfeldern. Im Jahr 1970 hingegen wurde bei einem deutlich niedrigeren Gasverbrauch als heute die Gasversorgung Deutschlands zu rund drei Vierteln aus heimischen Quellen sichergestellt, der übrige Teil wurde durch Importe aus den Niederlanden gewährleistet. Mit Inbetriebnahme der durch die Ostsee führenden Pipeline Nord Stream 1 im Jahr 2011 ist die Abhängigkeit von Importen aus Russland bei Erdgas im vergangenen Jahrzehnt weiter stark angestiegen: Von einem Importanteil von rund 32 % im Jahr 2010 über einen Anteil von rund 39 % im Jahr 2015 auf etwa 55 % im Jahr 2021. Im Gegenzug ist der Anteil der Erdgasimporte aus Norwegen in den vergangenen Jahren gesunken. Auch der heimische Beitrag zu Deutschlands Versorgung mit Erdgas ist in den vergangenen Jahren weiter gefallen, ein Trend, der seit den 1970er Jahren ungebrochen ist.

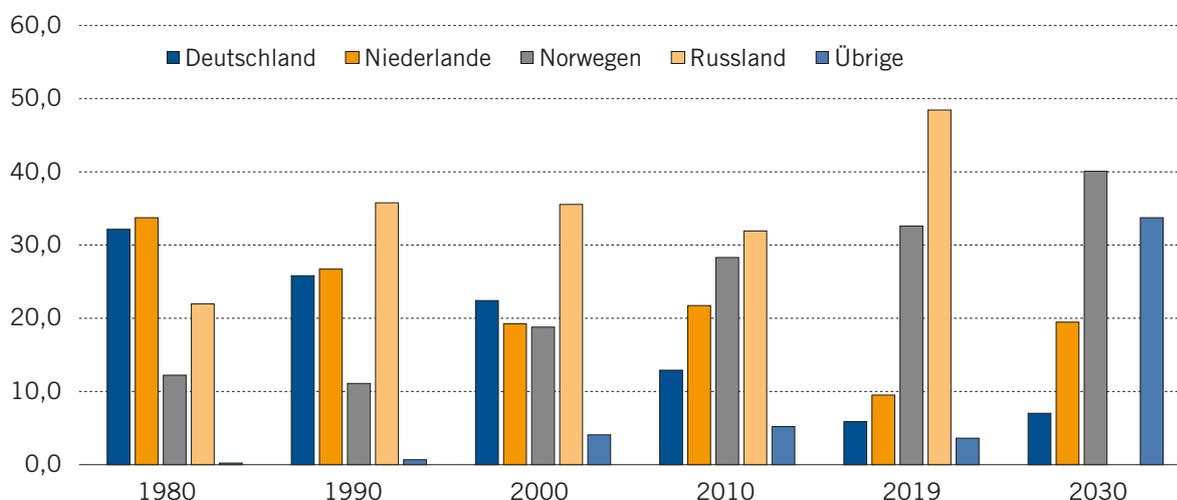
Rohöl und Steinkohle jeweils die mit großem Abstand führende Rolle einnimmt. So betrug der Anteil Russlands an der Rohölversorgung Deutschlands im Jahr 2021 rund 34 % und bei der Versorgung mit Steinkohle knapp 50 %. Besonders bemerkenswert ist, dass die Abhängigkeit von Russland seit dem Jahr 2010 noch einmal deutlich zugenommen hat, vor allem bei Steinkohle und Erdgas.

Der Anstieg des dargestellten rohstoffspezifischen Risikos bei Erdgas seit Beginn der zweiten Dekade des 21. Jahrhunderts korreliert auffällig mit der Inbetriebnahme der Pipeline Nord Stream 1 im Jahr 2011.

➤ **Russland nimmt sowohl bei Deutschlands Versorgung mit Erdgas als auch Rohöl und Steinkohle eine führende Rolle ein.**

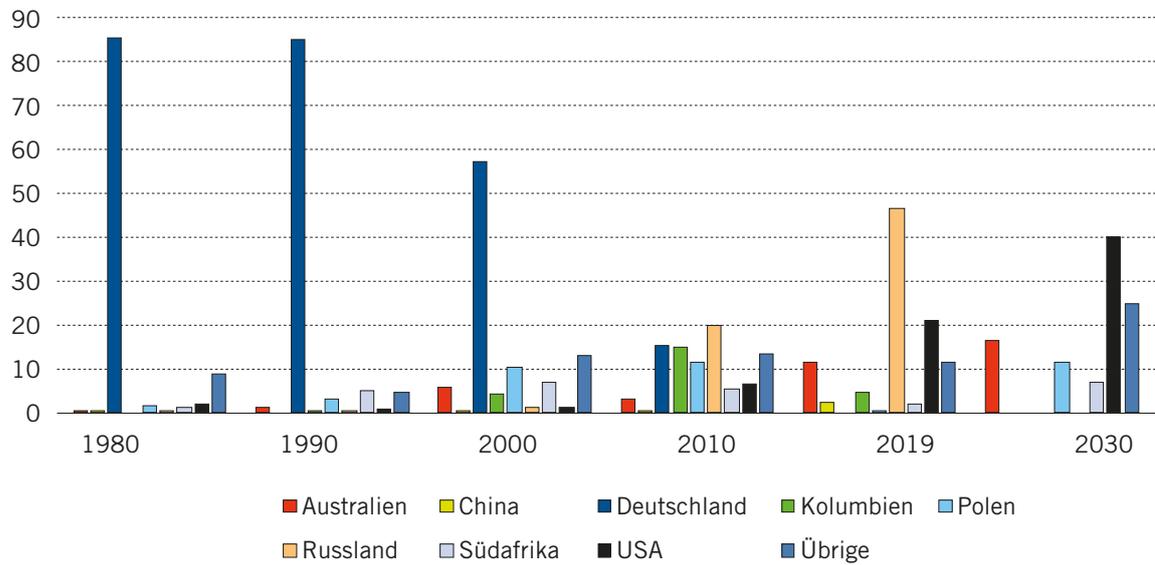
Die mit dem hohen Anteil an russischen Gasimporten verbundene Abhängigkeit wird dadurch verschärft, dass Russland auch bei der Versorgung Deutschlands mit

Abbildung 1.1: Anteile diverser Herkunftsländer an der Gasversorgung Deutschlands



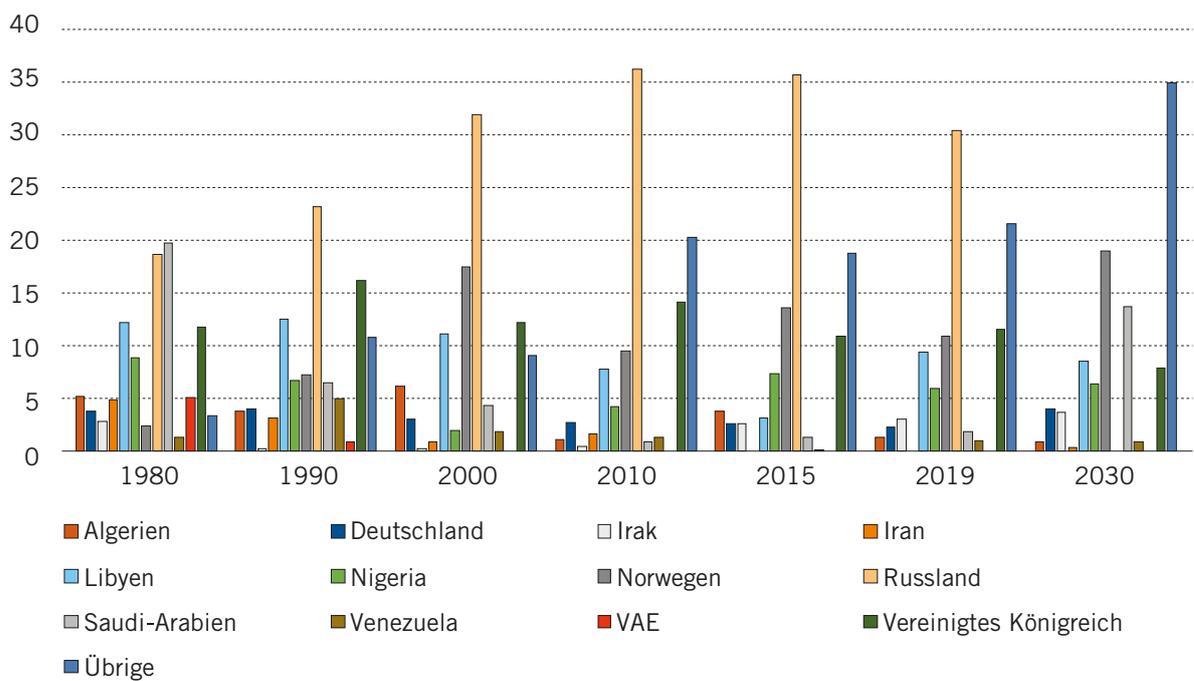
Quellen: Internationale Energieagentur (IEA), 2022; Kreysel, Mark-Alexander/Fasold, Hans-Georg, gwf Gas + Energie 1–2/2021 sowie eigene Annahmen für das Jahr 2030

Abbildung 1.2: Anteile diverser Herkunftsländer an der Steinkohleversorgung Deutschlands



Quellen: Internationale Energieagentur (IEA), 2022 sowie eigene Annahmen

Abbildung 1.3: Anteile diverser Herkunftsländer an der Rohölversorgung Deutschlands



Quellen: Internationale Energieagentur (IEA), 2022 sowie eigene Annahmen

Konzept zur Quantifizierung rohstoffspezifischer Versorgungsrisiken und des gesamten langfristigen Versorgungsrisikos mit Primärenergie

Das vorgeschlagene Konzept zur Quantifizierung des rohstoffspezifischen Versorgungsrisikos eines Importlandes wie Deutschland für einen Energierohstoff i beruht auf einer Modifizierung des üblicherweise zur Messung von Marktkonzentration verwendeten *Herfindahl-Index* und lautet wie folgt:⁶

$$Risiko_i := x_{id}^2 r_d + x_{i1}^2 r_1 + x_{i2}^2 r_2 + \dots + x_{ij}^2 r_j + \dots + x_{in}^2 r_n \quad (1)$$

Hierbei bezeichnen r_j die länderspezifischen Ausfallrisiken, x_{ij} den Anteil des Exportlandes j am inländischen Angebot des Energierohstoffs i und den entsprechenden heimischen Anteil. Insgesamt summieren sich alle Anteile, inklusive des heimischen Anteils, zu 100 %:

$$x_{id} + x_{i1} + \dots + x_{ij} + \dots + x_{in} = 1.$$

Da dauerhafte Ausfälle bei der heimischen Gewinnung von Rohstoffen auszuschließen sein sollten, kann von $r_d = 0$ ausgegangen werden, sodass sich Gleichung (1) wie folgt vereinfacht:

$$Risiko_i := x_{i1}^2 r_1 + x_{i2}^2 r_2 + \dots + x_{ij}^2 r_j + \dots + x_{in}^2 r_n \quad (1')$$

Die Anteile x_{ij} der jeweiligen Lieferländer an der heimischen Versorgung mit Rohstoff i sind aus Sicht eines Bezugslandes wie Deutschland der primäre Hebel, um das Versorgungsrisiko zu beeinflussen. Falls $x_{id} = 1$ gilt, ist ein Land bezüglich des Rohstoffs i autark, wie dies in Deutschland bei der Braunkohle der Fall ist. In solch einem Fall eines fehlenden Versorgungsrisikos nimmt das rohstoffspezifische Risiko den Minimalwert von Null an. Im entgegengesetzten, aber sehr unwahrscheinlichen Fall, dass die Versorgung mit Rohstoff i ausschließlich durch Importe aus einem einzigen Land mit der größten Ausfallwahrscheinlichkeit von $r_j = 1$ erfolgt, nimmt das rohstoffspezifische Risiko den Maximalwert von Eins an. Die Werte des durch Gleichung (1) definierten rohstoffspezifischen Risikos liegen folglich im Intervall $[0;1]$. Den kleinsten Wert von Null erhält man bspw. für die Braunkohle und für erneuerbare Energien (EE).

Rohstofflieferanten mit geringem Anteil x_{ij} erhalten in Definition (1) durch die Quadrierung des Anteils x_{ij} ein disproportional geringes Gewicht. Dies erscheint einerseits sinnvoll, denn selbst wenn ein Rohstoff aus einem politisch fragwürdigen Land eingeführt wird, sollte dies kein allzu großes Problem darstellen, wenn dessen Anteil an der Versorgung gering ist und bspw. lediglich 3 % ausmacht. Das Gewicht, mit dem dieses Land nach Definition (1) zum Versorgungsrisiko beiträgt, ist mit 0,09 % praktisch vernachlässigbar. Andererseits fallen Lieferungen aus Ländern mit einem hohen Anteil vergleichsweise stark ins Gewicht, sodass sich eine Konzentration auf ein risikoreiches Land in einem großen Wert des Risikoindex niederschlägt. Darüber hinaus ist erwähnenswert, dass sich die Aufteilung des Bezugs auf zwei Quellen mit gleichem Risiko aufgrund der Quadrierung der Gewichte risikomindernd auswirkt, so wie man dies bei einer stärkeren Diversifizierung erwarten würde.

Die Definition (1) des rohstoffspezifischen Risikos umfasst somit drei Aspekte, die bei der Messung von Versorgungssicherheit von Bedeutung sind:

1. den Anteil der heimischen Förderung x_{id} am gesamten Angebot an Rohstoff i im Inland,
2. die politische und wirtschaftliche Stabilität der Bezugsländer, die durch die Ausfallwahrscheinlichkeiten r_j reflektiert und durch die Euler-Hermes-Länderklassifizierungen aus Tabelle 1.1 operationalisiert wird,
3. die Diversifikation des Rohstoffbezugs, die durch die Importanteile x_{ij} wiedergegeben wird.

Um die Vulnerabilität eines Landes nicht nur in Bezug auf einen einzelnen Energierohstoff, sondern hinsichtlich der gesamten Versorgung mit Energie zu messen, welche durch Importe unterschiedlichster fossiler Brennstoffe gewährleistet wird, schlugen Manuel Frondel und Christoph M. Schmidt eine Verallgemeinerung des rohstoffspezifischen Risikos (1) vor, welche sämtliche rohstoffspezifischen Risiken aller verwendeten Energierohstoffe sowie deren Anteile am Primärenergiemix in quadratischer und somit nichtlinearer Weise berücksichtigt.

Die Berechnung dieses Indikators zeigt, dass das deutsche Energieversorgungsrisiko insgesamt angestiegen ist und sich gegenüber den 1990er Jahren vervielfacht hat – vor allem aufgrund des Anstiegs der rohstoffspezifischen Risiken bei Erdgas und Steinkohle infolge der Zunahme der Importe aus Russland. Das langfristige Versorgungsrisiko würde wieder sinken, wenn bis zum Jahr 2030 auf Energieimporte aus Russland weitgehend oder gar gänzlich verzichtet werden würde.

6 Die Definition des rohstoffspezifischen Risikos (1) beruht auf dem durch die Ausfallwahrscheinlichkeit r_j der Rohstofflieferungen aus den jeweiligen Bezugsländern ergänzten Herfindahl-Index zur Messung von Konzentration: $H_i := s_{i1}^2 + \dots + s_{ij}^2 + \dots + s_{in}^2$. Dabei bezeichnet s_{ij} den Anteil des Landes j am Gesamtimport des Rohstoffs i . Dieser Anteil hängt mit x_{ij} dem Anteil des Landes j an der heimischen Versorgung mit Rohstoff wie folgt zusammen: $x_{ij} = s_{ij}(1 - x_{id})$. Entsprechend erhöht eine Verringerung der inländischen Förderung x_{id} die Abhängigkeit x_{ij} von den einzelnen Bezugsländern j hinsichtlich Rohstoff i und damit auch das rohstoffspezifische Risiko, auch wenn eine Erhöhung der Importe die wirtschaftlich und energiepolitisch richtige Entscheidung sein kann.

Abbildung 1.4: Rohstoffspezifische Risiken bei der Versorgung Deutschlands mit Erdöl, Erdgas und Steinkohle nach dem Konzept von Frondel und Schmidt, 2007

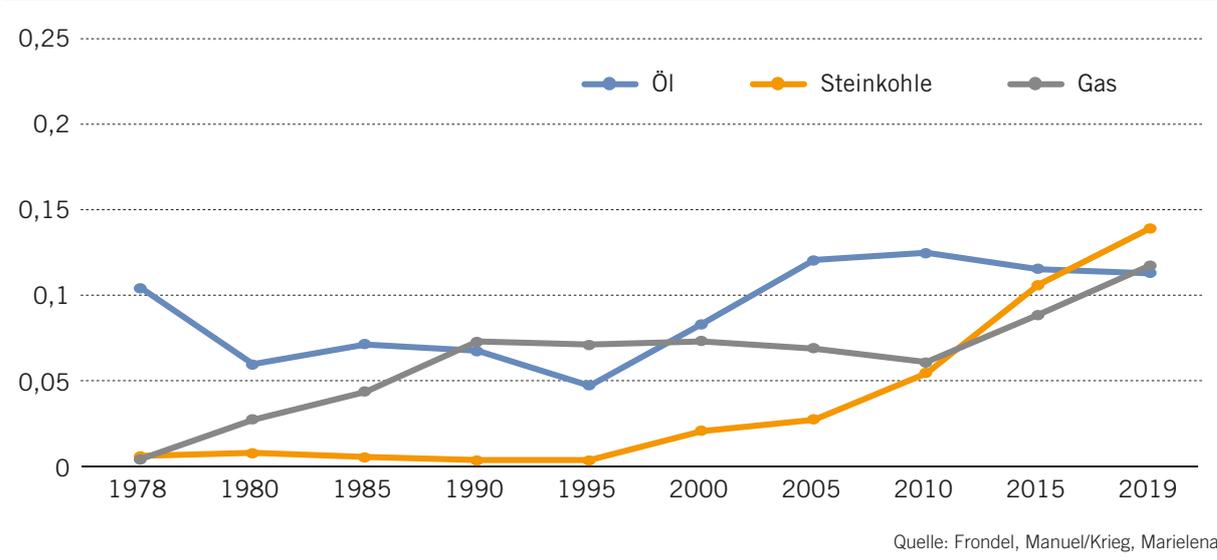


Tabelle 1.1: Normierte Euler Hermes-Länderklassifizierungen

Land	Risiko	Land	Risiko
Algerien	5/7	Niederlande	0
Arabische Emirate	2/7	Nigeria	6/7
Australien	0	Norwegen	0
China	2/7	Polen	0
Vereinigtes Königreich	0	Russland	4/7
Iran	1	Südafrika	4/7
Katar	2/7	USA	0
Kolumbien	4/7	Venezuela	6/7
Libyen	1	Übrige	1

Quelle: Euler Hermes, 2022*

* Vgl. Euler Hermes Aktiengesellschaft, Länderklassifizierungen, Exportkreditgarantien der Bundesrepublik Deutschland, Hamburg 2022.

1.3 Potenzielles Versorgungsrisiko Deutschlands im Jahr 2030

Im Folgenden werden die mit den beiden Szenarien *Kohleausstieg 2030* und *Kohleausstieg 2038* für das Jahr 2030 verbundenen Energieversorgungsrisiken quantitativ verglichen und die zugrundeliegenden Annahmen, insbesondere die für das Jahr 2030 unterstellten Primärenergiemixe, dargestellt. Für das Szenario *Kohleausstieg 2030* sind die Anteile von Stein- und Braunkohle im Primärenergiemix auf Null gesetzt worden, ebenso wie der Anteil von Kernenergie. Für das Szenario *Kohleausstieg 2038* wurde hingegen angenommen, dass Braunkohle im Jahr 2030 noch einen Anteil von 10 % am Primärenergiemix hat. Steinkohle trägt annahmegemäß mit 15 % noch etwas stärker zum Primärenergiemix bei. Diese Anteile von Braunkohle und Steinkohle ergeben zusammen mit dem unterstellten Anteil von 10 % für Erdgas genau den Anteil von 35 %, der für Erdgas im Szenario *Kohleausstieg 2030* unterstellt wird.⁷ Die Anteile für Rohöl, Erneuerbare und alle übrigen Energieträger werden in beiden Szenarien als gleich angenommen.

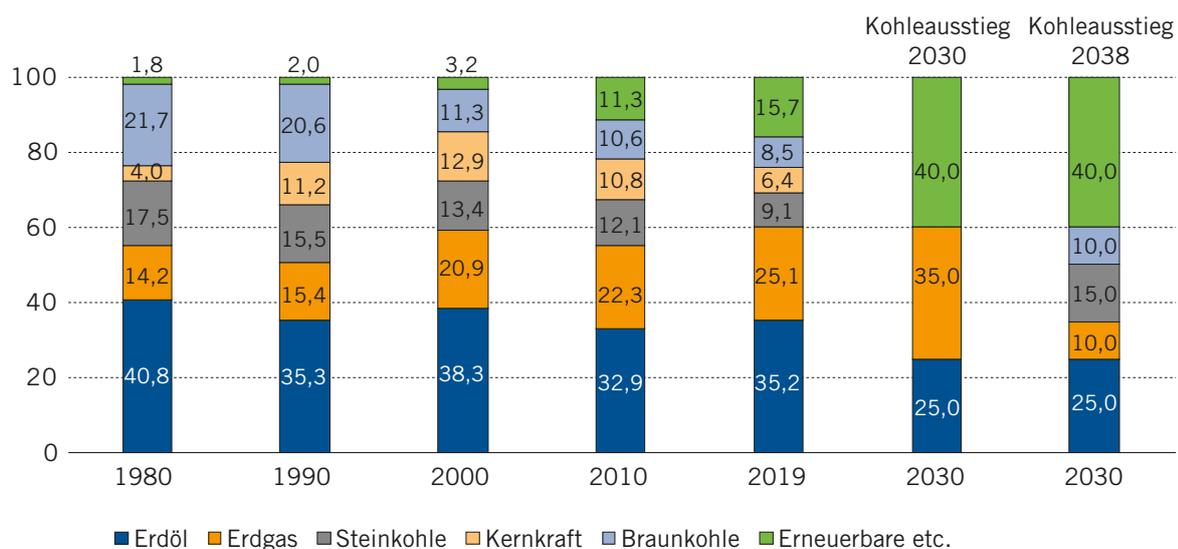
Angewandt auf die beiden Szenarien *Kohleausstieg 2030* und *Kohleausstieg 2038* ergeben die Berechnungen des

⁷ Die Indikatorergebnisse verändern sich praktisch nicht, wenn die Anteile für Stein- und Braunkohle für das Szenario *Kohleausstieg 2038* kleiner sind, als hier unterstellt und eher den heutigen Anteilen am Primärenergiemix entsprechen.

Indikators für das Energieversorgungsrisiko praktisch keinen Unterschied, solange man davon ausgeht, dass Importe an Erdgas, Rohöl und Steinkohle aus Russland im Jahr 2030 keinerlei Rolle mehr spielen und insbesondere keine Steinkohle und Rohöl mehr aus Russland importiert wird. In diesem Fall sinkt das Energieversorgungsrisiko für beide Szenarien in massiver und kaum unterscheidbarer Weise auf das Niveau von vor der Jahrtausendwende. Wird diese Annahme fallengelassen und davon ausgegangen, dass auch im Jahr 2030 Energierohstoffe in erheblichem Maße aus Russland importiert werden, ergibt sich laut Indikator für das Szenario *Kohleausstieg 2030* ein deutlich höheres Versorgungsrisiko im Jahr 2030 als für das Szenario *Kohleausstieg 2038*. Diese Ergebnisse reflektieren die Tatsache, dass Diversifizierung eine sehr wesentliche Rolle für die Indikatorergebnisse spielt.

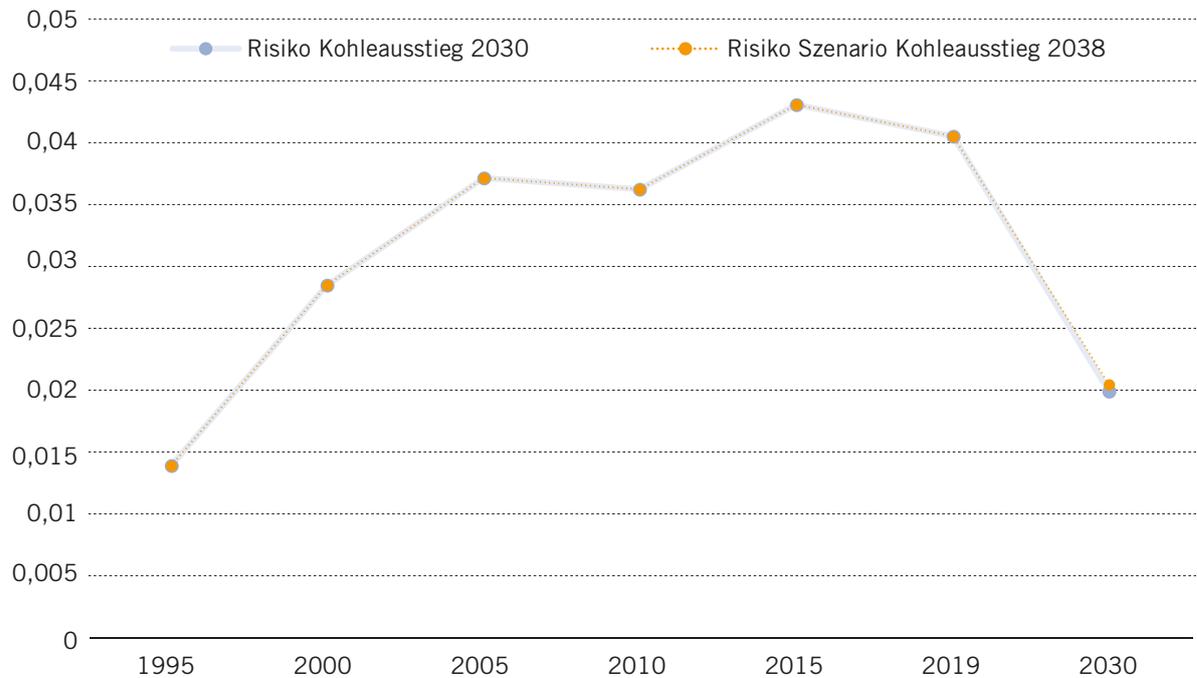
➤ **Deutschlands Energieversorgung wäre gesichert, wenn eine Diversifizierung der Energieträger sowie ihrer Bezugsquellen gegeben ist.**

Abbildung 1.5: Primärenergiemix Deutschlands 1980–2019 und Annahmen für die Szenarien Kohleausstieg 2030 und 2038



Quelle: Eigene Berechnungen der Anteile auf Basis von Daten der Internationalen Energieagentur (IEA), 2004, 2006, 2017, 2018; AG Energiebilanzen e. V. sowie eigene Annahmen. Erneuerbare etc. beinhaltet u. a. Wasserkraft, Wind- und Solarenergie.

Abbildung 1.6: Risiko bei der Versorgung Deutschlands mit Energie nach dem Konzept von Frondel und Schmidt, 2009



Quelle: Frondel, Manuel/Krieg, Marielena

Bei fehlender Dominanz von Russland und hinreichender Diversifizierung der Importe aus vielen verschiedenen Ländern spielt es für die Indikatorergebnisse kaum eine Rolle, ob große Mengen an Erdgas importiert werden müssen (wie dies beim Szenario Kohleausstieg 2030 der Fall sein müsste). Ebenso macht es keinen Unterschied, wenn große Mengen an Steinkohle eingeführt werden und zusätzlich auf die heimische Braunkohle zurückgegriffen wird (wie im Szenario Kohleausstieg 2038). Die Energieversorgung Deutschlands wäre somit gesichert, wenn eine Diversifizierung der Energieträger sowie ihrer Bezugsquellen gegeben ist.

1.4 Energieversorgungsrisiken der G7-Staaten

Basierend auf den oben beschriebenen Indikatoren zur Messung des Energieversorgungsrisikos stellten Manuel Frondel, Nolan Ritter und Christoph M. Schmidt 2012 fest,⁸ dass Deutschland im Jahr 2010 nach Italien das zweithöchste Risiko bei der Versorgung mit Energie unter den G7-Staaten aufwies. Nach dem Jahr 2010 stieg das deutsche Energieversorgungsrisiko noch einmal deutlich an, vor allem infolge des massiven Anstiegs der Anteile Russlands an der Versorgung Deutschlands mit Steinkohle und Erdgas. Da Italien seine Abhängigkeit von Erdöl seit dem Jahr 2010 noch einmal deutlich verringert und den Anteil der erneuerbaren Energietechnologien am Primärenergiemix erheblich ausgebaut hat (auf 18,9 %), spricht vieles dafür, dass Deutschland in der vergangenen Dekade das höchste Risiko bei der Versorgung mit Energierohstoffen innerhalb der G7-Gruppe gehabt hat.

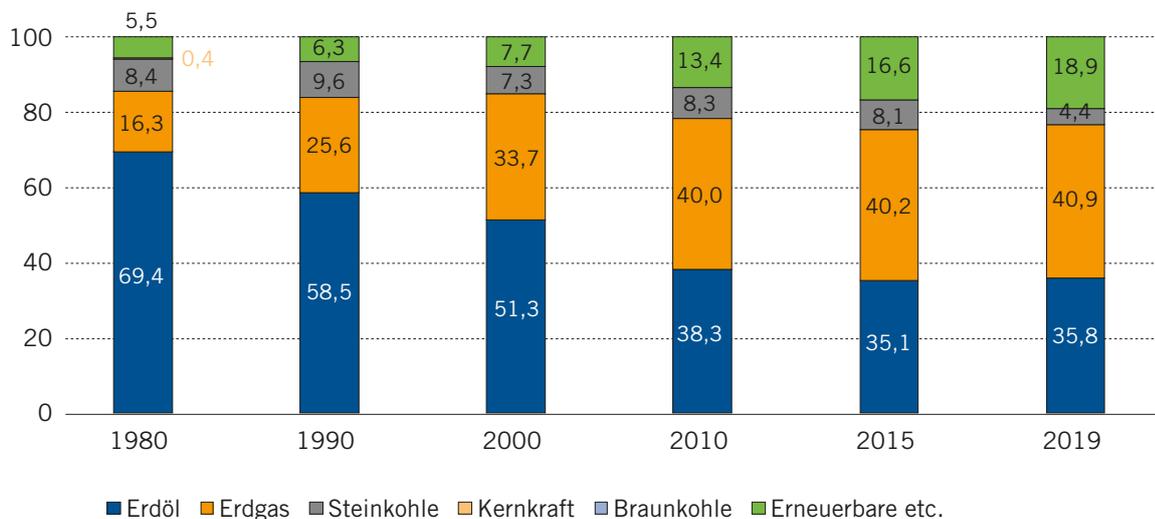
➤ Japan und Frankreich gelang es, ihre Energieversorgungssicherheit seit 1980 zu erhöhen, u. a. durch eine Reduzierung der Abhängigkeit von Erdöl.

Das Energieversorgungsrisiko Japans und Frankreichs lag im Jahr 1980 noch deutlich höher als das von Deutschland. Beiden Ländern gelang es in der Zwischenzeit jedoch, ihre Energieversorgungssicherheit zu erhöhen und ihre damals sehr hohe Abhängigkeit von Erdöl stark zu verringern – auf Anteile, die heute unter 40 % bei Japan bzw. unter 30 % bei Frankreich liegen. Darüber hinaus hat Frankreich die Kernkraft massiv ausgebaut. Diese gilt in der energieökonomischen Literatur als *quasiheimischer* Energieträger, weil Kernbrennstoffe in großen Mengen über viele Jahre gelagert werden, bevor sie in Kraftwerken eingesetzt werden.⁹ Noch immer hält die Kernenergie im französischen Primärenergiemix einen Anteil von leicht über 40 %. Unter allen G7-Staaten weist Frankreich damit den bei weitem höchsten Anteil auf. Erneuerbare Energietechnologien spielen hingegen im Vergleich zu anderen G7-Staaten, vor allem Italien, noch eine eher bescheidene Rolle, obwohl auch diese zur langfristigen Energieversorgungssicherheit beitragen können.

⁸ Vgl. Prof. Dr. Frondel, Manuel/Dr. Ritter, Nolan/Prof. Dr. Dr. h.c. Schmidt, Christoph M., Measuring Long-term Energy Supply Risks: A G7 Ranking. Energy Studies Review 91(1)/2012, S. 117–128.

⁹ Diese Betrachtungsweise wird in der energieökonomischen Praxis vielfach vertreten (siehe z. B. Prof. Dr. Schiffer, Hans-Wilhelm, Der deutsche Energiemarkt 2007, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 58 (3)/2008, S. 46). Andere Risikofaktoren als Versorgungsrisiken werden hier nicht berücksichtigt.

Abbildung 1.7: Primärenergiemix von Italien



Quelle: Eigene Berechnungen der Anteile auf Basis von Daten der Internationalen Energieagentur (IEA), 2022

Japans Energieversorgungsrisiko ist nach den Ereignissen von Fukushima im Jahr 2011¹⁰ wieder gestiegen, da die Kernkraft heute nur noch einen untergeordneten Anteil am Primärenergiemix ausmacht und stattdessen der Anteil von Erdgas und Steinkohle ausgeweitet wurde. Sowohl Erdgas als auch Steinkohle müssen von diesem energierohstoffarmen Land per Schiff importiert werden. Japan ist nach China der zweitgrößte Importeur von verflüssigtem Erdgas (LNG). Es ist zudem der zweitgrößte Importeur von Kohle und der drittgrößte von Erdöl. Japan ist nach Luxemburg das Land, das den zweitniedrigsten Selbstversorgungsgrad mit Energie unter den IEA-Mitgliedsländern aufweist.¹¹ Der 5. Strategische Energieplan Japans aus dem Jahr 2018 sieht für das Jahr 2030 vor, dass der Anteil fossiler Brennstoffe am Primärenergiemix von rund 89 % im Jahr 2018 auf 76 % sinken soll – hauptsächlich durch eine Verringerung des Öl- und Gasverbrauchs.¹² Darüber hinaus soll der Anteil der Kernkraft am Primärenergiemix wieder auf 10–11 % ausgeweitet werden. Dies ist seit 2018 teilweise bereits auch geschehen. Es wird davon ausgegangen, dass der Beitrag der Erneuerbaren lediglich moderat steigt: Von rund 7 % im Jahr 2018 auf 13–14 % im Jahr 2030.

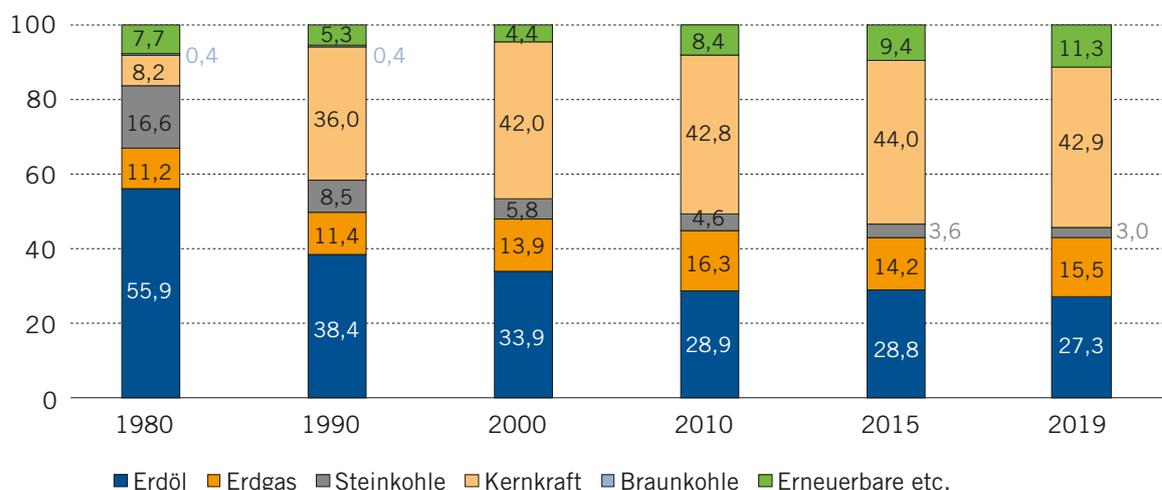
Zu den beiden G7-Ländern mit den geringsten Energieversorgungsrisiken gehören Kanada und die USA – nicht zuletzt deshalb, weil diese Länder auf ihre eigenen Energieressourcen zurückgreifen können. So gewinnt Kanada dank seiner großen Reserven an Erdöl und Erdgas mehr fossile Energierohstoffe, als es selbst benötigt. Kanada exportierte im Jahr 2020 rund 44 % seiner im Inland geförderten Energierohstoffe.¹³ Erdgas ist mittlerweile zum wichtigsten Primärenergieträger in Kanada aufgestiegen.

Auch die USA sind dank der sog. *Shale Revolution*, die durch die Kombination aus der Horizontalbohrtechnologie und hydraulischem *Fracking* ermöglicht wurde, mittlerweile zum Nettoexporteur von fossilen Energierohstoffen geworden.¹⁴ Diese Technologien führten zu einem noch nie dagewesenen Anstieg der Energiegewinnung aus Erdöl und Erdgas im Land. Im Zuge dessen hat die Bedeutung von Erdgas als Primärenergieträger erheblich zugenommen. Kritiker bemängeln jedoch die ökologischen Auswirkungen des Frackings auf Ökosysteme und Grundwasser.¹⁵ Der Anteil an Steinkohle im Primärenergiemix nahm hingegen deutlich ab, mit entsprechend

10 Im März 2011 löste ein schweres Erdbeben vor der Küste Japans einen Tsunami aus. Durch das Erdbeben und den Tsunami kollabierten mehrere Kühlsysteme im japanischen Kernkraftwerk Fukushima. In der Folge wurden erhebliche Mengen radioaktiver Stoffe freigesetzt.
 11 Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), Japan 2021 – Energy Policy Review, Paris 2021, S. 24.
 12 Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), Japan 2021 – Energy Policy Review, Paris 2021, S. 27.

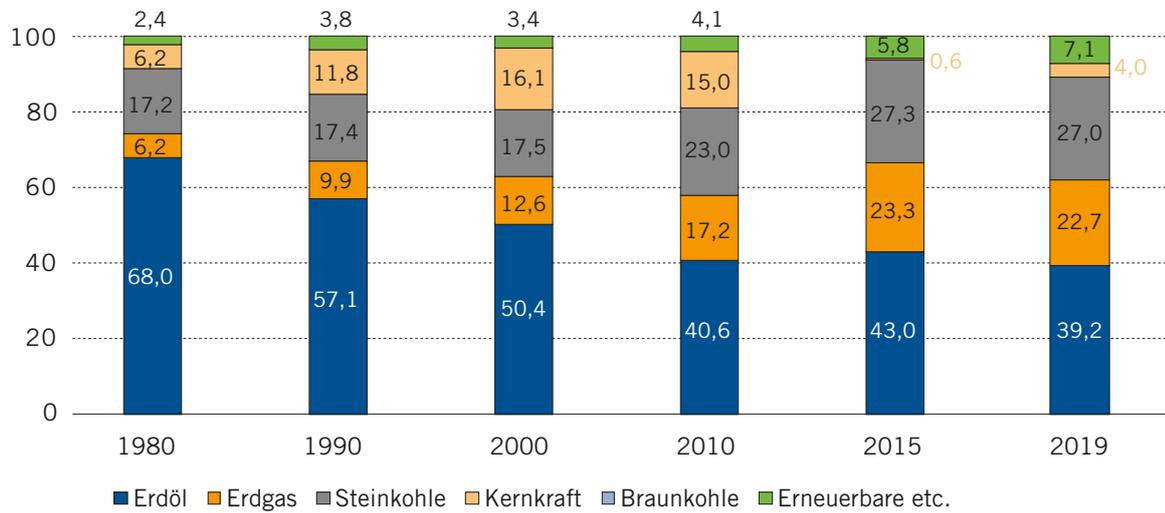
13 Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), Canada 2022 – Energy Policy Review, Paris 2022.
 14 Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), Oil Information 2019, Paris 2019, S. 20.
 15 Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV), Fracking – Risiken für die Umwelt, 24.03.2017, abrufbar unter <https://www.bmuv.de/themen/wasser-ressourcen-abfall/binnengewasser/grundwasser/grundwasserrisiken-hydraulic-fracturing> (zuletzt abgerufen am 12.05.2022).

Abbildung 1.8: Primärenergiemix von Frankreich



Quelle: Eigene Berechnungen der Anteile auf Basis von Daten der Internationalen Energieagentur (IEA), 2022

Abbildung 1.9: Primärenergiemix von Japan



Quelle: Eigene Berechnungen der Anteile auf Basis von Daten der Internationalen Energieagentur (IEA), 2022

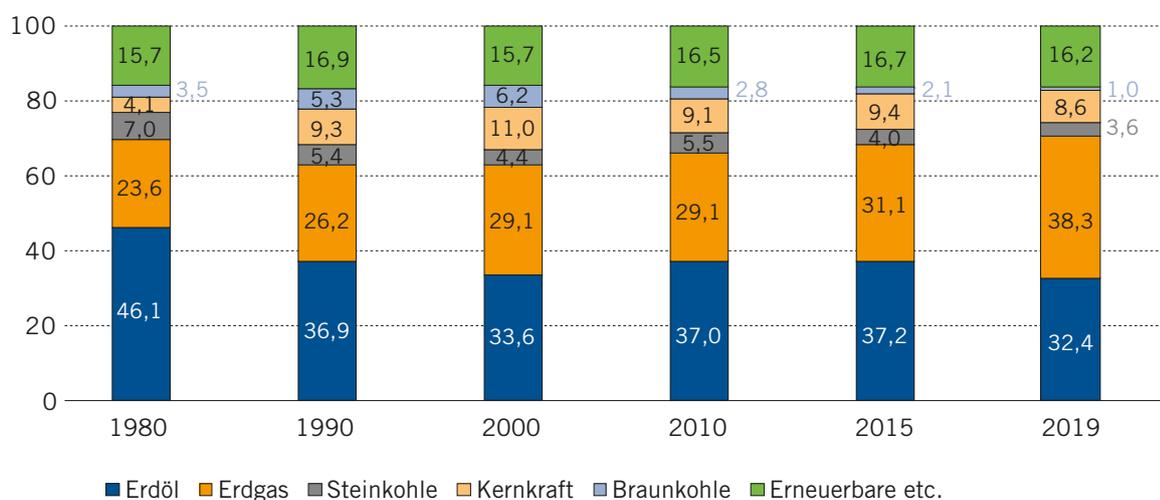
positiven Wirkungen auf den Treibhausgasausstoß der USA. Aktuell sind die USA weltweit der größte Förderer von Erdöl und -gas und spielen aufgrund der Erdgasexporte international eine führende Rolle in der globalen Energieversorgung.¹⁶ In den 1970er Jahren hing das

Land hingegen noch stark von Erdölimporten aus dem Nahen Osten ab.

Die Importabhängigkeit des Vereinigten Königreichs stieg in den letzten zwei Dekaden deutlich.

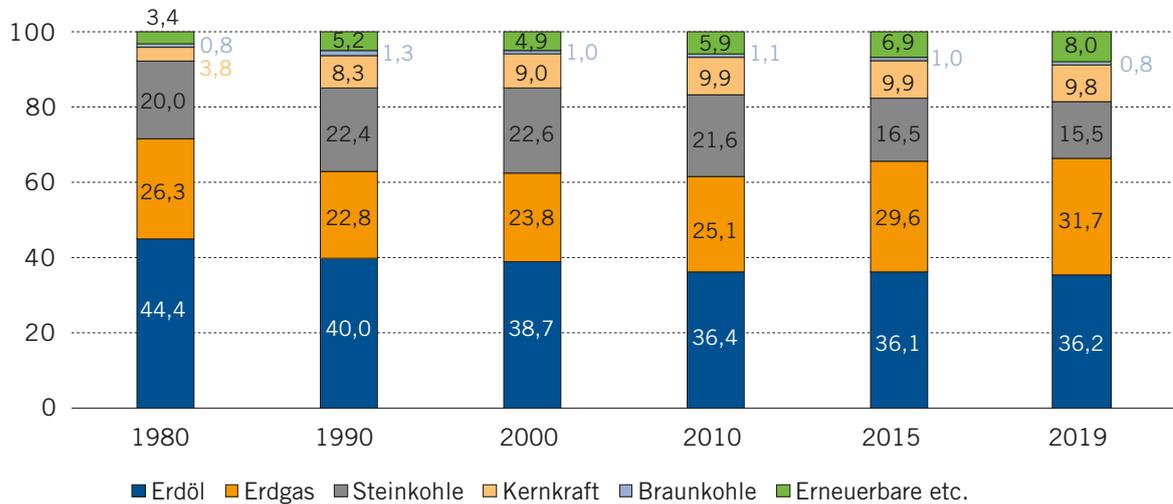
¹⁶ Vgl. Prof. Dr. Frondel, Manuel/Dr. Horvath, Marco, The U.S. Fracking Boom: Impact on Oil Prices, in: Energy Journal, 40, 4/2019, S. 191-205.

Abbildung 1.10: Primärenergiemix von Kanada



Quelle: Eigene Berechnungen der Anteile auf Basis von Daten der Internationalen Energieagentur (IEA), 2022

Abbildung 1.11: Primärenergiemix der USA



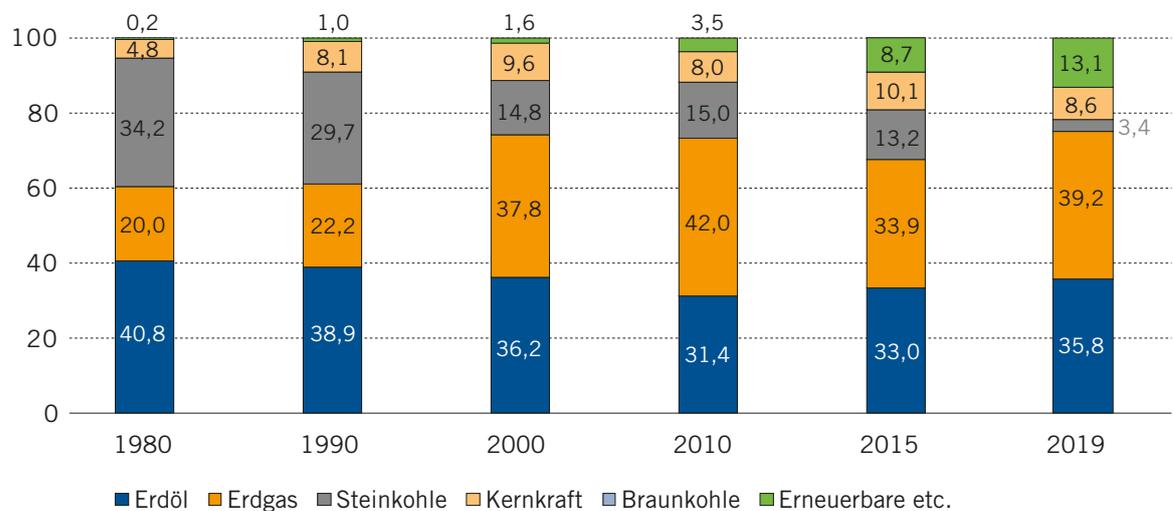
Quelle: Eigene Berechnungen der Anteile auf Basis von Daten der Internationalen Energieagentur (IEA), 2022

Im Gegensatz zu den USA nahm die Importabhängigkeit des Vereinigten Königreichs Großbritannien und Nordirland bei fossilen Brennstoffen in den beiden vergangenen Dekaden deutlich zu. Sie beträgt rund 40 %¹⁷ und ist damit deutlich niedriger als die Importquote von Deutschland, welche gegenwärtig bei ca. 70 % liegt (vgl. *Energie*

für Deutschland 2022, Art. 4.1). Noch zu Beginn des Jahrtausends war das Land jedoch Selbstversorger bei Erdöl und Erdgas. Trotz einer vorübergehenden Erhöhung der Öl- und Gasproduktion in den vergangenen Jahren und der sich daraus ergebenden Stabilisierung der Importquote, ist langfristig zu erwarten, dass die Öl- und Gasvorkommen in der Nordsee zur Neige gehen werden. Der dadurch drohenden Verschlechterung bei der Energieversorgungssicherheit begegnet das Vereinig-

17 Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), United Kingdom 2019 – Energy Policy Review, Paris 2019, S. 24.

Abbildung 1.12: Primärenergiemix des Vereinigten Königreichs



Quelle: Eigene Berechnungen der Anteile auf Basis von Daten der Internationalen Energieagentur (IEA), 2022

te Königreich aktuell durch einen verstärkten Ausbau von Windparks vor den Küsten und künftig durch den sehr teuren Neubau von Kernkraftwerken.

Die Nutzung von Kohle, die seit Jahren ausschließlich importiert wird, nimmt beständig ab. Steinkohle hatte daher im Jahr 2019 lediglich noch einen Anteil am Primärenergiemix von unter 5 %. Der Verbrauch an Steinkohle sank zwischen 2000 und 2021 von rund 50 auf rund 8 Mio. t. Darüber hinaus sorgt die Diversifizierung im Gasangebot durch einen Mix aus heimischer Produktion, Pipeline- sowie LNG-Importen für eine vergleichsweise hohe Energiesicherheit hinsichtlich Energieimporten.¹⁸

Auch die Sicherheit der Versorgung mit Rohöl und Ölprodukten ist laut der IEA *robust*, obwohl das Vereinigte Königreich seit 2013 ein Nettoimporteur von raffinierten Ölprodukten ist.¹⁹ Ein Grund für die vergleichsweise sichere Versorgung ist, dass das Land Ölvorräte für rund 240 Tage vorhält, während die IEA ihre Mitgliedsländer lediglich dazu verpflichtet, Vorräte für mindestens 90 Tage anzulegen. Sämtliche Vorräte werden dabei von der Industrie gehalten.

Summa summarum ist das Versorgungsrisiko mit Energierohstoffen in jenen G7-Ländern am niedrigsten, die sich, zusätzlich zum EE-Ausbau, vollkommen selbst mit Erdöl, Erdgas und Kohle versorgen können. Dies trifft auf Kanada, aber seit einigen Jahren auch auf die USA zu. Umgekehrt ist tendenziell das Versorgungsrisiko mit Energierohstoffen in jenen Ländern am höchsten, die mangels ausreichender eigener Reserven den allergrößten Teil an Energierohstoffen importieren müssen. Zu diesen energierohstoffarmen Ländern zählen insbesondere Japan, Italien und Frankreich.

➤ Deutschland weist innerhalb der G7 neben Italien das höchste Energieversorgungsrisiko auf.

Allerdings gehen diese Länder unterschiedlich mit ihrer Rohstoffarmut um und weisen daher ein deutlich unterschiedliches Energieversorgungsrisiko auf.²⁰ So haben Frankreich und Japan ihre Energieversorgungssicherheit vor Jahrzehnten dadurch erhöht, dass sie stark auf den quasiheimischen Energieträger Kernenergie gesetzt haben. Italien hingegen hat den Einsatz der Kernkraft in den 1980er Jahren gänzlich aufgegeben und kann – im Gegensatz zu Deutschland – auch nicht auf heimische Vorräte an Braunkohle zurückgreifen. Stattdessen ist Italien stark abhängig von Erdgas und entsprechenden Importen. So wurde der Primärenergiebedarf Italiens in den vergangenen Jahren zu rund 40 % durch Erdgas gedeckt, von dem rund 40 % aus Russland importiert wurde. Dies erklärt, warum Italien neben Deutschland unter den G7-Ländern das höchste Energieversorgungsrisiko aufweist. Die Hauptursachen dafür sind die fehlende Diversifikation bei den Primärenergieträgern im Energiemix, aber vor allem die mangelnde Diversifikation bei den Importen an fossilen Rohstoffen, insbesondere Erdgas.²¹

¹⁸ Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), United Kingdom 2019 – Energy Policy Review, Paris 2019, S. 24.

¹⁹ Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), Natural Gas Information 2019, Paris 2019, S. 24.

²⁰ Vgl. Prof. Dr. Frondel, Manuel/Dr. Ritter, Nolan/Prof. Dr. Dr. h.c. Schmidt, Christoph M., Measuring Long-term Energy Supply Risks: A G7 Ranking, in: Energy Studies Review 91(1)/2012, S. 117–128.

²¹ Vgl. Dr. Schaefer, Thilo/Küper, Malte, Ukraine-Krieg: Weg vom russischen Gas. IW-Nachricht, 10.03.2022, abrufbar unter <https://www.iwkoeln.de/presse/iw-nachrichten/hubertus-bardt-malte-kueper-thilo-schaefer-weg-vom-russischen-gas.html> (zuletzt abgerufen am 12.05.2022).

1.5 Verflüssigtes Erdgas (LNG)

Die Ergebnisse der Risikoindikator-Berechnungen legen nahe, dass eine tatsächliche Umsetzung der Androhung Russlands, einen Lieferstopp für russisches Gas zu verhängen, für Deutschland zu einer besonderen Herausforderung werden würde. Die Hoffnung politischer Entscheidungsträger, dieser Herausforderung begegnen zu können, beruht u. a. auf zusätzlichen Importen von LNG. Zur Realisierung dieser Hoffnung müssen allerdings in Deutschland noch nicht vorhandene Regasifizierungsterminals gebaut bzw. gechartert werden. Denn das per Schiff gelieferte verflüssigte Erdgas muss wieder in den gasförmigen Zustand versetzt werden, bevor es in bestehende, aber noch zu verlängernde, Pipelines eingespeist werden kann.

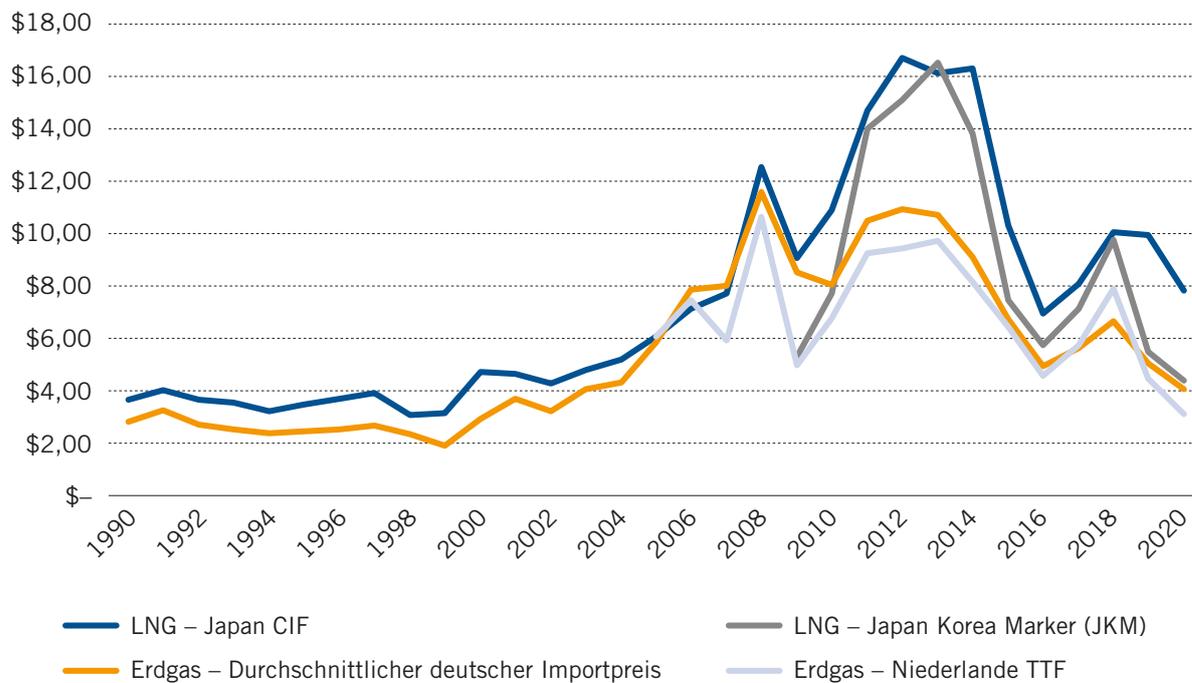
Derweil ist der Bezug von LNG über die in den europäischen Nachbarstaaten vorhandenen Terminals aufgrund beschränkter Pipelinekapazitäten, welche die Nachbarstaaten mit Deutschland verbinden, kurzfristig sehr limitiert. So gibt es zwar in vielen Nachbarstaaten LNG-Terminals, etwa in Belgien, Frankreich, den Niederlanden

und Polen.²² Angesichts der dort derzeit bereits sehr stark ausgelasteten Kapazitäten und sehr hoher Nachfragen aus den Nachbarländern kann jedoch nicht damit gerechnet werden, dass Deutschland kurzfristig substanzial zusätzliche LNG-Mengen auf diesem Weg erhalten kann. Dies würde im Falle eines russischen Lieferstopps erst recht gelten, da die Nachbarländer dann ebenfalls unter einem Mangel an Erdgas leiden würden.

Kurzfristig dürfte allenfalls das in Wilhelmshaven geplante schwimmende LNG-Terminal (*Floating Storage and Regasification Unit, FSRU*), welches eine Kapazität von 9 bis 10 Mrd. m³ pro Jahr aufweisen soll, zur Verfügung stehen und zusätzliche LNG-Mengen liefern können – womöglich bereits bis Ende des Jahres 2022. Weitere drei schwimmende LNG-Terminals sind gechartert, werden wohl aber erst später zur Verfügung stehen.

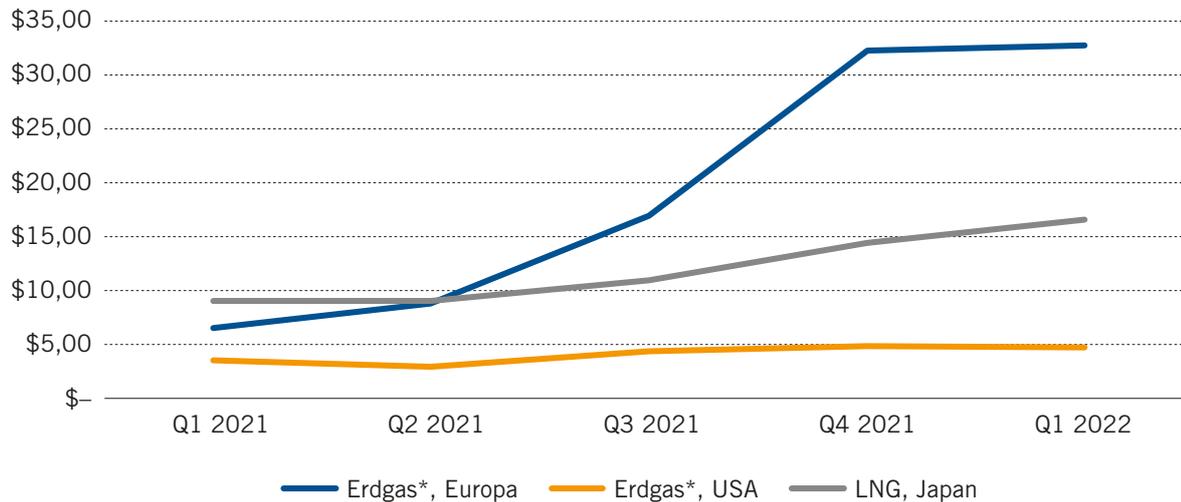
²² Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), FAQ-Liste LNG-Terminal in Deutschland, 06.03.2022, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/F/faq-liste-lng-terminal-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (zuletzt abgerufen am 12.05.2022).

Abbildung 1.13: Preise für verflüssigtes Erdgas (LNG) und gasförmiges Erdgas in US-Dollar pro Million British Thermal Units



Quelle: BP, Statistical Review of World Energy 2021, S. 41*

* 1 Million British Thermal Units (BTU) entspricht 26,4 Standardkubikmeter Gas.

Abbildung 1.14: Preise für verflüssigtes Erdgas (LNG) und gasförmiges Erdgas in US-Dollar pro Million British Thermal Units


*gasförmig

Quelle: Weltbank, 2022

Stationäre LNG-Terminals, die in Brunsbüttel und in Stade geplant sind, benötigen eine Bauzeit von mehreren Jahren. Das in Brunsbüttel geplante Terminal soll eine jährliche Regasifizierungskapazität von 8 Mrd. m³ aufweisen, das zweite stationäre LNG-Terminal in Stade könnte eine Kapazität von ähnlicher Größenordnung haben.²³

Über LNG-Terminals könnte Erdgas aus Regionen bezogen werden, die durch Gasleitungen nicht zu erreichen sind, wie aus den USA oder Katar.

Über diese Terminals könnte Erdgas aus Regionen bezogen werden, die durch Gasleitungen nicht zu erreichen sind, etwa aus Katar oder den USA. Durch die beiden geplanten stationären LNG-Terminals allein könnten bis zu knapp 20 % des jährlichen Erdgasverbrauchs in

Deutschland von rund 95 Mrd. m³ gedeckt werden.²⁴ Voraussetzung dafür wären allerdings ausreichende LNG-Lieferungen aus den USA, Katar und anderen Staaten.

Ob jedoch tatsächlich zwei stationäre LNG-Terminals gebaut werden und welchen Anteil LNG künftig am Gasverbrauch in Deutschland haben wird, hängt von vielen Faktoren ab – insbesondere von der künftigen Entwicklung des Preises für Erdgas in Europa, der Angebotslage und den klimapolitischen Vorgaben. Die neuen LNG-Terminals würden nur dann stark ausgelastet, wenn der Erdgaspreis in Europa auch künftig hoch bleibt, denn LNG hat bedingt durch die Umwandlung vom gasförmigen in den flüssigen Zustand bei sehr niedrigen Temperaturen von bis zu –164 Grad Celsius, den Transport per Schiff und die anschließende Regasifizierung in der Regel einen Kostennachteil gegenüber gasförmigem Erdgas, das per Pipeline geliefert wird. Aus diesen Gründen wird LNG am Gasmarkt in der Regel zu deutlich höheren Preisen gehandelt.

So werden die LNG-Preise insbesondere durch die LNG-Nachfrage der asiatischen Abnehmer bestimmt, die, wie z.B. Japan, nicht an Pipelines angebunden sind.

²³ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), FAQ-Liste LNG-Terminal in Deutschland, 06.03.2022, S. 4, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/F/faq-liste-lng-terminal-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (zuletzt abgerufen am 12.05.2022).

²⁴ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), FAQ-Liste LNG-Terminal in Deutschland, 06.03.2022, S. 3, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/F/faq-liste-lng-terminal-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (zuletzt abgerufen am 12.05.2022).

Die Importpreise für LNG, die Japan zu bezahlen hat, sind traditionell deutlich höher als die Erdgaspreise in Europa, welche aufgrund der gegenüber LNG günstigeren Transportkosten für Erdgas aus den Lieferländern Norwegen, den Niederlanden und Russland in der Vergangenheit erheblich niedriger ausgefallen sind. So lagen die LNG-Importpreise für Japan im Jahr 2020 doppelt so hoch wie die mittleren Einfuhrpreise für Erdgas in Deutschland.

Erst in jüngster Zeit sind die Erdgaspreise in Europa massiv gestiegen (vgl. *Energie für Deutschland 2022*, Art. 3.4). Sie liegen aktuell deutlich über den LNG-Preisen für Japan. Infolgedessen haben die USA vermehrt LNG nach Europa transportiert, sodass die europäischen LNG-Terminals deutlich stärker ausgelastet sind als in früheren Jahren. Würde dieses Preisniveau dauerhaft in Europa bestehen bleiben, könnte sich der Neubau von LNG-Terminals zwar bezahlt machen.²⁵ Aus Sicht der privaten Verbraucher und Unternehmen wäre der Verbrauch von LNG in großem Maßstab gegenüber dem Bezug von in der Regel kostengünstigem Pipelinegas aber voraussichtlich mit Wohlfahrtsverlusten verbunden, da dauerhaft hohe Erdgaspreise auf dem Niveau der LNG-Importe Japans oder gar höher die Produktions- und Lebenshaltungskosten in Deutschland verteuern würden. Eine nachhaltig soziale Energieversorgungssicherheit im Sinne von für alle Bürger bezahlbarer Energie würde darunter leiden.

Es wäre daher grundsätzlich wünschenswert, dass LNG nur vorübergehend in großem Maßstab als potenzieller Ersatz für wegfallende russische Lieferungen dient und die Versorgungssicherheit mit Erdgas lediglich für eine Übergangszeit sichert, solange jederzeit mit einem russischen Gaslieferstopp gerechnet werden muss und kaum andere Alternativen in Sicht sind. Mittelfristig könnte ein Ersatz durch Pipelinegas die kostengünstigere Alternative sein. Das ist denkbar, da davon auszugehen ist, dass das derzeit hohe Gaspreisniveau die Ausbeutung von Lagerstätten in Europa befördert, die bislang aus wirtschaftlichen Gründen nicht in Angriff genommen wurde. Bspw. könnten im Jahr 2012 im rumänischen Wirtschaftsteil des Schwarzen Meeres entdeckte große Erdgasvorkommen, die Rumänien zu einem wichtigen Gasexporteur in der Region und zur Konkurrenz für Gazprom machen könnten, mit Hilfe ausländischer Investoren nach langer

Zeit des Zögerns nun erschlossen werden. Es ist aufgrund der derzeit hohen Erdgaspreise auch nicht ausgeschlossen, dass das gemeinsame Abkommen Griechenlands, Israels und Zyperns zum Bau der EastMed-Pipeline umgesetzt wird. Auf der Grundlage dieses Abkommens sollen europäische Verbraucher mit Erdgas aus dem israelischen Leviathan-Gasfeld beliefert werden. Die Reserven des vor Israel liegenden Feldes werden auf etwa 510 Mrd. m³ taxiert. Die U.S. Energy Information Administration gibt für das vor Zypern verortete Erdgasfeld Aphrodite 200 Mrd. m³ als Schätzung an.

Ein weiterer möglicher Schritt auf dem Weg zur Reduzierung der Abhängigkeit von russischem Erdgas wäre, den Gasverbrauch in Deutschland zu verringern, etwa durch Effizienzsteigerungen oder im Stromerzeugungssektor durch den stärkeren EE-Ausbau sowie den Einsatz von Kohle- statt Gaskraftwerken. Letzteres geschieht aufgrund des hohen Erdgaspreisniveaus derzeit aus rein marktwirtschaftlichen Gründen, ist jedoch wenig nachhaltig. Perspektivisch ist damit zu rechnen, dass fossiles Erdgas durch erneuerbaren Wasserstoff, Wasserstoffderivate, synthetisches Methan und andere CO₂-arme Gase substituiert wird. Allerdings werden CO₂-neutrale und erneuerbare Gase vor allem in naher Zukunft vergleichsweise teuer bleiben. Ausschlaggebend für die Preise synthetischer Gase werden die Preise der Eingangsstoffe Strom und Erdgas sein (vgl. *Energie für Deutschland 2022*, Art. 2.5).

²⁵ Zusätzlich zu schwimmenden LNG-Terminals, die hauptsächlich für eine Übergangszeit aus Versorgungssicherheitsgründen benötigt werden, dürften stationäre LNG-Terminals vor allem dann eine Perspektive haben, wenn sie später für den Import grünen Ammoniaks umgerüstet werden können. Ammoniak gilt als derzeit wettbewerbsfähigstes Wasserstoffderivat mit dem technologisch höchsten Reifegrad zum Transport und zur Lagerung von grünem Wasserstoff.

Exkurs: Bedeutung von mineralischen und metallischen Rohstoffen für die Energiewende, am Beispiel von Wind- und PV-Anlagen

Neben der Versorgungssicherheit mit Energierohstoffen spielt bei der Betrachtung von Deutschlands Energieversorgungssicherheit auch die Verfügbarkeit von nicht-energetischen Metallen und Seltenen Erden eine zunehmend wichtige Rolle. So erfordert nicht zuletzt die Produktion und Installation vieler erneuerbarer Energietechnologien und -anlagen eine ganze Reihe mineralischer und metallischer Rohstoffe. Die Energiewende ist damit eng mit hohen Rohstoffbedarfen verknüpft.

Für den Bau von Windkraftanlagen (WKA) werden bspw. vor allem Beton und Stahl benötigt. Sie sind zwei wesentliche Materialien für die Fundamente der Anlagen. Für die Herstellung von Stahl ist neben Eisen eine Vielzahl von Stahlveredlern, wie Nickel, Molybdän, Mangan und Chrom, erforderlich. Gusseisen wird in WKA zur Befestigung von verschiedenen Teilen, wie z. B. von Gondel, Getriebe und Generator, verwendet. Aluminium dient der Herstellung von leichten Komponenten wie dem Turbinenturm und kommt aufgrund seiner guten Leitfähigkeit (neben Kupfer) in Stromkabeln vor. Kupfer wird vor allem in den Stator- und Rotorwicklungen des Generators, den Starkstromkabeln, den Transformatoren und der Erdungsanlage eingesetzt. Polymere werden überwiegend in der Turbine der WKA verwendet. Außerdem kommen sie zusammen mit Aluminium, Kupfer und Stahl bei der Herstellung von Kabeln für die Anlagen zum Einsatz.²⁶ Steuereinheiten bei WKA bestehen aus elektronischen Signal- und Leistungskomponenten, wie Widerständen, Kondensatoren und integrierten Schaltkreisen. Zu den wichtigen Rohstoffen in diesen Komponenten gehören Aluminium, Zinn, Zink, Tantal und Edelmetalle.

Bei PV-Anlagen (PVA) werden zwei Technologien – Dickschicht- und Dünnschichtzellen – unterschieden. Mit rund 95 % dominieren derzeit die Dickschichtzellen der kristallinen Siliziumwafer-Technologie den globalen PV-Markt.²⁷ Bei dieser Technologie werden Silizium-Scheiben (*Wafer*) zur Absorption des Sonnenlichtes verwendet. In der Regel wird auf die Wafer Silberpaste aufgebracht, die den erzeugten Strom transportiert. Bei Dünnschichtzellen bestehen die photovoltaisch aktiven Materialien z. B. aus amorphem Silizium, Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid oder Kadmium-Tellurid. Die in den PVA verwendeten Materialien können in zwei Hauptgrup-

pen eingeteilt werden: Materialien, die für die PV-Module und -Systeme verwendet werden und diejenigen, die zur Herstellung der Solarzellen benötigt werden. Beton, Stahl, Kunststoffe, Glas, Aluminium und Kupfer zählen zu der ersten Gruppe und werden u. a. in systemtragenden Strukturen, Modulrahmen und Gestellen, als Trägermaterialien und in Kabeln eingesetzt. Silizium, Silber, Germanium, Kadmium, Tellur, Kupfer, Indium, Gallium und Selen zählen zu der zweiten Gruppe und sind Spezialmetalle zur Herstellung der Solarzelle.

Bewertung der Rohstoffsituation

Die Deutsche Rohstoffagentur (DERA) in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) beobachtet und bewertet die internationalen Märkte metallischer Rohstoffe kontinuierlich. Ein Großteil der Märkte der für WKA und PVA benötigten Rohstoffe ist hochkonzentriert und die Metalle kommen überwiegend aus Ländern mit mittlerem gewichteten Länderrisiko. Diese Konstellation kann zu einem erhöhten Preis- und Lieferisiko führen. Durch die Ausübung von Marktmacht bedeutender Produktionsländer, z. B. durch die Einführung von Förderquoten oder den Auf- und Ausbau von Handelsbarrieren, kann es daher zu Preiserhöhungen und Lieferausfällen kommen. Besonders hohe Marktkonzentrationen der identifizierten Metalle weisen Gallium, Germanium und die Seltenen Erden auf. Diese Rohstoffe kommen zum überwiegenden Teil aus China. Wie das Beispiel der Seltenen Erden bereits in der Vergangenheit zeigte, nutzt China seine Quasi-Monopolstellung, um Produktionsmengen und damit auch die Preise zu bestimmen. Das Land misst den Seltenen Erden eine strategische Bedeutung bei und kontrolliert über Produktionsquoten den Bergbau sowie die Weiterverarbeitung im eigenen Land.

Viele Spezialmetalle, die für WKA und PVA benötigt werden, weisen zudem noch eine weitere Besonderheit auf. Es handelt sich um vergleichsweise kleine Märkte (Weltproduktion <100.000 t/a) und die Gewinnung erfolgt meist als Beiprodukt im Zuge der Produktion von Industriemetallen wie Aluminium, Kupfer und Zink. Sie können dadurch weniger schnell auf Nachfragesprünge reagieren als die großen Märkte der Industriemetalle. Dennoch sind Spezialmetalle, wie Indium, Selen und Tellur, aufgrund ihrer ganz spezifischen Eigenschaften oft unerlässlich für Hightech-Anwendungen. Vor dem Hintergrund der Energiewende stellt die Versorgung mit Metallen und Seltenen Erden daher ebenfalls eine bedeutende Dimension der deutschen Versorgungssicherheit dar.

²⁶ Vgl. Carrara, S./Alves Dias, P./Plazzotta, B./Pavel, C., Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system. – Publication Office of the European Union, Luxembourg 2020.

²⁷ Vgl. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Photovoltaics Report, 24.02.2022, abrufbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf> (zuletzt abgerufen am 12.05.2022).

Abbildung 1.15: Kritikalität der für Windkraft- und PV-Anlagen benötigten Rohstoffe anhand von Angebotskonzentration (HHI) und Länderrisiko der Produktionsländer sowie Anteile der größten Produktionsländer im Jahr 2018



Quelle: DERA, 2021*; BGR, 2021**

* Vgl. DERA – Deutsche Rohstoffagentur in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, DERA-Rohstoffliste 2021. DERA Rohstoffinformationen 49, Berlin 2021, S. 108.

** Vgl. BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Fachinformationssystem Rohstoffe – unveröffentlicht, Hannover ohne Jahr (Stand: 14.02.2022).

1.6 Stromversorgungssicherheit

Der Indikator zur Quantifizierung des Energieversorgungsrisikos bezieht sich auf das langfristige Risiko der Versorgung eines Landes mit Primärenergie. Er ist daher zur Beschreibung der Versorgungssicherheit mit dem Sekundärenergieträger Strom ungeeignet. Dieser Thematik wird sich im Folgenden statt mit einem Indikator in qualitativer Weise gewidmet.

Deutschlands Stromversorgung steht vor großen Herausforderungen. Erstens: Bis Ende des Jahres 2022 gehen durch den gesetzlich festgelegten Kernenergieausstieg im Vergleich zum Jahr 2020 Kapazitäten im Umfang von rund 8 Gigawatt (GW) Nettoleistung vom Netz. Es müssen daher rund 65 Mrd. Kilowattstunden (kWh) an emissionsfreiem Nuklearstrom bzw. rund 11 % des Stromverbrauchs des Jahres 2020 durch andere Energietechnologien ersetzt werden.²⁸ Derzeit sind noch drei Kernkraftwerke mit einer Nettonennleistung von etwas mehr als 4 GW in Betrieb: Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2. Mit dem Abschalten dieser Anlagen ist es erforderlich, rund 6 % der aktuellen Stromerzeugung in Deutschland anderweitig zu produzieren.

Zweitens: Der mit dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) beschlossene ordnungsrechtliche Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland stellt vor dem Hintergrund des Kernenergieausstiegs und potenzieller Gasknappheiten eine besondere Herausforderung dar. Der Kohleausstieg soll spätestens bis zum Jahr 2038 abgeschlossen sein. Das bedeutet, dass 42,6 GW Kohlekraftwerkskapazitäten, die im Jahr 2017 rund 241 Mrd. kWh Strom produzierten und damals knapp 37 % zur Stromerzeugung beitrugen²⁹, abgeschaltet und ersetzt werden müssen. Bereits bis zum Ende des Jahres 2022 soll die Leistung bei Braun- und Steinkohle auf je-

weils 15 GW zurückgeführt werden. Das entspricht gegenüber 2017 einem Leistungsrückgang von 4,9 GW an Braunkohlekraftwerken und 7,7 GW an Steinkohlekraftwerken.

Deutschlands Versorgung mit Strom steht vor großen Herausforderungen.

Bis 2030 soll die Leistung der im Markt befindlichen Kohlekraftwerke auf max. 9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle verringert werden. Das entspricht im Vergleich zu 2017 einem Rückgang von 10,9 GW bei Braunkohlekraftwerken und 14,7 GW bei Steinkohlekraftwerken. Folglich sollen bis zum Jahr 2030 25,6 GW an Kohlekraftwerksleistung gegenüber dem Jahr 2017 abgeschaltet werden. Dies ist nahezu ein Drittel der im Jahr 2021 vorhandenen Kapazitäten an konventionellen Kraftwerken, die eine Leistung von insgesamt rund 84 GW aufwiesen³⁰, wenn man Pumpspeicherleistung von rund 10 GW nicht dazurechnet.

Dieser Ausstiegsplan für die Kohleverstromung ist an eine Reihe von energie- und sozialpolitischen Bedingungen geknüpft und soll in den Jahren 2022, 2026 und 2029 überprüft werden. Sofern die energie- und betriebswirtschaftlichen sowie beschäftigungspolitischen Voraussetzungen vorliegen, kann das Ausstiegsdatum in Verhandlungen mit den Betreibern auch auf 2035 vorgezogen werden. Die Überprüfung, ob dies möglich ist, ist für das Jahr 2032 geplant (sog. *Öffnungsklausel*).

28 Vgl. Prof. Dr. Frondel, Manuel, Das Klimaschutz-Sofortprogramm von Bündnis90/Die Grünen: Mögliche Auswirkungen auf Emissionen und Gesellschaft, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 1/2022, S. 1–20.

29 Vgl. Prof. Dr. Frondel, Manuel, Dekarbonisierung bis zum Jahr 2050? Klimapolitische Maßnahmen und Energieprognosen für Deutschland, Österreich und die Schweiz. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 44 (3) 2021, S. 195–221.

30 Vgl. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, 15.11.2021, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Bilder/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/uebersichtsgrafik_Kraftwerksliste.png?sessionid=8C7A367732F1E040440DD1B19B759136?__blob=poster&v=1 (zuletzt abgerufen am 12.05.2022).

Tabelle 1.2: Kapazitäten an Stein- und Braunkohlekraftwerken in Deutschland in GW laut Kohleausstiegsplan

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

Quelle: Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG)

Nicht zuletzt angesichts möglicher Lieferstopps bei russischem Erdgas könnte die für das Jahr 2022 vorgesehene erste Überprüfung unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit mit Strom allerdings zu spät stattfinden. So könnte bis Ende 2022 durch die vorgesehene Abschaltung an Kohlekraftwerks- und Kernkraftwerksleistung gegenüber dem Jahr 2017 insgesamt rund 20 GW an konventioneller Kraftwerksleistung bzw. rund ein Fünftel des heutigen konventionellen Kraftwerksparks nicht mehr zur Verfügung stehen und die konventionellen Kapazitäten könnten bei ausbleibendem Zubau neuer Kraftwerke auf rund 72 GW schrumpfen. Dann würden zur Deckung der Spitzenlast, die im Winter in Deutschland bei über 80 GW liegt, nicht mehr ausreichend konventionelle Kapazitäten zur Verfügung stehen und man wäre auf Stromimporte, Pumpspeicher, Maßnahmen zur temporären Nachfragereduktion (Lastmanagement) und den Beitrag der erneuerbaren Technologien dringend angewiesen.

Letztlich besteht die Gefahr, dass dies alles nicht in ausreichendem Maße verfügbar ist, denn Windkraft- und Photovoltaik (PV)-Anlagen tragen nur in geringem Umfang zur gesicherten Leistung bei.³¹ Diese Beiträge liegen statistisch betrachtet zwischen 0 % (PV) und 5 % (Wind). Da die höchste Last (Stromnachfrage) typischerweise im Herbst und Winter auftritt, wenn es bereits dunkel ist und die PV keinen Beitrag leisten kann, müsste bei länger andauernder Windflaute des nachts nahezu die gesamte Last durch Importe und vor allem heimische konventionelle Kraftwerke gedeckt werden. Zu diesem Zweck wird im Koalitionsvertrag der Ampel-Regierung auf den zunehmenden Einsatz bestehender sowie den Zubau neuer, wasserstofffähiger Erdgaskraftwerke gesetzt, die anstelle der abgeschalteten Kohlekraftwerke die Sicherung der Versorgung mit Strom übernehmen sollten.³²

Insbesondere bei einem, ebenfalls im Koalitionsvertrag festgehaltenen, Vorziehen des Kohleausstiegs auf „idealerweise“³³ das Jahr 2030 würde der Bau zahlreicher neuer, wasserstofffähiger Erdgaskraftwerke erforder-

lich sein.³⁴ So hat das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) im Dezember 2021 berechnet, dass Deutschland zusätzliche Gaskraftwerke mit einer Kapazität von 23 GW braucht, um schon im Jahr 2030 aus der Kohle aussteigen zu können.³⁵ Andere Studien, etwa die des Beratungsunternehmens Boston Consulting Group (BCG), kommen zum Ergebnis, dass zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit in der Dekade bis 2030 sogar ein Zubau von 43 GW an Erdgaskraftwerken erforderlich sei.³⁶ Dafür seien Investitionen in Höhe von 48 Mrd. € nötig.

Bei einem Vorziehen des Kohleausstiegs auf das Jahr 2030 würde der Bau zahlreicher neuer, wasserstofffähiger Erdgaskraftwerke erforderlich sein.

Bei einer im Jahr 2021 installierten Nettolenistung an Erdgaskraftwerken von knapp 32 GW³⁷ würde eine zusätzliche Leistung von 23 bis 43 GW einen massiven Zubau an Erdgaskraftwerken bedeuten. Während ein Zubau von 43 GW bis zum Jahr 2030 kaum realisierbar sein dürfte, erscheint der Zubau von lediglich 23 GW an Erdgaskraftwerken, wie ihn das EWI bei einem vorgezogenen Kohleausstieg auf das Jahr 2030 für ausreichend hält, allerdings als zu wenig, um die Versorgungssicherheit im Winter bei einer Nachfragelast von über 80 GW gewährleisten zu können. Denn es ist davon auszugehen, dass aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung des Verkehrs- und des Wärmesektors durch das Wachstum der

31 Vgl. Prof. Dr. Schiffer, Hans-Wilhelm, Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit der Braunkohle für die Energieversorgung in Deutschland. Zeitschrift für Energiewirtschaft 43 (2)/2019, 71–84 und Prof. Dr. Schiffer, Hans-Wilhelm/Prof. Dr. Ulreich, Stefan/Dr. Zimmermann, Tobias, Klimaneutralität und Versorgungssicherheit ein Widerspruch? Energiewirtschaftliche Tagesfragen 72 (5)/2022, 23–34.

32 Vgl. Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD)/BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN/Freie Demokratische Partei (FDP), Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021–2025, Berlin 2021, S. 58.

33 Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD)/BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN/Freie Demokratische Partei (FDP), Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021–2025, Berlin 2021, S. 58.

34 Wasserstofffähige Erdgaskraftwerke werden in Ermangelung wirtschaftlicher Speichertechnologien wohl auch langfristig erforderlich sein, um die Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten. Investitionen in derartige Kraftwerke sollten daher keine stranded investments darstellen. Vgl. Prof. Dr. Schiffer, Hans-Wilhelm/Prof. Dr. Ulreich, Stefan/Dr. Zimmermann, Tobias, Klimaneutralität und Versorgungssicherheit ein Widerspruch? Energiewirtschaftliche Tagesfragen 72 (5)/2022, 23–34.

35 Vgl. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), Auswirkungen des Koalitionsvertrags auf den Stromsektor 2030, 06.12.2021, abrufbar unter <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/ewi-analyse-das-bedeutet-der-koalitionsvertrag-fuer-den-stromsektor/> (zuletzt abgerufen am 12.05.2022).

36 Vgl. Boston Consulting Group (BCG), Klimapfade 2.0. Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Gutachten für den BDI. Boston Consulting Group, Berlin 2021, S. 236.

37 Vgl. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, 15.11.2021, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Bilder/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/uebersichtsgrafik_Kraftwerksliste.png?__blob=poster&v=1 (zuletzt abgerufen am 12.05.2022).

Elektromobilität und die Zunahme des Einsatzes von Wärmepumpen die max. Nachfragelast bis zum Jahr 2030 noch ansteigen wird.

Darüber hinaus könnte ein massiver Anstieg an Erdgaskraftwerksleistung bedeuten, dass der Erdgasverbrauch in Deutschland bis zum Jahr 2030 erheblich steigt und es unter Umständen nötig wäre, dafür neben Pipelinegas auch LNG in erheblichem Maße einzusetzen. Das würde die Stromerzeugung auf Basis von Erdgas voraussichtlich noch teurer machen, als sie im Vergleich zur Verstromung auf Basis von Kohle, vor allem Braunkohle, bereits ohnehin ist. Vor diesem Hintergrund könnte es aus Gründen der Versorgungssicherheit, aber auch aus Wirtschaftlichkeitsgründen sinnvoll sein, von einem Vorziehen eines ordnungsrechtlichen Kohleausstiegs auf das Jahr 2030 Abstand zu nehmen. Stattdessen könnte der Kohleausstieg dem Markt bzw. den steigenden Emissionszertifikatspreisen überlassen werden. Aufgrund der Existenz des EU-Emissionshandels wäre dies im EU-weiten Maßstab betrachtet nicht einmal mit höheren CO₂-Emissionen verbunden: Die Emissionen würden statt im deutschen Stromerzeugungssektor woanders in der EU eingespart werden.³⁸ Zudem würde ein Kohleausstieg auch nicht dem Ziel der Erreichung der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 entgegenstehen, wenn er – wie vorgesehen – bis zum Jahr 2038 abgeschlossen wäre.

Bei einem ordnungsrechtlichen Kohleausstieg bereits im Jahr 2030 könnten hingegen weitere Entschädigungszahlungen an die Kraftwerksbetreiber in erheblichem Umfang anfallen.³⁹ Darüber hinaus gilt es zu bedenken, dass die eventuelle Notwendigkeit, LNG in großem Maßstab für die Verstromung einsetzen zu müssen, erhebliche Auswirkungen auf die privaten Haushalte und Unternehmen über höhere Strompreise hinaus hätte: Ein durch den verstärkten LNG-Einsatz induziertes hohes Gaspreisniveau kann die Wärmeerzeugung für private Haushalte sowie die Produktion von Unternehmen gleichermaßen verteuern.

Durch die Beibehaltung eines Mixes an Kohle und Erdgas in der Verstromung könnte – solange dies bei tendenziell steigenden Emissionszertifikatspreisen wirtschaftlich ist – indessen ein unnötig hohes Gaspreisniveau in Deutschland vermieden werden. Ganz nebenbei würde dadurch der Bezug von Primärenergie stärker diversifi-

ziert werden und ein erheblicher Bezug von LNG ließe sich so möglicherweise vermeiden. In diesem Kontext könnte, neben einem weiteren Ausbau der EE-Kapazitäten, auch der Rückgriff auf die heimische Braunkohle einen Mosaikstein in den Diversifizierungsbemühungen darstellen, der neben der absoluten Sicherheit in der Versorgung den Vorteil hätte, dass die Kosten der Gewinnung dieses Energierohstoffs von den Weltmarktpreisen für Energie unabhängig sind.

³⁸ Vgl. Prof. Dr. Frondel, Manuel, Das Klimaschutz-Sofortprogramm von Bündnis90/Die Grünen: Mögliche Auswirkungen auf Emissionen und Gesellschaft, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 1/2022, S. 1–20.

³⁹ Vgl. Prof. Dr. Frondel, Manuel, Das Klimaschutz-Sofortprogramm von Bündnis90/Die Grünen: Mögliche Auswirkungen auf Emissionen und Gesellschaft, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 1/2022, S. 1–20.

1.7 Fazit und Handlungsempfehlungen

Im Zuge des starken Preisanstiegs für Energierohstoffe ab der zweiten Jahreshälfte 2021 sowie des russischen Angriffs auf die Ukraine im Februar 2022 ist das Thema Energieversorgungssicherheit in Deutschland und Europa wieder einmal stark in den öffentlichen und politischen Fokus gerückt. Dieser Beitrag hat die rohstoffspezifischen Risiken Deutschlands bei der Versorgung mit Erdöl, Steinkohle und Erdgas seit Ende der 1970er Jahre quantifiziert, ebenso wie das Energieversorgungsrisiko für Deutschland insgesamt. Da Deutschland mit einer Energie-Importabhängigkeit von rund 70 % in hohem Maße auf Energieeinfuhren angewiesen ist, lag ein Augenmerk des Beitrags dabei auf der Versorgungssicherheit mit Energieimporten.

Im Ergebnis zeigt sich, dass das Risiko der Versorgung mit Energie nach dem von Frondel und Schmidt konzipierten Indikator zur Messung der langfristigen Energieversorgungssicherheit seit dem Ende der 1970er Jahre gestiegen ist, trotz der deutlichen Zunahme des Anteils der Erneuerbaren am Primärenergiemix auf aktuell rund 16 %. Neben Italien weist Deutschland auch im Vergleich mit den anderen Staaten der G7-Gruppe das höchste Energieversorgungsrisiko auf. Der Anstieg des Versorgungsrisikos geht nicht zuletzt auf die starke Zunahme der Rohöl-, Steinkohle- und Erdgasimporte aus Russland bei einem gleichzeitigen Rückgang der heimischen Anteile an der Versorgung mit diesen Energieträgern zurück.

Wird angenommen, dass im Jahr 2030 keinerlei Energieimporte mehr aus Russland stammen, nicht einmal mehr Erdgas, ginge das Versorgungsrisiko nach diesem Indikator deutlich zurück – auf das Niveau von vor der Jahrtausendwende, als es noch keine Ostseepipeline gab und russische Energieimporte noch eine deutlich geringere Bedeutung als im Jahr 2021 hatten. Diese Ergebnisse zeigen, welche hohe Relevanz einer Diversifikation für die Versorgungssicherheit zukommt, nicht allein bezüglich der Importländer, sondern auch bezüglich der Auswahl an verwendeten Energieträgern und -technologien.

Die Annahme, dass Importe an Erdgas, Rohöl und Steinkohle aus Russland im Jahr 2030 keinerlei Rolle mehr spielen werden, impliziert, dass ein Vorziehen des Kohleausstiegs auf das Jahr 2030 nach den Indikatorberechnungen praktisch keinen Unterschied im Energieversorgungsrisiko im Vergleich zum gesetzlich festgelegten Kohleausstieg für das Jahr 2038 machen. Wird diese Annahme fallengelassen und davon ausgegangen, dass auch im Jahr 2030 Energierohstoffe in erheblichem Maße aus Russland importiert werden, ergibt sich laut Indikator für das Szenario *Kohleausstieg 2030* ein deutlich

höheres Versorgungsrisiko im Jahr 2030 als für das Szenario *Kohleausstieg 2038*. Aus Sicht der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftlichkeit könnte es daher von Vorteil sein, den Kohleausstieg nicht auf das Jahr 2030 vorzuziehen, unter anderem, da eine alternative Stromerzeugung auf Basis von Erdgas deutlich kostenintensiver ist, vor allem dann, wenn dafür auf teures verflüssigtes Erdgas zurückgegriffen werden muss.

Zum Zwecke der Erhöhung der Versorgungssicherheit mit Energie ist in jedem Fall eine hinreichend starke Diversifizierung der Importe von Energierohstoffen aus einer Vielzahl an Bezugsländern anzustreben. Daneben wäre es zur Gewährleistung einer sicheren Energieversorgung Deutschlands sinnvoll, einen möglichst breiten Mix an Energierohstoffen und -technologien zu verwenden, um auch diesbezüglich für eine Diversifizierung zu sorgen. Aus diesem Grund sollte Technologieoffenheit eine erstrebenswerte Maxime von politischen Entscheidungsträgern sein. Entsprechend ist es zu begrüßen, dass Deutschland im Zuge des Ausstiegs aus der Nutzung fossiler Brennstoffe zur Erreichung der Klimaneutralität auf zahlreiche andere Energieträger setzt, etwa auf Wasserstoff sowie Wasserstoffderivate wie Ammoniak, und den Ausbau zahlreicher alternativer Technologien, wie die Stromerzeugung aus Windkraft oder PV, vorantreibt. Der Erneuerbaren-Ausbau in Deutschland trägt nicht nur zu einer Diversifizierung im Energiemix und damit langfristig zur Erhöhung der Versorgungssicherheit bei, sondern auch zu einer Minderung von CO₂-Emissionen. Der Sicherheit der Energieversorgung wäre es ebenfalls zuträglich, wenn die heimische Gewinnung an Energierohstoffen gesteigert wird, wann immer dies wirtschaftlich möglich ist.

Nicht zuletzt dienen auch kosteneffiziente Maßnahmen zur Verringerung des Energieverbrauchs und zur Steigerung der Energieeffizienz der Verbesserung der Versorgungssicherheit: Jede eingesparte Einheit an Energie kann den Importbedarf an fossilen Brennstoffen oder deren heimische Förderung reduzieren. Demnach wäre es empfehlenswert, insbesondere folgende Maßnahmen zu ergreifen:

- Zur Verringerung des Verbrauchs an fossilen Brennstoffen und Kraftstoffen sollte der Beginn des Handels mit Emissionszertifikaten im nationalen Brennstoffemissionshandel bereits im Jahr 2023 erfolgen, nicht erst im Jahr 2025. Dadurch würde bereits 2023 eine gemeinsame Emissionsobergrenze für die Sektoren Wärme und Verkehr vorgegeben werden müssen und die Emissionen dieser beiden Sektoren könnten durch

eine sukzessive Senkung dieser Emissionsobergrenze Jahr für Jahr in effektiver Weise gesenkt werden.

- Die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren bei Projekten zur Gewinnung heimischer Energierohstoffe, des Strom- und Gasnetzausbaus und zur Erschließung inländischer Energiequellen, nicht zuletzt in Bezug auf erneuerbare Energietechnologien. Wenngleich in ihren Potenzialen begrenzt, stellt hierbei etwa die Geothermie eine mit steigenden Preisen für Emissionszertifikate zunehmend attraktiver werdende Alternative zur Wärmeerzeugung in Gebäuden, Gewerbe, Industrie und Landwirtschaft dar, welche zur Steigerung der Wertschöpfung und Beschäftigung beitragen kann.
- Die regelmäßige Erstellung von Berichten zur Einschätzung der Sicherheit der Energieversorgung und von langfristigen energiepolitischen Strategien zur Sicherung der Versorgung, so wie dies in anderen G7-Staaten wie Japan und Italien geschieht. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz berichtet in Fortschrittsberichten zur Energiesicherheit aktuell zwar über die Fortschritte bei der kurzfristigen Verringerung der Importe an Kohle, Rohöl und Erdgas aus Russland. Mit Blick auf die langfristige Verbesserung der Energieversorgungssicherheit sollten sich diese Berichte jedoch nicht nur auf Krisenzeiten beschränken.⁴⁰

Deutschlands Energieversorgungssicherheit muss im europäischen Zusammenhang gesehen werden und ist keine rein nationale Angelegenheit – wie nicht zuletzt an der Verbundenheit der europäischen Staaten durch die Gaspipeline- und Stromnetzinfrasturktur erkennbar ist. Autarkie ist nicht erstrebenswert, da sie mit unnötig hohen Kosten verbunden ist und die immensen Vorteile des internationalen Handels und der internationalen Arbeitsteilung außer Acht lässt. So könnte bei der Steinkohle eine Autarkie auf Basis der heimischen Vorräte zwar vielleicht realisiert werden, die Kosten dafür wären jedoch ungleich höher als beim heutigen ausschließlichen Import von Steinkohle aus anderen Ländern. Hervorzuheben ist nicht zuletzt die Bedeutung internationaler Partnerschaften – z. B. im Bereich Wasserstoff und Derivate – sowie von europäischer Kooperation und Koordination, etwa durch Bildung einer europäischen Nachfragegemeinschaft beim Einkauf von Erdgas.

Ein Land oder eine Region sollte bei der Versorgung mit Energie zudem nicht allein deren Sicherheit im Blick ha-

ben. Vielmehr gilt es, die drei Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks immer parallel zu verfolgen. Der World Energy Trilemma Index des World Energy Council bewertet bereits seit vielen Jahren die Performance einzelner Länder anhand des *Trilemmas* aus Energieversorgungssicherheit (*energy security*), Energiegerechtigkeit (*energy equity*) und Nachhaltigkeit (*environmental sustainability*). Deutschland erreichte im Jahr 2021 den 7. Platz, ebenso wie im Vorjahr.⁴¹ Die ersten zehn Plätze der Trilemma-Rangliste werden regelmäßig von europäischen Ländern belegt. Platz 1 errang im Jahr 2021 Schweden, gefolgt von der Schweiz, Dänemark, Finnland, dem Vereinigten Königreich und Frankreich. Dass diese Länder besser als Deutschland abschnitten, ist u. a. damit zu erklären, dass die Bundesrepublik als Nettoenergieimporteur sehr stark von Energieeinfuhren abhängig ist und gleichzeitig im Jahr 2021 die höchsten Strompreise für private und gewerbliche Verbraucher in der EU verzeichnete. Zudem legte Deutschland in den vergangenen Jahren verstärkt den Fokus auf den Aspekt der Nachhaltigkeit der Energieversorgung, während die Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit in der deutschen Energiepolitik eine untergeordnete Rolle spielten. Um die Gefahr der Vernachlässigung der einen Dimension gegenüber den anderen zu vermeiden, sollten politische Entscheidungsträger künftig noch stärker auf einen Ausgleich der drei Dimensionen setzen und alle drei Ziele mit möglichst gleicher Intensität verfolgen.

Insgesamt wäre es sinnvoll, wenn dem Thema Versorgungssicherheit nicht nur vorübergehend eine hohe politische Relevanz beigemessen wird, weil etwa in den kommenden Wintern mit möglichen Versorgungsengpässen bei Erdgas aufgrund potenzieller russischer Lieferstopps gerechnet werden muss. Die Gesellschaft steht vielmehr langfristig vor der Herausforderung, nicht nur Alternativen zur Kohle zu finden, sondern auch einen nachhaltigen Ersatz für Erdgas und Rohöl. Es wäre ratsam, dieser immensen Herausforderung mit Technologieoffenheit und einer staatlich unterstützten Innovationsoffensive zu begegnen. Wasserstoff dürfte neben dem Ausbau der Erneuerbaren, der Steigerung der Energieeffizienz und der verstärkten Nutzung synthetischer Kraft- und Brennstoffe ein Baustein für die Energieversorgung der Zukunft sein. Aktuell existieren allerdings noch viele Unsicherheiten hinsichtlich der verfügbaren Mengen an Wasserstoff, der Produktions- und Transportkosten, der internationalen Sicherheits- und Zertifizierungsstandards sowie der Herausbildung globaler Wertschöpfungsketten.

⁴⁰ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Zweiter Fortschrittsbericht Energiesicherheit, 01.05.2022, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0501_fortschrittsbericht_energiesicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (zuletzt abgerufen am 12.05.2022).

⁴¹ Vgl. World Energy Council, World Energy Trilemma Index I 2021, London 2021, S. 7. Zugrunde gelegt sind dabei verschiedene Indikatoren, wie die Energiepreishöhe, die Diversifizierung der Primärenergieversorgung, die Abhängigkeit von Energieimporten und Energiespeichermöglichkeiten. Sie werden durch politische Indikatoren wie Rechtstaatlichkeit ergänzt.

Energie in der Welt

- 2.1 Zahlen & Fakten
- 2.2 Ergebnisse der COP26 in Glasgow
- 2.3 Erreichbarkeit des 1,5 Grad-Ziels
- 2.4 Bepreisung und Subventionierung von Energie im internationalen Vergleich
- 2.5 Zukunft von Gas: Eine neue Welt gasförmiger Energieträger
- 2.6 Verbesserung der Resilienz von Energieinfrastrukturen



2.1 Zahlen & Fakten

- Die Wirtschaft der G20-Staaten erholte sich nach dem COVID-19-Krisenjahr 2020 in 2021 wieder. Der Primärenergieverbrauch stieg um 5 %.
- Eine höhere Nachfrage nach Strom führte zu einem Anstieg des Kohle- und des Gasverbrauchs.
- Die Preise für Öl, Gas und Kohle erreichten infolge des steigenden Verbrauchs Rekordhöhen.

Nach der von der COVID-19-Pandemie verursachten Rezession und dem Rückgang des Energieverbrauchs im Jahr 2020 verzeichneten die G20-Staaten¹ 2021 eine starke wirtschaftliche Erholung. Neben China, das sich bereits Mitte 2020 rasch von der Krise erholt hatte, verzeichneten 2021 alle G20-Volkswirtschaften ein Wirtschaftswachstum von durchschnittlich 6 %, das einen Anstieg des Energieverbrauchs um 5 % begünstigte.² Das Ende des Lockdowns und der Reisebeschränkungen wirkte sich auch stark auf den Verkehr und den Ölverbrauch (+4 %) sowie den Stromverbrauch (+5 %) aus. Eine gestiegene Stromnachfrage steigerte wiederum den Verbrauch von Gas und Kohle um 5,5 % bzw. fast 6 %. Deren Preise auf den Weltmärkten erreichten in der Folge Rekordhöhen. Trotz des Preisanstiegs veranlasste die relative Wettbewerbsfähigkeit von Kohle im Vergleich zu Gas viele Stromerzeuger dazu, die Kohleverstromung zu steigern. Dies gilt sogar für die EU und die USA, wo die Kohlenutzung in den letzten zehn Jahren an Boden verloren hatte. Die meisten Stromkapazitäten, die 2021 hin-

zukamen, waren erneuerbare Energien (EE) – vor allem Solar- und Windenergie. Ihr Anteil am G20-Strommix wuchs weiter von 2 % im Jahr 2010 auf 11 % im Jahr 2020 sowie auf 12 % im Jahr 2021.

Wirtschaftswachstum

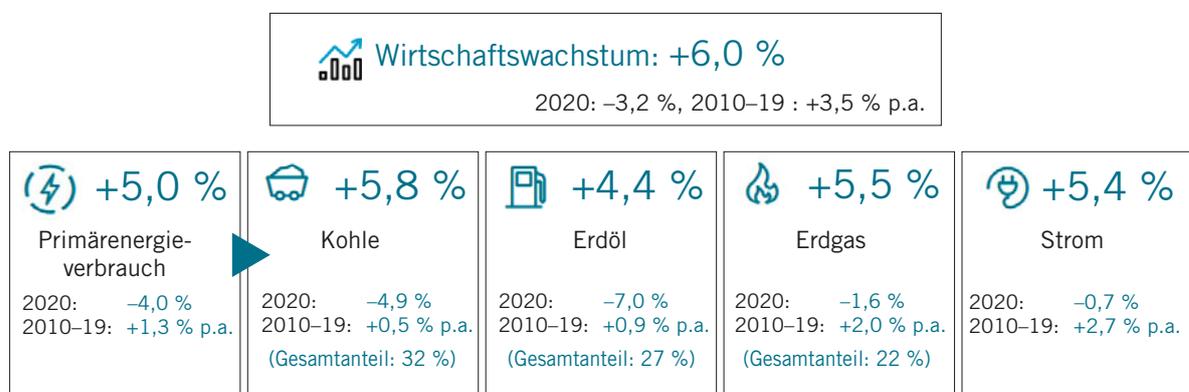
2021 war ein Jahr der starken wirtschaftlichen Erholung in allen G20-Volkswirtschaften. Nachdem das Bruttoinlandsprodukt (BIP) 2020 aufgrund der COVID-19-Pandemie um 3,2 % gesunken war, wuchs es im Folgejahr um 6 % – und lag damit sogar um 2,7 % höher als 2019.

➤ Die G20-Volkswirtschaften erlebten 2021 eine starke wirtschaftliche Erholung, insbesondere in Indien (+13 %), China (+7,8 %) und den USA (+6,5 %).

Indien, das durch die COVID-19-Lockdowns stark beeinträchtigt wurde und dessen BIP 2020 um 7,3 % sank, erholte sich im Jahr 2021 spürbar. Dank eines Industriesektors, der von der gestiegenen Verbrauchernachfrage und den Exporten profitierte und sich in der Folge dynamisch entwickelte, wuchs das BIP im Jahr 2021 um fast

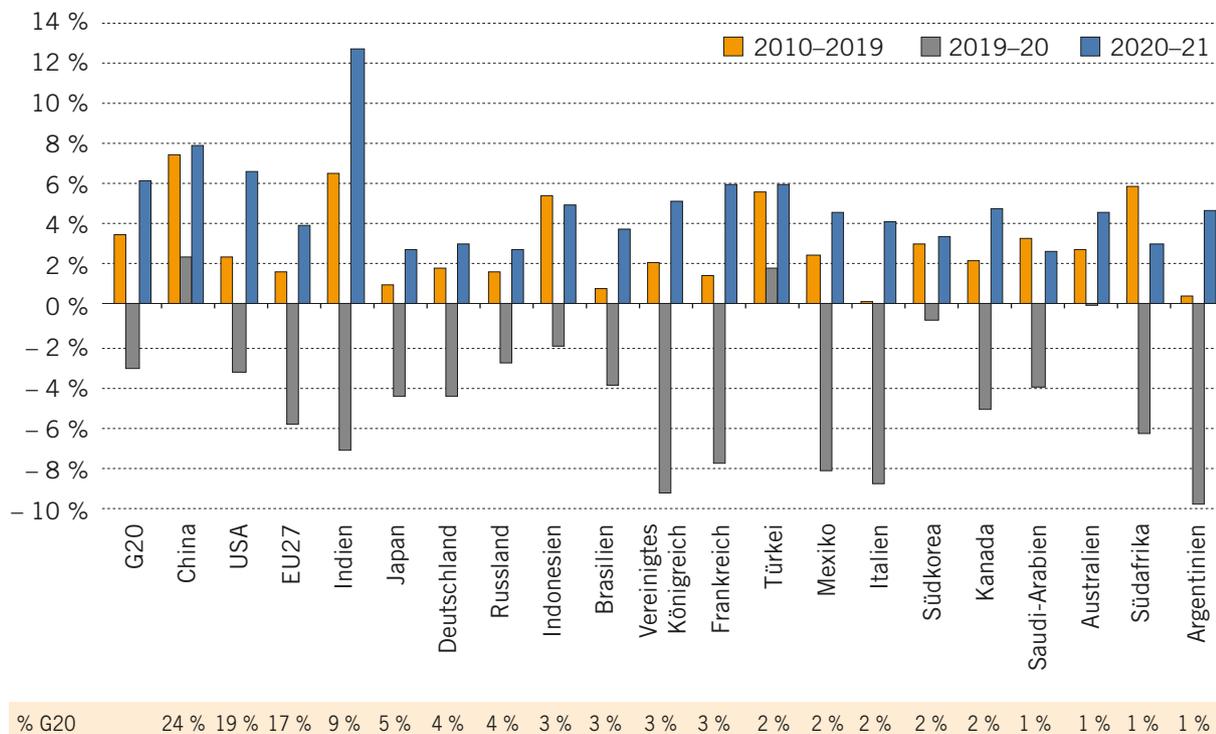
- 1 Die G20-Staaten umfassen Argentinien, Australien, Brasilien, China (einschließlich Hongkong), Deutschland, die Europäische Union (EU27), Frankreich, Indien, Indonesien, Italien, Japan, Kanada, Mexiko, Russland, Saudi-Arabien, Südafrika, Südkorea, die Türkei, das Vereinigte Königreich Großbritannien und Nordirland und die Vereinigten Staaten von Amerika (USA). Sie decken fast 80 % des weltweiten Energieverbrauchs ab.
- 2 Mögliche Abweichungen in den statistischen Angaben zwischen den einzelnen Artikeln der *Energie für Deutschland* ergeben sich durch unterschiedliche Quellen bzw. Abgrenzungen der Daten.

Abbildung 2.1: Eckdaten des Energieverbrauchs der G20-Staaten im Jahr 2021



Quelle: Enerdata

Abbildung 2.2: Wirtschaftswachstum in ausgewählten G20-Staaten (% p.a.)



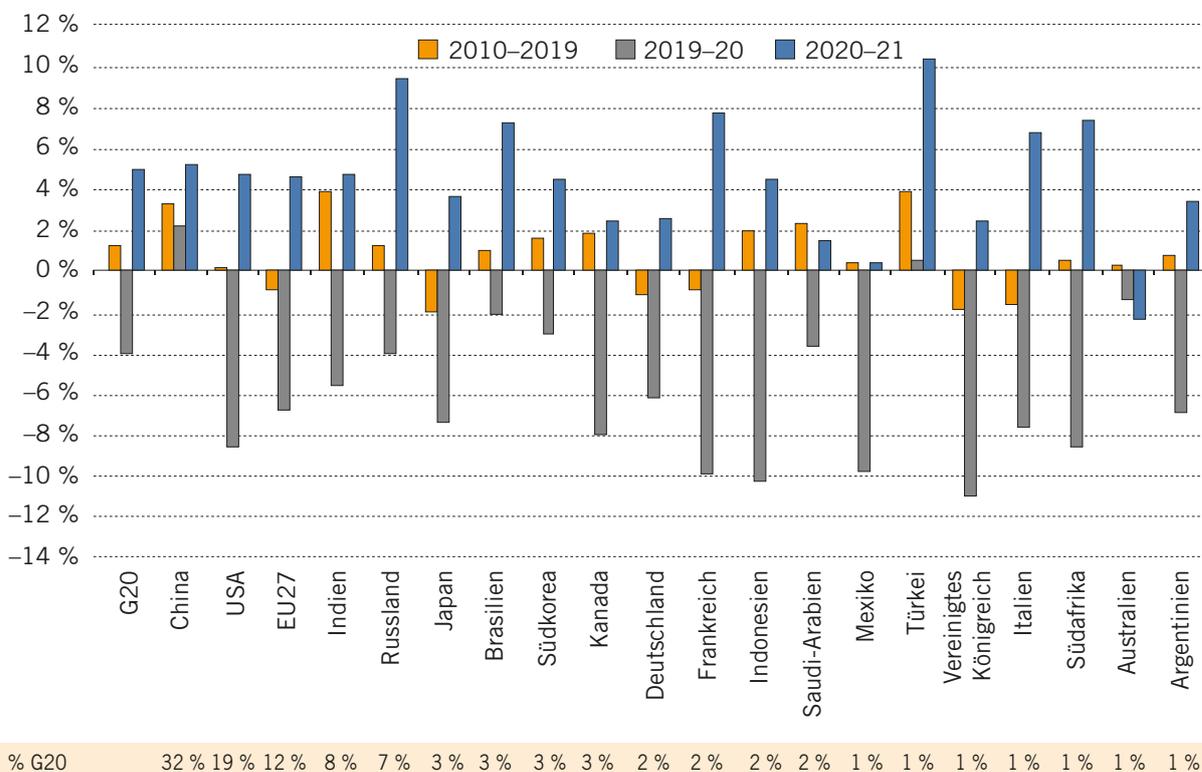
Quelle: Enerdata; Datenquelle: Weltbank

13 %. Chinas Wirtschaft hatte sich bereits 2020 rasch von der Krise erholt und ein BIP-Wachstum von 2,3 % erreicht. Diese Entwicklung beschleunigte sich 2021 nochmals. Angetrieben von stabilen Exporten, einer dynamischen Inlandsnachfrage und politisch geförderten Infrastrukturprojekten betrug der BIP-Zuwachs 2021 7,8 %.

Auch andere große Volkswirtschaften, die 2020 stark von der Pandemie betroffen waren, erholten sich 2021 und verzeichneten starke wirtschaftliche Wachstumsraten. In vielen Volkswirtschaften begünstigten die Einführung von Impfstoffen zur Immunisierung gegen COVID-19 und umfangreiche staatliche Investitionen eine wirtschaftliche Erholung. Angetrieben durch eine höhere Inlandsnachfrage stieg das BIP in den USA um 6,5 %. In der EU lag das BIP-Wachstum bei 3,9 %, insbesondere aufgrund eines stärkeren Konsums und umfangreichen Recovery-Plänen zur Bewältigung der Krise. Frankreichs BIP nahm um +5,9 % zu, das von Italien um 4,1 % und das deutsche um 3 %.

Gesundheitspolitische Maßnahmen zur Vermeidung neuer Pandemiewellen ermöglichten auch ein kontinuierliches Wirtschaftswachstum in Japan um 2,7 % – trotz neuer Lockdown-Maßnahmen Mitte 2021, welche zu einem BIP-Rückgang im dritten Quartal 2021 führten. Südkoreas BIP stieg infolge eines starken Exportwachstums und staatliche Unterstützungsmaßnahmen 2021 um 3,3 %. Gelockerte Lockdown-Maßnahmen kurbelten die Binnennachfrage und die Investitionen auch in vielen anderen G20-Volkswirtschaften, wie Brasilien (+3,7 %) oder Russland (+2,7 %), an. Auch in der Türkei (+5,9 %), in Indonesien (+4,9 %), Kanada (+4,7 %), Argentinien (+4,6 %), Mexiko (+4,5 %), Australien (+4,5 %), Südafrika (+3 %) und Saudi-Arabien (+2,6 %) trug der globale Aufschwung zur Steigerung der Exporterlöse und des BIP-Wachstums bei.

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



Quelle: Enerdata

Primärenergieverbrauch

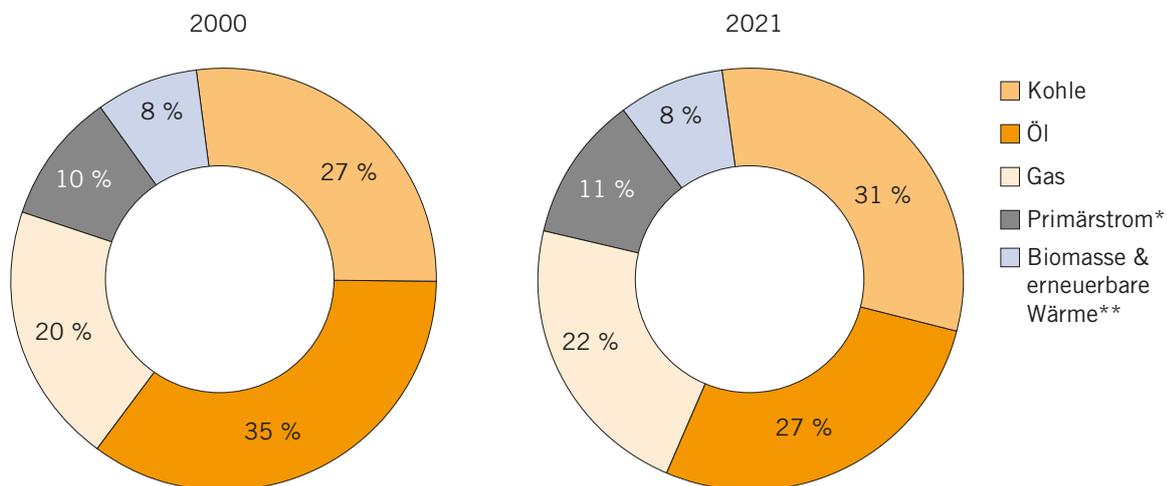
Nach einem Rückgang von 4 % im Jahr 2020 stieg der Energieverbrauch der G20-Staaten 2021, angetrieben durch die globale wirtschaftliche Erholung, um 5 %. Mit fast 11,5 Gigatonnen Öleinheiten (Gtoe) lag er fast 1 % über dem Niveau von 2019 und erreichte damit einen neuen Rekord. In China stieg er um 5,2 % und damit sogar schneller als im Durchschnitt der Jahre 2010–2019 (+3,3 %/Jahr). China ist mit einem Anteil von 32 % am Gesamtenergieverbrauch der G20 der größte Energieverbraucher der Gruppe. Auch in den USA stieg der Energieverbrauch um 4,7 %. Die EU verzeichnete einen Anstieg um 4,5 %, darunter +7,7 % in Frankreich und +6,8 % in Italien. Dies stand im Kontrast zur Periode 2010-19, wo Verbesserungen der Energieeffizienz das Wachstum der Energienachfrage begrenzt hatten. Trotz dieses Wachstums im Jahr 2021 blieb der Energieverbrauch in den USA und in der EU jedoch unter dem Niveau von 2019.

➤ **Angetrieben durch die wirtschaftliche Erholung, stieg der Gesamtenergieverbrauch der G20-Staaten um 5 %.**

Neben China nahm der Energieverbrauch in vier weiteren Ländern nicht nur zu, sondern übertraf das Niveau von 2019: In der Türkei (+10 %), in Russland (+9,4 %), Brasilien (+7,2 %) und Südkorea (+4,5 %). Auch in anderen Ländern – mit Ausnahme Australiens, dessen Energienachfrage leicht zurückging – erholte sich der Energieverbrauch spürbar. In Indien stieg er um 4,7 %, in Japan um 3,6 %, in Kanada um 2,4 %, in Indonesien um 4,4 % und in Südafrika um 7,3 %.

Kohle blieb mit einem Anteil von 32 % am Energiemix auch im Jahr 2021 in den G20-Staaten der Energieträger mit dem höchsten Verbrauch, gefolgt von Öl mit einem Anteil von 27 %, Gas mit 22 %, Primärstrom mit 11 % und Biomasse und erneuerbare Wärme mit 8 %. Der Öl-

Abbildung 2.4: Primärenergiemix der G20-Staaten in den Jahren 2000 und 2021



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

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

Quelle: Enerdata

konsum hat seit 2000 einen starken Rückgang zugunsten von Kohle, Gas und Primärstrom erfahren.

Kohle

Nach einem Rückgang um 4,9 % im Jahr 2020 stieg der Kohleverbrauch in der G20-Gruppe 2021 wieder um 5,8 % an. Dies geschah vor dem Hintergrund des wirtschaftlichen Aufschwungs und der relativen Wettbewerbsfähigkeit von Kohle im Vergleich zu den steigenden Gaspreisen. Dies war der höchste Anstieg seit 2003 (damals +8,3 %), der insbesondere von Nicht-OECD-Kohleförderländern, wie China, Indien und Südafrika, vorangetrieben wurde. Aber auch in den meisten OECD-Ländern, wie den USA, der EU, Japan, der Türkei und dem Vereinigten Königreich, stieg der Kohlekonsum. Trotz der beschlossenen Klima- und Kohleausstiegspolitik in vielen Staaten überstieg der Verbrauch in den G20-Staaten das Niveau von 2019 um fast 1 % – und lag damit nur 4 % unter dem Höchststand von 2013.

In China stieg der Kohleverbrauch weiter um 4,6 %. Der Absatz verzeichnete damit nicht nur die höchste Wachstumsrate seit einem Jahrzehnt, sondern lag auch 5 % über dem 2019-Level. Trotz der Strategie der Regierung, den Anteil der Kohle am Primärenergieverbrauch zu senken, und der zunehmenden Stromerzeugung auf EE-Basis blieb die Kohle die wichtigste Ressource zur Sicherung eines steigenden Energiebedarfs. Ihr Anteil am

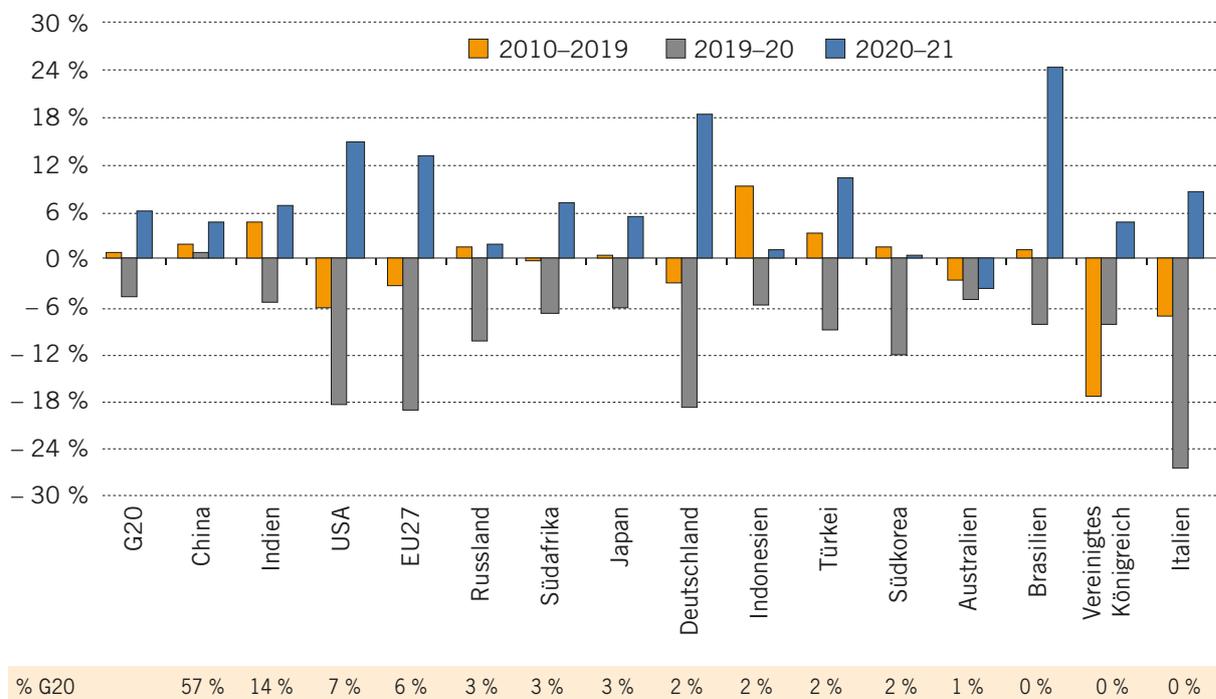
Primärenergieverbrauch des Landes ging leicht auf 60 % zurück, auf China entfallen jedoch immer noch 57 % des G20-Kohleverbrauchs.

Der Kohleverbrauch der G20-Gruppe wuchs so schnell wie seit 2003 nicht mehr und nahm sogar in der EU und den USA zu.

Auch in Indien wuchs der Kohleverbrauch um rund +7 % – im Einklang mit der wirtschaftlichen Erholung, welche die Stromnachfrage von Industrie und Haushalten ankurbelte. In der EU stieg er sogar um fast 13 %, darunter um 18 % in Deutschland. Auch in den USA, wo der Kohleverbrauch 2020 ein Rekordtief erreicht hatte, stieg er um 14,5 %. Der Konsum war seit 2018 in der EU und seit 2013 in den USA zurückgegangen, da beide Regionen ehrgeizige Maßnahmen zum Ausstieg aus der Kohle zugunsten von Gas und erneuerbaren Energien umgesetzt hatten. Im Jahr 2021 veranlassten allerdings rasant steigende Gaspreise (die sich in den USA fast verdoppelten und in der EU verfünffachten) die Stromerzeuger in beiden Regionen dazu, sich der Kohleverstromung erneut zuzuwenden.

Die gleiche Preisentwicklung trug zum Anstieg des Kohleverbrauchs in Russland (+1,8 %) und Japan (+5 %) bei. Auch in Südafrika stieg der Kohleverbrauch infolge

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



Quelle: Enerdata

einer erhöhten Stromnachfrage um 6,7 %. Die höhere Nachfrage des Stromsektors, vor dem Hintergrund einer geringeren Verfügbarkeit von Elektrizität aus Wasserkraftwerken, führte ebenso zu einem Anstieg des Stein- und Braunkohleverbrauchs in der Türkei und in Brasilien.

In Südkorea blieb der Kohleverbrauch trotz der wirtschaftlichen Erholung dagegen stabil, da das Land nach und nach seine alternden Kohlekraftwerke stilllegt, einige Blöcke zur Vermeidung von Luftverschmutzung abstellt und Erneuerbare fördert.

Parallel zum Kohleverbrauch nahm in 2021 auch die Produktion zu. In China stieg sie um 5 % auf ein Rekordhoch, um das Wirtschaftswachstum des Landes zu stützen und Energieengpässe zu vermeiden. Die chinesische Regierung genehmigte 2021 außerdem die Erweiterung von Hunderten von Bergwerken. Die Kohleproduktion stieg auch in Indien um fast 10 %, in Russland aufgrund höherer Exportraten um 9 % und in Indonesien und den USA um jeweils 8 %.

Die anhaltende Nachfrage nach Kohle seit Mitte 2020, insbesondere durch den Aufschwung in China, trug zu

einem sprunghaften Anstieg der weltweiten Kohlepreise bei, die sich 2021 ungefähr verdoppelten.

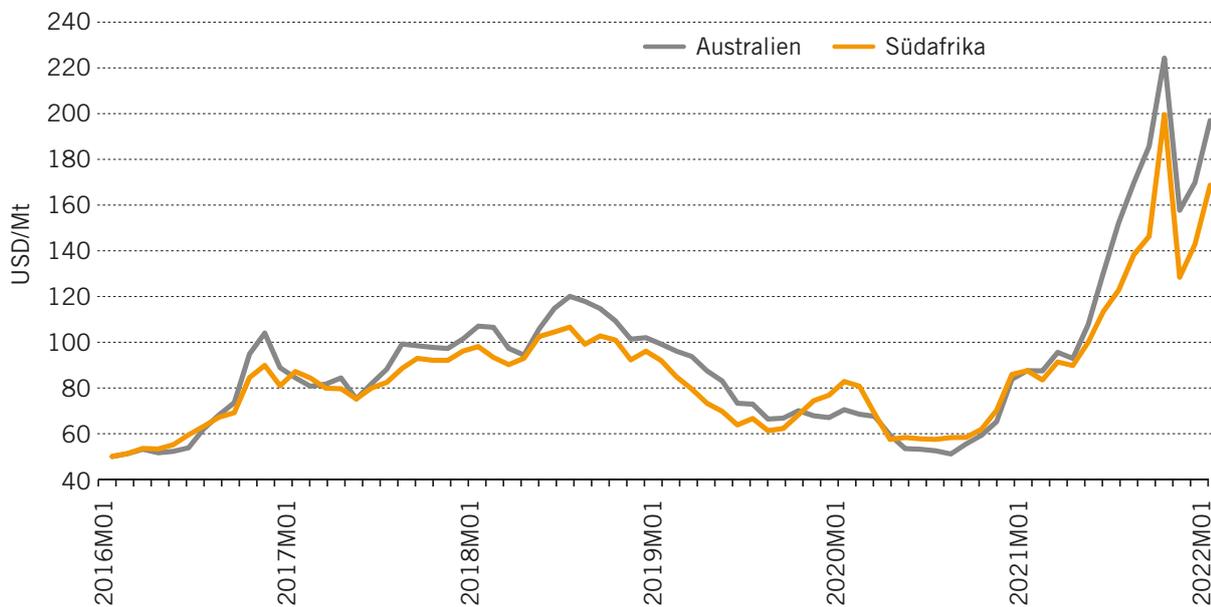
Der Ölverbrauch stieg in fast allen G20-Ländern an, insbesondere in den USA (+7,8 %).

Erdöl

Im Jahr 2021 stieg der Gesamtölverbrauch der G20-Staaten gegenüber 2020 um über 4 %. Dies geschah insbesondere vor dem Hintergrund der wirtschaftlichen Erholung, aber auch gelockerter Verkehrsbeschränkungen. Auf den Verkehrssektor entfielen 2019 53 % des gesamten Ölproduktverbrauchs der G20.

Insbesondere in den USA (+7,8 %), in Südkorea (+6,8 %), Indien (+5,5 %), Russland (+5 %) und im Vereinigten Königreich Großbritannien und Nordirland (+4 %) wuchs der Ölverbrauch spürbar. Auch in der EU nahm er um fast 4 % zu – trotz eines Rückgangs von rund 3 % in Deutschland, der jedoch durch erhebliche

Abbildung 2.6: Entwicklung der Kohlepreise



Quelle: Enerdata; Datenquelle: Weltbank

Wachstumsraten in Frankreich (+7,8 %) und Italien (+10 %) ausgeglichen wurde. Auch in Brasilien, China, Indonesien, Japan, Kanada, Mexiko, Saudi-Arabien und Südafrika, einem der weltweit größten Erdölproduzenten, stieg die Ölnachfrage. Ungeachtet dieser Erholung blieb der Ölverbrauch in den meisten G20-Ländern, außer in Brasilien, China, der Türkei und Südkorea, allerdings unter dem Niveau von 2019.

Nach den Produktionskürzungen in Höhe von 9,7 Mio. Barrel pro Tag (mb/d) zwischen April und Juli 2020 sowie auf 7,8 mb/d ab August 2020 vereinbarte die OPEC+,³ die Produktionskürzungen ab Januar 2021 auf 7,2 mb/d zu lockern. Saudi-Arabien verpflichtete sich zu freiwilligen Produktionskürzungen von 1 mb/d ab Februar 2021. Die OPEC+ einigte sich später darauf, die Rohölproduktion ab Mai 2021 allmählich zu erhöhen und schrittweise 2,1 mb/d auf den Markt zu bringen. Im Juli 2021 vereinbarte die Koalition, ihre Gesamtproduktion ab August 2021 bis zum Auslaufen der Produktionsanpassung im September 2022 monatlich um 0,4 mb/d zu erhöhen, vorbehaltlich der Entwicklung der Marktbedingungen.

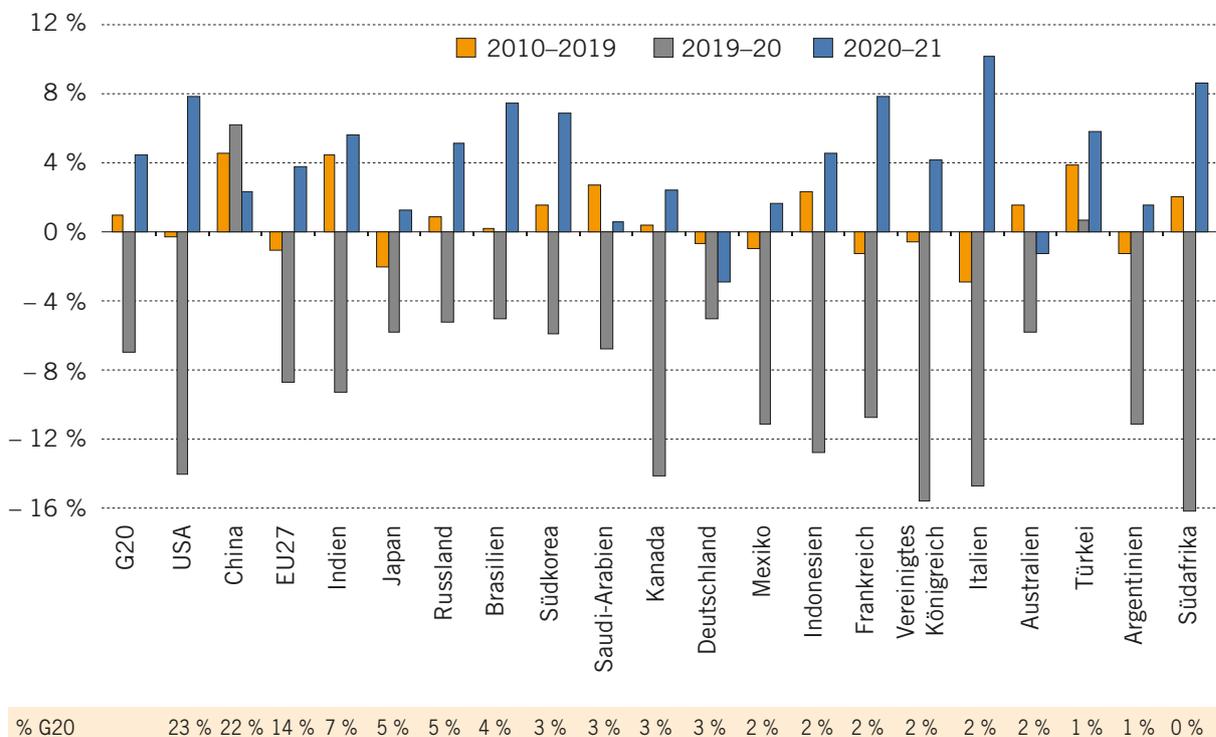
Im Jahr 2021 entwickelte sich die Rohölproduktion je nach Land in unterschiedlicher Weise. In den USA, dem weltweit größten Produzenten, stieg sie leicht um 1,3 % an – ebenso wie in anderen Förderländern, die nicht unter die OPEC+-Produktionsquoten fallen, wie Kanada. Gelockerte Produktionskürzungen trugen auch zu einer leichten Erhöhung der Förderung in Russland bei. Im Gegensatz dazu ging sie in Saudi-Arabien um 0,4 % zurück, vor allem aufgrund von freiwilligen Produktionskürzungen. In Brasilien sank die Förderung um ca. 1,0 %.

Der weltweite Aufschwung, die steigende Ölnachfrage und die begrenzten Produktionsanpassungen der OPEC-Förderländer trugen zum Anstieg der Rohölpreise auf den Weltmärkten bei, die sich zwischen März 2020 und März 2022 versechsfachten.

Ende 2021 wurden die weltweiten Rohölreserven auf fast 1.730 Gigabarrel (Mrd. Barrel) geschätzt bzw. auf 700 Gigabarrel in den G20-Staaten. Dies entspricht einer Produktion von etwa 50 Jahren bzw. von etwa 35 Jahren in der G20-Gruppe.

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

Abbildung 2.7: Entwicklung des Erdölverbrauchs in den G20-Staaten (% p.a.)



Quelle: Enerdata

Erdgas

Nach einem Rückgang um 1,6 % im Jahr 2020 erholte sich der Gasverbrauch innerhalb der G20-Gruppe 2021 um mehr als 5 %. Er stieg in den meisten G20-Ländern an, mit Ausnahme der USA, welche 28 % des G20-Gasverbrauchs repräsentieren. Dort war er leicht rückläufig (-0,6 %). Dies ist durch eine geringere Nachfrage des Stromsektors infolge des starken Preiswettbewerbs durch regenerative Energien und billigere Kohle zu erklären.

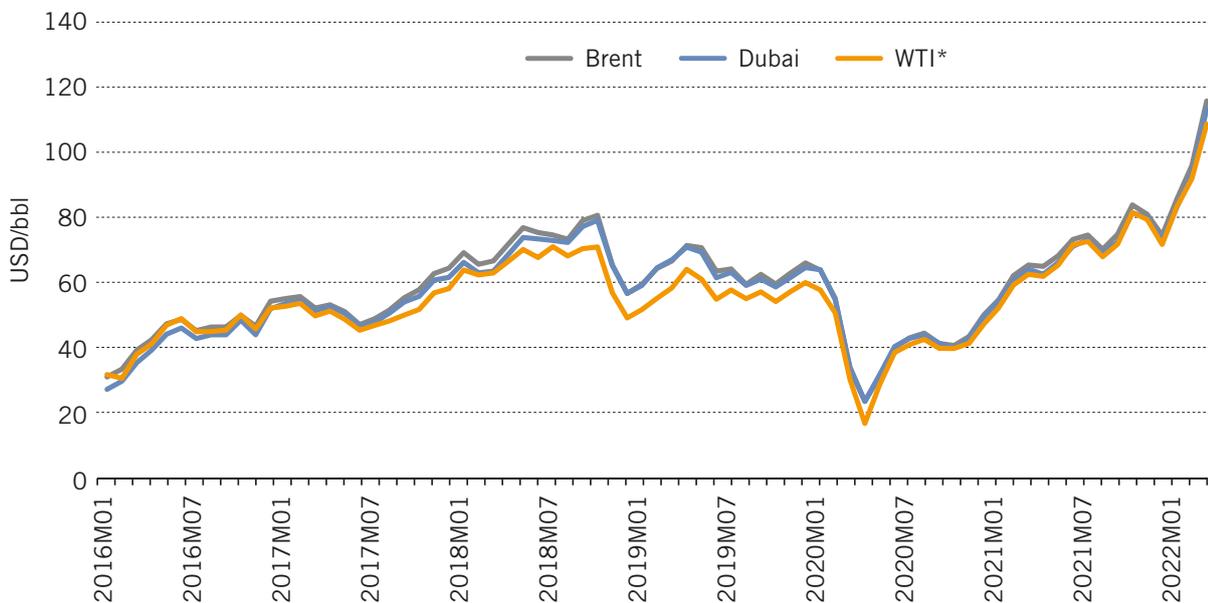
➤ Während der Gasverbrauch in China, der EU, Russland und der Türkei zunahm, sank er in den USA leicht.

Der Gasverbrauch wuchs in den meisten G20-Ländern, angetrieben von einer höheren Nachfrage in China, der EU, Russland und der Türkei. Das Wirtschaftswachstum, eine geringere Verfügbarkeit von Energie aus Wasserkraft sowie ein gestiegener Bedarf von sowohl Haushalten als

auch Industrie trug in der Türkei zu einem Anstieg des Gasverbrauchs um 24 % bei. Der Verbrauch in China nahm um 12,5 % zu und lag damit leicht über der durchschnittlichen Wachstumsrate von 2010 bis 2019 in Höhe von 10 %/Jahr. In Russland – dem zweitgrößten Gasverbraucher nach den USA mit 18 % des G20-Gasverbrauchs – erhöhte sich dieser sogar um 15 %. Die EU verzeichnete ein Wachstum von fast 4 %, was auf den wirtschaftlichen Aufschwung und einen kälteren Winter zurückzuführen ist. In den einzelnen EU-Ländern erhöhte sich der Verbrauch wie folgt: +4 % in Deutschland, +6 % in Frankreich und +7,3 % in Italien.

In Indien stieg der Gasverbrauch mit 6,9 % ebenfalls beträchtlich, was auf den wirtschaftlichen Aufschwung in Verbindung mit der Gasförderpolitik und dem Ausbau der Infrastruktur zurückzuführen ist. Auch in den meisten anderen G20-Staaten erhöhte sich der Gasverbrauch: in Südkorea etwa um 8,7 %, im Vereinigten Königreich um 5,4 % und in Kanada um 4,7 %. Im Gegensatz dazu ging er in Japan leicht zurück (-4,4 %), da die höhere Stromerzeugung aus Kernkraft und Erneuerbaren die Gasnachfrage im Stromsektor reduzierte.

Abbildung 2.8: Entwicklung der Rohölpreise



* Western Texas Intermediate

Quelle: Enerdata; Datenquelle: Weltbank-Gruppe

Der Anstieg der Gasnachfrage – vor allem in Asien, das immer größere Mengen an verflüssigtem Erdgas (LNG) importiert – führte zu einem weltweiten Anstieg der Gaspreise im Jahr 2021. Im Durchschnitt erhöhte sich der Preis um 29 % für das in Japan importierte LNG und um 91 % am sog. *Henry Hub*⁴ in den USA. In Europa stiegen die Gaspreise um das Vierfache, was auf mehrere Faktoren zurückzuführen ist. Zum einen auf eine starke Nachfrage nach der Wiederauffüllung von Gasspeichern, da die kalten Temperaturen im ersten Quartal 2021 die Speicherfüllstände reduziert hatten, welche das ganze Jahr über relativ niedrig blieben. Dies schürte die Angst vor einer Erschöpfung der Speicher und führte zu volatilen Großhandelspreisen für Gas. Zum anderen auf eine höhere Gasnachfrage aus dem Energiesektor aufgrund der unerwartet geringen EE-Stromerzeugung, geringere Importe aus Russland und steigende Kosten für LNG. Die Preise für LNG-Importe stiegen im vierten Quartal 2021 um ein Drittel.

Ende 2021 wurden die weltweiten Gasreserven auf 202 Bio. m³ geschätzt sowie auf 83 Bio. m³ für die G20-Staaten. Dies entspricht global einer Produktion von etwa 50 Jahren bzw. von über 30 Jahren in den G20-Ländern.

⁴ Beim Henry Hub handelt es sich um einen Verteilerknotenpunkt für Erdgas im Bundesstaat Louisiana, USA.

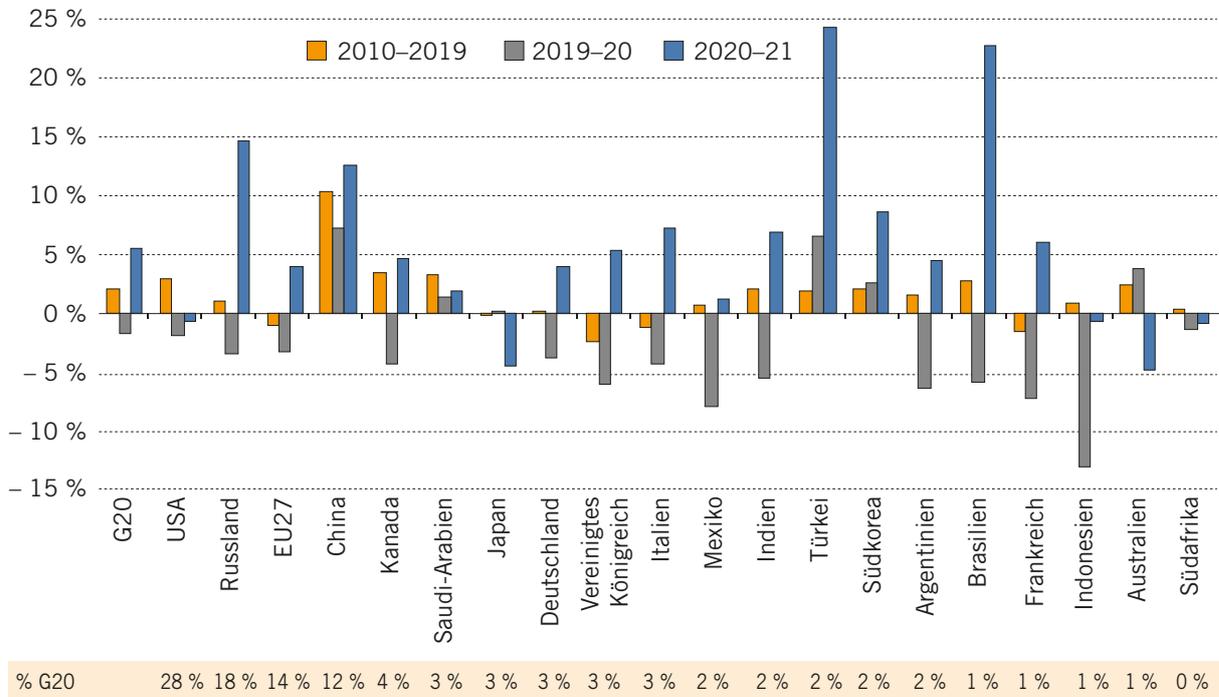
Elektrizität

Im Jahr 2021 wuchs der Stromverbrauch in der G20-Gruppe um über 5 % und damit doppelt so schnell wie im Durchschnitt des Zeitraums 2010–2019 – nachdem er 2020 zunächst um 0,7 % zurückgegangen war. Mit über 21.000 Terawattstunden (TWh) lag er sogar um 5 % über dem Niveau von 2019. In China, auf das 36 % des G20-Stromverbrauchs entfielen, stieg er um fast 10 % und erreichte damit einen neuen Rekord. Er übertraf nicht nur seinen Trend im Zeitraum 2010–2019 von 7,3 %/Jahr, sondern auch das Niveau von 2019 um 13 %. Dies wurde ausgelöst durch den wirtschaftlichen Aufschwung, der die Stromnachfrage in der Industrie (+9 %) und im Dienstleistungssektor (+18 %) erhöhte.

Der Stromverbrauch der G20-Staaten stieg im Jahr 2021 um über 5 %.

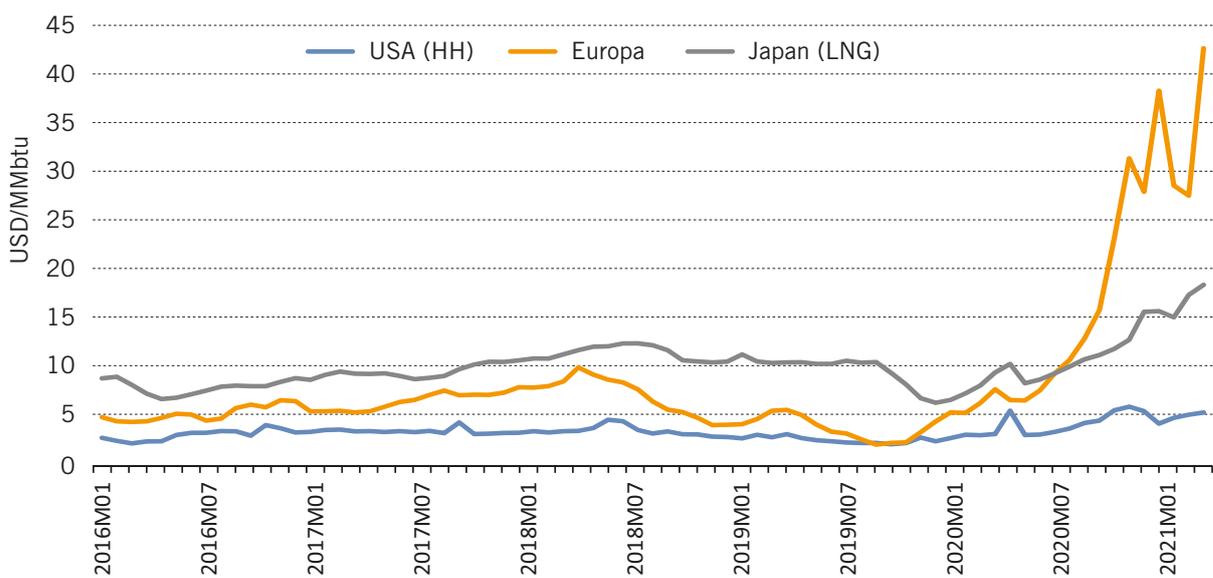
Die Lockerung der COVID-19-Beschränkungen und das Wirtschaftswachstum trugen dazu bei, dass der Stromverbrauch in der EU27 um rund 4 % und damit zurück auf das Niveau von 2019 stieg: Darunter +5,6 % in Italien, +4,8 % in Frankreich und +2,7 % in Deutschland. In

Abbildung 2.9: Entwicklung des Erdgasverbrauchs in den G20-Staaten (% p.a.)



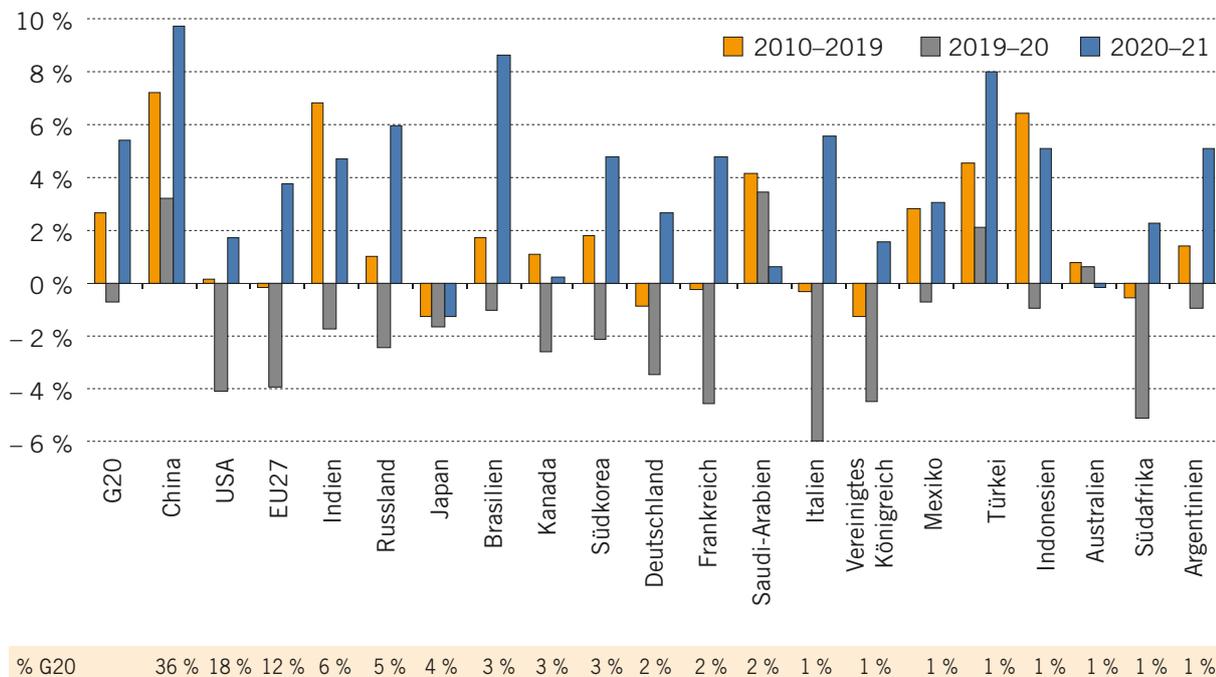
Quelle: Enerdata

Abbildung 2.10: Entwicklung des Erdgaspreises



Quelle: Enerdata; Datenquelle: Weltbank-Gruppe

Abbildung 2.11: Entwicklung des Stromverbrauchs der G20-Staaten (% p. a.)



Quelle: Enerdata

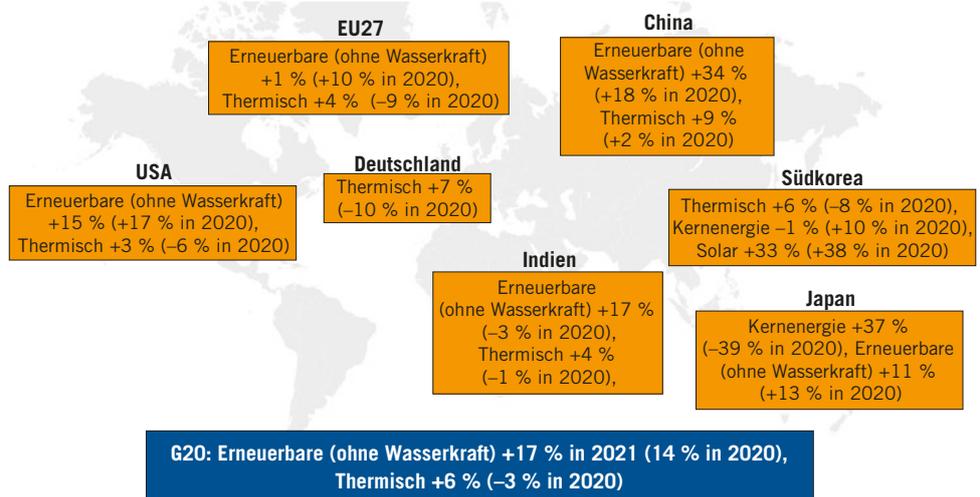
den USA fiel das Wachstum mit +1,7 % moderater aus. Der Verbrauch blieb unter dem Niveau von 2019. Das Wirtschaftswachstum hat auch den Stromverbrauch in Brasilien (+ 8,6 %), in der Türkei (+ 8 %), in Russland (+6 %), in Indonesien (+5,1 %), in Südkorea (+4,8 %), in Indien (+4,7 %) sowie in Südafrika (knapp +1 %) erhöht. Stabil blieb er dagegen in Kanada und Australien. In Japan, wo der Stromverbrauch zwischen 2010 und 2019 bereits um 1,2%/Jahr gesunken war, war er mit -1,2 % weiter leicht rückläufig.

Fossile Brennstoffe dominierten mit einem Anteil von 63 % im Jahr 2021 immer noch den Strommix. Dieser Anteil sank jedoch insgesamt von 69 % im Jahr 2010, da die thermische Stromerzeugung auf Basis der Fossilen mit 1,7 % im Zeitraum 2010–2021 langsamer gestiegen ist als die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie (+16 %/Jahr bzw. +35 %/Jahr). Der Anteil von Wind- und Solarenergie am G20-Strommix ist somit von 2 % im Jahr 2010 auf 11 % im Jahr 2021 gestiegen (7 % Wind- und 4 % Sonnenenergie). Die Stromerzeugung aus Kernenergie blieb stabil. Ihr Anteil am G20-Strommix ist von 14 % im Jahr 2010 jedoch auf 11 % in 2021 gesunken. Der Anteil der Stromerzeugung auf Basis von Wasserkraft lag 2021 bei 14 %.

Nach der COVID-19-Pandemie und dem damit verbundenen Rückgang der Elektrizitätserzeugung, wurde die starke Erholung der Stromnachfrage in 2021 um +6 % weitgehend von der fossilen Stromerzeugung getragen. Die Elektrizitätserzeugung aus Wind- und Solarenergie nahm dennoch weiter um 16 % bzw. 22 % zu. Während die Stromproduktion aus Wasserkraft um 2 % sank, stieg die Erzeugung auf Basis von Kernenergie um fast 4 %.

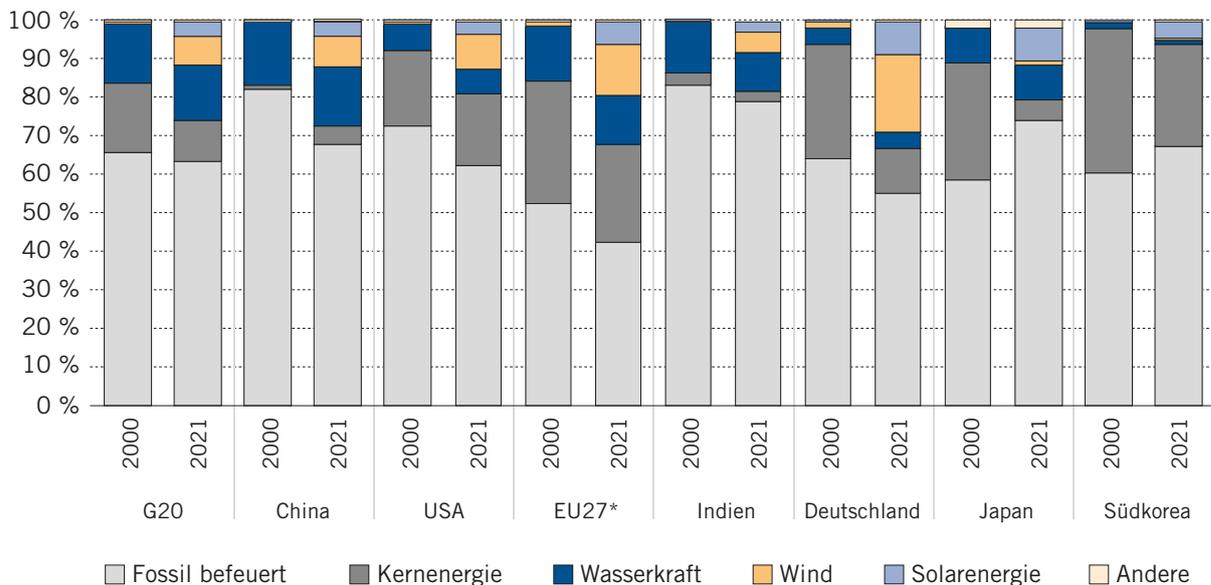
Die meisten Zuwächse bei der Wind- und Solarstromerzeugung gab es in China (+37 % bei der Wind- und +29 % bei der Solarstromerzeugung), den USA (+12 % bei der Wind- und +25 % bei der Solarstromerzeugung), in Indien (+14 % bei der Wind- und +21 % bei der Solarstromerzeugung) und in Japan (+6 % bei der Wind- und +15 % bei der Solarstromerzeugung). In der EU trugen ungünstige Windverhältnisse zu einer sinkenden Winderzeugung von -2 % bei. In Südkorea stieg sie leicht um +1 %. Die Solarstromerzeugung hingegen stieg in der EU um 11 % und in Südkorea sogar um 33 %.

Abbildung 2.12: Entwicklung des Stromerzeugungsmixes zwischen 2020 und 2021 in ausgewählten G20-Staaten



Quelle: Enerdata

Abbildung 2.13: Entwicklung des Stromerzeugungsmixes in ausgewählten G20-Staaten



% G20-Erzeugung	36 %	18 %	12 %	7 %	2 %	4 %	2 %
-----------------	------	------	------	-----	-----	-----	-----

* Die Zahlen für die EU27 für das Jahr 2021 entsprechen den historischen Zahlen der aktuellen 27 Mitgliedstaaten – ohne das Vereinigte Königreich, das in den Daten für die G20 enthalten ist.

Quelle: Enerdata

➤ China war auch 2021 der Spitzenreiter beim globalen Zubau an regenerativen Energien.

Wie in den Vorjahren auch, war China nach Angaben der Internationalen Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA) auch 2021 mit 53 GW an neuen Solarkapazitäten, die 40 % des G20-Zubaus ausmachten, der Spitzenreiter beim weltweiten Zubau regenerativer Energien (2020: 49 GW). Außerdem wurden 47 GW an neuen Windkapazitäten gebaut, was 50 % des G20-Zubaus entspricht, jedoch unter dem Rekordwert von 72 GW aus dem Jahr 2020 liegt. Zudem wurden fast 21 GW an neuen Wasserkraftkapazitäten zugebaut (gegenüber 12 GW im Jahr 2020). Auf die USA entfielen 15 % des Zubaus an Solar- und Windkapazität der G20-Gruppe im Jahr 2021 (20 GW an Solar- und 14 GW an Windkraft). Die Installation neuer EE-Kapazitäten blieben in der EU27 mit über 21 GW für Solar und 10 GW für Wind, in Indien (10 GW Solar- und 1,5 GW Windkraft) und in Brasilien (5,2 GW Solar- und 4 GW Windkraft) konstant. Auch die asiatisch-pazifischen Länder investierten weiter in Solarkapazitäten, so Japan (+4,4 GW), Südkorea (+3,6 GW) und Australien (+1,7 GW).

CO₂-Emissionen

Die energiebezogenen CO₂-Emissionen der G20-Staaten, welche 2020 – parallel zum Rückgang des Energiekonsums – um knapp 5 % gesunken waren, stiegen 2021 wieder um fast 6 % an. Damit übertrafen sie sogar das Niveau von 2019 um fast 1 %. Dieser Anstieg ist auf einen zunehmenden Energieverbrauch, insbesondere von Kohle (+6 %) und Öl (+4,3 %), in den meisten G20-Ländern zurückzuführen.

Ein Großteil des Emissionsanstiegs entfiel mit 6 % auf China, das insgesamt 38 % der G20-Emissionen auf sich vereinte. Aber auch in den USA und in der EU stiegen die CO₂-Emissionen um über 6 % an – insbesondere in Deutschland (ca. +6 %), Italien (+9 %) und Frankreich (+10 %). Auch die Türkei (+12 %), Russland (fast +10 %), Südafrika (+8 %) und Indien (+5 %) verzeichneten steigende Emissionen. In Japan begrenzte die höhere Stromerzeugung aus Kernenergie und Erneuerbaren den Anstieg der CO₂-Emissionen auf weniger als 1 %.

2.2 Ergebnisse der COP26 in Glasgow

- **Das Festhalten am 1,5 Grad-Ziel von Paris wird bekräftigt. Zur Erreichung müssen die Vertragsstaaten ihre Klimazusagen jedoch ambitionierter gestalten.**
- **Für den zwischenstaatlichen Handel mit Emissionsgutschriften wurden neue Regeln verabschiedet.**
- **Die Verbrennung von Kohle ohne CO₂-Abscheidung und -Speicherung soll perspektivisch reduziert werden. Konkrete Zeitpunkte und Mengenangaben fehlen jedoch.**

Vom 31. Oktober bis zum 12. November 2021 fand im schottischen Glasgow die 26. Klimakonferenz (*Conference of Parties, COP*) im Rahmen der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (*United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC*) statt, die sog. *COP26*. Das Abschlussdokument beschreibt eindringlich die Notwendigkeit des globalen Klimaschutzes.⁵ Die UNFCCC-Vertragsparteien streben weiterhin an, das 1,5 Grad-Ziel zu erreichen. Damit ist die Begrenzung des Anstiegs der durchschnittlichen Erdtemperatur auf 1,5 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau gemeint (vgl. hierzu auch *Energie für Deutschland 2022*, Art. 2.3).

Entwicklung der globalen Treibhausgasemissionen

COVID-19-bedingt sanken die globalen CO₂-Emissionen 2020 im Vergleich zum Vorjahr laut BP um 2.056 Mio. t bzw. 6 %. Dies war der stärkste gemessene Rückgang in den letzten 50 Jahren. Eine Erholung der Weltwirtschaft im Jahr 2021 führte jedoch auch wieder zu steigenden Emissionen. Um das 1,5 Grad-Ziel einzuhalten, müssten die jährlichen globalen Treibhausgas (THG)-Emissionen von 45 Gigatonnen (Gt) CO₂-Äq in 2010 auf ca. 25 Gt CO₂-Äq pro Jahr bis 2030 gesenkt werden sowie bis 2050 auf Netto-Null absinken.⁶ Die Emissionen im Jahr 2021 in Höhe von 52 Gt CO₂-Äq werden aber entsprechend der bisher zugesagten *nationalen Klimabeiträge* (*Nationally Determined Contributions, NDCs*) nicht sinken. Laut dem Umweltprogramm der UN (*United Nations Environment Programme, UNEP*) besteht damit bis 2030 eine Ambitionsücke von 25 bis 28 Gt CO₂-Äq pro Jahr, die durch weitere Klimazusagen der Vertragsstaaten grundsätzlich zu schließen wäre. Daher wurde auf der COP in Glasgow beschlossen, dass die Zeit für die nächste Bestandsaufnahme der internationalen Klimamaßnahmen nicht – wie ursprünglich vorgesehen – bis 2025 verstreichen soll. Bereits auf der nächsten COP27 im ägyptischen Sharm El Sheikh im November 2022 sollen die nationalen Klimabeiträge der UNFCCC-Vertragsstaaten evaluiert und weitere NDC-Erhöhungen angekündigt

werden können. Außerdem soll von nun an jährlich die Lücke zur Erreichung des 1,5 Grad-Ziels bestimmt werden.

Weitere Ergebnisse

Die COP26 schaffte es, ein Regelbuch für die Umsetzung des Pariser Klimaabkommens zu beschließen. Für den zwischenstaatlichen Handel mit Emissionsrechten wurden neue Regelungen festgelegt, mit denen Doppelzählungen von Klimaschutzmaßnahmen weitgehend vermieden werden sollen. Allerdings musste das Zugeständnis gemacht werden, Emissionsgutschriften aus der zweiten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls⁷ bis 2020 auch in die Verpflichtungsperiode des Pariser Klimaabkommens ab 2021 übertragen zu können. Erhebungen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz schätzen dieses übertragbare Volumen auf max. 300 Mio. t CO₂-Äq. Mit dem Regelbuch können jetzt auch die Grundlagen zur Anrechnung privatwirtschaftlicher Investitionen in ausländische Klimaschutzprojekte geschaffen werden. Die Regeln für die Berichterstattung über Emissionen und Maßnahmen als Basis des gesamten Pariser Abkommens konnten ebenfalls abgeschlossen werden. Entscheidend ist, dass die Vertragsstaaten von nun an alle zwei Jahre ihre Emissionen nachzuweisen haben. Vor allem die Volksrepublik China hatte dagegen in der Vergangenheit immer wieder Einwände geltend gemacht.

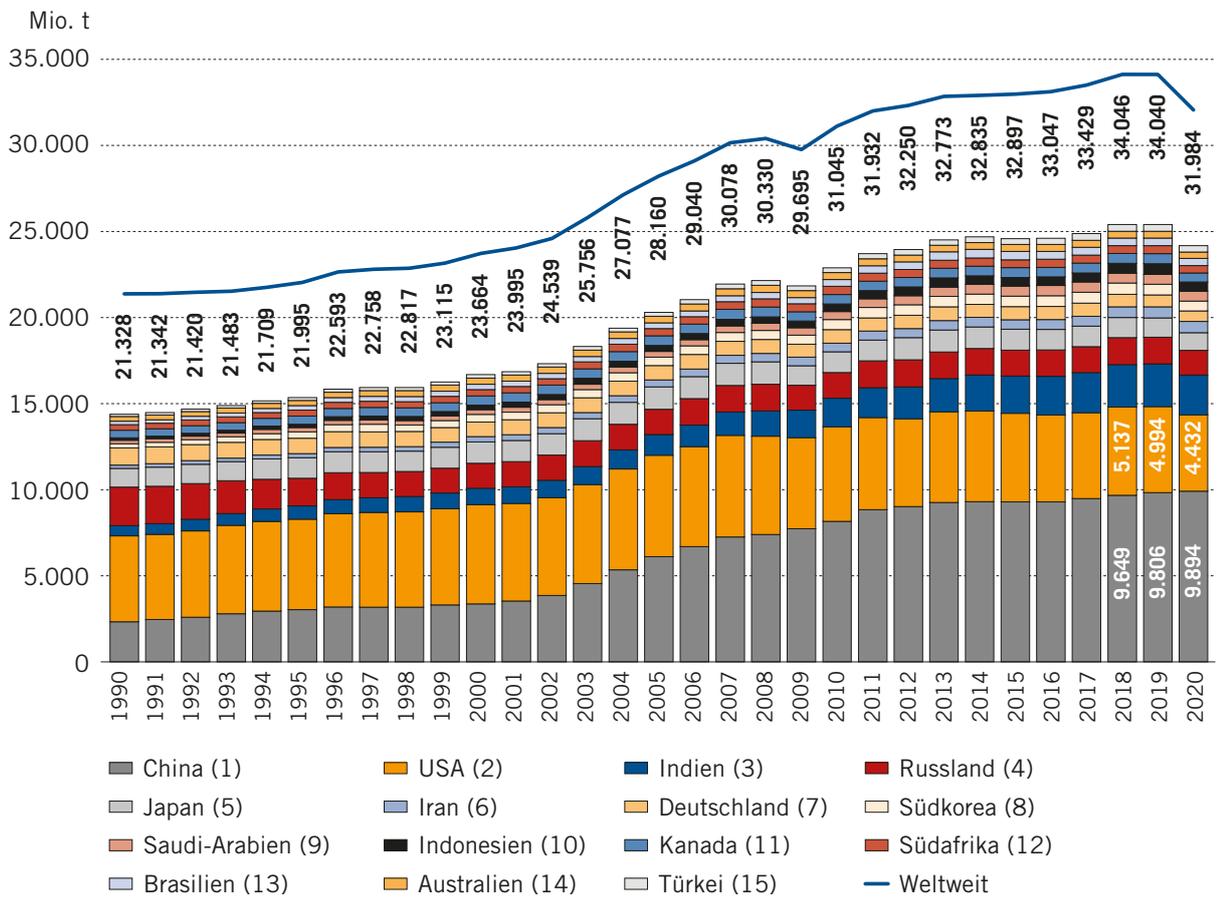
Das Abschlussdokument enthält zudem einen Passus, die globale Kohleverstromung ohne Anwendung von CO₂-Abscheidung und -Speicherung (*Carbon Capture and Storage, CCS*) *herunterzufahren (phase-down)*, ohne jedoch eine Frist dafür zu benennen. Die Entwurfsfassung sah noch den Kohleausstieg (*phase-out*) vor, den vor allem Indien aber noch kurz vor Ende abschwächte und dafür stark von anderen Staaten und Nichtregierungsorganisationen kritisiert wurde.

5 Vgl. UNFCCC, Glasgow Climate Pact, abrufbar unter https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cop26_auv_2f_cover_decision.pdf (zuletzt abgerufen am 25.04.2022).

6 Vgl. IPCC, Global Warming of 1.5 °C, Incheon 2018, S. 15.

7 Beim Kyoto-Protokoll handelt es sich um ein 1997 beschlossenes Zusatzabkommen zur UN-Klimarahmenkonvention, das erstmals völkerrechtlich verbindliche Ziele zur Verminderung des globalen THG-Ausstoßes festlegte.

Abbildung 2.14: Entwicklung der globalen CO₂-Emissionen seit 1990 nach Staaten, in Mio. t



Quelle: BP, Statistical Review of World Energy 2021

Die Kohleverbrennung ohne CCS soll global deutlich reduziert werden. Konkrete Zeitpunkte und Mengenangaben fehlen jedoch.

Das vollständige Volumen des sog. *Green Climate Fund* wird von den Industrieländern erst für 2023 zugesagt. Dabei handelt es sich um einen UNFCCC-Fonds, der die Entwicklungsländer beim Umbau ihrer Wirtschaften und bei weiteren Anpassungsmaßnahmen an den Klimawandel unterstützen soll. Dafür wurden ursprünglich jährlich 100 Mrd. USD pro Jahr ab 2020 in Aussicht gestellt. Derzeit beträgt die Summe der bereitgestellten Mittel ca. 80 bis 85 Mrd. USD pro Jahr. Da bisher nur 20 % der Mittel für Anpassungsmaßnahmen ausgegeben wurden, sollen diese Mittel bis 2025 verdoppelt werden. Die Entwick-

lungsländer hatten bis 2030 jährlich 1.300 Mrd. USD für den Klimafonds gefordert, mindestens aber 100 Mrd. USD als Zuschüsse und nicht als Kredite. Zukünftig sollen aber auch Nicht-Industrieländer zu Geberländern werden.

Die Forderung der Entwicklungsländer über einen von den Industrieländern gespeisten Fonds zu Verlusten und Schäden durch den Klimawandel (*Loss and Damage*) wurde dagegen nicht erfüllt. In der Folge haben die Entwicklungsländer grundsätzlich die Kosten von Klimaschäden selbst zu tragen. Sie erhalten lediglich Mittel, um einen Wiederaufbau im Fall von Katastrophen zu planen. Hintergrund dieser Entscheidung war, dass die Industrieländer umfassende Schadensersatzforderungen befürchteten. Trotzdem behalten sich einige Inselstaaten, die besonders von den Auswirkungen der globalen Erwärmung betroffen sind, zivilrechtliche Klagen vor.

Weitere Initiativen

Unter den Erklärungen im Rahmen der COP26 sticht insbesondere die Ankündigung einer grundlegenden Zusammenarbeit zwischen den USA und China in puncto Klimafragen hervor. Dieser sind ca. 30 Treffen von Regierungsvertretern beider Seiten im Jahr 2021 vorausgegangen. Beide Staaten hätten laut dem US-Sondergesandten für Klima, John Kerry, keinen Mangel an strittigen Fragen. Bezüglich des Klimas jedoch wollen sie bis 2025 Zusagen für das Jahr 2035 herausarbeiten. Ebenso wollen beide Seiten bei der Reduktion von Methanemissionen zusammenarbeiten.

Beim sog. *Global Methane Pledge* ist China allerdings, ebenso wie andere Hauptemittenten wie Indien und Russland, noch nicht vertreten. In der von den USA und der EU gestarteten Initiative planen ca. 100 Staaten, ihre Methanemissionen bis 2030 um 30 % gegenüber 2020 zu reduzieren. Auch der 6. Sachstandsbericht des *Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC)* der UN geht von ähnlich umfassend sinkenden globalen Methanemissionen bis 2030 in seinen 1,5 Grad-Temperatur-szenarien aus, um überhaupt noch ausreichend Kapazitäten für den Ausstoß von CO₂ zu haben. Die Methanemissionssenkungen werden als machbar angesehen, weil das sehr klimawirksame Gas Methan recht kostengünstig zu vermeiden sei.

➤ Im Rahmen der Global Methane Pledge vereinbaren 100 Staaten weltweit, ihre Methanemissionen bis 2030 um 30 % gegenüber 2020 zu senken.

Ein neues Partnerschaftsmodell der USA, der EU27 und des Vereinigten Königreichs Großbritannien und Nordirland mit Südafrika sieht zudem vor, dass Südafrika mithilfe von Unterstützungsleistungen in Höhe von insgesamt 8,5 Mrd. USD seinen Kohleausstieg forcieren kann und dafür im Gegenzug seine NDCs anhebt. Statt Kohle sollen alternativ saubere Technologien und Energieträger, wie etwa erneuerbarer Wasserstoff, im Land genutzt werden. Dieses Modell kann für den Ausstieg oder den Nichteinstieg in die Kohlenutzung wichtig werden, wenn es Nachahmer unter den größeren Emittenten findet. Indonesien hat u. a. bereits sein Interesse bekundet.

Eine andere Initiative beabsichtigt, die Netto-Abholzung von Waldflächen bis 2030 auf Null zu senken. Hieran beteiligen sich 100 Staaten, die insgesamt 85 % der Waldflächen der Erde beheimaten. Brasilien verspricht, die Nettoabholzung bereits 2028 zu beenden.

Daneben gab es auch Initiativen außerhalb der Vertragsstaatenverhandlungen. Eine Initiative von Staaten, Fahrzeugherstellern, Regionen und Städten beabsichtigt etwa, den Ausstieg aus fossil betriebenen Kraftfahrzeugen bis 2040 zu erreichen. Daran nicht beteiligt sind China und die USA. Auch Deutschland sowie u. a. die Volkswagen AG und die BMW AG unterzeichneten die entsprechende Erklärung nicht. Darüber hinaus versprachen 450 Finanzinstitutionen, die zusammen 130 Bio. USD bzw. 40 % aller weltweiten Finanzanlagen verwalten, ihre Portfolien bis 2050 auf Emissionen von Null zu bringen. Ob das ausreicht, zukünftig sämtliche fossilen Investitionen zu unterbinden, erscheint aber fraglich, solange sich nicht mehr Institute aus den Schwellenländern anschließen.

Fazit und Ausblick

Auf der COP26 in Glasgow wurde die Ambition bekräftigt, die globale Erwärmung der Erde auf 1,5 °C gegenüber vorindustrieller Zeit begrenzen zu wollen. Zur Erreichung dieses Ziel fehlen allerdings nach aktuellem Stand die notwendigen Zusagen der Vertragsstaaten zu nationalen Klimabeiträgen. Daher wurde in Glasgow beschlossen, die Klimazusagen bereits bei der nächstens COP27 in Sharm zu überprüfen und zu erhöhen.

Viele Industriestaaten, darunter die EU27, die USA, Kanada, das Vereinigte Königreich sowie Japan, werden ihre ambitionierten Ziele aber kaum weiter verschärfen können. Ihr Fokus liegt auf der Umsetzung ihrer Zusagen in reale Politiken. Ob die Schwellenländer, hier insbesondere China und Indien, die Lücke schließen können und vor allem wollen, ist allerdings fraglich. Dennoch gibt es Hoffnung, dass zumindest das 2 Grad-Ziel nicht überschritten wird. Denn während der COP26 haben einige mittelgroße Emittenten versprochen, klimaneutral zu werden, darunter Vietnam bis 2050, die Türkei bis 2053 (600. Jahrestag der Eroberung Konstantinopels) und Nigeria bis 2060. Vor allem aber beabsichtigt Indien, bis 2070, ebenso wie China bis 2060, seine Emissionen auf Netto-Null abzusenken.

2.3 Erreichbarkeit des 1,5 Grad-Ziels

- **Die Bundesregierung hat das 1,5 Grad-Ziel zum Maßstab ihres Handelns gemacht.**
- **Das UN-Umweltprogramm prognostiziert für 2030 jedoch eine Verfehlung des Treibhausgasreduktionsziels um bis zu 28 Gigatonnen CO₂-Äq.**
- **Das 1,5 Grad-Ziel scheint nach aktuellem Stand nicht mehr erreichbar. Eine Begrenzung der globalen Erderwärmung auf 1,8 °C ist hingegen realistisch.**

Das sog. 1,5 Grad-Ziel ist im Klimaabkommen von Paris hinterlegt. Art. 2 des Abkommens erklärt, dass die globale Reaktion auf die Bedrohung durch den Klimawandel verstärkt werden soll, „indem unter anderem a) der Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur deutlich unter 2 °C über dem vorindustriellen Niveau gehalten wird und Anstrengungen unternommen werden, um den Temperaturanstieg auf 1,5 °C über dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen, da erkannt wurde, dass dies die Risiken und Auswirkungen der Klimaänderungen erheblich verringern würde [...]“⁸

Artikel 4 ergänzt: „Zum Erreichen des in Artikel 2 genannten langfristigen Temperaturziels sind die Vertragsparteien bestrebt, so bald wie möglich den weltweiten Scheitelpunkt der Emissionen von Treibhausgasen zu erreichen, wobei anerkannt wird, dass der zeitliche Rahmen für das Erreichen des Scheitelpunkts bei den Vertragsparteien, die Entwicklungsländer sind, größer sein wird, und danach rasche Reduktionen im Einklang mit den besten verfügbaren wissenschaftlichen Erkenntnissen herbeizuführen, um in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts ein Gleichgewicht zwischen den anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen aus Quellen und dem Abbau solcher Gase durch Senken auf der Grundlage der Gerechtigkeit und im Rahmen der nachhaltigen Entwicklung und der Bemühungen zur Beseitigung der Armut herzustellen.“

Auch die Bundesregierung hat in ihrem Koalitionsvertrag von 2021 das 1,5 Grad-Ziel zum Maßstab ihres Handelns gemacht: „Wir werden national, in Europa und international unsere Klima-, Energie- und Wirtschaftspolitik auf den 1,5-Grad-Pfad ausrichten und die Potenziale auf allen staatlichen Ebenen aktivieren.“⁹ Es stellt sich daher die Frage, wie realistisch es ist, dass dieses Ziel erreicht werden kann.

Emissionsszenarien und nationale Klimabeiträge

Im August 2021 hat die Arbeitsgruppe I des *Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC)* der Vereinten Nationen (UN) den ersten Teil des Sechsten Sachstandsberichts zu den physikalischen Erkenntnissen veröffentlicht. Unter der Annahme deutlicher Emissionsminderungen der anderen Treibhausgase (THG) – insbesondere Methan – wurden ausgewählte CO₂-Emissionsszenarien und ihre Auswirkung auf einen Temperaturanstieg gegenüber der vorindustriellen globalen Durchschnittstemperatur verglichen. Im Mittel sei die globale Durchschnittstemperatur zwischen 2011 bis 2020 1,09 °C höher als zwischen 1850 bis 1900 gewesen. Die Weltorganisation für Meteorologie geht davon aus, dass der Temperaturanstieg im Jahr 2020 bereits bei 1,2 °C lag.¹⁰ Über den Landmassen fiel die Erwärmung dabei höher aus als über den Ozeanen.

Drei IPCC-Szenarien gehen von weiter steigenden Emissionen bis 2050 aus. Allerdings sind solche Entwicklungen angesichts der Dringlichkeit der Bewältigung des Klimawandels und der bereits getätigten Klimazusagen vieler Staaten, insbesondere hinsichtlich des Erreichens der Klimaneutralität bis 2050, unwahrscheinlich. Daher sollen im Folgenden nur zwei Szenarien betrachtet werden, die von sinkenden Emissionen bis 2050 ausgehen. Im *Szenario SSP1-1.9* müssen die CO₂-Emissionen bis 2030 unter 30 Gigatonnen (Gt) CO₂ und kurz nach 2050 unter die Nulllinie fallen. Im *Szenario SSP1-2.6* müssen die CO₂-Emissionen bis 2030 gegenüber heute leicht sinken und ab 2075 netto negativ werden.

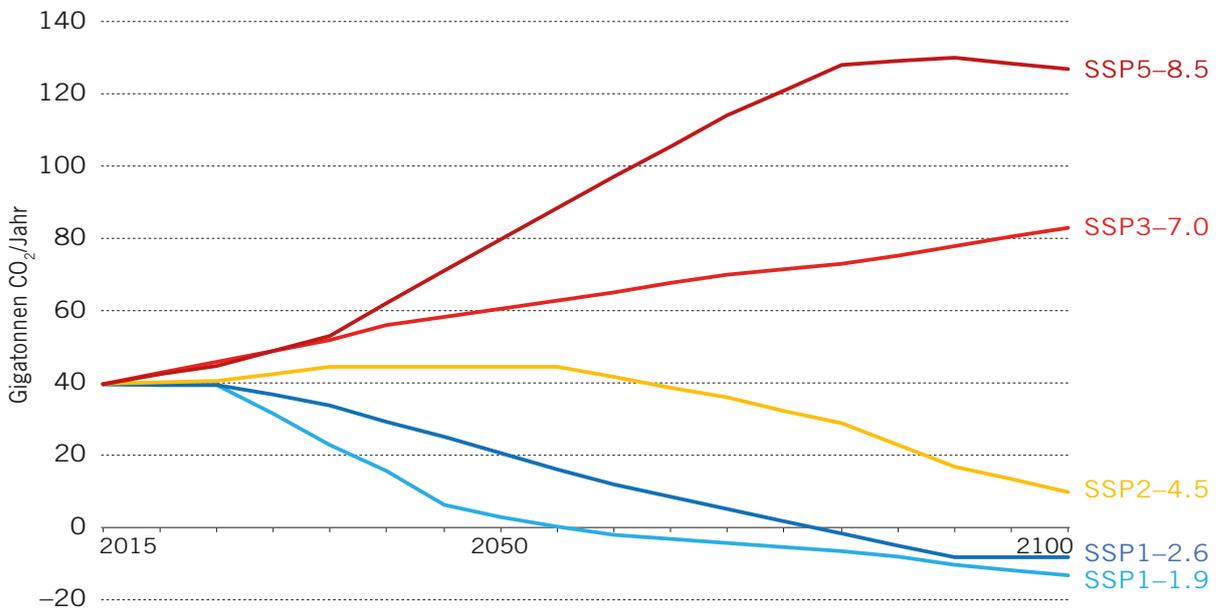
Noch vor der UN-Klimakonferenz (*UN Conference of Parties, COP*) 2021 in Glasgow haben viele wesentliche Emittenten erhöhte *nationale Klimabeiträge (Nationally Determined Contributions, NDCs)* für 2030 abgegeben. Diese Zusagen reichen jedoch nicht annähernd aus, um auf den 1,5 Grad-Pfad zu gelangen, wie der *Emissions Gap Report 2021* des UN-Umweltprogramms (*United Nations Environment Programme, UNEP*) vom Oktober 2021 eindringlich darlegt. In dem Bericht wurden bereits

⁸ Art. 2 Übereinkommen von Paris vom 12.12.2015.

⁹ Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD)/BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN/Freie Demokratische Partei (FDP), Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021–2025, Berlin 2021, S. 43.

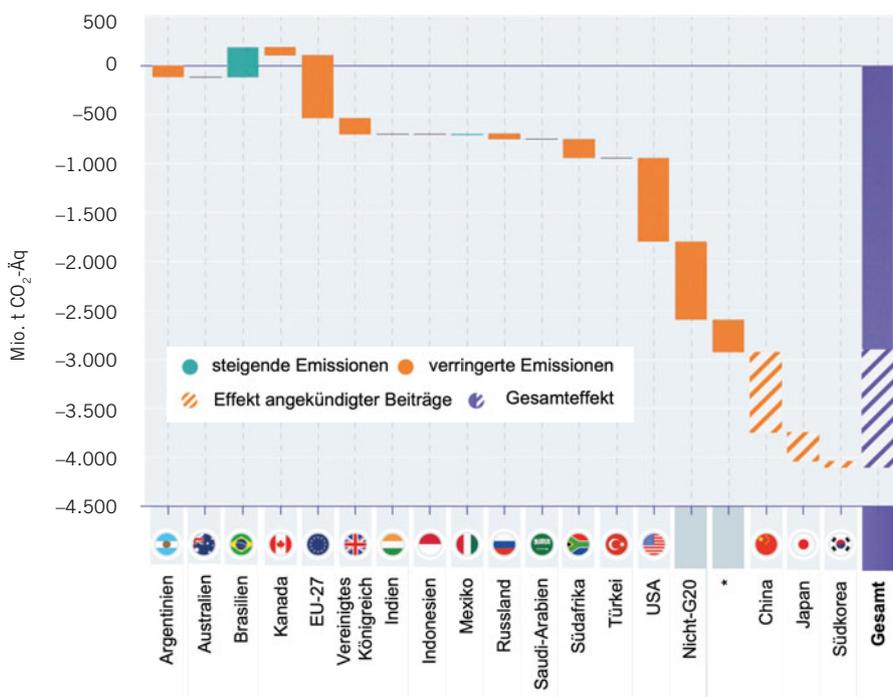
¹⁰ Vgl. Weltorganisation für Meteorologie, State of the Global Climate 2020, Genf 2021, S. 4.

Abbildung 2.15: Emissionsszenarien der Arbeitsgruppe I des Sechsten Sachstandsberichts des IPCC



Quelle: IPCC, 2021

Abbildung 2.16: Zusätzliche Treibhausgaseinsparungen durch erhöhte Klimazusagen bis 2030 im Vergleich zu früheren nationalen Klimabeiträgen



* Weitere Faktoren

Quelle: UNEP, Emissions Gap Report 2021

die erhöhten Zusagen zur COP26 in Glasgow, vor allem der USA (52 % THG-Reduktion gegenüber 2006), der EU27 (55 % THG-Reduktion gegenüber 1990) und des Vereinigten Königreichs Großbritannien und Nordirland (67 % THG-Reduktion gegenüber 1990), berücksichtigt. Auch weitere Einsparungen der Volksrepublik China, Japans und Südkoreas wurden angenommen, die aber nach der COP26 noch nicht durch neue NDCs hinterlegt wurden.

Zusammen mit den erhöhten NDCs anderer Staaten werden bis 2030 voraussichtlich trotzdem nur weitere 4 Gt CO₂-Äq globale THG eingespart werden. Das wird zur Erreichung des 1,5 Grad-Ziels aber bei weitem nicht ausreichen. Soll dieses Ziel realisiert werden, müssten die globalen THG-Emissionen bis 2030 gegenüber 2010 um 45 % sinken,¹¹ dabei sind die Emissionen zwischen 2010 und 2019 sogar um mehr als 6 Gt CO₂-Äq angestiegen. UNEP ermittelt trotz der zuletzt erhöhten NDCs für 2030 eine Zielverfehlung von weiteren 25 bis 28 Gt CO₂-Äq. Sogar zur Erreichung des 2 Grad-Ziels fehle bis 2030 eine THG-Reduktion von 11 bis 13 Gt CO₂-Äq. Hierbei unterstellt das UNEP-Szenario für das 2 Grad-Ziel allerdings bis 2030 stärker sinkende Emissionen als nach 2035. Das Emissionsszenario *SSP1-2.6* des Sechsten Sachstandsberichts des IPCC dagegen sieht erst nach 2035 eine stärkere Emissionsabnahme vor. Die erwartbare reale Emissionsentwicklung passt daher eher zum IPCC-Szenario.

¹¹ Vgl. IPCC, Global Warming of 1.5 °C, Incheon 2018, S. 15.

➤ Bis 2030 besteht eine Lücke von bis zu 28 Gt CO₂-Äq, um das 1,5 Grad-Ziel zu erreichen.

Auf der COP26 wurden vor allem neue Zusagen zu den Zeitpunkten abgegeben, an denen Staaten Klimaneutralität erreichen wollen (vgl. *Energie für Deutschland 2022*, Art. 2.2). Es wurden jedoch kaum neue Zusagen für das Jahr 2030 gemacht. Durch den Umstand, dass China plant, Klimaneutralität erst im Jahr 2060 zu erreichen und Indien dies sogar erst für das Jahr 2070 anstrebt, ist das Emissionsszenario *SSP1-1.9* realistischerweise nach aktuellem Stand nicht zu erreichen. Das Szenario *SSP1-2.6* dagegen schon, wenn den Ankündigungen auch tatsächlich Vermeidungsmaßnahmen folgen.

Temperaturentwicklung in den IPCC-Emissionsszenarien

Allen fünf Emissionsszenarien des Sechsten Sachstandsberichts des IPCC ist gemeinsam, dass die globale Durchschnittstemperatur in den kommenden zwei Dekaden (*2021-2040*), unabhängig von der Emissionsentwicklung, wahrscheinlich auf mind. 1,5 °C gegenüber der vorindustriellen Zeit ansteigen wird.

Bis zur Jahrhundertmitte (*2041-2060*) wird entsprechend dem IPCC-Szenario *SSP 1-1.9* mit Klimaneutralität ab 2050 die globale Durchschnittstemperatur um wahrscheinlich 1,6 °C ansteigen und dabei ihren Höhepunkt erreichen. Bis zur Jahrhundertwende (*2081-2100*) sinkt die globale Durchschnittstemperatur dann wahrschein-

Tabelle 2.1: Prognostizierte Erderwärmung entsprechend der Emissionsszenarien der Arbeitsgruppe I des Sechsten Sachstandsberichts des IPCC

Szenario	2021–2040		2041–2060		2081–2100	
	Schätzwert	wahrscheinliche Bandbreite	Schätzwert	wahrscheinliche Bandbreite	Schätzwert	wahrscheinliche Bandbreite
SSP1–1.9	1,5 °C	1,2–1,7 °C	1,6 °C	1,2–2,0 °C	1,4 °C	1,0–1,8 °C
SSP1–2.6	1,5 °C	1,2–1,8 °C	1,7 °C	1,3–2,2 °C	1,8 °C	1,3–2,4 °C
SSP2–4.5	1,5 °C	1,2–1,8 °C	2,0 °C	1,6–2,5 °C	2,7 °C	2,1–3,5 °C
SSP3–7.0	1,5 °C	1,2–1,8 °C	2,1 °C	1,7–2,6 °C	3,6 °C	2,8–4,6 °C
SSP5–8.5	1,5 °C	1,3–1,9 °C	2,4 °C	1,9–3,0 °C	4,4 °C	3,3–5,7 °C

Quelle: IPCC, 2021

lich auf eine Erhöhung von 1,4 °C ab. Im Szenario *SSP 1-2.6* mit Erreichen der Klimaneutralität erst in der Mitte der zweiten Jahrhunderthälfte steigt die Temperatur der Erde bis 2050 um 1,7 °C an und damit um 0,1 °C mehr als im Emissionsszenario *SSP 1-1.9*. Bis zur Jahrhundertwende erreicht sie ihren Höhepunkt mit einer voraussichtlichen Erhöhung um 1,8 °C. Dies läge 0,2 °C über dem Höchstwert des Szenarios *SSP 1-1.9*.

Fazit

Auch wenn die wahrscheinlichen Temperaturbandbreiten der beiden unteren Emissionsszenarien des IPCC recht groß sind, können die Szenarien anhand der Schätzwerte eingeordnet werden. Das Szenario *SSP 1-1.9* entspricht am ehesten dem 1,5 Grad-Szenario, auch wenn es in der Mitte des Jahrhunderts wahrscheinlich zu einem leichten Überschießen der Temperatur kommt.

Die erhöhten Reduktionszusagen aller Vertragsstaaten des Pariser Klimaabkommens bis 2030, aber auch zur Klimaneutralität erst nach 2050, werden voraussichtlich bei weitem nicht ausreichen, um das 1,5 Grad-Ziel zu erreichen. Dabei darf zudem nicht vergessen werden, dass die Zusagen der Industriestaaten für 2030, insbesondere der USA und der EU27, erst noch mit entsprechenden Minderungsmaßnahmen unterlegt werden müssen. Selbst höhere Zusagen Chinas und Indiens für 2030 auf der COP27, die Ende 2022 in Sharm El-Sheikh stattfinden soll, würden das Bild kaum verändern. Nicht einmal Nullemissionen Chinas im Jahr 2030 würden die Lücke zum 1,5 Grad-Ziel Berechnungen zufolge schließen. Außerdem hat die chinesische Staatsführung nach den jüngsten Stromrationierungen im Winter 2021/22 angekündigt, den CO₂-intensiven Kohleverbrauch im Jahr 2022 nochmals zu erhöhen. Eine realistische Politik wird daher in starkem Maße auch Adaptionsmaßnahmen an den Klimawandel berücksichtigen müssen.

➤ **Das 1,5 Grad-Ziel scheint nach aktuellem Stand nicht mehr erreichbar. Realistisch ist jedoch eine Temperaturerhöhung von 1,8 °C zum Ende des Jahrhunderts.**

Auf Basis der erwartbaren Zusagen ist nur die Emissionsentwicklung des IPCC-Szenarios *SSP 1-2.6* derzeit realistisch erreichbar. Diese Entwicklung würde zu einer Temperaturerhöhung von wahrscheinlich 1,8 °C zum Ende des Jahrhunderts führen. Die Aussicht, dass nach China nun auch der Großemittent Indien Klimaneutralität ab 2070 verspricht, veranlasste die Internationale Energieagentur (IEA) noch während der COP26 zu der Aussage,¹² dass die Regierungen der Welt mit ihren erhöhten nationalen Klimabeiträgen auf gutem Weg seien, erstmals unter 2 °C Temperaturanstieg zu bleiben. Dies erfordere jedoch verstärkte Klimaanstrengungen der Staaten sowie das Einhalten der bereits getätigten Zusagen. Die Vertragsstaaten hätten dann Art. 2 und Art. 4 des Pariser Klimaabkommens, wenn auch mit Abstrichen beim 1,5 Grad-Ziel, eingehalten.

¹² Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), COP26 climate pledges could help limit global warming to 1.8 °C, but implementing them will be the key, 04.11.2021, abrufbar unter <https://www.iea.org/commentaries/cop26-climate-pledges-could-help-limit-global-warming-to-1-8-c-but-implementing-them-will-be-the-key> (zuletzt abgerufen am 02.05.2022).

2.4 Bepreisung und Subventionierung von Energie im internationalen Vergleich

- **Die Energiebesteuerung erfolgt global sehr unterschiedlich.**
- **Während viele Staaten und Regionen Bepreisungssysteme für CO₂ eingeführt haben, subventionieren andere Staaten fossile Energieträger.**
- **Ein globaler Mindestpreis für CO₂ könnte das gegenwärtige System der unterschiedlichen CO₂-Bepreisung ablösen und zusätzliche Emissionen einsparen.**

Ein wesentlicher Treiber von Energiebesteuerung in vielen Ländern ist der Klimaschutz. Grundsätzlich können dabei drei Arten der direkten und indirekten Bepreisung von CO₂ unterschieden werden: Verbrauchsteuern auf Energieerzeugnisse, CO₂-Steuern und handelbare CO₂-Emissionszertifikate. Alle drei Komponenten dieser *Effective Carbon Rate (ECR)*¹³ stellen einen Anreiz dar, den Verbrauch an CO₂-intensiven Energien zu senken und von CO₂-intensiven Energieträgern auf CO₂-arme oder -freie Optionen zu wechseln.

Der weltweit am stärksten mit ECR belastete Sektor ist der Personen- und Güterverkehr auf der Straße. So sind die Preise für Kraftstoffe in den meisten G20-Ländern – wenn auch in stark unterschiedlichem Umfang – mit Mineralölsteuern beaufschlagt. Dies gilt insbesondere für die europäischen Staaten, aber auch für Japan und Südkorea. Im Gegensatz dazu spielt die Besteuerung von Kraftstoffen in Russland keine nennenswerte Rolle. Für Saudi-Arabien werden Kraftstoffpreise ausgewiesen, die sogar unterhalb der auf dem Weltmarkt erzielbaren Preise für Mineralölprodukte liegen. Steuern auf Kraftstoffe wurden in der Regel nicht mit der Intention eingeführt, die CO₂-Emissionen zu senken, sondern Energieimporte zu verringern. Sie wirken aber tendenziell verbrauchs-dämpfend und nehmen damit unmittelbar Einfluss auf die Höhe der CO₂-Emissionen.

In der Europäischen Union (EU) gilt darüber hinaus eine Mindeststeuer für Strom, die etwa in Deutschland in Form eines deutlich höheren Satzes zur Anwendung kommt. Für Strom beträgt der EU-Mindeststeuersatz 1 € je Megawattstunde (MWh) bei nichtgewerblicher Nutzung bzw. 0,5 €/MWh bei gewerblicher Nutzung. In Deutschland beträgt die Stromsteuer für Haushalte 20,50 €/MWh, für die Industrie 15,37 €/MWh.

¹³ Die ECR gibt die Summe aus CO₂-Steuern, spezifischen Steuern auf die Energienutzung und handelbaren Emissionsrechten an, ausgedrückt in € je t CO₂.

Globale CO₂-Bepreisungssysteme

Neben einer Verbrauchsbesteuerung auf fossile Energien und Strom existieren explizite CO₂-Bepreisungssysteme. Die Weltbank-Gruppe zählte in ihrem Bericht zum Stand der globalen CO₂-Bepreisung 64 CO₂-Preismechanismen, die bereits umgesetzt sind.¹⁴ Darunter sind sowohl Emissionshandelssysteme (*Emission Trading Systems, ETS*) als auch CO₂-Steuersysteme erfasst. Die im Jahr 2021 etablierten Systeme umfassen etwa 22 % der globalen Treibhausgas (THG)-Emissionen.

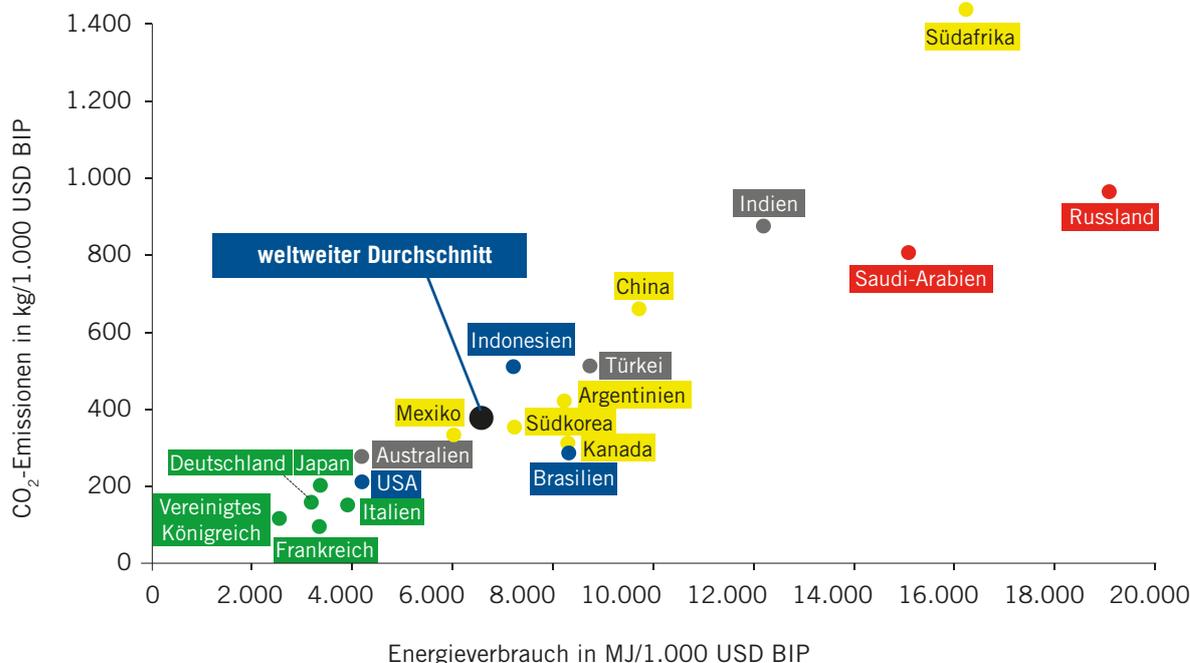
In Emissionshandelssystemen erfolgt die Steuerung der THG-Emissionen durch Vorgabe eines in der Regel pro Jahr definierten Emissionsdeckels. Dies garantiert die Einhaltung der Mengenziele für die Bereiche, die in das System einbezogen sind. Der CO₂-Preis bildet sich auf Basis von Angebot und Nachfrage nach den Regeln des Marktes. Im Unterschied dazu führt die Preissteuerung über eine CO₂-Steuer, bei der eine Steuer auf den Ausstoß von CO₂ sowie ggf. anderen THG erhoben wird, zu einer klar definierten finanziellen Belastung der Emissionen. Anders als bei der Mengensteuerung über ein Emissionshandelssystem wird allerdings nicht die Einhaltung einer politisch gewünschten Obergrenze definiert. Damit ist die Zielschärfe des Emissionshandels im Vergleich zu einer Steuer größer.

➤ **Weltweit sind 25 Emissionshandelssysteme in Kraft. Diese decken jedoch nur 17 % der weltweiten THG-Emissionen ab.**

Laut dem Ende März 2022 veröffentlichten *Status Report 2022* der *International Carbon Action Partnership (ICAP)* sind gegenwärtig weltweit 25 ETS in Kraft. Dazu zählen ein supranationales ETS (EU27 zuzüglich Island, Liechtenstein und Norwegen) sowie Emissionshandelssysteme in acht Staaten, 19 Provinzen und Bundesstaaten und sechs Städten. Bei den acht Staaten handelt es sich um die Volksrepublik China, Deutschland, Kasachstan, Mexiko, Neuseeland, Südkorea, die Schweiz und das Verei-

¹⁴ Vgl. World Bank, *State and Trends of Carbon Pricing 2021*, Washington D.C. 2021.

Abbildung 2.17: Vergleich von Energieverbrauch und CO₂-Emissionen pro BIP-Einheit in den G20-Staaten im Jahr 2020



Quelle: Prof. Dr. Schiffer, Hans-Wilhelm/Prof. Dr. Ulreich, Stefan; Datenquelle: Weltbank

nigte Königreich Großbritannien und Nordirland. Zu den 19 Provinzen bzw. Bundesstaaten zählen u. a. Kalifornien und elf an der *Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI)*¹⁵ beteiligte Bundesstaaten an der Ostküste der USA sowie Québec und Neuschottland in Kanada. Bei den sechs Städten handelt es sich um Tokyo sowie fünf Metropolen in China, wie z.B. Beijing und Shanghai. Diese zum Jahresbeginn 2022 existierenden 25 ETS decken 17 % der weltweiten THG-Emissionen ab und werden in Ländern umgesetzt, die 55 % der globalen Wirtschaftsleistung ausmachen. Etwa ein Drittel der Weltbevölkerung lebt unter einem in Kraft befindlichen ETS.

Insgesamt haben bestehende ETS bis Ende 2021 laut der ICAP weltweit 161 Mrd. USD aufgebracht. Das entspricht einem Anstieg um mehr als 50 % im Vergleich zu 2020, insbesondere aufgrund gestiegener Zertifikatspreise und neu hinzugekommener Systeme. Auktionserlöse werden von den Regierungen häufig zur Finanzierung von Klimaprogrammen, etwa zur Steigerung der Energie-

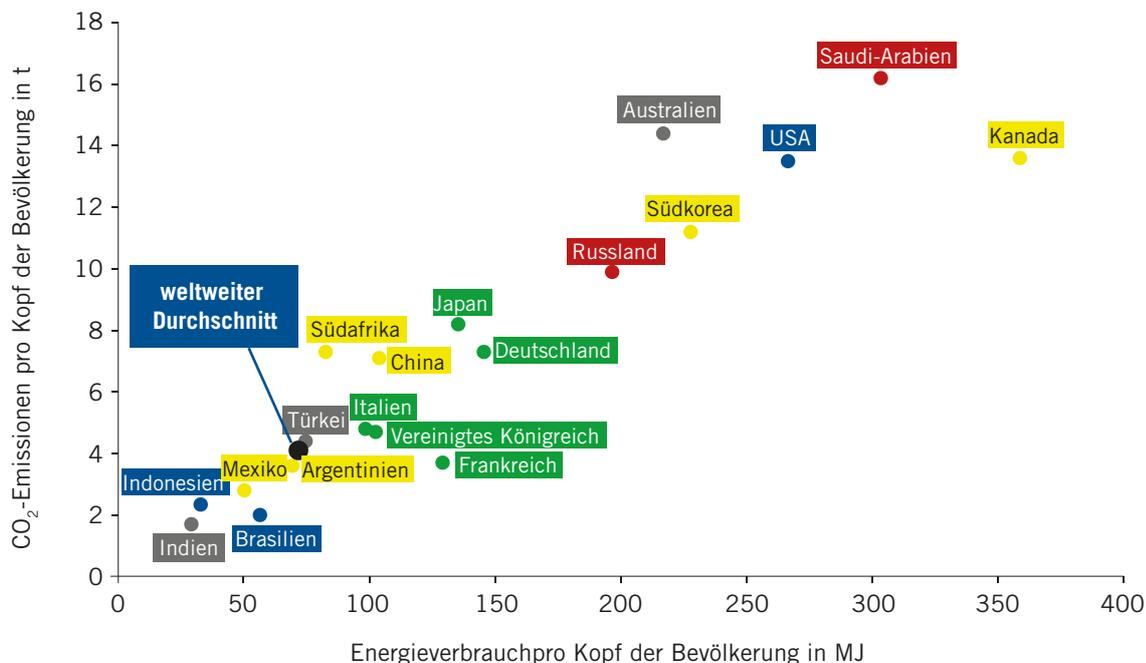
effizienz, zur Dekarbonisierung des Verkehrs sowie zum Ausbau erneuerbarer Energien, genutzt, aber auch zur Entlastung einkommensschwacher Bevölkerungsgruppen sowie energieintensiver Industrien.

Über die bestehenden ETS hinaus befinden sich 22 Handelssysteme in der Entwicklung oder werden erwogen, insbesondere in Südamerika und Südostasien. Die Zertifikatspreise erreichten Ende 2021 im Rahmen des EU ETS Rekordhöhen von mehr als 100 USD/t. In allen bestehenden ETS-Systemen wurden steigende Zertifikatspreise verzeichnet – von Nordamerika bis in die Region Asien/Pazifik. In Nordamerika nahm der Preis in Kalifornien und in Québec jeweils von 18 auf 28 USD/t und in der RGGI von 8 auf 14 USD/t zu. In Asien wurden signifikante Preiserhöhungen etwa in Südkorea von 21 auf 30 USD/t und in Neuseeland von 27 auf 46 USD/t verzeichnet.

Die weltweit über Emissionshandelssysteme oder Steuern festgestellte Bandbreite der CO₂-Bepreisung reicht nach Angaben der Weltbank von weniger als 1 USD in der Ukraine oder in Polen bis zu 137 USD/t CO₂-Äq in Schweden. Nahezu die Hälfte der von einer CO₂-Beprei-

¹⁵ Die RGGI ist eine Initiative US-amerikanischer Bundesstaaten zur Senkung von THG-Emissionen. Für nähere Informationen vgl. *Energie für Deutschland 2021*, Art. 2.5.

Abbildung 2.18: Vergleich von Energieverbrauch und CO₂-Emissionen pro Kopf der Bevölkerung in den G20-Staaten im Jahr 2020



Quelle: Prof. Dr. Schiffer, Hans-Wilhelm/Prof. Dr. Ulreich, Stefan; Datenquelle: Weltbank

sung erfassten 12 Mrd. t CO₂-Äq wird allerdings mit weniger als 10 USD/t CO₂-Äq belastet. Die Weltbank erachtet hingegen Preise zwischen 40 und 80 USD/t als zielführend für den Klimaschutz.

Die Staaten der G20 lassen sich bei überschlägiger Betrachtung fünf Kategorien von Energie- und CO₂-Bepreisungssystemen zuordnen:

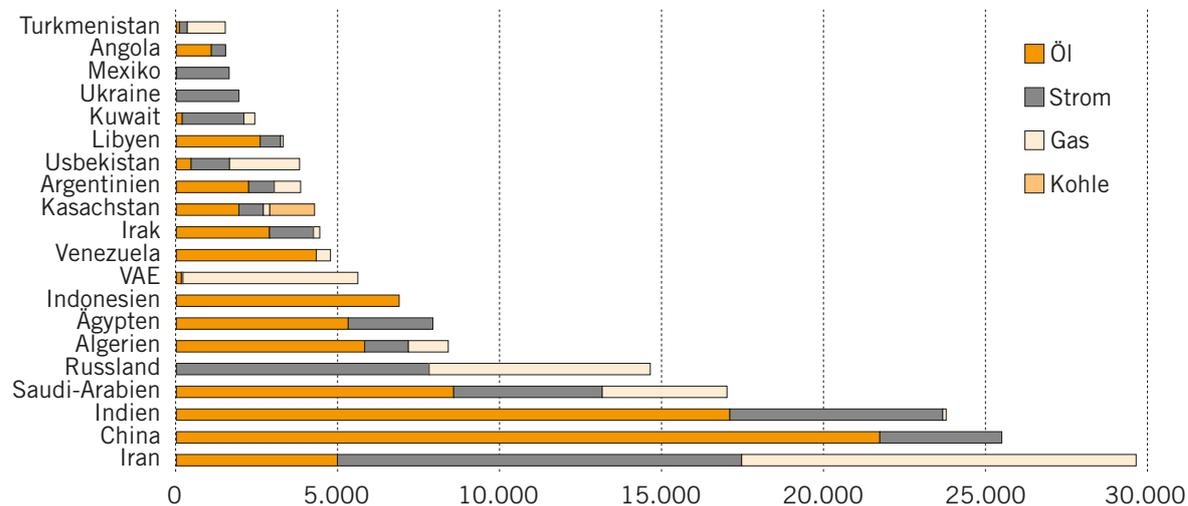
- Staaten mit hohen spezifischen Energiesteuern und nationalen bzw. supranationalen CO₂-Bepreisungssystemen. Dazu zählen Deutschland, Frankreich, Italien, das Vereinigte Königreich und Japan.
- Staaten mit niedrigen spezifischen Energiesteuern, aber einem etablierten nationalen CO₂-Bepreisungssystem. Dazu werden Kanada, Mexiko, Argentinien, Südafrika, Südkorea und seit 2021 auch China gerechnet.
- Staaten mit mittelhoher spezifischer Energiesteuer, aber ohne nationales CO₂-Bepreisungsregime. Dieser Kategorie werden Australien, Indien und Türkei zugeordnet.

- Staaten mit niedriger spezifischer Energiesteuer und ohne nationales CO₂-Bepreisungsregime. Hierzu gehören USA, Brasilien und Indonesien.
- Staaten ohne nennenswerte spezifische Energiesteuer und ohne CO₂-Bepreisungsregime. Dabei handelt es sich um Russland und Saudi-Arabien.

Subventionen auf fossile Brennstoffe

Auf der anderen Seite werden in vielen Staaten Energieträger subventioniert. Die Internationale Energieagentur (IEA) hat die weltweiten Subventionen zugunsten von Öl, Erdgas, Kohle und Elektrizität für das Jahr 2020 auf 181,5 Mrd. USD beziffert. Diese verteilen sich mit 90,4 Mrd. USD auf Öl, mit 52,5 Mrd. USD auf Strom, mit 36,9 Mrd. USD auf Gas und mit 1,7 Mrd. USD auf Kohle. Von diesen Subventionen entfallen gemäß den Berechnungen der IEA mit 93,2 Mrd. USD rund die Hälfte auf Staaten aus dem Kreis der G20. Genannt werden etwa Argentinien, China, Indien, Indonesien, Mexiko, Russland und Saudi-Arabien. Der Iran war 2020 das Land mit der größten Summe staatlicher Subventionen für fossile Brennstoffe, gefolgt von China und Indien. Umgerechnet

Abbildung 2.19: Subventionen für fossile Brennstoffe im Jahr 2020 (Top20-Staaten)



Quelle: Internationale Energieagentur (IEA), 2021

auf die jeweiligen gesamten CO₂-Emissionen dieser Länder ergeben sich rechnerisch daraus negative CO₂-Steuern, die in der Spitze – das gilt für Saudi-Arabien – bis zu –30 USD/t CO₂ erreichen.

Der IEA zufolge beliefen sich die weltweiten Subventionen für fossile Brennstoffe 2021 auf ca. 440 Mrd. USD.

Die Summe der globalen Subventionen für fossile Brennstoffe lag 2020 infolge eines Wirtschaftseinbruchs und einer gesunkenen Energienachfrage im Zuge der COVID-19-Pandemie 40 % unter den Subventionen von 2019. Nach Berechnungen der IEA stiegen die Subventionen im Jahr 2021 im Zuge steigender Energiepreise und eines zunehmenden Energieverbrauchs jedoch wieder auf ca. 440 Mrd. USD an – und damit fast wieder auf das Niveau von 2018.¹⁶

Fazit

Das Schaffen von ökonomischen Anreizen für Haushalte, die Energiebeschaffung klimafreundlicher zu gestalten,

ist mit Blick auf die Klimaziele vieler Staaten eine wichtige nationale Aufgabe. Sie kann durch eine sinnvoll ausgestaltete Energiebesteuerung erreicht werden. Die Besteuerung von Energie erfolgt global gesehen jedoch sehr unterschiedlich. Durch eine Verständigung auf globale CO₂-Mindestpreise könnte das gegenwärtige System der Mengenbegrenzungen von THG-Emissionen über *Nationally Determined Contributions (NDCs)* – national festgelegte Beiträge unter dem Klimaabkommen von Paris – wirksam ergänzt, wenn nicht sogar ersetzt werden. Eine CO₂-Bepreisung in international vergleichbarer Höhe ist kleinteilig angelegten Förderinstrumenten und Verbotssregelungen deutlich überlegen, die in Paris vereinbarten Klimaziele kosteneffizient zu erreichen.

Aus gegenwärtiger Sicht werden klimafreundliche Energieträger, insbesondere Strom, einerseits zu stark mit Steuern, Abgaben und Umlagen belastet – und damit falsche Anreize gesetzt. Andererseits fördern viele Staaten weltweit den Einsatz fossiler Energien durch deren Subventionierung. Während Preisreformen in einigen Ländern in jüngerer Vergangenheit Fortschritte machten, veranlasste die durch COVID-19 verursachte Wirtschaftskrise einige Regierungen dazu, Verbrauchersubventionen beizubehalten oder sogar zu verstärken, um Haushalte und Unternehmen zu entlasten. Die IEA spricht sich seit langem dafür aus, Subventionen für fossile Brennstoffe zu reduzieren oder ganz abzuschaffen, da sie die Märkte verzerren, falsche Preissignale an die Verbraucher senden und die Einführung sauberer erneuerbarer Energien behindern.

¹⁶ Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), Energy Subsidies, ohne Daten, abrufbar unter <https://www.iea.org/topics/energy-subsidies> (zuletzt abgerufen am 19.04.2022).

2.5 Zukunft von Gas: Eine neue Welt gasförmiger Energieträger

- **Ausschlaggebend für die Bedeutung, die Gasen künftig zukommen wird, ist vor allem der Preis gasförmiger Energieträger, ihre globale Verfügbarkeit, ihre Klimabilanz und die Integration von erneuerbaren Gasen in die (internationalen) Gasmärkte.**
- **Der entstehende Markt für erneuerbare Gase unterscheidet sich von den konventionellen Gasmärkten, die erst lokal, dann regional und schließlich interkontinental ausgeprägt waren.**
- **Durch verflüssigtes Erdgas (LNG) wachsen ehemals regionale Erdgasmärkte erstmals zu einem globalen Markt zusammen, in dem Regionen und Preiszonen miteinander konkurrieren.**

Gas – im Sinne gasförmiger Energieträger – wird auch in der Energiewelt von morgen benötigt. Mithilfe dieser Energieträger können große Energiemengen wirtschaftlich über weite Distanzen transportiert sowie gespeichert und stofflich genutzt werden. Mit Blick auf die ambitionierten Klimaziele vieler Länder weltweit, insbesondere das Erreichen von Klimaneutralität, wird der Einsatz von Gas weitestgehend CO₂-neutral erfolgen müssen. Fossile Gase wie Erdgas und Flüssiggas (*Liquefied Petroleum Gas, LPG*) können Brückenenergieträger darstellen.¹⁷ Künftig werden aber zunehmend erneuerbare Gase, wie Bio-Methan, Bio-LPG, Wasserstoff (H₂), sog. synthetische Gase (z. B. Methan, Ammoniak) oder Erdgas mit anschließender CO₂-Abscheidung und -Speicherung (*Carbon Capture and Storage, CCS*), etwa via Pyrolyse,¹⁸ zum Einsatz kommen.¹⁹

Die Internationale Energieagentur (IEA) geht im World Energy Outlook 2021 im Energieszenario *Net Zero Emissions by 2050 (NZE)* davon aus, dass sich die Nutzung von konventionellem Erdgas bis 2050 mehr als halbieren und dass rund 50 % des Erdgases zur Erzeugung von Wasserstoff eingesetzt wird.²⁰ Ausschlaggebend dafür, welche Bedeutung Gasen künftig zukommen wird, sind vor allem folgende Faktoren: Der Preis gasförmiger Energieträger, ihre globale Verfügbarkeit (tech-

nisch/ressourcenseitig), ihre Klimabilanz und die Entwicklung überregionaler Märkte für erneuerbare Gase.

Der Preis gasförmiger Energieträger

Die zunehmende Substitution von Erdöl durch Erdgas ab den 1960er Jahren erfolgte nicht zuletzt aufgrund der in Relation günstigen Preise für Erdgas, die ein Wechsel des Brennstoffes mit sich brachte. Wenn man von der aktuellen Hochpreissituation an den internationalen Energiemärkten absieht und diese als temporäre Erscheinung versteht, dürfte die Versorgung mit klimafreundlicheren Gasen zukünftig gegenüber der Versorgung mit Erdgas nur über Preisauflagen zu realisieren sein. Während sich auch die konventionelle Nutzung von Erdgas durch eine stärkere Bepreisung von CO₂ verteuert, die laut IEA langfristig Höhen von 200–250 USD/t erreichen kann, werden CO₂-neutrale und erneuerbare Gase vor allem in naher Zukunft vergleichsweise teuer bleiben.²¹ Ausschlaggebend für die Preise synthetischer Gase werden die Preise der Eingangsstoffe Strom und Erdgas sein.

Da Strom ein regionales Handelsgut ist, dessen Preisbildung zahlreichen, teils lokalen Faktoren unterliegt, ist es schwer, eine Aussage zur künftigen Preisentwicklung zu treffen. Das Preisniveau von Erdgas als Eingangsstoff für viele CO₂-arme Gase könnte langfristig leicht sinken, da Erdgas entsprechend dem ambitionierten *Stated Policies Scenario* der IEA künftig nur noch aus bestehenden Feldern und über existierende Infrastruktur zu Grenzkosten (also zu Produktions- und Transportkosten) im Markt angeboten werden könnte.²² Wie hoch der Preisauflagen durch die darauffolgende Umwandlung in Wasserstoff ausfällt, hängt mit der Effizienz der Erzeugung zusammen, die bei der aktuell gängigsten Technologie der Dampfreformierung bei 60–70 % liegt. Sofern neue Verfahren zu keinen erheblich besseren Wirkungsgraden führen, wird der H₂-Preis daher weiterhin höher liegen als das historische Preisniveau von Erdgas. Langfristig wer-

17 Der vorliegende Beitrag befasst sich mit den Perspektiven gasförmiger Energieträger im globalen Energiesystem. Obwohl es neben fossilem Erdgas noch eine Vielzahl anderer Gase, wie LPG gibt, legt der Beitrag aufgrund der großen geopolitischen Bedeutung des Energieträgers einen Fokus auf Erdgas und seine Substituierung durch erneuerbare und CO₂-neutrale Gase.

18 Bei der Pyrolyse handelt es sich um ein Verfahren, bei dem Methan in Wasserstoff und Kohlenstoff zerlegt wird.

19 Mittlerweile hat sich eine Vielzahl von Begriffen für gasförmige Energieträger etabliert. Dem vorliegenden Beitrag liegen die folgenden Definitionen zugrunde: Erneuerbare Gase bezeichnen gasförmige Energieträger, die aus erneuerbaren Energien hergestellt wurden. Synthetische Gase kommen nicht natürlich vor, sondern werden mithilfe von Vorprodukten wie Kohlenstoff produziert (z. B. synthetisches Methan aus Wasserstoff und CO₂). CO₂-arme Gase werden nicht aus erneuerbaren Energiequellen generiert, verursachen jedoch erheblich weniger CO₂ als ihr fossiles Äquivalent. Von CO₂-neutralen Gasen spricht man, wenn sie bei ihrer Nutzung genauso viel CO₂ verbrennen wie für ihre Produktion aus der Umwelt entnommen wurde.

20 Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), World Energy Outlook 2021, Paris 2021, S. 73.

21 Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), World Energy Outlook 2021, Paris 2021, S. 103.

22 Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), World Energy Outlook 2021, Paris 2021, S. 101 f.

Tabelle 2.2: Vergleich von Herstellungskosten für fossilen Wasserstoff mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) und erneuerbaren Wasserstoff in €/kWh

€/kWh H ₂	Fossiler Wasserstoff mit CCS			Erneuerbarer Wasserstoff		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Bloomberg 2020*	0,034–0,083	0,034–0,083	0,032–0,075	0,062–0,113	0,029–0,067	0,017–0,041
Hydrogen Council 2020, 2021*	0,037–0,052	0,030–0,045	0,025–0,037	0,062–0,149	0,035–0,057	0,025–0,037
IRENA 2019*	0,030–0,070**		0,03–0,070**	0,110–0,149		0,025–0,050

* Umrechnungsfaktor USD in €: 0,83; ** Je nach CO₂-Preis

Quelle: Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), 2021²⁴; Datengrundlage: BloombergNEF, 2020; Hydrogen Council, 2020 und 2021; Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), 2019

den klimafreundliche Gase voraussichtlich aber durch Hebung erheblicher Skaleneffekte sowie durch die stärkere Bepreisung von CO₂ gegenüber fossilen Energien wettbewerbsfähig.

Zu beachten sind auch erhebliche preisliche Unterschiede zwischen den verschiedenen erneuerbaren und CO₂-armen Gasen. Grundsätzlich steigt der Preis des Gases mit der Anzahl der notwendigen Umwandlungsschritte, bei denen Energie verloren geht. Nachgelagert sind die Transportkosten zu berücksichtigen. Insgesamt jedoch ist festzuhalten, dass das Preisniveau für gasförmige Energieträger zukünftig wahrscheinlich höher sein wird als in der Vergangenheit.

Die globale Verfügbarkeit gasförmiger Energieträger

Die weltweite ressourcenseitige Verfügbarkeit von Erdgas ist sehr gut, sowohl hinsichtlich der verfügbaren Reserven und Ressourcen als auch der Verteilung des Rohstoffes. Auch bei der Berücksichtigung unkonventioneller Erdgase, die nicht in konventionellen geologischen Formationen vorkommen, sondern z. B. in Schiefergesteinen, wird klar, dass grundsätzlich genügend Erdgas für die kommenden Jahrzehnte zur Verfügung steht. Der Export konzentriert sich allerdings auf wenige Länder, in denen die Förderkosten besonders niedrig sind – z. B. aufgrund günstiger geologischer Gegebenheiten oder älterer abgeschriebener und fast ausgeförderter Bestandslagerstätten, wie bspw. in Westsibirien.

²³ Vgl. Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse, Juni 2021, S. 28, abrufbar unter <https://www.klimareporter.de/images/dokumente/2021/06/Wasserstoff.pdf> (zuletzt abgerufen am 16.05.2022).

Die Verfügbarkeit erneuerbarer Gase unterscheidet sich davon grundlegend, da prinzipiell jedes Land in der Lage ist, über erneuerbare Energien (EE) auch erneuerbare oder synthetische Gase herzustellen. Besonders die Erzeugung von EE-Strom – z. B. aus Wind- und Solarenergie – ist grundsätzlich überall möglich. Mit erneuerbarem Strom lassen sich weltweit perspektivisch strombasierte Gase wie Wasserstoff herstellen. Für Gase auf Basis biogener Ausgangsstoffe, wie Biogas und Biomethan, bedarf es zwar entsprechender Voraussetzungen, wie landwirtschaftlich nutzbare Flächen und biogene Abfälle, doch auch diese sind weit verbreitet. Problematischer ist hier die mögliche Flächenkonkurrenz zwischen der energetischen Nutzung von Pflanzen und der Nahrungsmittelproduktion.

Während fossile Energieträger global ungleich verteilt sind, weisen erneuerbare Energiequellen eine global gleichmäßigere Verteilung der Ressourcen auf. Je nach Technologie und Standort sind jedoch die Ausbeute von Wind, Sonne etc. unterschiedlich. Das hat Auswirkungen auf die Erzeugungskosten erneuerbarer und CO₂-armer Gase. Darüber hinaus können technische Potenziale nicht immer ausgeschöpft werden, etwa aus Gründen der mangelnden Akzeptanz von EE-Erzeugungsprojekten.

Die Integration von erneuerbaren Gasen in die (internationalen) Märkte

Betrachtet man die Zukunft von Gas, wird auch das Entstehen eines zuverlässigen Markts und belastbarer Energiebeziehungen für erneuerbare und CO₂-arme Gase – vor allem Wasserstoff – eine zentrale Rolle spielen. Nicht zuletzt vor dem Hintergrund der russischen Invasion in

die Ukraine im Februar 2022 rücken Fragen der Versorgungssicherheit – und hier vor allem sicherheits- und geopolitische Aspekte – stark in den Vordergrund (vgl. hierzu auch das Schwerpunktkapitel der *Energie für Deutschland 2022*). Diese Entwicklung betrifft zwar primär Europa als wichtigsten Energiepartner Russlands, doch dürften die Geschehnisse auch Auswirkungen auf die weltweite Energieversorgung haben. Dem Aufbau neuer, zuverlässiger Märkte und Routen für die Versorgung mit physischen Mengen gasförmiger Energieträger, wird demnach eine Schlüsselrolle zukommen.

Dem Aufbau neuer, zuverlässiger Märkte und Routen für gasförmige Energieträger wird eine Schlüsselrolle zukommen.

Wie sich der globale Gasmarkt entwickeln wird, ist noch schwer abzusehen. Klar erscheint aber, dass die zunehmende Bedeutung regenerativer Energien und CO₂-armer Gase zu einer Neuordnung der Energiebeziehungen führen wird. Im Folgenden werden Trends, Risiken und Fragen für die Ausbildung der zukünftigen Gashandelsbeziehungen skizziert.

Die Bedeutung von Strom nimmt stark zu

Die Energiewende wurde bisher stark als Stromwende verstanden und hat dort auch die größten Erfolge vorzuweisen. In Deutschland beträgt der EE-Anteil am Strommix mittlerweile über 40 % und entspricht somit in etwa dem europäischen Durchschnitt. Weltweit liegt er bei immerhin knapp 30 %.²⁴ Die Elektrifizierung zahlreicher Anwendungen auch außerhalb des Stromsektors wird zu einer erheblichen Ausweitung der – vor allem erneuerbaren – Stromerzeugung führen. Auch die Erzeugung von EE-Gasen wird einen erheblichen Bedarfsanstieg für *sauberen* Strom bedingen. Der Transport von Strom über weite Strecken ist aber vergleichsweise teuer und die vorhandene Infrastruktur stark auf die regionale und lokale Versorgung fokussiert. Überregionale oder transkontinentale Infrastruktur ist kaum vorhanden. Der Aufbau

²⁴ Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), *Global Energy Review 2021*, Paris 2021, S. 22; Eurostat, Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen, 19.04.2022, abrufbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_IND_REN_custom_1934914/bookmark/table?bookmarkId=c8f7f73e-f9a2-4f42-af05-d6e19ad99cb5 (zuletzt abgerufen am 16.05.2022); Umweltbundesamt, *Erneuerbare Energien in Deutschland*. Daten zur Entwicklung im Jahr 2021, Dessau-Roßlau 2022, S. 7.

einer solchen Infrastruktur ist kostspielig und eine langfristige Angelegenheit.

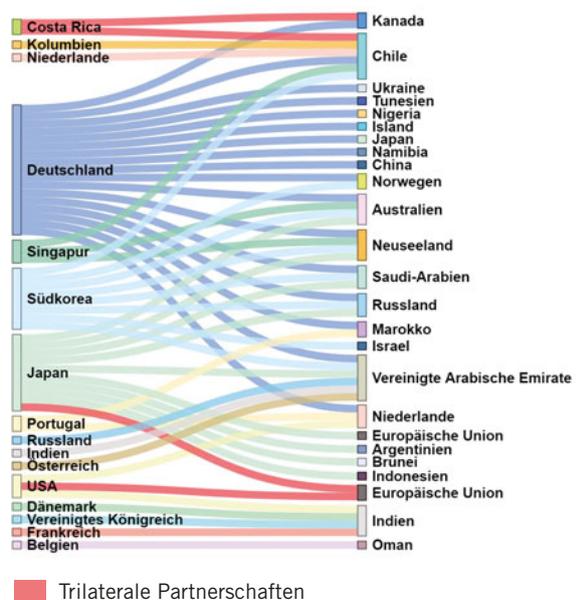
Bi- und trilaterale Partnerschaften anstelle eines globalen Markts

Reicht die lokale Stromerzeugung auf nationaler oder regionaler Ebene nicht aus, werden überregionale Energieimporte notwendig. Erneuerbare und CO₂-arme Gase stehen hier im Fokus. In Ermangelung genügender Mengen vor allem EE-Stroms setzen viele Industrieländer teils stark auf Energieeinfuhren und fördern bereits Partnerschaften, etwa im H₂-Bereich, mit möglichen Exportländern.²⁵

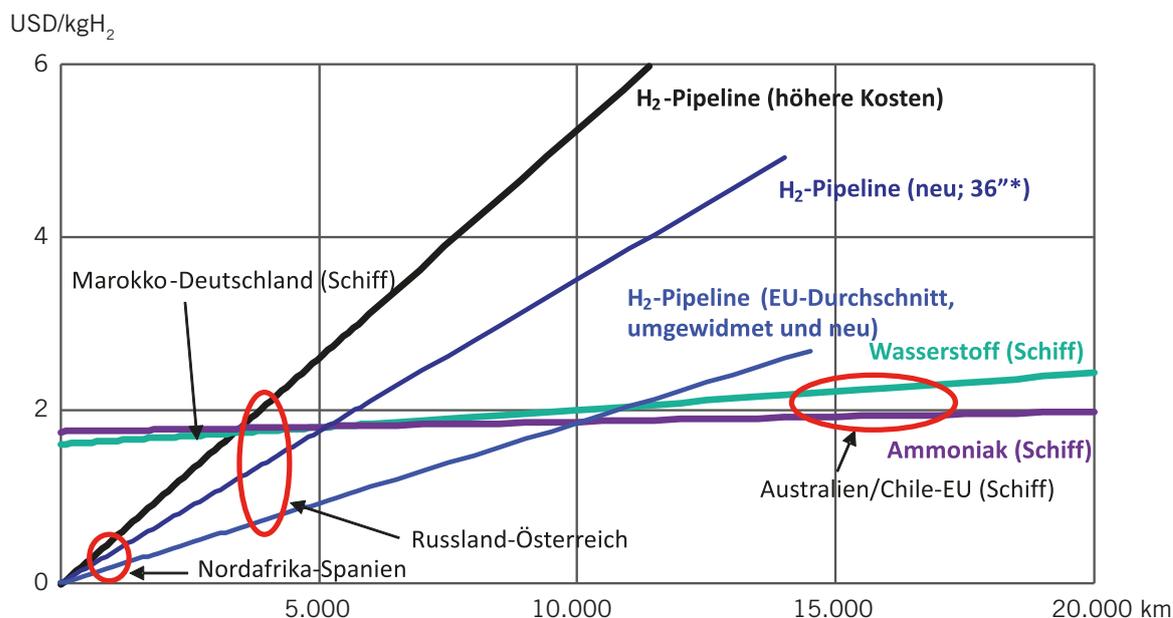
Traditionell sind die Erdgasmärkte gekennzeichnet durch langjährige, historisch gewachsene Lieferbeziehungen. Die regionalen Märkte werden durch etablierte Partnerschaften getragen, die in der Vergangenheit eine stabile Versorgung gewährleistet haben. In den historisch gewachsenen Erdgasmärkten wird das Gas größtenteils

²⁵ Vgl. Weltenergieat – Deutschland e. V., *International Hydrogen Strategies*, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.weltenergieat.de/publikationen/studien/international-hydrogen-strategies/> (zuletzt abgerufen am 16.05.2022).

Abbildung 2.20: Übersicht über zwischenstaatliche Wasserstoffpartnerschaften



Quelle: Weltenergieat – Deutschland e. V., (Stand: 4/2022)

Abbildung 2.21: Vergleich von Transportkosten per Pipeline und Schiff am Beispiel von Wasserstoff und Ammoniak


Hinweis: Die Pipelinekosten beziehen sich auf Pipelines an Land. Es wird davon ausgegangen, dass unterseeische Pipelines 25–30 % höhere Kosten verursachen und nicht länger als 1.500–2.000 km sind. Da die Kosten für künftige H₂-Pipelines mit Unsicherheiten behaftet sind und von den zugrundeliegenden Annahmen abhängen, bildet die Grafik verschiedene Pipeline-Arten und Kostenannahmen ab.

* 36" entspricht einem Pipeline-Durchmesser von 91,5 cm.

Quelle: World Energy Council – Europe, 2021²⁶

über Pipelines transportiert, die Exporteure und Importeure miteinander ver- und aneinander binden. Der im letzten Jahrzehnt stark gestiegene Anteil an verflüssigtem Erdgas (*Liquefied Natural Gas, LNG*) hat diese Strukturen bereits teilweise aufgebrochen und zu einer deutlich höheren Dynamik geführt. Doch selbst in Krisenzeiten funktionierte dieses Geflecht zwischen marktwirtschaftlichen und staatlichen Akteuren sowie die Einbettung in intergouvernementale Verträge weitestgehend ohne Probleme. Die physische Verfügbarkeit von Erdgas wurde durch eine starke Interdependenz abgesichert. Einen echten überregionalen Markt für erneuerbare und CO₂-arme Gase gibt es zurzeit allerdings noch nicht.

Zahlreiche Industrieländer haben bereits damit begonnen, mit potenziellen Exporteuren alternativer Gase bi- und trilaterale Kooperationen zu schließen. In Bezug auf Deutschland und Europa wird davon ausgegangen, dass ein bedeutender Anteil dieser Gase aus anderen Weltre-

gionen importiert werden muss. Als Bezugsländer werden nicht nur klassische Energieexporteure wie Saudi-Arabien oder die Vereinigten Arabischen Emirate gesehen, sondern auch alternative Exporteure wie Australien und Chile. Der Importanteil synthetischer Energieträger in Deutschland und der EU könnte dabei langfristig erheblich sein.²⁷ Den globalen Märkten und Handelsbeziehungen könnte daher eine entscheidende Bedeutung bei der zukünftigen CO₂-freien Versorgung zukommen.

Ein weiterer Aspekt der entstehenden Handelsbeziehungen bei alternativen Gasen ist, dass bereits in dieser frühen Phase besonders auf Partnerschaften mit weit entfernten Lieferanten gesetzt wird, was die Transportkosten zusätzlich tendenziell erhöht. Somit unterscheidet sich der entstehende Markt grundlegend von der Entstehung der Erdgasmärkte, die im Kern erst lokal, dann regional und am Schluss interkontinental ausgeprägt waren.

²⁶ Für nähere Informationen vgl. World Energy Council – Europe, Decarbonised Hydrogen Imports into the European Union: challenges and opportunities, Oktober 2021, abrufbar unter https://www.weltenergie-rat.de/wp-content/uploads/2021/10/WEC-Europe_Hydrogen-Import-Study.pdf (zuletzt abgerufen am 16.05.2022).

²⁷ Vgl. World Energy Council – Europe, Decarbonised Hydrogen Imports into the European Union: challenges and opportunities, Oktober 2021, abrufbar unter https://www.weltenergie-rat.de/wp-content/uploads/2021/10/WEC-Europe_Hydrogen-Import-Study.pdf (zuletzt abgerufen am 16.05.2022).

Auch stellt sich die Frage, wie hoch die Gasmengen aus anderen Weltteilen ausfallen werden. Gerade nach dem russischen Überfall auf die Ukraine sind in Europa zahlreiche Initiativen angestoßen worden, um Erdgas stärker und schneller zu substituieren. Hierzu gehören auch der verstärkte Rückgriff auf lokale und regionale Energien wie Gase biogenen Ursprungs und eine starke Ausweitung eigener Kapazitäten zur Erzeugung synthetischer Gase wie Wasserstoff – begleitet von einem weiteren massiven EE-Ausbau.²⁸ In einer Welt, in der Strom, synthetische Gase sowie Bioenergien eine zunehmend wichtige Rolle übernehmen, steigt der Anteil der Energiemengen, die lokal und regional erzeugt und genutzt werden. Die Potenziale für diese Energien sind grundsätzlich enorm, sodass insgesamt der Importanteil in Zukunft deutlich geringer ausfallen könnte, als von vielen erwartet wird. Je höher die Gasmengen, die global gehandelt werden müssen, desto höher die Wahrscheinlichkeit, dass ein weltweiter, liquider Markt für klimafreundliche Gase entsteht. Je geringer die Mengen, desto eher wird es bei einem Geflecht bi- und trilateraler Lieferbeziehungen bleiben.

Versorgungssicherheit erneuerbarer und CO₂-armer Gase

Die Versorgungssicherheit mit Erdgas ist in der Vergangenheit sehr hoch gewesen. Störungen der Erdgasflüsse sind selten vorgekommen. Ein nicht unwesentlicher Grund hierfür ist und war die gegenseitige Abhängigkeit aufgrund des Pipelinetransportes, der eine schnelle Umleitung der Gasströme nicht zuließ. Dies hat sich mit zunehmender Bedeutung von LNG geändert und ist potenziell auch beim Transport von erneuerbaren und CO₂-armen Gasen über weite Strecken (als Ammoniak oder verflüssigter Wasserstoff) der Fall. Durch LNG wachsen ehemals regionale Erdgasmärkte erstmals zu einem globalen Markt zusammen, in dem die Regionen und Preiszonen miteinander konkurrieren. Die Lieferungen finden daher ihren Weg zu den Märkten mit den höchsten Preisen.

➤ Ehemals regionale Erdgasmärkte könnten durch LNG zu einem globalen Markt zusammenwachsen, in dem die Regionen und Preiszonen miteinander konkurrieren.

²⁸ Vgl. COM(2021) 550 final vom 14.07.2021 sowie COM(2022) 108 final vom 08.03.2022.

Diese Tatsache könnte zu einer Verschlechterung der Versorgungssicherheit vieler importabhängiger Länder mit niedrigem Einkommen führen, die nun mit Industrienationen um die gleichen Ressourcen konkurrieren müssen. Ein Effekt, der bereits heute im Zuge der Sicherung alternativer Gasmengen zu sehen ist, die europäische Länder weltweit zur Substitution russischer Erdgaslieferungen beschaffen.

Angesichts der Tatsache, dass die Dekarbonisierung der Wirtschaft ein globales Ziel ist, das alle Länder betrifft, könnten Dekarbonisierungsbestrebungen sowie Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum auch in zukünftigen Exportländern zu einem höheren Eigenbedarf an klimafreundlichen Gasen führen und die Sicherheit von Exporten negativ beeinflussen. Beispiele für solche Situationen hat es in der Vergangenheit z. B. bei Erdgas häufig gegeben. Ein markantes Beispiel ist Ägypten in den 2010er Jahren. Dort führte ein steigender Eigenbedarf dazu, dass Erdgasmengen im Inland genutzt und nicht über neu gebaute LNG-Terminals exportiert wurden. Ägypten entwickelte sich in kurzer Zeit von einem Erdgasexporteur zu einem -importeuer.

Die Bedeutung einiger weniger Lieferanten nimmt zu

Die Nutzung und der Handel mit Erdgas werden in Zukunft zugunsten erneuerbarer und CO₂-armer Gase wahrscheinlich stark abnehmen. Spätestens seit der Hochpreisphase 2021/2022 an den Erdgasmärkten und dem Russland-Ukraine-Krieg ist zudem der Ruf von Erdgas als Brückenenergieträger zumindest beschädigt. Die Transitionsphase wird also unter Umständen kürzer sein als bisher geplant, dürfte sich aber trotzdem über Jahrzehnte erstrecken, sodass aktuelle Erdgaslieferanten schrittweise aus dem Markt aussteigen werden. Dies könnte zu einer Bedeutungszunahme der verbleibenden Exporteure führen, die dann tendenziell diejenigen mit den geringsten Förderkosten wären. Hierbei handelt es sich größtenteils um heute dominante Erdgasexporteure, wie Russland und Katar.

Die IEA geht davon aus, dass die Großhandelspreise für Erdgas tendenziell sinken könnten, da Investitionen in neue Erdgasfelder und -infrastruktur im schrumpfenden Markt nicht mehr getätigt und somit nicht refinanziert werden müssten. Ob die verbliebenen Lieferanten sich mit geringeren Preisen zufriedengeben, hängt allerdings auch von deren Strategie und ihrer Marktmacht ab. In diesem Kontext stellt sich auch die Frage, wie lange die Isolation Russlands als Folge des Angriffskriegs gegen

die Ukraine andauern wird. Von der temporären Verknappung der Lieferungen in westliche Richtung abgesehen, könnten die Sanktionen oder gar ein vollständiges Embargo russischer Energieimporte zu einer radikalen Entflechtung der europäischen und russischen Gasmärkte führen. Eine Neuausrichtung Russlands würde aufgrund der größtenteils über Pipelines erfolgenden Exporte Jahre dauern. Die neu zu errichtende Infrastruktur müsste in einem schrumpfenden Markt, zu niedrigeren Preisen und in einem kürzeren Zeitraum refinanziert werden.

Der Markt für erneuerbare und CO₂-arme Gase wird wahrscheinlich diverser sein als der heutige Erdgasmarkt.

Der künftige Markt für erneuerbare und CO₂-arme Gase wird wahrscheinlich diverser sein als der heutige Markt für konventionelle Gase. So wird es vermutlich einfacher sein, Ausfälle wichtiger Exporteure auszugleichen, da andere einspringen können. Gleichzeitig aber wird sich der Import vor allem in der Anfangsphase auf sehr wenige Lieferanten stützen bis später neue Exporteure die Erzeugung aufnehmen. In der Zwischenzeit wird besonders erneuerbarer Wasserstoff wahrscheinlich ein knappes und somit auch teures Gut bleiben. In dieser Anfangsphase können auch unbeabsichtigte Zwischenfälle wie technische Ausfälle zu schweren Versorgungsstörungen führen.

Fazit

Trotz der voranschreitenden Elektrifizierung im Zuge der Energietransformation vieler Länder werden gasförmige Energieträger auch in Zukunft benötigt werden. Je konsequenter die Dekarbonisierung der Wirtschaften und Gesellschaften vorangetrieben wird, desto höher könnte die Bedeutung von Gasen in der Energiematrix sein. Zum einen kann Erdgas andere, CO₂-intensivere fossile Energien wie Erdöl vergleichsweise schnell ersetzen. Zum anderen kann Wasserstoff aus Erdgas unter Nutzung der CCS-Technologie einen Beitrag zur Erreichung der globalen Klimaziele leisten – vorausgesetzt, dass das CO₂ tatsächlich abgeschieden, gebunden und auch langfristig nicht mehr freigesetzt wird. Die ressourcenseitige Verfügbarkeit von Erdgas ist gut, die Transportwege und Märkte sind bewährt. Zahlreiche Herausforderungen und Fragen bleiben jedoch weiterhin bestehen:

- Elektrizität wird zunehmend Anteile in der Energiematrix übernehmen. Auch für gasförmige Energieträger wird die Ausweitung der EE-Stromerzeugung von höchster Bedeutung sein. Es gilt daher, diese forciert voranzutreiben.
- Die zunehmende lokale Erzeugung und Nutzung von Strom – vor allem zur Herstellung erneuerbarer Gase – könnte zu einem geringeren globalen Gashandel und zu weniger überregionaler Interdependenz zwischen den Akteuren führen. Sicherheitspolitisch wäre die Situation dann herausfordernd, da weniger Interdependenz den Einfluss der Akteure aufeinander mindert. In einem solchen Rahmen könnte vor allem in der Übergangsphase hin zu einer vollständigen Ablösung fossiler Energieträger die Bedeutung der letzten Erdgasexporteure in einem schrumpfenden Markt relativ zu den verbleibenden Importeuren zunehmen. Unter diesen Bedingungen könnte sich die Versorgungssicherheit bei zunehmender Elektrifizierung aufgrund der entstehenden sicherheitspolitischen Gemengelage verschlechtern.
- Die Produktion erneuerbarer und CO₂-armer Gase wird voraussichtlich, vor allem in naher Zukunft, vergleichsweise teuer bleiben.
- Erneuerbare und CO₂-arme Gase werden auch von Exportländern genutzt, um ihre Wirtschaft zu dekarbonisieren und die Ressource als Wasserstoff zu monetarisieren. Die Abwanderung energieintensiver Industrie in Länder mit günstigen EE-Bedingungen stellt in diesem Kontext ein Risiko dar.
- Der Export erneuerbarer Gase wie Wasserstoff wird sich potenziell auf einige wenige Akteure mit großen EE-Potenzialen, niedrigem eigenem Bedarf und sehr niedrigen Erzeugungskosten konzentrieren – vor allem in der frühen Transitionsphase.

2.6 Verbesserung der Resilienz von Energieinfrastrukturen

- **Mit der zunehmenden globalen Erwärmung werden extreme Wetterereignisse wie Überschwemmungen wahrscheinlicher, d. h. sowohl deren langfristige Häufigkeit als auch Intensität nehmen zu.**
- **Die weltweiten Verpflichtungen zur klimafreundlichen Transformation der Energiesysteme im Rahmen des Pariser Klimaabkommens machen Elektrizität zunehmend zur vorherrschenden Primärenergiequelle. Die Kehrseite ist, dass die Gesellschaften dadurch anfälliger für Unterbrechungen der Stromversorgung und des Stromnetzes werden.**
- **Robuste regionale Planungsinstrumente, die auf verbesserten Klimadaten und Wettervorhersagen basieren, können dabei helfen, die bestehenden Energiesysteme auf die zu erwartenden Wetterextreme vorzubereiten.**

Der Einsatz von CO₂-freiem oder -armen Strom gehört zu den wichtigsten Dekarbonisierungsmethoden für den Gebäude-, den Mobilitätssektor und den Industriesektor. Die zunehmende Elektrifizierung der Energiesysteme, etwa durch den Einsatz von Wärmepumpen im Gebäudebereich, macht die Gesellschaft und Wirtschaft aber tendenziell anfälliger für Disruptionen der Strominfrastruktur. Die Resilienz, d. h. die Fähigkeit von Systemen, sich auf Ereignisse mit großer Wirkung und geringer Häufigkeit – *High Impact Low Frequency (HILF) events* – vorzubereiten, sie zu bewältigen und sich von ihnen zu erholen, wird zu einem immer wichtigeren Aspekt der Planung von Energieinfrastrukturen. Zu den für Energiesysteme relevanten Gefahren gehören extreme Wetterereignisse, Naturkatastrophen, Cyberangriffe oder andere – vom Menschen verursachte – Bedrohungen, wie Terrorismus.

Die fortschreitende Erwärmung des Klimas der Erde wird zu einer Zunahme extremer Wetterereignisse wie Starkregen und Überschwemmungen führen. Einen Vorgeschmack auf das, was in Zukunft häufiger vorkommen könnte, gaben die heftigen Regenfälle und das *Jahrhunderthochwasser* in Teilen Mitteleuropas im Juli 2021. Dabei fielen über Teilen West- und Südwestdeutschlands, Ostbelgiens und der Niederlande über einen Zeitraum von 48 Stunden bis zu 270 mm Regen pro m² und verursachten Überschwemmungen und Erdbeben.²⁹ Die Wetterlage über Mitteleuropa blieb mehrere Tage lang stationär und führte zu extremen Niederschlagsmengen, in deren Folge mehr als 220 Menschen ums Leben kamen, etwa 200 allein in Deutschland. Die Stürme verursachten verheerende Schäden an Häusern und der Infrastruktur, die sich bislang auf mehr als 46 Mrd. €

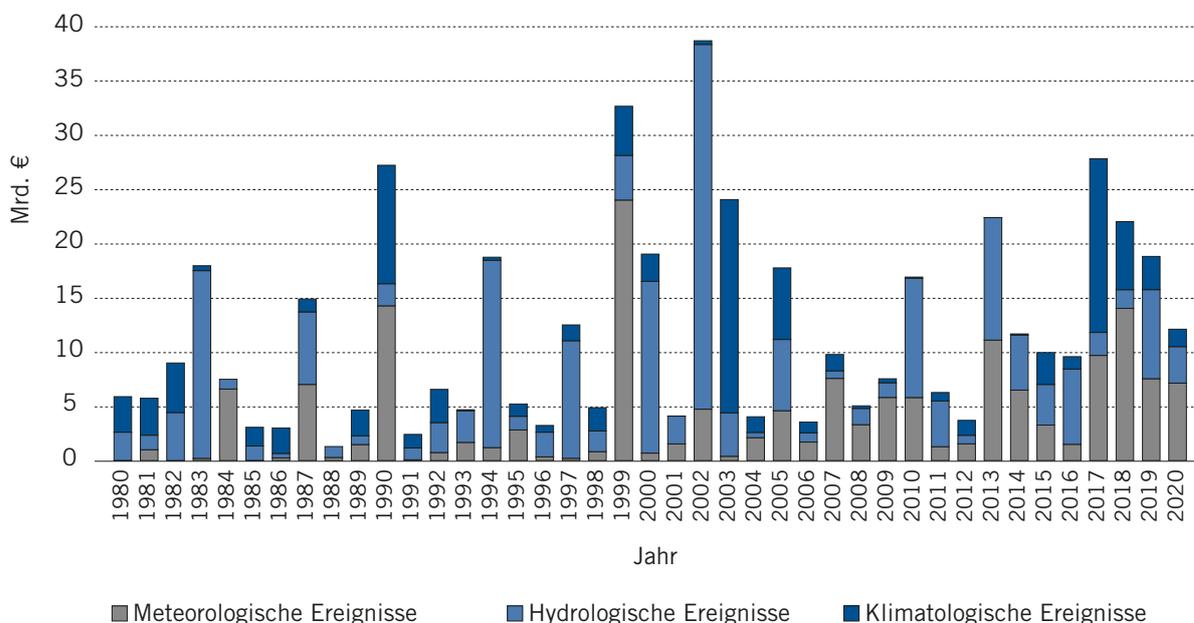
belaufen.³⁰ Übertragungsnetze, Umspannwerke, Laufwasserkraftwerke, Gaswerke und Kohlebergwerke waren besonders stark betroffen, weshalb viele Menschen tage- bis wochenlang ohne Strom waren. Viele andere Überschwemmungsereignisse weltweit haben gezeigt, wie anfällig die Energieinfrastruktur für derartige Wetterereignisse ist.

Klimabedingte Extremereignisse haben laut der Europäischen Umweltagentur (*European Environmental Agency, EEA*) in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union (EU) seit 1980 wirtschaftliche Verluste von über 480 Mrd. € verursacht. Künftig könnte die Zunahme von Extremereignissen zu noch größeren wirtschaftlichen Verlusten führen. Eine zunehmende Erwärmung kann auch ohne katastrophale Ereignisse direkten Einfluss auf die Energieerzeugungsinfrastrukturen haben. Thermische Kraftwerke (fossile und nukleare) benötigen etwa Kühlwasser. Lang anhaltende Hitzeperioden haben in der Vergangenheit bereits die volle Funktionsfähigkeit von systemrelevanten Kraftwerken eingeschränkt.

Um die Resilienz von Energieinfrastrukturen zu stärken, ist es wichtig, die Interpretation der Klimavorhersagen, die Bewertung der Klimafolgen auf die nationalen, regionalen und lokalen systemrelevanten Energieressourcen sowie die Planungs- und Investitionspfade zur Anpassung an entsprechende Auswirkungen zu verbessern. Zur gezielten Stärkung der Energieinfrastruktur braucht es mehr Informationen über die Wahrscheinlichkeit des Auftretens lokaler und regionaler Wetterextreme sowie der fortschreitenden Klimaveränderungen.

²⁹ Vgl. JBA Risk Management, Summer Floods in Europe 2021, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.jbarisk.com/flood-services/event-response/summer-floods-in-europe-2021/> (zuletzt abgerufen am 02.05.2022) sowie Magnusson, Linus/Simmons, Adrian/Harrigan, Shaun/Pappenberger, Florian, Extreme rain in Germany and Belgium in July 2021, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.ecmwf.int/en/newsletter/169/news/extreme-rain-germany-and-belgium-july-2021> (zuletzt abgerufen am 02.05.2022).

³⁰ Vgl. Munich RE, Hurricanes, cold waves, tornadoes: Weather disasters in USA dominate natural disaster losses in 2021, 01.01.2022, abrufbar unter <https://www.munichre.com/en/company/media-relations/media-information-and-corporate-news/media-information/2022/natural-disaster-losses-2021.html> (zuletzt abgerufen am 02.05.2022).

Abbildung 2.22: Wirtschaftlicher Schaden durch wetter- und klimabedingte Extremereignisse in den EU-Mitgliedstaaten


Quelle: Europäische Umweltagentur (EEA), 2022

Klimabedrohungen: Starkniederschläge, Überschwemmungen und Erdbeben

Überschwemmungen im Binnenland können auftreten, wenn zu viel Niederschlag in einem zu kurzen Zeitraum fällt oder wenn eine längere Niederschlagsperiode Flüsse und Seen über ihre Kapazität hinaus anschwellen lässt. Auch die Niederschlagsmenge sowie lokale Oberflächenmerkmale, wie die Topografie und undurchlässige Oberflächen (z. B. Beton oder trockener Boden), oder eine schlechte Regenwasserbewirtschaftung können zu Überschwemmungen beitragen. Starke Niederschläge treten im Allgemeinen in wärmeren Klimazonen auf, in denen die Atmosphäre mehr Feuchtigkeit aufnehmen kann.

Erdbeben sind Bewegungen von Gestein, Erde und Geröll an einem Hang aufgrund der Schwerkraft. Es gibt verschiedene Ursachen dafür, darunter starke Niederschläge, Dürren, Schneeschmelzen, Temperaturschwankungen, welche die Niederschlagsmenge erhöhen und sich auf die Hangstabilität auswirken können, Erdbeben, Vulkanausbrüche sowie menschliche Eingriffe in die natürliche Landschaft.³¹ In Gebieten mit hohen Waldbrand-

raten kann sich das Risiko von Naturkatastrophen erhöhen. Jüngste Forschungsergebnisse zeigen, dass der Klimawandel das Risiko von starken Regenfällen nach Waldbränden erhöht und damit die Gefahr von Erdbeben vergrößert.³²

Mit der globalen Erwärmung wird die Menge an Feuchtigkeit, die die Atmosphäre aufnehmen kann, steigen. Dies schafft die Voraussetzung für eine größere Häufigkeit von Starkniederschlägen. Starke Niederschläge werden Klimaprojektionen zufolge in höheren Breitengraden wie z. B. in Europa im Vergleich zum derzeitigen Klima zunehmen.³³ Die Überschwemmung von Küstengebieten, die in der Regel niedrig gelegene Küstenregionen betreffen und in erster Linie durch große Stürme und die damit verbundenen Sturmfluten verursacht werden, wird mit

32 Vgl. Touma, Danielle/Stevenson, Samantha/Swain, Daniel L./Singh, Deepthi/Kaladnikov, Dmitri A./Huang, Xingying, Climate change increases risk of extreme rainfall following wildfire in the western United States, in: Science Advances, Volume 8, Issue 13, 2022, abrufbar unter <https://www.science.org/doi/10.1126/sciadv.abm0320> (zuletzt abgerufen am 02.05.2022).

33 Vgl. Giorgi, Filippo/Raffaele, Francesca/Coppola, Erika, The response of precipitation characteristics to global warming from climate projections, in: Earth System Dynamics, 10/2019, S. 73–89.

31 Vgl. Gariano, Stefano Luigi/Guzzetti, Fausto, Landslides in a changing climate, in: Earth-Science Reviews 162, August 2016, S. 227–252.

dem prognostizierten Anstieg des Meeresspiegels voraussichtlich ebenfalls zunehmen.³⁴

Das Hochwasserereignis vom Juli 2021 in Mitteleuropa wurde durch einen schwachen und verlagerten Jetstream ausgelöst, der ein Tiefdruckgebiet dazu zwang, stationär zu bleiben und über der Region zu zirkulieren. Dies führte zu außergewöhnlich hohen Niederschlagsmengen über mehrere Tage. Der Jetstream wird in erster Linie durch den Temperaturunterschied zwischen der polaren und der mittleren Breitenregion angetrieben. Wenn die Temperatur über der Arktis zwei- bis dreimal so schnell ansteigt wie am Äquator, verringert sich der Temperaturgradient zwischen Äquator und Pol. Dies kann zu einem geschwächten und mäandernden Jetstream führen, wie er im Juli 2021 zu beobachten war.³⁵ Wenn die globalen Durchschnittstemperaturen weiter ansteigen, werden derartige Ereignisse immer häufiger auftreten. Verbesserte Klimaprojektionen, die zeigen, wie, wo und wann diese Ereignisse eintreten könnten, können Aufschluss darüber geben, welche Anlagen und Teile der Strominfrastruktur betroffen sein werden – und so die Resilienzplanung beeinflussen.

Auswirkungen auf die Strominfrastruktur

Die Infrastruktur zur Stromerzeugung und -versorgung kann durch Überschwemmungen, starke Niederschläge und Erdbeben empfindlich beschädigt werden. Ein großer Teil der bestehenden Infrastruktur befindet sich in Gebieten, in denen die Planer diese Probleme zum Zeitpunkt des Baus nicht in Betracht gezogen bzw. deren Gefahr als äußerst gering eingeschätzt haben. In den USA zeigte der Tropensturm Florence 2018 ebenfalls die Auswirkungen des Klimawandels und der Überschwemmungen auf die Strominfrastruktur. Florence führte mit Niederschlägen von bis zu 913 l/m² binnen 24 Stunden die höchsten aufgezeichneten Niederschlagsmengen aller bekannten tropischen Wirbelstürme, welche die Ostküste der USA bis dato erreicht hatten. In der Folge wurden neun Umspannwerke und ein Kraftwerk überflutet wurden.

³⁴ Vgl. Bevacqua, Emanuele/Vousdoukas, Michalis I./Zappa, Giuseppe/Hodges, Kevin/Shepherd, Theodore G./Maraun, Douglas/Feyen, Luc, More meteorological events that drive compound coastal flooding are projected under climate change, in: *Communications earth & environment*, 47/2020, S. 1–11.

³⁵ Vgl. Ionita, Monica/Scholz, Patrick/Grosfeld, Klaus, July heavy rains and floods in western part of Germany: Evolution of a tragedy!, 22.02.2021, abrufbar unter <https://www.reklim.de/en/archive-news/news-2021/july-heavy-rains-and-floods-in-western-germany/> (zuletzt abgerufen am 02.05.2022).

In Umspannwerken führen Überschwemmungen zu einer Vielzahl von Herausforderungen. Zu den wichtigsten Risiken gehören die Überflutung von Kontrollräumen, Kabeln, Schaltschränken im Freien und Stromkreisunterbrechungsmechanismen. Überschwemmungen in Umspannwerken stellen auch ein Sicherheitsproblem für das Personal dar, das überflutete Umspannwerke betreten muss, um die Stromversorgung wiederherzustellen.

Die Stürme Sandy und Harvey in den USA haben das Ergreifen präventiver Maßnahmen in der gesamten Branche weiter beschleunigt.

Zwei weitere schwere Stürme in den USA, Sandy und Harvey, haben 2012 bzw. 2017 das Ergreifen präventiver Maßnahmen in der gesamten Branche weiter beschleunigt. Zu diesen Maßnahmen gehörten die Erstellung von Überschwemmungskarten, welche Sturmfluten und Gezeiten berücksichtigen, der Bau von Hochwasserschutzwänden und -barrieren, die Verbesserung der Hochwasserfestigkeit von Umspannwerken durch den Einsatz von Flutturen und die Abdichtung von Leitungen, die Verlegung von Schalttafeln an höher gelegene Standorte sowie – in extremen Fällen – die Anpassung der Höhe von Transformatoren und Schaltanlagen selbst. Schließlich wurden die Reaktionspläne und die Ersatzteillogistik verfeinert und zusätzliche mobile Umspannwerke angeschafft.

Überschwemmungen werden sogar zunehmend zu einem Problem für Freileitungsnetze. Energieversorgungsunternehmen haben festgestellt, dass die zur Isolierung von Stromausfällen verwendeten Geräte unbrauchbar werden, wenn die Schaltkästen unter Wasser stehen. Auch die Überflutung von Lagerräumen für im Katastrophenfall benötigte Ausrüstung kann für Energieversorger zum Problem werden. Überschwemmungen und starke Niederschläge können zudem den Boden aufweichen, in dem die Verteilungs- und Übertragungsmasten verankert sind. Dies ist besonders problematisch, wenn gleichzeitig starke Winde herrschen, sodass sich die Masten neigen oder umfallen können. Starker Wind kann zudem dazu führen, dass Bäume entwurzelt werden und auf Freileitungen fallen. Hochwasser beeinträchtigt die Stabilität von Böden und Fundamenten auf unterschiedliche Weise:

- Ein erhöhter Feuchtigkeitsgehalt im Boden verändert die Bodenstruktur und -konsistenz, was sich auf die Festigkeit von Fundamenten auswirkt.

- Ein erhöhter Grundwasserspiegel wirkt sich auf die Auftriebs- und Hebungskräfte von Fundamenten aus.
- Zunehmende Hochwasserereignisse führen zu einer beschleunigten Erosion der Flussufer und legen Fundamente frei.
- In einigen Fällen haben Überschwemmungen in der Vergangenheit den Lauf von Flüssen verändert und zum Einsturz von Bauwerken geführt, da vom Wasser getragene Trümmer auf die Strukturen prallen.

Die skizzierten Auswirkungen machen deutlich, dass die Konstrukteure von Stromversorgungssystemen die potenziellen Konsequenzen von Überschwemmungen bei der Planung in vollem Umfang berücksichtigen müssen, etwa indem die Infrastruktur in Gebieten mit geringerem Überschwemmungsrisiko errichtet wird, oder – wenn dies nicht möglich ist – zusätzliche Gegenmaßnahmen erwogen werden.

Resilienzplanung

Die Entwicklung praktischer und quantifizierbarer Methoden kann den Systemplanern dabei helfen, wirksame Infrastrukturbewertungen vorzunehmen, die den langfristigen Anforderungen eines jeden Stromsystems gerecht werden. Die Bewertung der Resilienz und Ausfallsicherheit von Übertragungsnetzen ist bspw. ein zunehmend wichtiger Bereich der Forschung und Entwicklung in der Energieversorgungsbranche. Bei der Bewertung der Widerstandsfähigkeit von Stromversorgungssystemen kann die Identifizierung von Klimabedrohungen und ihrer potenziellen Auswirkungen auf die Infrastruktur und Anlagen des Stromversorgungssystems genutzt werden, um Analysen auf Systemebene durchzuführen.

Ein Teil der Herausforderung bei der Interpretation von Extremereignissen und deren Anwendung auf das Strominfrastrukturmodell besteht darin, die Auswirkungen des Klimawandels auf die Elektrizitätsversorgung mit fortschrittlichen Werkzeugen und Methoden der Übertragungs- und Verteilnetzplanung zu bewerten.

Klimaprojektionen, die die relevanten Klimaauswirkungen auf die Ausrüstung und Infrastruktur des Übertragungsnetzes erfassen, müssen zunächst geografisch regional-spezifisch abgebildet werden. Durch die Identifizierung von Anlagen oder Infrastrukturen, die durch eine vorhergesagte Bedrohung beeinträchtigt werden könnten, können Planer Notfallpläne erstellen, die den möglichen Verlust der betroffenen Anlagen berücksichtigen.

Wird bspw. festgestellt, dass eine Region in Zukunft wahrscheinlich in einem Überschwemmungsgebiet liegt, muss die betroffene Infrastruktur (z. B. Umspannwerke, Sendemasten, Transformatoren) identifiziert und im Rahmen eines extremen Notfallplans berücksichtigt werden, bei dem alle Teile der betroffenen Ausrüstung verloren gehen und dem System nicht zur Verfügung stehen könnten. Ein Ereignis dieser Größenordnung wird in der Regel als sog. *N-k-Ereignis* definiert. Das heißt, es handelt sich um ein Ereignis, bei dem potenziell Dutzende von Übertragungselementen gleichzeitig oder nahezu gleichzeitig ausfallen können. Ein solches Ereignis stellt eine große Herausforderung für die Bedrohungsanalysen und mögliche Lösungen dar.

Die typische Planung von Übertragungsnetzen konzentriert sich auf Ereignisse, die durch die Topologie und die Schutzeinrichtungen des Übertragungsnetzes definiert sind. Dies schränkt den Umfang und die Schwere der Ereignisse ein und somit eine effiziente Analyse mithilfe von algebraischen Analysemethoden und kommerzieller Netzsimulationssoftware. Mit zunehmender Anzahl der Störfälle nimmt die Fähigkeit kommerzieller Tools zur Bewertung entsprechender Auswirkungen ab. Um die Bewertung der Resilienz auf der Übertragungsnetzebene zu verbessern, müssen die vorhandenen Werkzeuge weiterentwickelt und verfeinert werden, um extreme Notfallereignisse im Systemmodell abbilden und die Folgen für das Übertragungsnetz bewerten zu können.

Die risikobasierte Bewertung, die sich an den Ausprägungen des extremen Störfallereignisses orientiert, ist ein effizienter Ansatz, mit dem die Auswirkungen von kaskadenartigen, sich gegenseitig verstärkenden Ausfällen und Lastverlusten nach dem Eintreten des Störfalls quantifiziert werden können. Sie ermöglicht einen direkten Vergleich alternativer Lösungsmöglichkeiten zur Abmilderung oder Vermeidung der größten Schäden und Auswirkungen durch das Störfallereignis. Durch die Änderung der ursprünglichen Netzkonfiguration, unter Einbeziehung der vorgeschlagenen Lösung(en) (z. B. neue Übertragungsleitung, flexible Erzeugungskapazitäten oder Speicher), können die Planer die Veränderung der Messgrößen beobachten, um festzustellen, ob das Risiko infolge der jeweiligen Lösung gestiegen oder gesunken ist.

Richtlinien und staatliche Maßnahmen

Während die Energieversorgungsunternehmen bereits damit begonnen haben, Möglichkeiten zur Anpassung an den Klimawandel zu bewerten, können staatliche Maß-

nahmen und Richtlinien diese Bemühungen beschleunigen. Politische und regulatorische Vorgaben können etwa zusätzliche Anreize für die Bewertung der Resilienz von Stromversorgungssystemen, die Entwicklung von Praktiken zur Verbesserung der Netzresilienz oder strategische Investitionen in neue Anforderungen an die Infrastruktur schaffen. So gibt es bspw. zwei wichtige Richtlinien der EU, die auf die Verringerung und das Management von Risiken abzielen, welche die Widerstandsfähigkeit der Infrastruktur beeinträchtigen können. Eine davon wurde bereits umgesetzt, über die andere wird derzeit verhandelt. Die 2007 erlassene EU-Hochwasserrichtlinie verpflichtet die Mitgliedstaaten dazu, hochwassergefährdete Flusseinzugsgebiete und Küstengebiete zu ermitteln und anschließend Pläne für das Hochwasserrisikomanagement zu erstellen (Richtlinie 2007/60/EG des Rates).

Eine 2020 von der EU-Kommission vorgeschlagene Richtlinie zielt darauf ab, öffentliche und private Infrastrukturen, die für die Gesellschaft wesentliche Dienstleistungen erbringen, widerstandsfähiger gegen Naturkatastrophen, Unfälle und gesundheitliche Notfälle – etwa infolge von Pandemien – zu machen. Die Richtlinie über die Resilienz kritischer Infrastrukturen soll einen Rahmen schaffen, der sicherstellt, dass kritische Einrichtungen in der Lage sind, „Sicherheitsvorfälle, die zu schwerwiegenden und potenziell sektor- und grenzübergreifenden Störungen führen können, abzuwehren, aufzufangen, zu bewältigen und sich von ihnen zu erholen.“³⁶ Die EU-Mitgliedstaaten werden dazu verpflichtet, eine Strategie zur Identifizierung kritischer Infrastrukturen zu erlassen, eine nationale Risikobewertung durchzuführen und die Resilienz kritischer Infrastrukturen zu gewährleisten. Im Falle ihrer Verabschiedung wird die europäische Richtlinie über kritische Infrastrukturen aus dem Jahr 2008 ersetzt, die einen begrenzteren Anwendungsbereich hat.

Einige nationale Regulierungsbehörden, wie die italienische Regulierungsbehörde für Energie, Netze und Umwelt (ARERA), sehen Mechanismen und Anreize zur Erhöhung der Resilienz der Energieinfrastruktur und zur schnelleren Wiederherstellung beschädigter Anlagen vor. ARERA hat z. B. Anreize finanzieller Art für die Bewältigung bestehender Bedrohungen für Übertragungs- und Verteilungsnetze geschaffen, um deren Widerstandsfähigkeit zu erhöhen.³⁷

³⁶ COM(2020) 829 final, S. 1.

³⁷ Vgl. Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Incentivazione economica degli interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica, 18.12.2018, abrufbar unter <https://www.arera.it/it/docs/18/668-18.htm> (zuletzt abgerufen am 02.05.2022).

Schlussfolgerungen

Starke Niederschlagsereignisse auf der ganzen Welt, wie 2021 in Deutschland, haben die Anfälligkeit der Energieinfrastruktur für Überschwemmungen und Erdbeben deutlich gemacht. Eine Anpassung an diese Ereignisse ist notwendig, nicht nur um sich auf die aktuelle Bedrohung vorzubereiten, sondern auch um die Systeme proaktiv vor den künftig häufiger auftretenden Niederschlagsereignissen zu schützen, die im Zuge der globalen Erwärmung der Erdatmosphäre wahrscheinlich häufiger ausgelöst werden. Überschwemmungen und Erdbeben können sich auf alle Bereiche der Stromversorgungssysteme auswirken, einschließlich der Erzeugungsanlagen, Übertragungs- und Verteilungsnetze sowie Umspannwerke. Ein umfassendes Verständnis der Klimaparameter und Klimawandelauswirkungen kann eine risikobasierte Bewertung verschiedener Resilienzplanungspfade ermöglichen.

Das Electric Power Research Institute (EPRI) bspw. forscht seit längerem auf dem Gebiet der Klimaanpassung und Resilienz, einschließlich der Erforschung des Klimadatenbedarfs, der Systemauswirkungen und der Investitionsplanung. EPRI hat dazu im April 2022 die *Climate Resilience and Adaptation Initiative (READi)* ins Leben gerufen, eine Initiative, die sich mit Fragen der klimabedingten Anpassung der Energieinfrastruktur und der Verbesserung ihrer Widerstandsfähigkeit befasst. Die neue Initiative soll zu einem ganzheitlichen Bewertungsansatz führen, der mit einer geographisch regional-spezifischen Klimaprojektion beginnt, gefolgt von einer Bewertung der Auswirkungen auf regionale Energieanlagen, einer Kosten-Nutzen-Analyse potenzieller Präventionsstrategien und technischer Lösungen.

Insgesamt ist die Bewertung der Resilienz von Energiesystemen ein komplexer Prozess, der eng mit der Bewertung von Klimaauswirkungen verwoben ist. Für die Entwicklung eines robusten Plans zur Bewertung der Resilienz der Energieinfrastrukturen ist es entscheidend, dass diese Prozesse weiter ausgebaut und miteinander verknüpft werden. Dezentralisierte Resilienzstrategien können dabei eine Schlüsselrolle spielen, da Energieanlagen zunehmend dezentralisiert aufgestellt werden. Wenn Versorgungsunternehmen die Widerstandsfähigkeit ihrer Infrastruktur bewerten und Strategien zur Verbesserung umsetzen, sollten sie in ihren Bemühungen auch die Interaktion und gegenseitige Unterstützung mit anderen Teilnehmern und Segmenten der (Energie-)Wirtschaft (Sektorkopplung) berücksichtigen, um die Resilienz und Sicherheit des Gesamtsystems sichern zu können.

Energie in der Europäischen Union

- 3.1 Zahlen & Fakten
- 3.2 Umsetzung des Fit for 55-Pakets der Europäischen Union
- 3.3 Das Gas- und Wasserstoffpaket der Europäischen Union
- 3.4 Importabhängigkeit der Europäischen Union von fossilen Energierohstoffen
- 3.5 Europäischer Vergleich von Kapazitätsmechanismen
- 3.6 Exkurs: Langfristverträge in der europäischen Energiewirtschaft



3.1 Zahlen & Fakten

- **Die wirtschaftliche Entwicklung der Mitgliedstaaten der Europäischen Union stand 2021 im Zeichen einer Erholung.**
- **Der Primärenergieverbrauch erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr, blieb jedoch unter dem Vor-Pandemie-Niveau.**
- **Erneuerbare und fossile Energien waren mit jeweils 37 % an der Stromerzeugung beteiligt. Die Kapazitäten zur Stromerzeugung auf Erneuerbaren-Basis wuchsen so stark wie noch nie innerhalb eines Jahres.**

Wirtschaftliche Entwicklung

Nachdem die wirtschaftliche Entwicklung der Europäischen Union (EU) im Jahr 2020 stark von der COVID-19-Pandemie gebremst worden war, konnte sie sich 2021 stabilisieren und erholen. Das zu Marktpreisen, d.h. nicht preisbereinigt, berechnete Bruttoinlandsprodukt (BIP) pro Kopf der Bevölkerung lag 2021 nicht nur über dem Wert von 2020, sondern überschritt auch das Vor-Pandemie-Niveau.¹ Diese Erholung zeigte sich vor allem im Frühling und im Sommer. Am Ende steht für die EU27 in 2021 ein Zuwachs des BIP pro Kopf von 7,9 % gegenüber 2020.² Analog, wenngleich nicht so stark im Ausmaß, zeigen sich die Entwicklungen in den größeren EU-Volkswirtschaften Italien (+7,7 %), Frankreich und Spanien (jeweils +7,5 %). Mit 6,0 % fiel dieser Zuwachs für Deutschland im Vergleich etwas geringer als der Durchschnitt aus.

1 Vgl. Eurostat, Bruttoinlandsprodukt zu Marktpreisen, 16.05.2022, abrufbar unter <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/tec00001/default/table?lang=de> (zuletzt abgerufen am 23.05.2022).

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

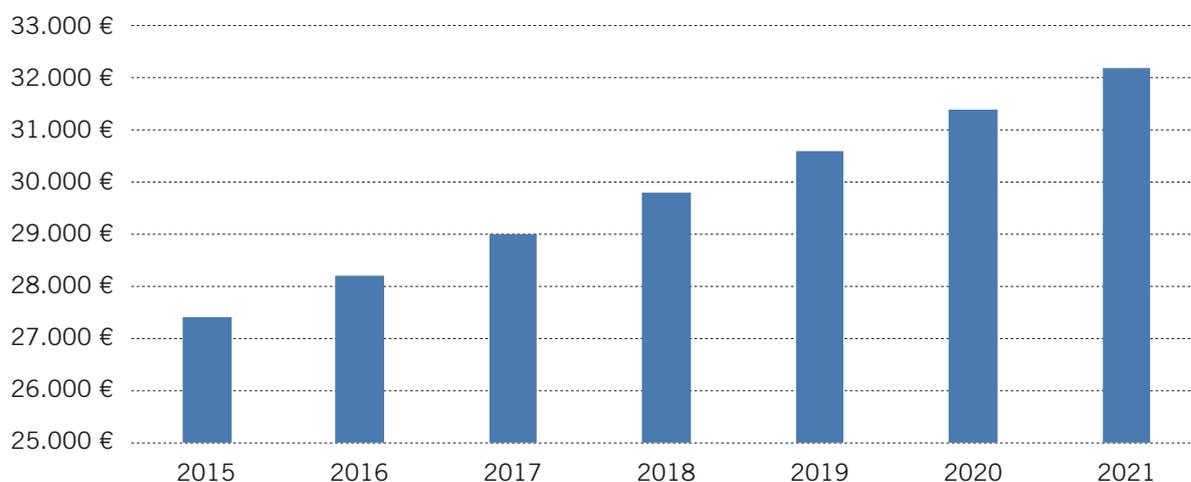
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs

Nach dem COVID-19-bedingten Einbruch der Energienachfrage im Jahr 2020, verzeichnete der Primärenergieverbrauch der EU27 im Jahr 2021 wieder einen Anstieg. Nach ersten Abschätzungen hat sich der Verbrauch im Vergleich zum Vorjahr um 4,5 % auf 1.372 Mio. t Öleinheiten (Mtoe) erhöht. Dies trifft auf die meisten EU-Mitgliedsstaaten zu, für welche konsolidierte Zahlen vorliegen (Deutschland, Frankreich, Italien, Niederlande, Portugal, Spanien, Tschechien und Schweden) – ohne jedoch das Niveau von 2019 wieder zu erreichen.

Der Anteil einzelner Länder am Primärenergieverbrauch der EU ist nach vorläufigen Schätzungen von Enerdata 2021 weitgehend stabil geblieben. Deutschland allein hielt ein Fünftel des Gesamtverbrauchs der EU27 (knapp 21 % oder 286 Mtoe), vor Frankreich mit einem Anteil von 17 % (235 Mtoe), Italien mit 10,7 % (147 Mtoe), Spanien mit 8,3 % (114 Mtoe) und Polen mit fast 8 % (108 Mtoe).

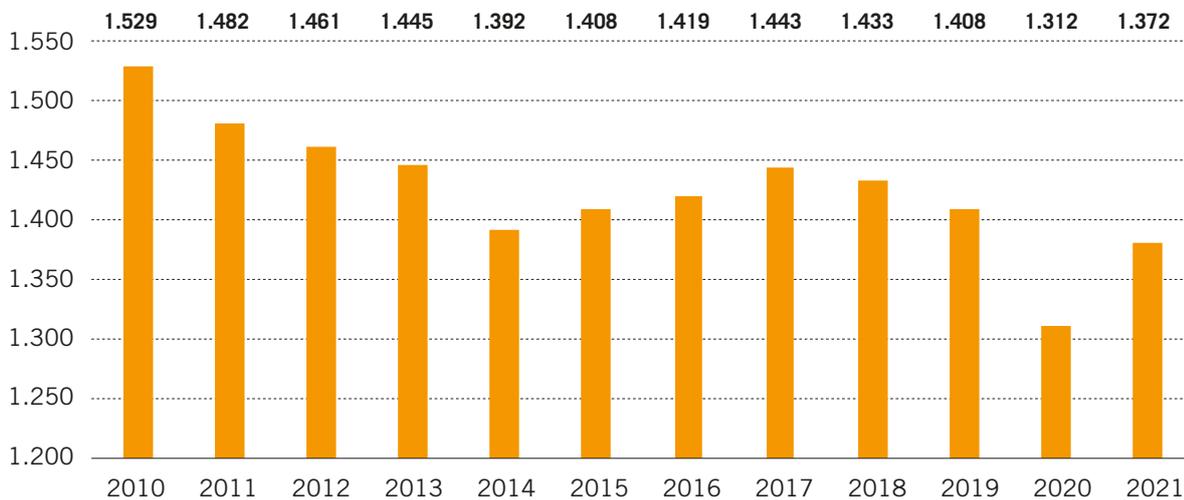
Die meisten größeren EU-Staaten konnten ihren Primärenergieverbrauch im Laufe des letzten Jahrzehnts langsam, aber kontinuierlich verringern: Deutschland etwa von 330 Mtoe im Jahr 2010 auf 286 Mtoe in 2021,

Abbildung 3.1: Entwicklung des jährlichen Bruttoinlandsprodukts pro Kopf der EU27 in 2015–2021



Quelle: Eurostat, 2022

Abbildung 3.2: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs der EU27 in Mtoe

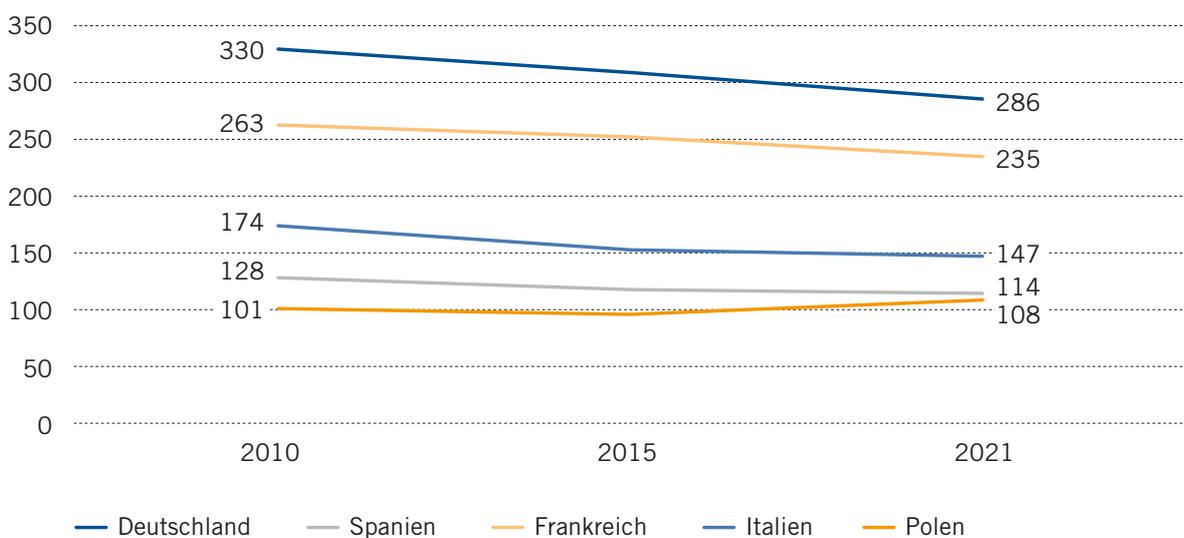


Quelle: Enerdata, 2022

Frankreich von 263 Mtoe auf 235 Mtoe, Italien von 174 Mtoe auf 147 Mtoe und Spanien von 128 Mtoe auf 114 Mtoe. Polen stellt eine Ausnahme dar. Dort erhöhte sich der Verbrauch von 101 Mtoe in 2010 auf 108 Mtoe in 2021.

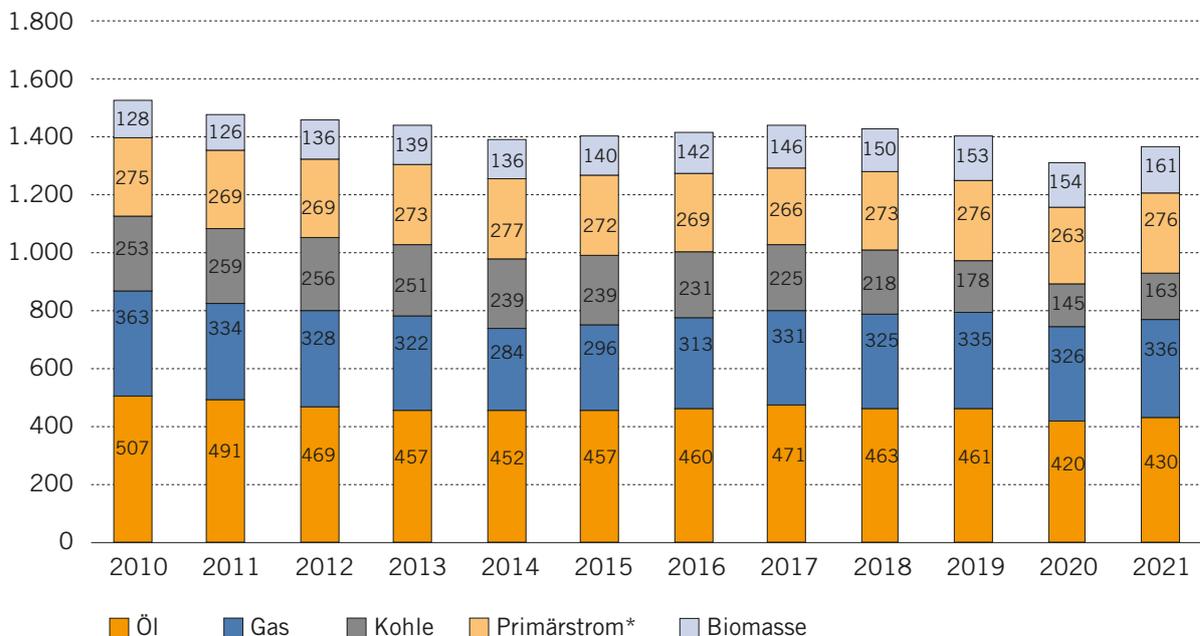
Betrachtet man den Primärenergieverbrauch nicht nach Ländern, sondern nach Energieträgern, so folgte der Verbrauch an Erdöl dem allgemeinen Trend. Einer Reduktion im Jahr 2020 auf 420 Mtoe folgte ein Anstieg auf 430 Mtoe, ohne jedoch wieder das Niveau von 461 Mtoe im Jahr 2019 zu erreichen. Der Verbrauch an Erdgas

Abbildung 3.3: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in ausgewählten EU-Mitgliedstaaten 2010 bis 2021 (in Mtoe)



Quelle: Enerdata, 2022

Abbildung 3.4: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs der EU27 2010 bis 2021 nach ausgewählten Energieträgern (in Mtoe)



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

Quelle: Eurostat, 2022

verzeichnete einen deutlichen Anstieg auf 336 Mtoe in 2021. Der Verbrauch an Primärenergie zur Stromgewinnung wuchs zwischen 2020 und 2021 um ca. 5 % auf 276 Mtoe und erreichte damit sogar den höchsten Wert der vergangenen zehn Jahre.

Entwicklung im Strommarkt

Der Stromverbrauch in der EU27 erhöhte sich 2021 im Vergleich zum Vorjahr um rund 104 Terawattstunden (TWh) bzw. 3,8 %. Wichtigster Grund dürfte die wirtschaftliche Belebung nach dem Pandemie-Jahr 2020 sein, als der Verbrauch gegenüber dem Vorjahr 2019 um 4,3 % zurückgegangen war.

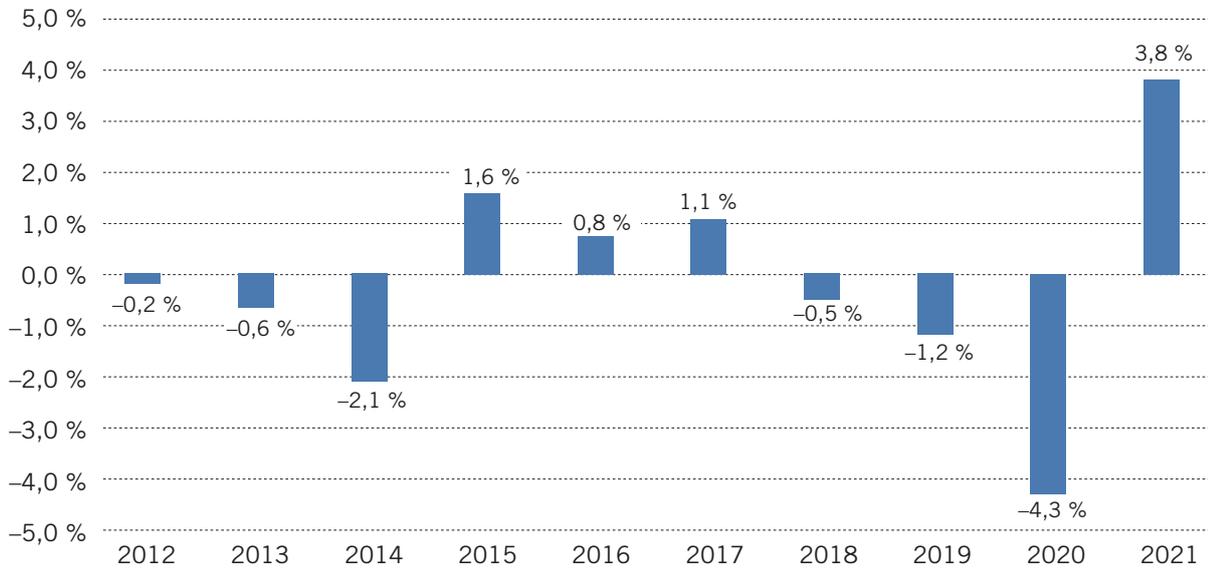
Die Kapazitäten zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien (EE) erhöhten sich in der EU27 von 479.193 Megawatt (MW) zum Jahresende 2020 auf 511.578 MW Ende 2021. Dieser Zuwachs um 32.385 MW stellt das stärkste jemals innerhalb eines Jahres erreichte Wachstum seit Messung der EE-Kapazitäten dar. Mit 21.400 MW gehen zwei Drittel dieses Anstiegs auf die Neu-Installation von Solaranlagen zurück. Der Ausbau an

Windanlagen belief sich auf 10.440 MW. Der Rest entfällt auf Biomasse, Wasserkraft und Geothermie.

Die Kapazität von Stromerzeugungsanlagen auf EE-Basis erreichte 2021 einen Rekordzuwachs.

Auch die Stromerzeugungsmenge auf EE-Basis erreichte 2021 in der EU27 mit 1.067 TWh einen neuen Höchststand. Im Vergleich zum Vorjahr legte sie um 0,9 % zu. Dies geht vor allem auf die Entwicklung bei der Solarenergie/Photovoltaik (PV) zurück. So überstieg die Stromerzeugung aus Solarenergie 2021 mit 159 TWh die vergleichbare Vorjahresmenge von 145 TWh um 10 %. Die Stromerzeugung auf Basis von Wind verringerte sich 2021 um 9 TWh (entsprechend 2,3 %) gegenüber 2020. Dies erklärt sich durch die ungünstigeren Windverhältnisse im Vergleich zu dem windstarken Jahr 2020. Besonders gute Windverhältnisse herrschten im 1. Quartal 2020 – vor allem in Deutschland (vgl. hierzu auch *Energie für Deutschland 2021*, Art. 4.1).

Abbildung 3.5: Entwicklung der Stromnachfrage der EU27 in 2012–2021, jeweils gegenüber dem Vorjahr (in %)



Quelle: Ember, 2022³

In Summe waren die regenerativen Energien 2021 an der gesamten Stromerzeugung der EU27 mit 37 % beteiligt. Die fünf EU-Mitgliedsstaaten mit der höchsten Stromerzeugungsmenge auf EE-Basis waren 2021 Deutschland (233 TWh), Spanien (124 TWh), Frankreich (121 TWh), Italien (116 TWh) und Schweden (115 TWh).

Hinsichtlich der Entwicklung des Anteils der verschiedenen regenerativen Energien an der Bruttostromerzeugung der EU27 sind, analog zu den Anteilen der fossilen Energieträger, keine signifikanten Veränderungen in 2021 gegenüber 2020 zu beobachten. Während der Anteil für Biomasse in 2021 nahezu unverändert gegenüber 2020 blieb, sank der Anteil der Windenergie um einen Prozentpunkt. PV legte um einen Prozentpunkt zu. Der Anteil der Wasserkraft sank um 0,6 % gegenüber dem Vorjahr. Seit 2010 hatte sich der Anteil der Erneuerbaren kontinuierlich von 22 % bis zu einem bisherigen Spitzenwert von 38 % in 2020 erhöht. 2021 verringerte sich der Anteil, trotz der Zunahme der Stromerzeugungsmenge, auf 37 %, da sich die Stromerzeugung aus konventionellen Energien stärker erhöhte.

Die Stromerzeugung basierend auf konventionellen Energien erhöhte sich 2021 in der EU27 von 1.695 TWh in 2020 um 6,1 % auf 1.798 TWh im Jahr 2021. Fossile Energieträger, d. h. konventionelle ohne Kernenergie, erzeugten in 2020 1.011 TWh. Für 2021 ist zwar ein An-

stieg auf 1.067 TWh zu verzeichnen, dieser Wert liegt jedoch 5,8 % unter den 1.134 TWh aus 2019. Kohle, Erdgas und andere fossile Energien hatten damit 2021 mit 37 % den gleichen Anteil an der gesamten Stromerzeugung der EU27 wie die Erneuerbaren.

Die Stromerzeugung aus Kohle legte 2021 um fast 21 % im Vergleich zu 2020 zu. Dies erklärt sich vor allem durch die stark gestiegenen Erdgaspreise in der zweiten Jahreshälfte 2021 (vgl. hierzu auch *Energie für Deutschland 2022*, Art. 3.4), die Zunahme in der Stromnachfrage sowie den nur verhaltenen Zuwachs in der Stromerzeugungsmenge auf Basis regenerativer Energien. Die 2019 durch Kohle verzeichnete Stromerzeugung von 451 TWh wurde aber 2021 mit 424 TWh unterschritten.

Die Stromerzeugung auf Erdgasbasis lag 2021 EU-weit 3,2 % niedriger als 2020.

Die Stromerzeugung auf Erdgasbasis verminderte sich 2021 aufgrund der veränderten Marktbedingungen, insbesondere der hohen Erdgaspreise, die das Gas gegen-

³ Vgl. Ember, Data Explorer, abrufbar unter <https://ember-climate.org/data/data-explorer/> (zuletzt abgerufen am 01.04.2022).

Tabelle 3.1: Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien in der EU27

Energieträger	Ende 2020	Ende 2021
	MW	
Wasserkraft*	128.377	128.596
Wind onshore	162.528	172.389
Wind offshore	14.529	15.108
Solarenergie	138.982	160.382
Biomasse	33.672	33.969
Geothermie	886	916
Meeresenergie	219	219
Insgesamt	479.193	511.578

* nur erneuerbare Kapazitäten, ohne Pumpspeicher

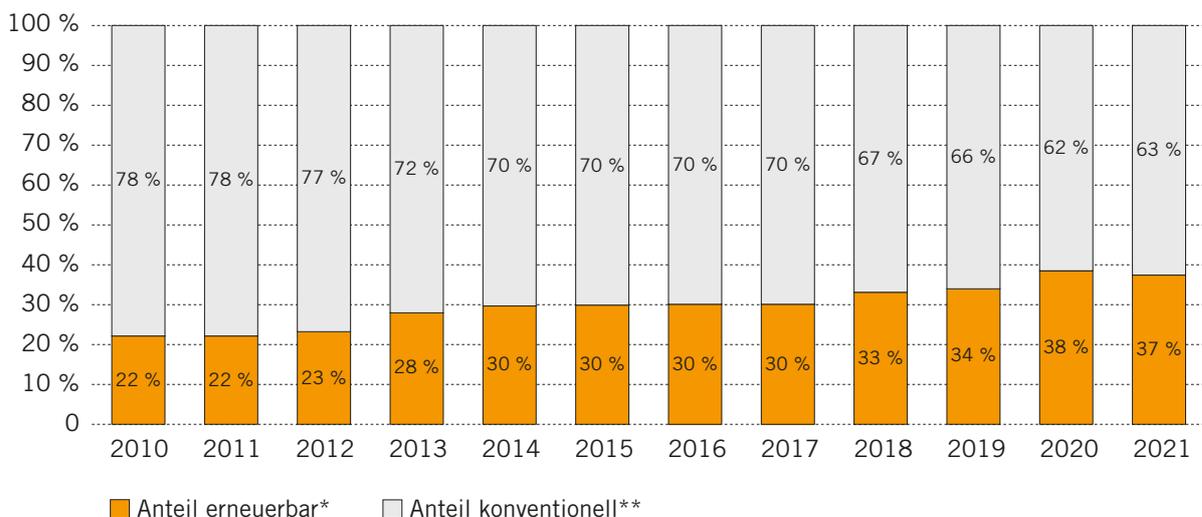
Quelle: Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), 2022⁴

über anderen Energieträgern weniger wettbewerbsfähig machten. So lag die Stromerzeugung aus Erdgas EU-weit im Jahr 2021 mit 542 TWh um 3,2 % niedriger als 2020. Erstmals wurde 2021 in der EU27 aus Windkraft und Solarenergie mit zusammen 547 TWh mehr Strom erzeugt als aus Erdgas.

Kernkraftwerke produzierten insgesamt 731 TWh Strom. Das entspricht einem Zuwachs von knapp 7 % im Vergleich zu 2020. Wichtigster Grund für diese Entwicklung ist die gegenüber 2020 bessere Verfügbarkeit der Kernkraftwerke in Frankreich und in Belgien. Trotzdem blieb die Stromerzeugung aus Kernenergie um 4,5 % niedriger als 2019 – hauptsächlich aufgrund von erfolgten Stilllegungen von Kernkraft-Kapazitäten. Die Kernenergie trug 2021 mit 26 % zur gesamten Stromerzeugung der EU27 bei.

4 Vgl. Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), Renewable Capacity Statistics 2022, Abu Dhabi 2022.

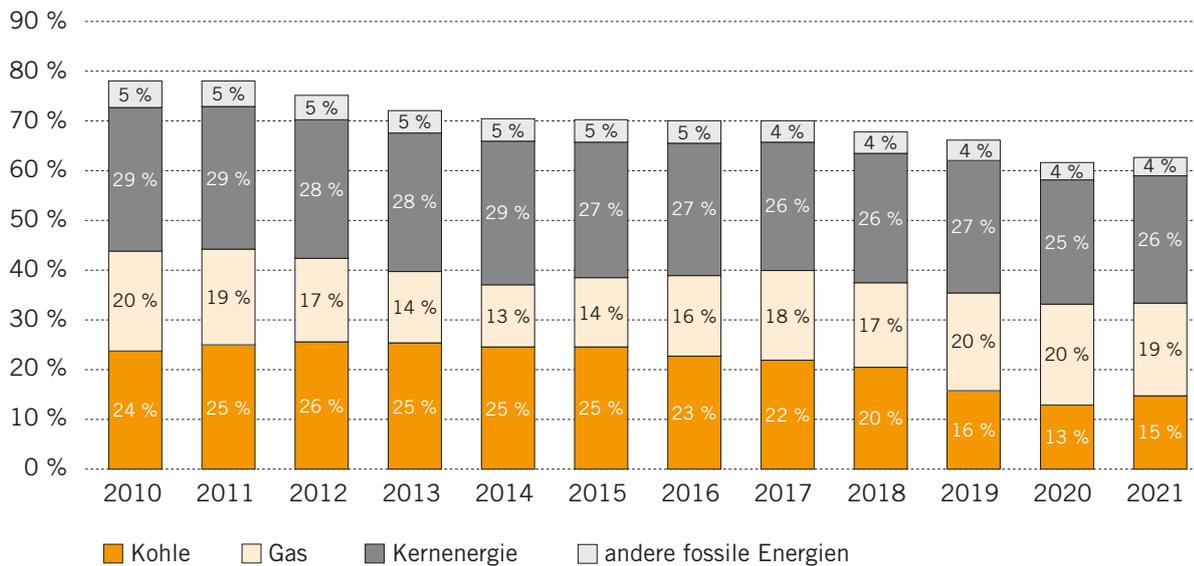
Abbildung 3.6: Entwicklung der Anteile konventioneller und erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung der EU27 2010–2021



*Umfasst Wind, PV, Biomasse, Wasserkraft und sonstige erneuerbare Energien; **Umfasst Kernenergie, Gas, Kohle und sonstige fossile Energien

Quelle: Ember, 2022

Abbildung 3.7: Entwicklung der Anteile konventioneller Energien an der Bruttostromerzeugung der EU27 2010–2021



Quelle: Ember, 2022

Während die Gesamtmenge der Stromerzeugung für die EU27 2021 im Vergleich zu 2019 nahezu identisch ist (-0,4 %), ist für alle konventionellen Energien im Vergleich 2021 zu 2019 ein Rückgang der erzeugten Strommenge in absoluten Zahlen zu verzeichnen. Die Stromerzeugung aus allen regenerativen Energien war 2021

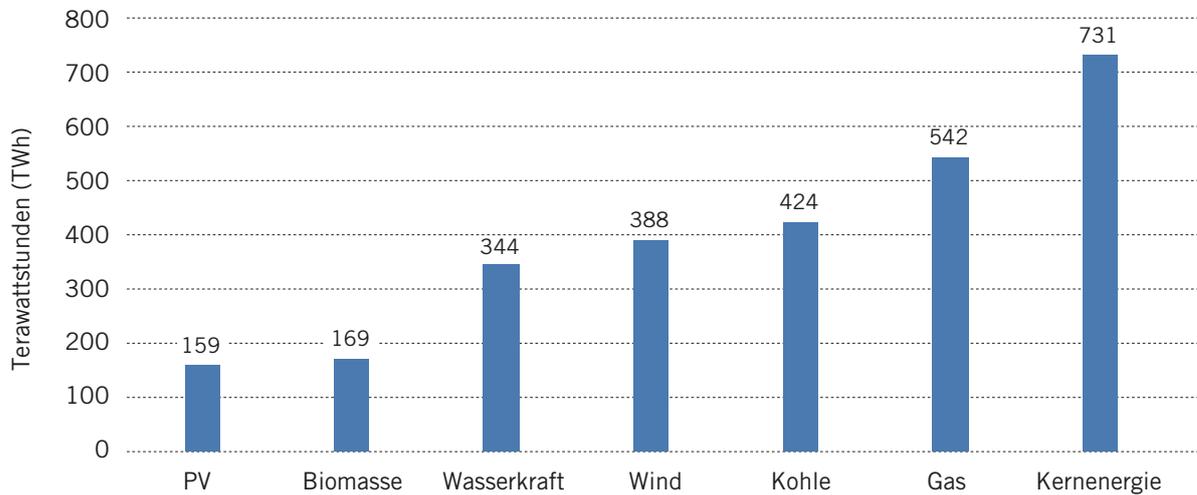
allerdings größer als 2019. Konkret lag die Stromerzeugung auf Basis von Biomasse in 2021 5,6 % höher als im Jahr 2019. Für Wasserkraft lässt sich ein Anstieg von 7,5 %, für Wind von 5,7 % und für PV sogar von 28,2 % verzeichnen.

Tabelle 3.2: Entwicklung der Stromerzeugung in der EU27 nach Energieträgern 2019 bis 2021

Energieträger	2019	2020 TWh	2021
Kohle	451	351	424
Erdgas	570	560	542
Andere fossile Energien	113	100	101
Kernenergie	765	683	731
<i>Konventionelle gesamt</i>	<i>1.899</i>	<i>1.695</i>	<i>1.798</i>
Wasserkraft	320	346	344
Windenergie	367	397	388
Photovoltaik	124	145	159
Biomasse	160	162	169
Sonstige Erneuerbare	7	7	7
<i>Erneuerbare gesamt</i>	<i>978</i>	<i>1.058</i>	<i>1.067</i>
Insgesamt	2.877	2.752	2.866

Quelle: Ember, 2022

Abbildung 3.8: Bruttostromerzeugung der EU27 in 2021 nach Energieträgern in TWh



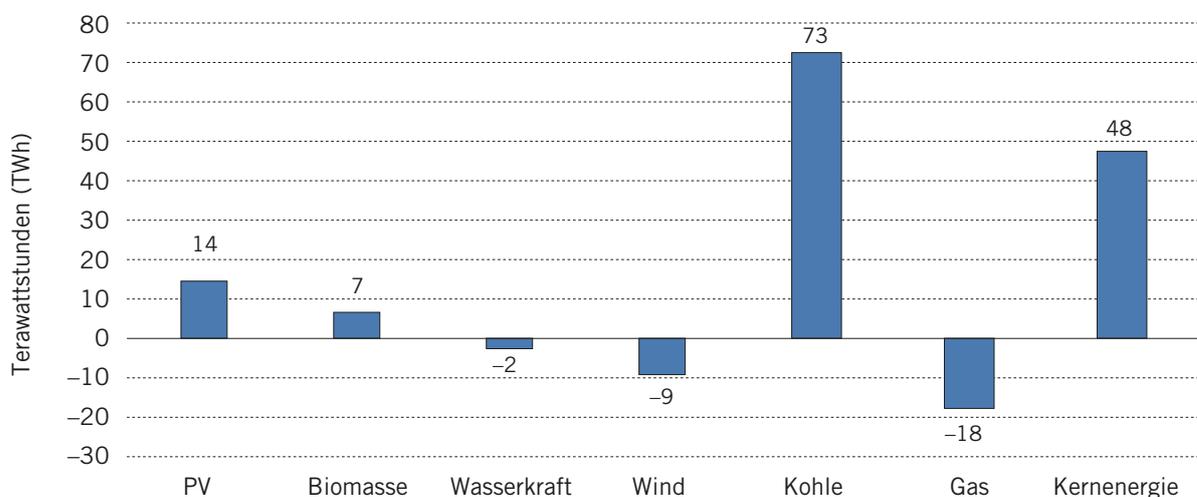
Quelle: Ember, 2022

Bereits im Jahr 2020 haben erneuerbare Energieträger mit 1058 TWh mehr Strom in der EU erzeugt als Kohle und Gas (911 TWh) und Kernenergie (683). Dieser Trend hat sich trotz ungünstiger Bedingungen und erhöhter fossiler Produktion auch 2021 nicht umgekehrt.

mit etwa 582 TWh in Deutschland erbracht wurde, dicht gefolgt von Frankreich (549 TWh). Deutlich dahinter reihten sich Italien (283 TWh), Spanien (277 TWh), Polen (177 TWh) und Schweden (171 TWh) ein.

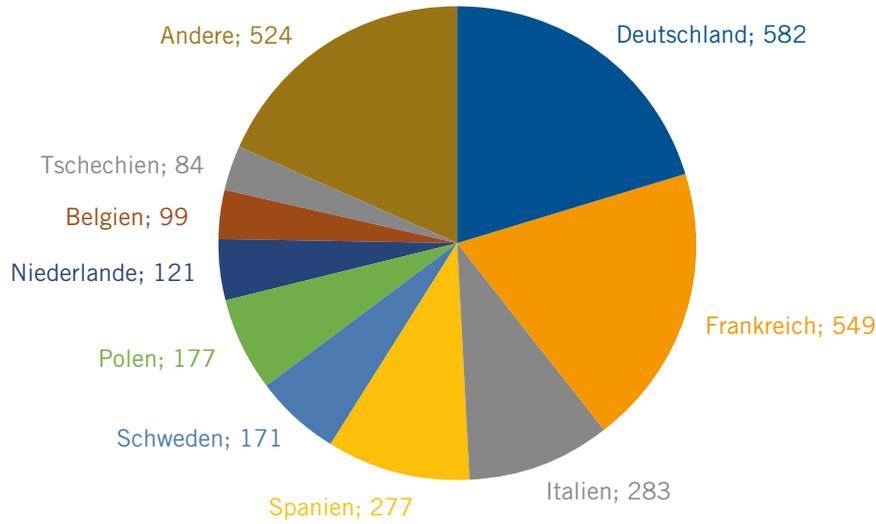
Ein Blick auf die einzelnen EU-Mitgliedsstaaten zeigt, dass die größte gesamte Bruttostromerzeugung in 2021

Abbildung 3.9: Veränderung der Bruttostromerzeugung der EU27 in 2021 gegenüber 2020 nach Energieträgern in TWh



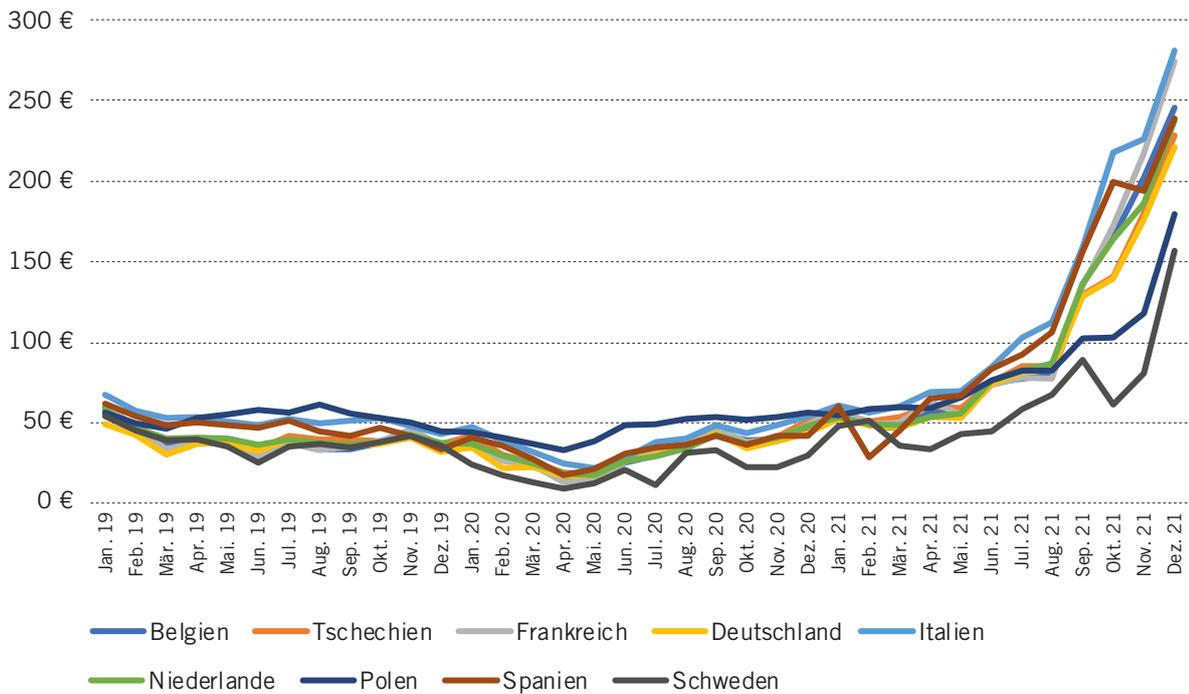
Quelle: Ember, 2022

Abbildung 3.10: Bruttostromerzeugung der EU27 2021 nach Mitgliedstaaten



Quelle: Ember, 2022

Abbildung 3.11: Entwicklung der Strompreise auf Monatsbasis der größten Strommärkte der EU27 zwischen 2019 und 2021 nach Mitgliedstaaten



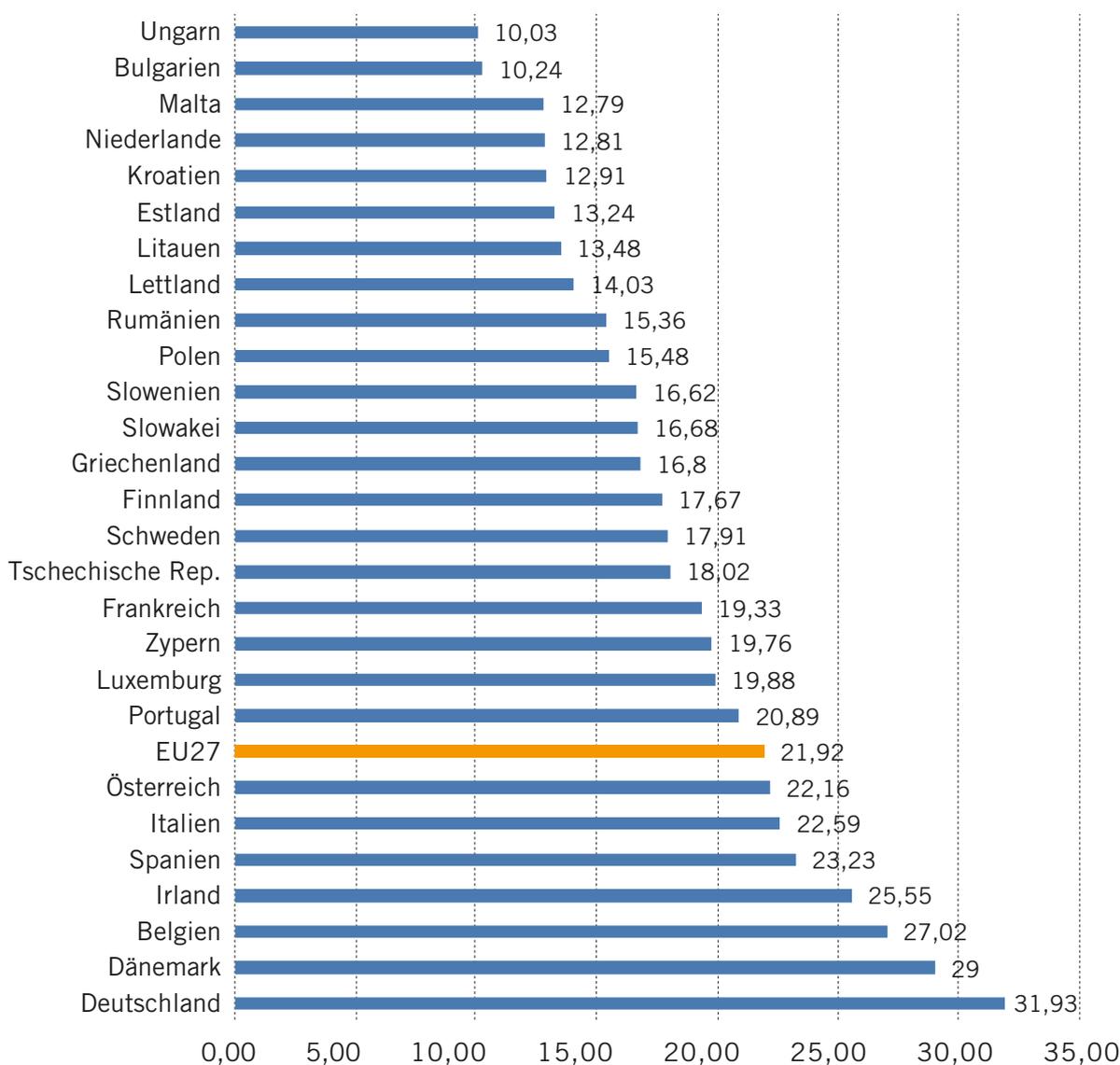
Quelle: Ember, 2022

Entwicklung der Strompreise

An den europäischen Strombörsen kam es in Folge von pandemiebedingten Rückgängen der Stromnachfrage zu geringeren Preisen in 2020. Ab Mitte 2020 jedoch stiegen die Strompreise an den Börsen in der EU27 wieder

an. Dieser Anstieg setzte sich auch in 2021 fort, insbesondere in der zweiten Jahreshälfte. Bezogen auf den Jahresanfang 2021 verdreifachten sich die Strompreise in einzelnen Mitgliedsstaaten zum Jahresende (vgl. hierzu auch *Energie für Deutschland 2022*, Art. 3.4).

Abbildung 3.12: Durchschnittliche Strompreise für Haushalte im Jahr 2021 (Jahresverbrauch 2.500 < 5.000 kWh in Cent/kWh (inklusive aller Steuern))



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2022

Deutschland verzeichnete im EU27-Vergleich mit durchschnittlich 31,93 Cent/kWh die höchsten Haushaltsstrompreise. Dies liegt neben gestiegenen Erzeugungskosten auch an einer hohen Steuer- und Abgabenlast. Bezogen auf den Anteil der Stromkosten am gesamten verfügbaren Haushaltseinkommen rangiert Deutschland mit 2,0 % jedoch am unteren Ende des EU-Spektrums von 0,8 % bis 6,0 %. Ungarn (10,03 Cent/kWh), Bulgarien (10,24 Cent/kWh) und Malta (12,79 Cent/kWh) wiesen die niedrigsten Stromtarife für private Haushalte auf.

Entwicklung der CO₂-Emissionen

In Folge der starken Zunahme der Kohleverstromung in 2021 gegenüber 2020 um fast 21 % stieg auch die CO₂-Intensität des Stromsektors der EU27. Lag diese im Jahr 2020 noch bei rund 254 g CO₂/kWh, stieg sie in 2021 um 3,5 % auf knapp 263 g CO₂/kWh an. Im Vergleich zu 2019, d. h. dem Zeitpunkt vor der Pandemie, lag die CO₂-Intensität in 2021 jedoch 4,6 % niedriger (275 CO₂/kWh). Im längerfristigen Trend zeigt sich ein Rückgang der CO₂-Intensität im Stromsektor der EU27 von 17,4 % über die letzte fünf Jahre, sowie ein Rückgang von 25 % über die letzten zehn Jahre.

Fazit

Nachdem das Jahr 2020 – und so auch die Energiemärkte – in besonderem Maße von der COVID-19-Pandemie geprägt waren, setzte in der EU in 2021 eine wirtschaftliche Erholung ein, die sich auch auf den Energiemärkten widerspiegelte. Zur Erhöhung des Primärenergieverbrauchs um 4,5 % im Vergleich zum Vorjahr trug außerdem ein außergewöhnlich kalter und lang andauernder Winter bei, wodurch sich der Bedarf an fossilen Energieträgern in der EU zusätzlich verstärkte. Eine hohe Erdgasnachfrage traf auf ein begrenztes Angebot und führte zu einer Versechsfachung der Erdgaspreise auf den europäischen Großhandelsmärkten innerhalb des Jahres. Eine Begleiterscheinung der hohen Erdgaspreise 2021 war, dass die ohnehin gestiegene Kohlenachfrage weiter zunahm, da die Verstromung von Kohle gegenüber Erdgas wirtschaftlicher wurde. Aufgrund dieses Nachfragezuwachses stiegen auch die europäischen Kohlepreise 2021 auf historische Höchststände. Die Rohölpreise stiegen in 2021 ebenfalls stark an, lagen jedoch immer noch unter den Rekordnotierungen von vor 10 Jahren.

3.2 Umsetzung des Fit for 55-Pakets der Europäischen Union

- *Das Parlament und Rat der Europäischen Union befinden sich in der Meinungsbildungsphase zu den im Fit for 55-Paket enthaltenen Rechtsakten.*
- *Besonders kontrovers diskutiert wird die Einrichtung eines separaten Emissionshandelssystems für Gebäude und den Straßenverkehr.*
- *Der für den erfolgreichen Abschluss des Pakets vorgesehene Zeitplan ist mit Unsicherheiten behaftet.*

Die Europäische Kommission veröffentlichte Ende 2019 ihren „European Green Deal“⁵, ein Paket von über 50 Einzelmaßnahmen für den europäischen Energie-, Industrie-, Verkehrs-, Wasser- und Landwirtschaftsbereich. Im Dezember 2020 einigten sich die Staats- und Regierungschefs der Mitgliedstaaten im Europäischen Rat zu dem darauf, das Treibhausgasreduktionsziel der Europäischen Union (EU) für das Jahr 2030 von 40 % auf mind. 55 % gegenüber 1990 zu erhöhen. Zur Erreichung dieses Ziels sowie zur Umsetzung des Green Deal legte die Kommission im Sommer 2021 mit dem *Fit for 55-Paket* ein umfassendes Maßnahmenbündel vor, welches die Revision wichtiger Richtlinien vorsieht (vgl. hierzu auch *Energie für Deutschland 2021*, Art. 3.2 und Art. 3.3): Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III), Energieeffizienz-Richtlinie (EED), Emissionshandelsrichtlinie sowie eine neue Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFI).

Die Verhandlungen zu den Einzelvorschlägen des Pakets im Europäischen Parlament (EP) und im Rat der EU schreiten weiter voran – wenn auch mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten. Ziel der beiden Institutionen ist es, ihre Positionierung bis zur Sommerpause 2022 weitestgehend abgeschlossen zu haben, sodass ab Herbst 2022 erste Trilog-Verhandlungen zwischen Kommission, Parlament und Rat beginnen können.

Europäisches Parlament

Im Laufe des ersten Quartals 2022 veröffentlichten die zuständigen Berichterstatter im EU-Parlament ihre Berichtsentwürfe zu den einzelnen Vorschlägen der EU-Kommission. Ziel des Parlaments ist es, seine Positionierung bis zur Sommerpause weitestgehend abgeschlossen zu haben.

5 COM(2019) 640 final vom 11.12.2019.

Abbildung 3.13: Zeitplan des Europäischen Parlaments und Rats der EU zur Umsetzung des Fit for 55-Pakets



Quelle: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (Stand: 05/2022)

Kernpunkte aus den Berichtsentwürfen wesentlicher Dossiers

EP-Berichtsentwurf zum EU ETS

Der Kommissionsvorschlag enthält die Ausweitung des aktuellen EU-Emissionshandelssystems (*EU Emission Trading System, EU ETS*) auf den Seeverkehr, die Anpassung der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten sowie die Errichtung eines separaten ETS 2 für Gebäude und den Straßenverkehr. Der Vorschlag differenziert nicht direkt zwischen fossilen Brennstoffen und erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biologischen Ursprungs (*Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBOs*), sondern legt fest, dass die Methodologie hierfür zu einem späteren Zeitpunkt in einem Durchführungsakt vorgeschlagen werden soll. Bis dahin werden herkömmliche Kraftstoffe und klimaneutrale Alternativen im ETS weiterhin gleichbehandelt.

Die politischen Mehrheiten für das ETS 2 sind noch nicht gesichert.

Der am 24. Januar 2022 veröffentlichte Berichtsentwurf des federführenden Berichterstatters zum EU ETS im Ausschuss für Umweltfragen, öffentliche Gesundheit und Lebensmittelsicherheit (ENVI), Peter Liese (Europäische Volkspartei, EVP), unterstützt grundsätzlich die Vorschläge der Kommission. Der Berichterstatter schlägt in Bezug auf die kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten und den neuen Brennstoffemissionshandel für Inverkehrbringer von Brennstoffen im ETS 2 einige Anpassungen vor. Der Vorschlag bezieht auch negative Emissionen in das ETS 1 ein und erkennt die Möglichkeit zur Verwendung der Erlöse aus dem ETS 2 zur Entlastung der Strompreise explizit an. Der Berichterstatter sieht die Aufnahme der Siedlungsabfallverbrennung in das ETS 1 ab 2028 vor.

Die Einführung eines separaten ETS für den Gebäude- und Verkehrssektor ist politisch hoch umstritten und wird derzeit sowohl von einigen Mitgliedstaaten als auch von den Schattenberichterstattern⁶ der Grünen und der S&D-Fraktion abgelehnt.

⁶ Entsprechend der Geschäftsordnung des Europäischen Parlaments können die Fraktionen für jeden Bericht einen Schattenberichterstatter benennen, der den Berichtsprozess begleitet und im Auftrag der Fraktion am Ende innerhalb des Ausschusses nach Kompromissen sucht.

EP-Berichtsentwurf zur Erneuerbaren-Energien-Richtlinie III (RED III)

Der Kommissionsvorschlag erhöht das derzeitige EU-Ziel eines EE-Anteils von mindestens 32 % am Gesamtenergiemix auf 40 % bis 2030. Auch die sektorspezifischen Ziele für die Industrie, den Verkehr sowie den Wärme- und Kältebereich werden erhöht. Speziell um den Hochlauf von Wasserstoff (H₂) und seinen Derivaten zu fördern, schlägt die EU-Kommission Quoten für RFNBOs in der Industrie (50 % des H₂-Anteils bis 2030) und im Verkehr (2,6 % der verwendeten Kraftstoffe bis 2030) vor.

Der Berichterstatter für die RED III im federführenden Ausschuss für Industrie, Forschung und Energie (ITRE), Markus Pieper (EVP), schlägt in seinem Berichtsentwurf einige grundlegende Änderungen am Kommissionsvorschlag vor, wie etwa die Möglichkeit zur Anrechnung von CO₂-armem Wasserstoff auf die Ziele für die Industrie sowie den Verkehrssektor. Letzteres würde bedeuten, dass die RED III-Ziele auch mit Wasserstoff, der aus Nuklearstrom oder aus fossilen Brennstoffen mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (*Carbon Capture and Storage, CCS*) erzeugt wurde, erfüllt werden könnten. Der Berichterstatter schlägt außerdem vor, die RFNBO-Quote für den Transportsektor auf 4 % bis 2030 zu erhöhen. Die Strombezugskriterien für erneuerbaren Wasserstoff werden weniger restriktiv gefasst, sodass sich der Hochlauf von diesem besser entfalten kann. Konkret schlägt er vor, dass der Bezug erneuerbaren Stroms entweder über Stromkaufvereinbarungen (*Power Purchase Agreements, PPAs*) oder über Herkunftsnachweise erfolgen kann. Zudem soll grundsätzlich auch Strom aus zum Zeitpunkt des Strombezugs ungeforderten Bestandsanlagen genutzt werden dürfen.

Umstritten sind im Parlament die verpflichtenden sektorspezifischen Quoten für den EE-Anteil in Industrie und Verkehr, welche die Kommission jedoch als essenziell für den Markthochlauf alternativer Kraftstoffe und somit der Dekarbonisierung dieser Bereiche einstuft.

EP-Berichtsentwurf zur Energieeffizienz-Richtlinie

Der Kommissionsvorschlag erhöht die Reduktionsziele für den Primär- und Endenergieverbrauch der EU auf 39 % bzw. 36 % bis 2030 im Vergleich zum Referenzjahr

2007 und verpflichtet die Staaten zwischen 2024 und 2030 zu neuen jährlichen Einsparungen des Energieverbrauchs von 1,5 %. Energieeffizienz in Gebäuden ist ein Fokuspunkt der Überarbeitung. Im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird vorgeschlagen, die Definition der *effizienten Fernwärme- und Fernkälteversorgung* zu überarbeiten und weitere Kriterien für spezifische Emissionen bei hocheffizienter KWK einzuführen (einen Schwellenwert von 270 g CO₂-Ausstoß je Kilowattstunde (kWh)).

Niels Fuglsang (Fraktion der Progressiven Allianz der Sozialdemokraten, S&D), Berichterstatter im federführenden ITRE-Ausschuss, schlägt in seinem Berichtsentwurf vom 18. Februar 2022 eine nochmals deutliche Steigerung des Ambitionsniveaus der Richtlinie vor. Dieser beinhaltet gegenüber dem bereits ambitionierten Kommissionsvorschlag die Anhebung des europäischen Energieeffizienzziels für 2030 gegenüber dem Referenzszenario 2020 von 9 auf 19 % sowie die Anhebung der nationalen Einsparverpflichtung von 1,5 auf 2 %. Vorgeschlagen wird außerdem eine Verschärfung der Vorgaben zur Nutzung von Erdgas in Fernwärmesystemen und KWK-Anlagen. So sollen laut dem Berichtsentwurf zukünftig neue Wärmeerzeugungsanlagen in Fernwärmesystemen nicht mehr mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, sondern nur noch mit erneuerbaren. Nach 2030 sollen laut dem Berichterstatter alle für die Wärmeerzeugung verwendeten KWK-Anlagen hocheffizient sein. Der oben genannte Schwellenwert für die Qualifikation als hocheffiziente KWK ist jedoch im Parlament umstritten.

➤ EP-Berichtsentwurf zur Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFI-Verordnung)

Der Kommissionsvorschlag für eine AFI-Verordnung enthält eine Reihe verbindlicher nationaler Ziele für den Infrastrukturausbau für alternative Kraftstoffe für Straßenfahrzeuge, Schiffe und die Energieversorgung von Flugzeugen an Flughäfen innerhalb der EU – sowohl für elektrisch- als auch brennstoffbetriebene Verkehrsmittel. Der Berichterstatter Ismail Ertug (S&D) im federführenden Ausschuss für Verkehr und Fremdenverkehr (TRAN) schlägt in seinem am 11. Februar 2022 vorgelegten Berichtsentwurf einige Verschärfungen des Kommissionsvorschlags vor. Vorgeschlagen wird insbesondere die Anhebung der pro zugelassenem Elektro-Fahrzeug verpflichtend vorzuhaltenden Ladeleistung für Personenkraftwagen (Pkw) und leichte Nutzfahrzeuge, die Einführung zusätzlicher Zielvorgaben für den Ausbau der öf-

fentlichen Ladeinfrastruktur und die Pflicht zum Einbau von Kartenlesegeräten an allen Ladesäulen – einschließlich einer Nachrüstung an allen Ladestationen bis zum 1. Januar 2025.

In Anbetracht der erhöhten Ambitionen einiger Parlamentarier, insbesondere betreffend RED III und EED, bereitet die EU-Kommission derzeit eine neue Folgenabschätzung für diese Dossiers vor. Gemäß den neuen Ergebnissen können sich die finalen Positionen im Parlament noch erheblich ändern.

Rat der EU

Im Rat der EU plant die französische Ratspräsidentschaft bis Ende Juni 2022 allgemeine Ausrichtungen zu den Überarbeitungen der EED, der RED, des EU ETS sowie der AFI-Verordnung zu erreichen. Insbesondere angesichts der großen Differenzen zwischen den Mitgliedstaaten hinsichtlich der Einführung eines ETS für die Bereiche Gebäude und Verkehr oder der Anerkennung von CO₂-armen Energieträgern in der RED III ist allerdings noch ungewiss, ob dieser Zeitplan tatsächlich eingehalten werden kann.

Fazit

Obwohl der Fokus sowohl im Europäischen Parlament als auch im Rat der EU seit Ende Februar 2022 im Zusammenhang mit der Invasion Russlands in die Ukraine auf der Krisenbewältigung und den damit verbundenen Auswirkungen auf die Energieversorgungssicherheit der EU liegt, schreiten auch die Verhandlungen zu den Einzelvorschlägen des Fit for 55-Pakets bislang ohne größere Verzögerungen weiter voran. Allerdings ist erkennbar, dass die Positionen von Parlament und Rat nach aktuellem Stand noch weit auseinanderliegen.

3.3 Das Gas- und Wasserstoffpaket der Europäischen Union

- **Das Paket zielt primär auf den Hochlauf erneuerbarer und CO₂-armer Gase bei gleichzeitiger Reduzierung der Methanemissionen in der Energiewirtschaft ab.**
- **Dabei ist eine Angleichung der für den Gasbinnenmarkt geltenden Vorschriften an die Regeln des Strommarkts vorgesehen.**
- **Eine separate Regelung gibt Ziele zur Füllung der europäischen Gasspeicher vor.**

Am 15. Dezember 2021 hat die Europäische Kommission mit dem sog. *Gasmärkte- und Wasserstoffpaket* ein weiteres Gesetzespaket zur Umsetzung des *European Green Deal* und der Erreichung der angestrebten Klimaneutralität bis 2050 vorgelegt. Zentrale Elemente sind der Rechts- und Regulierungsrahmen für Wasserstoff (H₂), neue Vorgaben zur Steigerung der Energieeffizienz von Gebäuden sowie Maßnahmen zur Minderung der Methanemissionen im Energiesektor.

Ziele des Pakets

Das Paket soll durch den Hochlauf erneuerbarer und CO₂-armer Gase die weitere Minderung von Methanemissionen und die Steigerung der Energieeffizienz, vor allem im Gebäudebestand, das *Fit for 55-Paket* ergänzen. Das im Juli 2021 im Rahmen des Green Deal vorgeschlagene *Fit for 55-Paket* sieht ein Maßnahmenbündel zur Senkung der Treibhausgasemissionen bis 2030 um mind. 55 % gegenüber 1990 und das Erreichen der Klimaneutralität bis 2050 vor (vgl. hierzu auch *Energie für Deutschland 2021*, Art. 3.2).

Schwerpunkte des Gasmärkte- und Wasserstoffpakets sind die Anpassung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie⁷ und -Verordnung,⁸ insbesondere mit Blick auf Wasserstoff, eine Anpassung der europäischen Gasversorgungssicherheits-Verordnung, ein Vorschlag zur Überarbeitung der Gebäudeenergieeffizienz-Richtlinie (Energy Performance of Buildings Directive, EPBD)⁹ sowie eine Verordnung zur Minderung der Methanemissionen im Energiesektor.¹⁰

Anpassung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und -Verordnung

Schwerpunkt der Kommissionsvorschläge zur Überarbeitung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und -Verordnung sind die Integration von erneuerbarem und CO₂-armem Wasserstoff in den europäischen Rechtsrahmen für den Gasbinnenmarkt sowie Vorgaben für die Regulierung und

Entflechtung von H₂-Netzen. Darüber hinaus zielen sie darauf ab, durch die Anpassung der Gasmarktregeln den Hochlauf für die Erzeugung, den Handel und den Transport erneuerbarer und CO₂-armer Gase zu erleichtern, und die Verbraucherrechte zu stärken.

Im Einklang mit ihrer H₂-Strategie vom Juli 2020 sieht die EU-Kommission den Einsatz von Wasserstoff vorrangig im Industrie- und Verkehrssektor. Dafür schlägt sie einen zweistufigen Ansatz vor, bei dem die Regelungen in einer Übergangsphase bis 2030 mehr Flexibilität für Mitgliedstaaten und Unternehmen vorsehen. Dabei unterscheidet sie bei H₂-Netzen nicht zwischen Fernleitungs- und Verteilnetzebene, sondern führt die Rolle der H₂-Netzbetreiber neu ein.

➤ Mit dem Paket wird ein Rahmen für einen schrittweisen Übergang vom Erdgas- zu einem H₂-Binnenmarkt geschaffen.

Kernpunkte zu den Regelungen für erneuerbare und CO₂-arme Gase, insbesondere Wasserstoff:

- **Definition erneuerbarer und CO₂-armer Gase:** In der Gasbinnenmarkt-Richtlinie wird der Term *Gase* als Oberbegriff eingeführt, der sowohl Erdgas – definiert als überwiegend aus Methan bestehenden Gasen, einschließlich Biogas und Biomethan – als auch Wasserstoff umfasst. Als *CO₂-arm* bezeichnet die EU-Kommission Wasserstoff, der aus nicht-erneuerbaren Energiequellen hergestellt wird und dabei 70 % weniger Treibhausgasemissionen verursacht als konventioneller bzw. fossiler Wasserstoff. Die Strombezugskriterien für auf die EU-Ziele anrechenbaren erneuerbaren Wasserstoff wird die Kommission auf Grundlage der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive, RED) separat in einem delegierten Rechtsakt festlegen.
- **Zertifizierung:** Die Zertifizierung und Anerkennung von erneuerbaren und CO₂-armen Gasen ist im Rahmen

⁷ Vgl. COM(2021) 803 final vom 15.12.2021.

⁸ Vgl. COM(2021) 804 final vom 15.12.2021.

⁹ Vgl. COM(2021) 802 final vom 15.12.2021.

¹⁰ Vgl. COM(2021) 805 final vom 15.12.2021.

von Nachweisen im Massenbilanzierungssystem¹¹ unter Nutzung einer sich im Aufbau befindenden Uni-onsdatenbank vorgesehen. Die Einführung der Gas-kennzeichnung, im Anhang der Richtlinie geregelt, soll unter Verwendung von Herkunftsnachweisen erfolgen.

- Verbraucherrechte: Die Gas-Richtlinie umfasst eine weitgehende Angleichung der Verbraucherrechte und der Bestimmungen für den Endkundenmarkt an die im Rahmen des Legislativpakets „Saubere Energie für alle Europäer“¹² verschärften Anforderungen im Strommarkt. Nicht übertragen werden die Vorgaben für dynamische Strompreise, die aktive Steuerung von Lasten durch Dritte, die diese Lasten bündeln (sog. *Aggregatoren*), sowie zur Energiearmut. Zudem übernimmt die Kommission einige Bestimmungen nur für Gas-, aber nicht für H₂-Endkunden. So bleiben z. B. die Vorgaben zu Energiegemeinschaften¹³ auf Erdgas beschränkt.
- Entflechtung: Die Kommission schlägt u. a. eine horizontale Entflechtung von Gas- und H₂-Netzen vor und will bei der vertikalen Entflechtung das *Independent Transmission Operator-Modell (ITO-Modell)*¹⁴ für Fernleitungsnetzbetreiber nur noch bis 2030 zulassen. Außerdem differenziert sie bei Wasserstoff nicht zwischen Fernleitungs- und Verteilnetzbetreibern, was strengere Entflechtungsregeln für die Verteilnetzebene nach sich ziehen würde als bei Strom- und Gasnetzen.
- Finanzierung von H₂-Netzen: Auf Ebene der Transportnetzbetreiber soll eine Trennung der der Regulierung unterliegenden Vermögensgegenstände (*Regulated Asset Base*) zwischen den verschiedenen Energieträgern erfolgen. Die EU-Mitgliedstaaten können unter

bestimmten Bedingungen finanzielle Übertragungen zwischen den Bereichen erlauben.

- Gasmarktregeln: Der Zugang für Gase aus erneuerbaren und dekarbonisierten Quellen zum Markt und zur Infrastruktur wird unabhängig davon geregelt, ob die Produktionsanlagen für diese Gase an Verteilungs- oder Fernleitungsnetze angeschlossen sind. Die zulässige Obergrenze für H₂-Beimischungen wird für alle grenzüberschreitenden Punkte auf 5 % festgelegt.
- H₂-Netzregulierung: Ein regulierter diskriminierungsfreier Netzzugang für Dritte für den Handel mit Wasserstoff wird zumindest ab 2031 geplant, davor können die Mitgliedstaaten den verhandelten Netzzugang vorsehen. Für H₂-Speicher wird der regulierte diskriminierungsfreie Netzzugang für Dritte vorgesehen. Analog zum Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (*European Network of Transmission System Operators for Gas, ENTSOG*) für die Ferngasnetze soll auch eine neue Europäische Vereinigung für Wasserstoffnetzbetreiber (*European Network of Network Operators for Hydrogen, ENNOH*) geschaffen werden.
- Netzentwicklungsplanung: Es soll von jedem Mitgliedstaat jeweils ein eigener nationaler Netzentwicklungsplan erstellt werden.
- Sog. *EU DSO Entity*: Die Regelungen sehen vor, dass die Gas-Verteilnetzbetreiber sich der gerade gegründeten EU DSO Entity (Strom)¹⁵ anschließen sollen.

Anpassung der Gasversorgungssicherheits-Verordnung (Gas-SoS-VO)

Der Vorschlag zur Überarbeitung der Gasbinnenmarkt-Verordnung vom 15.12.2021 enthält auch Vorschläge zur Änderung der Gasversorgungssicherheits-Verordnung (Gas-SoS-VO). Damit will die EU-Kommission das Konzept der Versorgungssicherheit zur Resilienz weiterentwickeln. Auch wenn von der Kommission kein unmittelbarer Handlungsbedarf gesehen wird, sind mit einem steigenden Anteil erneuerbarer und CO₂-armer Gase neue Themen hinsichtlich der Versorgungssicherheit zu erwarten. Dies betrifft bspw. derzeit noch offene Fragen im Zusammenhang mit den Bezugsquellen entsprechender Gase, der Speicherfähigkeit oder mit der Umstel-

11 Bei der Massenbilanzierung handelt es sich um ein Tracking-Modell, bei dem die physische Lieferung mit dem Zertifikat einher geht. Sie unterscheidet sich vom sog. *Book & Claim*-Modell, bei dem das Zertifikat von der physischen Lieferung des Energieträgers getrennt ist.

12 Europäische Kommission, Clean energy for all Europeans Package, ohne Datum, abrufbar unter https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_de (zuletzt abgerufen am 09.05.2022).

13 Energiegemeinschaften sind Zusammenschlüsse, die auf freiwilliger Mitgliedschaft beruhen und nicht auf Gewinnerzielung ausgerichtet sind. Sie können in den Bereichen Erzeugung, einschließlich aus erneuerbaren Quellen, Verteilung, Versorgung, Verbrauch, Aggregation, Energiespeicherung, Energieeffizienzdienstleistungen oder Ladedienstleistungen für Elektrofahrzeuge tätig sein oder andere Energiedienstleistungen erbringen.

14 Das ITO-Modell wurde im Zuge des 3. EU-Binnenmarktpakets eingeführt. Im Zuge der Entflechtungsvorgaben wurden integrierte Netzbetreiber in unabhängige Netzbetreiber umgewandelt, die sich im Außenaustritt vollständig von den Handelsaktivitäten der Mutterorganisationen zu unterscheiden haben.

15 Die EU DSO Entity ist die europäische Organisation für Verteilnetzbetreiber im Strombereich.

lungsphase auf Wasserstoff und CO₂-arme Gase. Die vorgeschlagenen Regelungen umfassen insbesondere:

- Die Ausweitung der Gas-SoS-VO auf erneuerbare und CO₂-arme Gase,
- eine effizientere Nutzung von Gasspeicherkapazitäten und stärkere europäische Rolle der Gasspeicher als Teil der Risikobewertung auf regionaler Ebene,
- die Möglichkeit für Mitgliedstaaten, einen Mechanismus zur gemeinsamen Beschaffung strategischer Gasreserven durch die Fernleitungsnetzbetreiber als Teil der Versorgungssicherheitsmaßnahmen zu etablieren (Beteiligung seitens der Fernleitungsnetzbetreiber auf freiwilliger Basis),
- die explizite Einordnung von Solidarität zwischen Mitgliedstaaten als *last resort-Maßnahme* und Konkretisierungen für die Umsetzung sowie
- die Möglichkeit, gassektorspezifische Cybersicherheitsregeln für relevante Aspekte grenzüberschreitender Gasflüsse durch einen delegierten Rechtsakt zu erlassen.

➤ Verbindliche Füllstandsvorgaben sollen die Kapazität der Gasspeicher in den Dienst der Versorgungssicherheit stellen.

Zur Sicherstellung einer hinreichenden Füllung der europäischen Gasspeicher im kommenden sowie den darauffolgenden Wintern hat die EU-Kommission am 23. März 2022 einen ergänzenden Vorschlag zur Überarbeitung der Gas-Versorgungssicherheits-Verordnung sowie der Gasbinnenmarkt-Richtlinie¹⁶ vorgelegt. Darin werden die Mitgliedstaaten zur Füllung ihrer Gasspeicher bis zum 1. November 2022 zu mind. 80 % und in den folgenden Jahren zu 90 % der Kapazität verpflichtet. Zur Zielerreichung sind je Mitgliedstaat unterschiedlich hohe Zielpfade vorgesehen. Außerdem umfassen die Vorschläge Regelungen zu möglichen Maßnahmen zur Speicherbefüllung, zur Lastenteilung zwischen Mitgliedstaaten mit bzw. ohne Gasspeicher, zur Überwachung und Durchsetzung der Zielvorgaben, zur Zertifizierung von Speicherbetreibern sowie zu einem Rabatt für Fernleitungsnetzentgelte an Gasspeicher.

¹⁶ Vgl. COM(2022) 135 final vom 23.03.2022.

Überarbeitung der Gebäudeenergieeffizienz-Richtlinie (EPBD)

Mit der Entwurfsvorlage einer überarbeiteten EPBD soll auch der europäische Rechtsrahmen den Pfad hin zu einem klimaneutralen Gebäudebestand 2050 einschlagen. Die Kernpunkte der vorgeschlagenen Neuerungen umfassen u. a.:

- Die Definition eines *Nullemissionsgebäudes* für vier europäische Referenzklimazonen,
- die Definition von Mindestvorgaben für zukünftige *Nationale Renovierungspläne*,
- eine Überprüfungsklausel für energetische Mindestanforderungen,
- die Aktualisierung von Kostenoptimalitätskriterien,
- die stufenweise Einführung von energetischen Mindeststandards für die energetisch ineffizientesten Wohn- und Nichtwohngebäude,
- rechtliche Einordnungen für die Formulierung von Treibhausgas-Minderungsanforderungen an Wärmeerzeuger und Heizenergieträger,
- erweiterte Anforderungen an die Ladeinfrastruktur von Wohn- und Nichtwohngebäuden,
- die Einführung eines Gebäudeintelligenzindicators¹⁷ (*Smart Readiness Indicator, SRI*) für bestimmte Nichtwohngebäude ab 2026,
- ein Auslaufen der Förderung fossiler Wärmeerzeuger bis spätestens 2027 sowie
- eine Erweiterung und Harmonisierung der Vorgaben für die Erstellung von Gebäudeenergieausweisen.

¹⁷ Dabei handelt es sich um eine EU-Methodik, mit der die Eignung von Gebäuden oder Gebäudeteilen in Bezug auf ihre Fähigkeit, drei intelligente Schlüsselfunktionen zu erfüllen, bewertet wird: Die Optimierung der Energieeffizienz und der Gesamtleistung während der Nutzung (1), die Anpassung des laufenden Betriebs an die Bedürfnisse der Bewohner (2) und die Anpassung an Signale aus dem Stromnetz (3).

Verordnung zur Minderung der Methanemissionen im Energiesektor

Dem Vorschlag für eine Verordnung zur Senkung von Methanemissionen im Energiesektor war ein intensiver Diskussionsprozess zur EU-Methanstrategie vom 14. Oktober 2020¹⁸ vorausgegangen. Mit der vorgeschlagenen Verordnung soll eine Reduzierung der Methanemissionen in der Energiewirtschaft (Öl, fossiles Gas und Kohle) erreicht werden. Hierzu werden insbesondere Vorgaben zur Berichterstattung über Methanemissionen sowie dezidierte Maßnahmen zu ihrer Behebung für die Unternehmen der Energiewirtschaft auf allen Wertschöpfungsstufen – Produktion/Förderung, Transport, Verteilung und Speicherung – gemacht. Damit ist die Energiewirtschaft der erste der in der EU-Methanstrategie adressierten Sektoren, für die ein europäischer Rechtsrahmen festgelegt wird. Für die Landwirtschaft und die Abfallwirtschaft, die zusammen rund 80 % aller vom Menschen verursachten Methanemissionen in der EU ausmachen (die Emissionen der Öl- und Gaswirtschaft betragen rund 6 %), hat die Kommission bisher noch keine Vorschläge angekündigt.

Methanemissionen werden zunächst nur in der Energiewirtschaft überwacht und begrenzt.

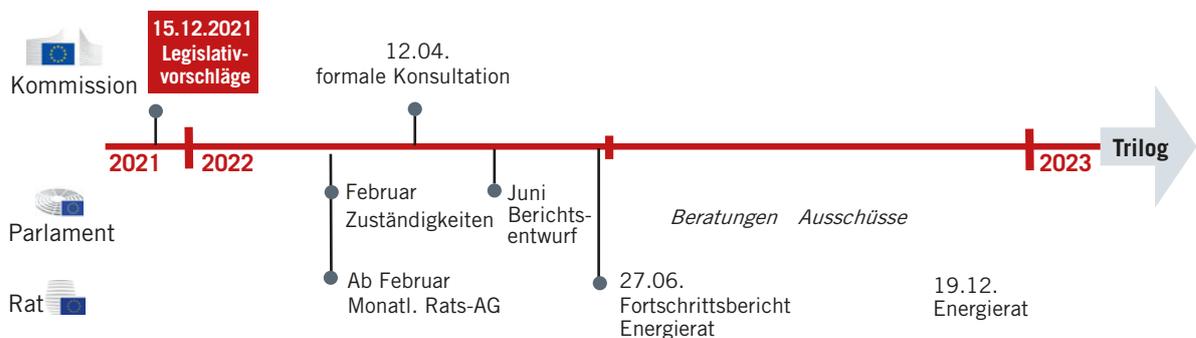
¹⁸ Vgl. Europäische Kommission, Verringerung der Treibhausgasemissionen: Kommission verabschiedet Methanstrategie der EU als Teil des europäischen Grünen Deals, 14.10.2020, abrufbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP_20_1833 (zuletzt abgerufen am 09.05.2022).

Zu den Kernpunkten des Verordnungsvorschlags gehören u. a.:

- Die Pflicht zur systematischen, unternehmensscharfen Erfassung und Berichterstattung von Methanemissionen (*Measuring, Reporting & Verification, MRV*). Die Berichte müssen auf Messungen durch unabhängige Dritte basieren und durch unabhängige, akkreditierte Prüfstellen überprüft werden;
- die Pflicht zur regelmäßigen Überprüfung der Infrastruktur auf etwaige Leckagen und umgehende Behebung derselben (*Leak Detection & Repair, LDAR*);
- die Pflicht zum Aufspüren und zur Behebung von Methanemissionen aus nicht mehr in Betrieb befindlichen Quellen; diese Pflicht richtet sich an den EU-Mitgliedstaat oder, sofern bekannt, an die für die Quelle Verantwortlichen;
- eine sehr starke Begrenzung von *Venting und Flaring*¹⁹ auf wenige Ausnahmefälle sowie diesbezügliche Berichterstattung;
- die Verpflichtung für Importeure von Erdgas, Öl und anderen fossilen Brennstoffen in die EU, Angaben über die Herkunft der Energieträger, über den Produzenten/Exporteur sowie über dessen Maßnahmen zur Kontrolle und Eindämmung von Methanemissionen und zu diesbezüglicher Berichterstattung und
- die Beauftragung des *International Methane Emissions Observatory (IMEO)*, u. a. mit der Aggregation von

¹⁹ Bei der Erdgasförderung fallen Begleitgase an, die mitunter verbrannt (*flaring*) oder in die Luft abgelassen werden (*venting*) und zusätzliche Emissionen verursachen.

Abbildung 3.14: Zeitschiene des Beratungsverfahrens zum Gasmärkte- und Wasserstoffpaket



Quelle: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (Stand: 05/2022)

Emissionsdaten, der Verifizierung von Methoden zur Quantifizierung von Methanemissionen und der Entwicklung von Verfahren zur stetigen Verbesserung von Schätzwerten über Emissionen.

Ausblick

Die von der Kommission vorgelegten Vorschläge durchlaufen aktuell das ordentliche EU-Gesetzgebungsverfahren. Das bedeutet: Seit Januar 2022 befassen sich das Europäische Parlament und der Rat der EU mit den Kommissionsvorschlägen und erarbeiten eigene Positionen dazu. Im Rat haben die Verhandlungen im Februar mit einer Vorstellung der Kommissionsvorschläge in den Rats-Arbeitsgruppen begonnen. Sie sollen unter französischem Ratsvorsitz mit einer Tagung pro Monat fortgeführt werden.

Die russische Invasion in die Ukraine im Frühjahr 2022 macht einerseits deutlich, wie wichtig ein zukunftsfähiger Regelungsrahmen für den Gas- und Wasserstoffsektor ist. Andererseits werden durch diese Ereignisse Beratungskapazitäten von Rat und Parlament in Anspruch genommen, die nicht für die Befassung mit dem Gas- und Wasserstoffpaket zur Verfügung stehen. Auch auf einige Eckpunkte des Pakets könnte der Krieg Auswirkungen haben. Es ist klar, dass ein rascher Hochlauf der H₂-Wirtschaft nicht nur dazu beiträgt, die EU-Klimaziele zu erreichen, sondern auch der Diversifizierung der Lieferquellen der EU und ihrer Mitgliedstaaten dienen kann. Wenn der Zeitfaktor eine erhebliche Rolle spielt, stellt sich die Frage, ob das Paket nicht stärker u. a. auf

- den Import von Wasserstoff und H₂-Derivaten,
- eine Umwidmung und Ertüchtigung geeigneter Teile des bestehenden Gasnetzes und
- die Angleichung der Entflechtungsvorschriften von H₂-Netzbetreibern an die für Strom- und Gasnetzbetreiber geltenden Standards

setzen sollte. Insgesamt wird damit gerechnet, dass die Trilog-Verhandlungen zwischen Rat, Parlament und Kommission erst im kommenden Jahr begonnen und die Gesetzgebungsverfahren voraussichtlich erst in der zweiten Jahreshälfte 2023 abgeschlossen sein werden.

3.4 Importabhängigkeit der Europäischen Union von fossilen Energierohstoffen

- **Fossile Energierohstoffe hatten 2020 einen Anteil von etwa 71 % am Primärenergieverbrauch der Europäischen Union.**
- **Die Importabhängigkeit ist bei allen fossilen Energierohstoffen, insbesondere beim Erdgas, seit 1990 gestiegen.**
- **Der mit großem Abstand bedeutendste Lieferant von Erdöl, Erdgas und Steinkohle war bisher Russland.**

Die Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2030 um 55 % gegenüber 1990 ist ein wichtiges Etappenziel der Europäischen Union (EU) auf dem Weg zur Klimaneutralität.²⁰ Dies wird zur Folge haben, dass die Nutzung von Energieträgern, wie Erdöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle, über verschiedene Maßnahmen verringert werden muss. Wie groß diese Herausforderung ist, wird durch die Betrachtung der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und des dazugehörigen Anteils der fossilen Energieträger deutlich: Zwischen 1990 und 2020 sank Letzterer lediglich von 83 % auf 71 %, während sich der Primärenergiebedarf nur unwesentlich verringerte.²¹ Die EU ist daher nach wie vor in erheblichem Umfang auf fossile Energieträger zur Deckung ihres Energiebedarfs angewiesen.

➤ **Der Anteil der fossilen Energieträger ist zwar rückläufig, stellt mit ungefähr 71 % aber noch immer den Großteil der Primärenergie.**

Im Jahr 2020 kam es pandemiebedingt zu einem Wirtschaftseinbruch, der in der EU zu einem knapp 9-prozentigen Rückgang des Primärenergieverbrauchs führte. Dabei waren vorrangig die fossilen Energieträger betroffen. Dies ist allerdings nur bedingt repräsentativ für die kurzfristige weitere Entwicklung. Vorläufige Daten für das Jahr 2021 zeigen,²² dass der Energieverbrauch wieder erheblich gestiegen ist (vgl. hierzu auch *Energie für Deutschland 2022*, Art. 3.1). Insbesondere der Verbrauch von fossilen Energieträgern nahm wieder deutlich zu.

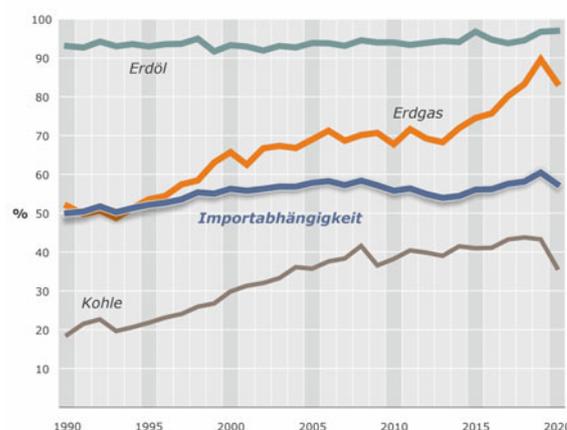
Beim Erdöl und Erdgas verringerte sich die Förderung in der EU ungefähr seit Anfang der 2000er Jahre fast durchgehend, was auf die zunehmende Erschöpfung der Lagerstätten zurückzuführen ist. Bei der Kohle (Hart- und Braunkohle) ist der gleiche Trend bereits seit dem Jahr 1990 zu verzeichnen, welcher zumeist allerdings

international nicht wettbewerbsfähigen Förderkosten – vor allem bei der Hartkohle – geschuldet ist.

Die Importabhängigkeit der EU

Da die Eigenförderung den Bedarf an fossilen Energieträgern nicht decken kann, ist die EU in erheblichem Umfang auf den Import dieser aus Drittstaaten angewiesen. Dies hat in den vergangenen Jahrzehnten zu einer nahezu stetig gestiegenen Energieabhängigkeit geführt. Eurostat, das statistische Amt der EU, definiert Energieabhängigkeit über den Quotienten aus Nettoenergieimporten des betreffenden Rohstoffs und dem Bruttoinlandsenergieverbrauch. Dieses Verhältnis gibt an, inwieweit eine Volkswirtschaft auf Einfuhren angewiesen ist, um ihren Energiebedarf zu decken. Es wird in diesem Artikel als Maß für die Energieimportabhängigkeit verwendet. Die EU musste 2020 58 % der benötigten Energie importieren – ein Anstieg um mehr als 7 % gegenüber dem Jahr 1990. Bei Erdöl und Mineralölprodukten betrug die Importabhängigkeit 97 %, beim Erdgas knapp 84 % und bei Kohle 36 %.

Abbildung 3.15: Entwicklung der Importabhängigkeit der EU insgesamt und für die einzelnen fossilen Energierohstoffe



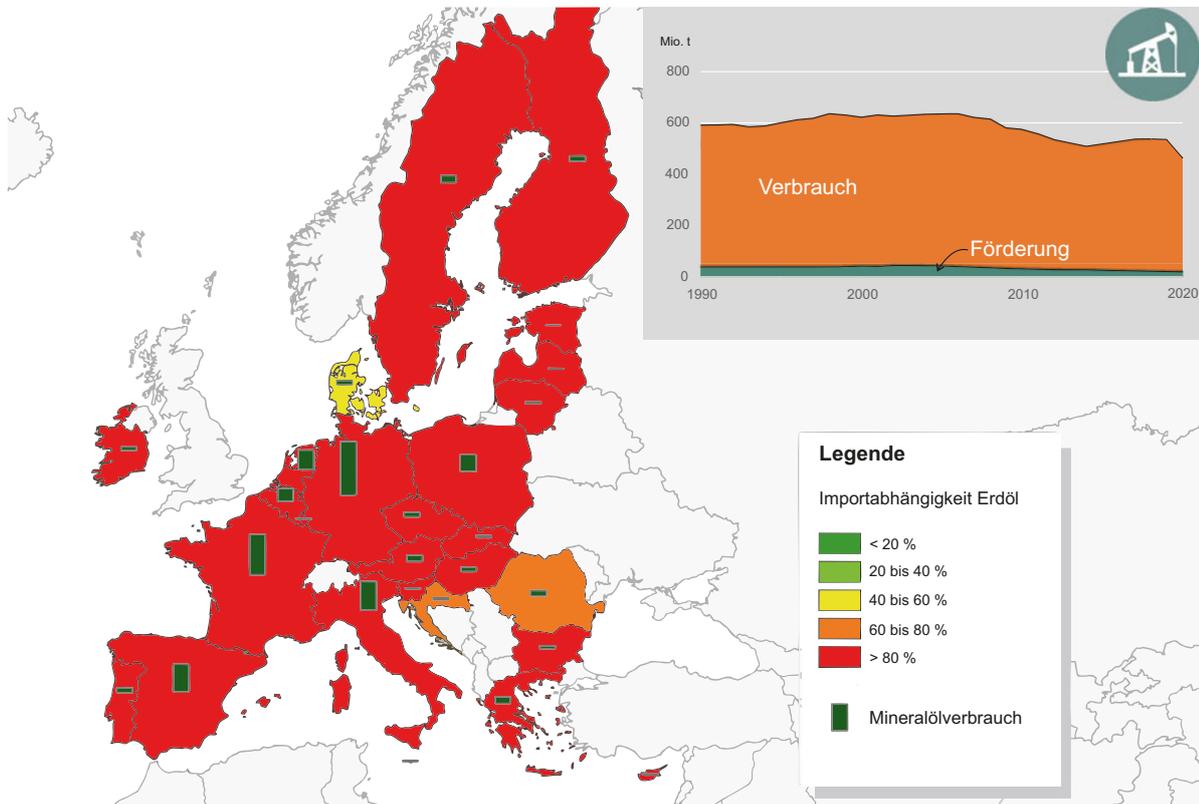
Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR); Datengrundlage: Eurostat, 2022

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

21 Vgl. BP p.l.c., Statistical Review of World Energy, London 2021.

22 Vgl. Eurostat, Energy statistics, 28.01.2022, abrufbar unter <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database> (zuletzt abgerufen am 19.04.2022).

Abbildung 3.16: Erdölimportabhängigkeit und Mineralölverbrauch der EU-Mitgliedstaaten im Jahr 2020 sowie Erdölproduktion und Mineralölverbrauch der EU in den letzten 30 Jahren



Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR); Datengrundlage: Energierohstoffdatenbank der BGR; Eurostat, 2022; BP, 2021

Die beinahe vollständige Importabhängigkeit von Rohöl und Mineralölprodukten besteht seit über 30 Jahren und hat sich in diesem Zeitraum nicht wesentlich verändert. Durch die weitgehende Einstellung bzw. erhebliche Reduktion der eigenen Produktion, insbesondere der Steinkohlenförderung, in vielen Ländern Europas kam es zu einer Verdopplung der Importabhängigkeit gegenüber 1990. Die dennoch vergleichsweise geringe Abhängigkeit bei Kohle resultiert aus der noch immer beachtlichen Förderung von Braunkohle in der EU. Bei einer gesonderten Betrachtung von Steinkohle fällt die Importabhängigkeit mit rund 70 % in 2019²³ wesentlich höher aus, da mittlerweile nur noch Polen und Tschechien Steinkohle fördern.

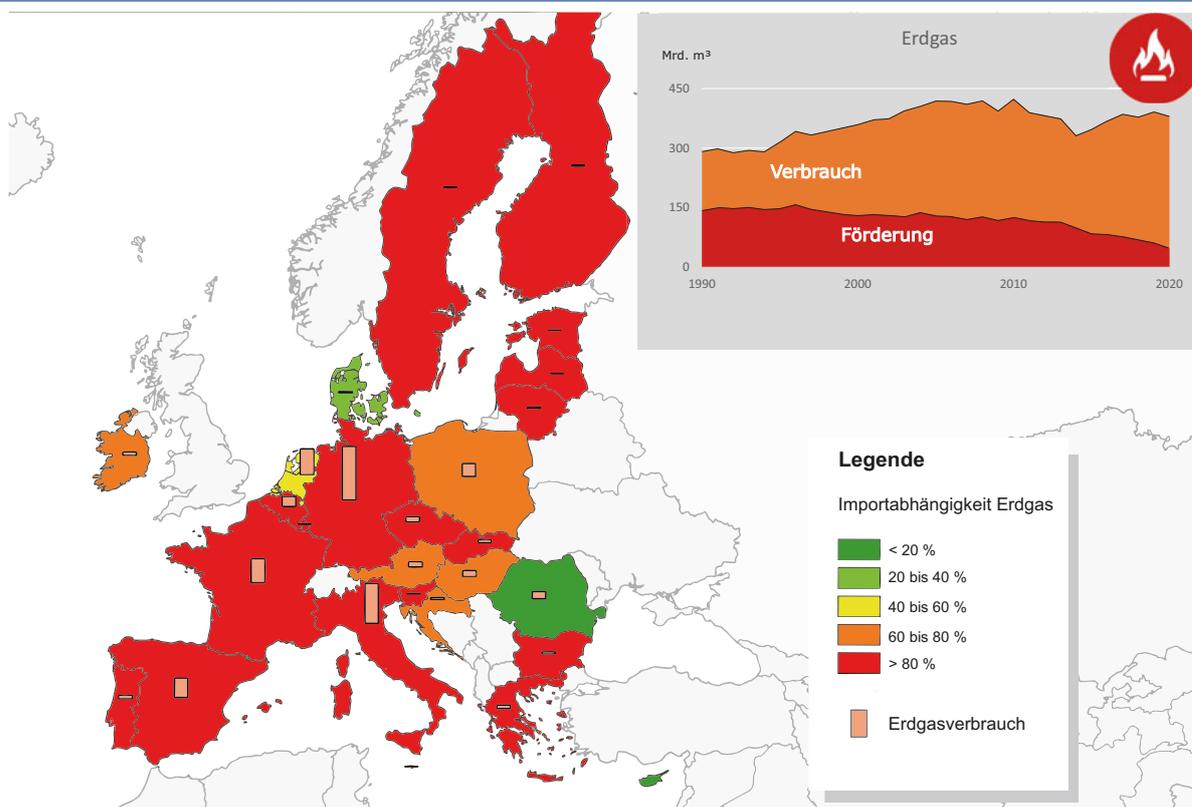
Der höchste Anstieg der Importabhängigkeit ist beim Erdgas zu verzeichnen. Während im Jahr 1990 noch knapp die Hälfte des Erdgasbedarfs über eine Eigenförderung

bereitgestellt werden konnte, waren es im Jahr 2020 lediglich noch 16 %. Seit 2013 hat sich die Energieimportabhängigkeit der EU – maßgeblich verursacht durch die stark gestiegenen Erdgasimporte – deutlich erhöht. Aufgrund des pandemiebedingten geringeren Verbrauchs ist der Importabhängigkeitsgrad Europas für Erdgas und Kohle im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr etwas gesunken. Allerdings dürfte durch den nachfolgenden Wirtschaftsaufschwung und den damit verbundenen Mehrverbrauch an Energie die Importabhängigkeit 2021 wieder zugenommen haben.

Für die einzelnen EU-Mitgliedstaaten ergibt sich für die jeweiligen fossilen Energierohstoffe die nachfolgend beschriebene Situation (Stand: 2020).

23 Vgl. Europäische Kommission, EU energy in figures – Statistical pocketbook 2021, Luxemburg 2021.

Abbildung 3.17: Erdgasimportabhängigkeit und -verbrauch der EU-Mitgliedstaaten im Jahr 2020 sowie EU-Erdgasproduktion und -verbrauch der letzten 30 Jahre



Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR); Datengrundlage: Energierohstoffdatenbank der BGR; Eurostat, 2022; BP 2021

Erdöl

Obwohl sich zwischen 1990 und 2020 der Mineralölverbrauch um etwa 22 %²⁴ verringert hat – was vor allem auf den rückläufigen Verbrauch von Heizöl zurückzuführen ist – sind fast alle EU-Mitgliedsstaaten nach wie vor fast vollständig auf den Import von Erdöl und Mineralölprodukten angewiesen. Auch die größten Erdölproduzenten der EU, wie Italien, Dänemark und Rumänien, weisen eine Importabhängigkeit zwischen 50 und 90 % auf.

Die drei wichtigsten Rohöllieferländer 2020 waren Russland (26 %), Norwegen (9 %) und Kasachstan (8 %). Einziger Nettoerdölexporteur in unmittelbarer Nachbarschaft zu den großen Mineralölverbrauchern im zentralen und westlichen Teil der EU ist Norwegen.²⁵

24 Vgl. BP p.l.c., Statistical Review of World Energy, London 2021.

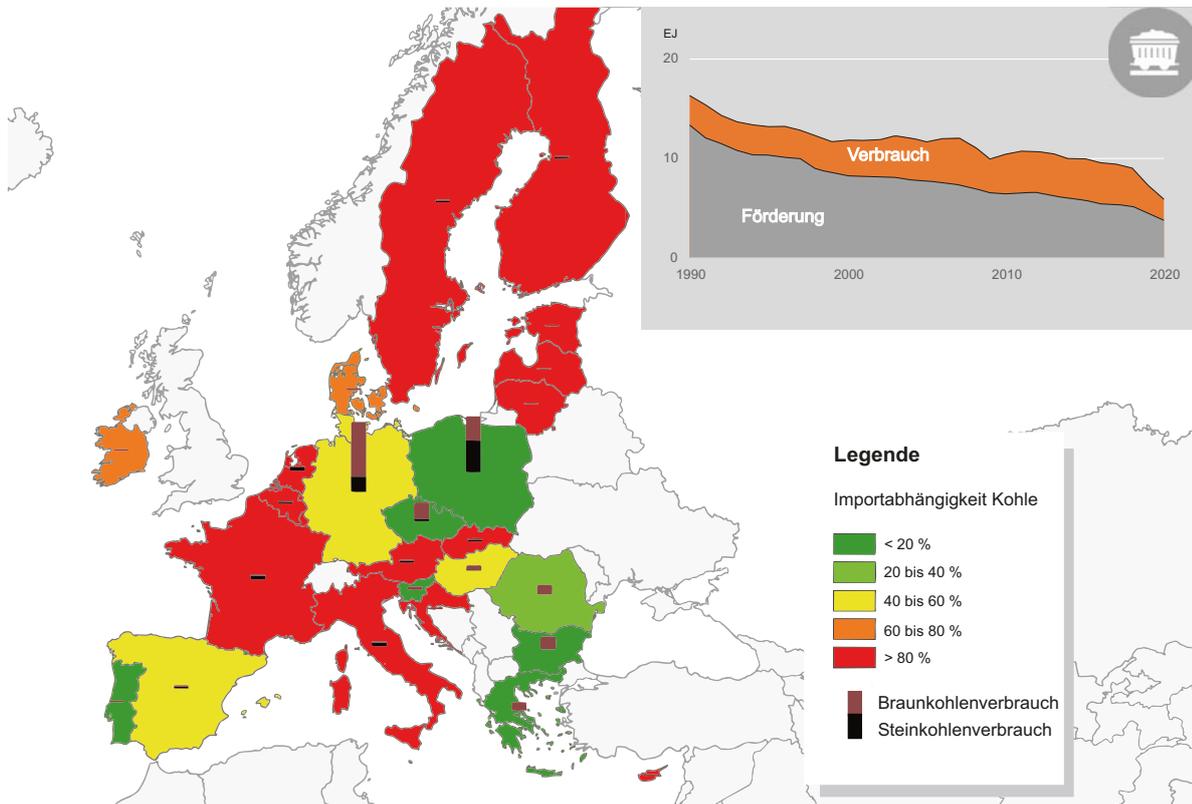
25 Vgl. Europäische Kommission, From where do we import energy?, ohne Datum, abrufbar unter <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/info-graphs/energy/bloc-2c.html> (zuletzt abgerufen am 19.04.2022).

Erdgas

Ähnlich wie beim Erdöl, ergibt sich bei Erdgas eine beinahe vollständige Importabhängigkeit der meisten EU-Mitgliedstaaten. Lediglich Rumänien bildet eine Ausnahme mit einer Importabhängigkeit von nur 17 %. Gegenüber 1990 kam es 2020 in der EU zu einer Erdgasverbrauchszunahme um etwa 30 %, was am gestiegenen Einsatz bei der Beheizung von Gebäuden und der Verstromung liegt. In den letzten Jahrzehnten waren die Niederlande der größte Erdgasproduzent und Nettoexporteur der EU. Das Land trug zu einem erheblichen Teil zur Versorgung seiner Nachbarstaaten mit Erdgas bei. Das Gas stammte vorrangig aus dem Erdgasfeld Groningen, dessen Fördermengen durch die schrittweise Verringerung der Produktion seit 2013 erheblich zurückgingen.

Die in den letzten Jahren deutlich gestiegene Importabhängigkeit der EU ist vor allem auf die rückläufige Förderung in den Niederlanden zurückzuführen. In unmittelbarer Nähe der EU ist lediglich Norwegen ein

Abbildung 3.18: Kohleimportabhängigkeit und -verbrauch der EU-Mitgliedstaaten 2020 sowie EU-Kohleproduktion und -verbrauch der letzten 30 Jahre



Hinweis: Die gestapelten Säulendiagramme zeigen massebezogen den Verbrauch von Braun- und Steinkohle zueinander.

Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR); Datengrundlage: Energierohstoffdatenbank der BGR; Eurostat, 2022; BP, 2021

Nettoexporteur von Erdgas. Die zahlreichen Erdöl- und Erdgasvorkommen in der norwegischen Nordsee und dem europäischen Nordmeer sind über Pipelines direkt an die EU und das Vereinigte Königreich Großbritannien und Nordirland angebunden. Aufgrund einer voraussichtlich nach 2025 einsetzenden Verringerung der Förderung²⁶ wird Norwegen allerdings mittelfristig weniger Kohlenwasserstoffe exportieren.

Die wichtigsten Lieferanten für Erdgas waren 2020 Russland (39 %), Norwegen (19 %) und Algerien (7 %).

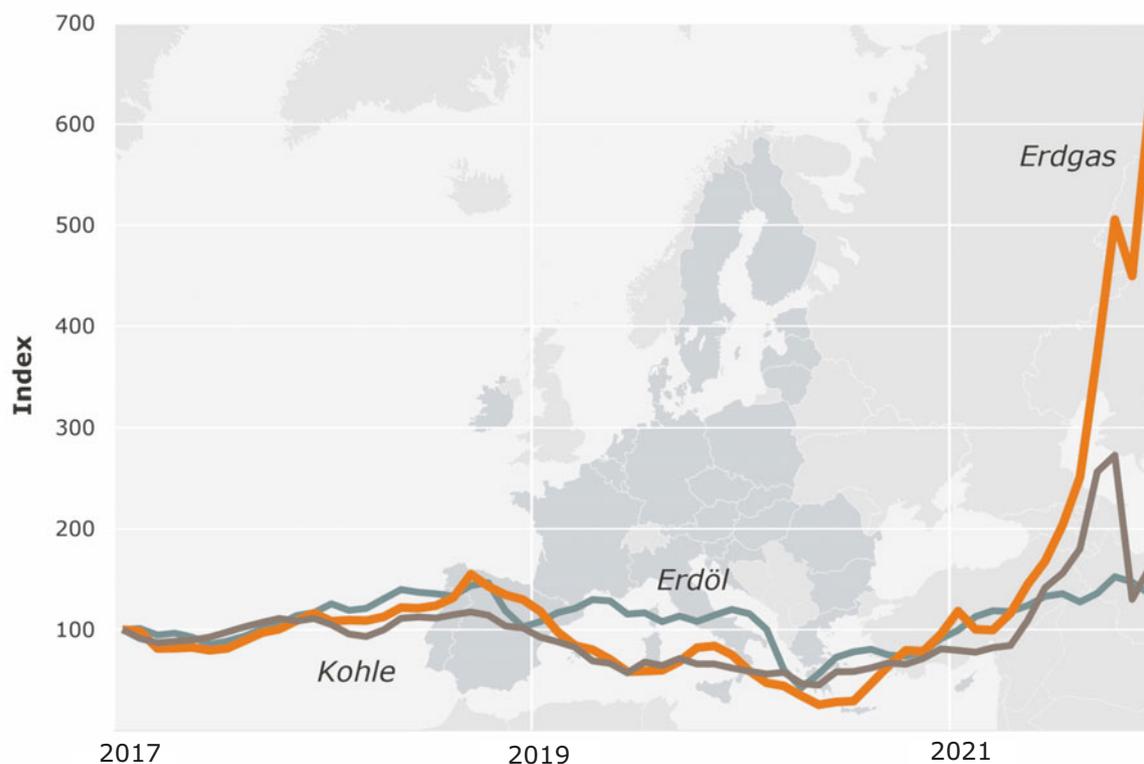
Kohle

Im Gegensatz zu Erdöl und Erdgas setzte bei Stein- und Braunkohle seit 1990 ein deutlicher und beinahe stetiger Verbrauchsrückgang ein. Dies ist auf den Umstieg auf andere Energieträger, wie Erdgas und erneuerbare Energien (EE), zurückzuführen, allerdings auch auf einen Strukturwandel in den ehemaligen Ostblockstaaten.

Die großen Kohleverbraucher und -produzenten in der EU sind Deutschland, Polen und die südosteuropäischen Mitgliedstaaten. Insbesondere die Nutzung von Braunkohle spielt bei der Erzeugung von Elektrizität in den genannten Ländern eine bedeutende Rolle. Der relativ hohe Grad der Eigenversorgung dieser Länder mit Kohle basiert vorrangig auf der umfangreichen Nutzung der selbstgeförderten Braunkohle. eingeführt werden in die EU ausschließlich Steinkohlen für die Verstromung und die Herstellung von Koks, welcher für die Roheisenerzeugung benötigt wird. Andere EU-Mitgliedstaaten nutzen

²⁶ Vgl. NPD 2022, Production forecast, 28.01.2022, abrufbar unter <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/production-forecasts/> (zuletzt abgerufen am 19.04.2022).

Abbildung 3.19: Preisentwicklung auf Monatsbasis für Erdöl, Erdgas und Kohle in Europa



Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR); Datengrundlage: Weltbank; Investing.com

Kohle in erheblich geringerem Umfang. Die wichtigsten Lieferanten von Kohle waren 2020 Russland (46 %), die USA (14 %) und Australien (12 %).

Entwicklung der Energierohstoffpreise

Ein weiterer Aspekt der hohen Importabhängigkeit von fossilen Energierohstoffen ist, dass die EU bei deren Beschaffung zunehmend im Wettbewerb mit dem asiatischen Wirtschaftsraum steht. Dessen Energierohstoffimporte haben sich in den letzten drei Jahrzehnten vervielfacht. Die COVID-19-Pandemie führte im Frühjahr 2020 weltweit zu einem historischen Rückgang, sowohl bei der Nachfrage nach fossilen Energieträgern als auch bei deren Preisen. Dies geschah in einem Umfeld einer seit 2014 andauernden Phase vergleichsweise niedriger Kohlenwasserstoffpreise und Investitionen in den *Upstream*-Sektor (Exploration und Produktion). Obgleich sich die Nachfrage nach fossilen Energierohstoffen durch die wirtschaftliche Erholung schnell wieder erhöhte, folgte die Wiederausweitung des Angebots nicht entsprechend. Hinzu kam der außergewöhnlich kalte und lang-

andauernde Winter auf der Nordhalbkugel, der den Bedarf nach fossilen Energieträgern weiter erhöhte. Dies machte sich 2021 insbesondere bei Erdgas bemerkbar. Die Nachfrage nach Erdgas, aber auch Kohle, stieg weltweit deutlich an.

➤ Die hohe Erdgasnachfrage in der EU traf 2021 auf ein begrenztes Angebot und führte zu einer Versechsfachung der Erdgaspreise auf den europäischen Großhandelsmärkten.

Da ein erheblicher Teil der gehandelten Erdgasmengen über langfristige Lieferverträge gebunden ist, konnte der zusätzliche Bedarf nur über den Spotmarkt bezogen werden. So wurden etwa im Jahr 2021 nur 40 % der weltweit importierten Mengen an verflüssigtem Erdgas (*Liquefied*

Natural Gas, LNG) am Spotmarkt gehandelt.²⁷ Die hohe Erdgasnachfrage in Europa traf auf ein begrenztes Angebot und führte zu einer Versechsfachung der Erdgaspreise auf den europäischen Großhandelsmärkten innerhalb des Jahres. Im Zuge der Liberalisierung und Dekarbonisierung der europäischen Gasmärkte wurde seit Jahren immer weniger Erdgas über langfristige Termingeschäfte beschafft (vgl. auch *Energie für Deutschland 2022*, Art. 3.6).²⁸ Die Europäische Kommission schlug im Dezember 2021 vor, längerfristige Verträge für fossiles Erdgas (ohne CO₂-Minderung) nicht über 2049 hinaus zu verlängern.²⁹ Es ist daher wahrscheinlich, dass der Spotmarktanteil des importierten Erdgases weiter ansteigen wird.

Eine Begleiterscheinung der hohen Erdgaspreise 2021 war, dass die ohnehin gestiegene Kohlenachfrage weiter zunahm, da die Verstromung von Kohle gegenüber Erdgas wirtschaftlicher wurde. Aufgrund dieses Nachfragezuwachses stiegen auch die europäischen Kohlepreise 2021 auf historische Höchststände. Die erheblichen Mehrkosten bei der Beschaffung von Energierohstoffen führen zu großen finanziellen Mehrbelastungen in nahezu allen Sektoren bis hin zur Drosselung der Produktion in energieintensiven Industrien, wie bspw. der Düngemittel- oder Aluminiumindustrie.

Obgleich die Rohölpreise 2021 ebenfalls erheblich gestiegen sind, lagen diese unter den vor zehn Jahren erreichten Rekordnotierungen. Vor dem Hintergrund der geringen Investitionen in den Upstream-Sektor und rückläufiger Fündigkeiten neuer Erdöl- und Erdgaslagerstätten der letzten Jahre erscheint es nicht ausgeschlossen, dass es zukünftig bei weiter steigender Nachfrage zu Angebotsverknappungen und Preisspitzen auch beim Erdöl kommt. Durch die fast vollständige Importabhängigkeit beim Erdöl und den hohen Anteil von Mineralölprodukten am Primärenergieverbrauch wären die Folgen für die Wirtschaft der EU erheblich.

Fazit

Fossile Energierohstoffe dominieren nach wie vor den Primärenergieverbrauch der EU. Über eine herausragende Stellung bei der Versorgung der EU mit fossilen Energieträgern verfügte bisher Russland, das als mit großem Abstand wichtigstes Lieferland 2020 bei Erdöl und Mineralölprodukten einen Anteil von 26 %, bei Erdgas von 39 % und bei Kohle von 46 % hatte. In den letzten Jahrzehnten haben sich die Energiesysteme in ihrer strukturellen Zusammensetzung nur sehr langsam geändert. Der russische Einmarsch in die Ukraine im Frühjahr 2022 hat den hohen Anteil russischer Energieimporte in der EU in den Fokus der öffentlichen Wahrnehmung gerückt und die Risiken einer solchen Abhängigkeit verdeutlicht.

Die Eigenförderung fossiler Energierohstoffe wird weiterhin tendenziell rückläufig sein. Um die EU-Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern zu verringern, wird es nötig sein, deren Verbrauch zu senken. Dies kann durch Einsparmaßnahmen und Effizienzsteigerungen geschehen, die durch Substitution von fossilen Energieträgern durch Erneuerbare flankiert werden müssen. Dies impliziert, wie auch in den Planungen der EU-Kommission vorgesehen³⁰, den massiven EE-Ausbau. Der Krieg in der Ukraine verdeutlicht den großen kurzfristigen Handlungsbedarf, da die fast vollständige Importabhängigkeit, insbesondere beim Erdöl und Erdgas, für die EU bei Störungen im internationalen Energiehandel ein hohes Risiko für die Energieversorgung darstellt.

²⁷ Vgl. GIIGNL 2021, Annual Report 2021, 26.04.2021, Neuilly-sur-Seine 2021, S. 5.

²⁸ Vgl. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), ACER Market Monitoring Report 2020 – Gas Wholesale Market, 15.10.2020, abrufbar unter https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/energy_climate_change_environment/events/presentations/07.a.01_mf34_presentation_acer_-_mmr_2019_gime-nez.pdf (zuletzt abgerufen am 19.04.2022).

²⁹ Vgl. Europäische Kommission, Neuer Rahmen für die Dekarbonisierung der Gasmärkte, 15.12.2021, abrufbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_21_6682 (zuletzt abgerufen am 19.04.2022).

³⁰ Vgl. Europäische Kommission, Umsetzung des europäischen Grünen Deals, 14.07.2021, abrufbar unter https://ec.europa.eu/info/publications/delivering-european-green-deal_de (zuletzt abgerufen am 19.04.2022).

3.5 Europäischer Vergleich von Kapazitätsmechanismen

- **International wird zunehmend debattiert, ob der Energy-Only-Markt (EOM) für sich genommen in der Lage ist, ausreichend verfügbare Erzeugungskapazität bereitzustellen, um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können.**
- **Im internationalen Kontext sind drei Haupttypen von Kapazitätsmechanismen verbreitet. Diese sind im Detail jedoch recht unterschiedlich ausgestaltet.**
- **Die hohe Komplexität von Kapazitätsmechanismen bedingen eine sorgfältige Analyse ihrer Erforderlichkeit und ein umsichtiges Design.**

Ein effizient designer Strommarkt, der allein den erzeugten Strom, nicht aber zusätzlich die Erzeugungskapazität vergütet (sog. *Energy-Only-Markt, EOM*), kann grundsätzlich ausreichen, um genügend Investitionen in Erzeugungsleistung anzureizen.³¹ Mit zunehmender Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien (EE) – insbesondere durch nicht regelfähige Technologien wie Windkraft und Photovoltaik (PV) – müssen Kraftwerke eine Backup-Funktion für den Markt haben und bei EE-Ausbau immer seltener eingesetzt werden. Damit wächst die Befürchtung, dass der EOM keinen oder nur noch einen geringen Teil zur Amortisation der Investitionskosten beitragen kann.

Tatsächlich zeigt ein Blick in existierende internationale Strommarktdesigns, dass ein beträchtlicher Teil der Investitionen mittlerweile durch zusätzliche Mechanismen bzw. Vergütungen angereizt wird. Diese Mechanismen sind unterschiedlicher Art. So gibt es z. B. administrierte Mechanismen, die vorsehen, dass in Zeiten großer Knappheit die Reserven im System auf Höhe des Wertes der ansonsten nicht gedeckten Last (*Value of Lost Load, VOLL*) gedeckt werden, sog. *Operating Reserve Demand Curves* (ORDCs).³² Der Haupttyp unter den Zusatzmechanismen zum EOM sind Kapazitätsvergütungssysteme, also Mechanismen, die nicht die produzierte Strommenge vergüten, sondern die bereitgestellte Erzeugungskapazität.

➤ In den vergangenen Jahrzehnten sind international zahlreiche Kapazitätsvergütungssysteme entstanden.

Es werden mehrere Gründe für die Bereitstellung zusätzlicher Kapazitätsvergütungssysteme genannt. Hierzu zählt vor allem das Argument, dass Versorgungssicherheit ein öffentliches Gut ist und sich insofern kein effizienter Markt für dieses Gut bilden kann. Dies ist allerdings

ökonomisch nicht tragfähig, weil auch ein Strommarkt grundsätzlich so organisiert werden kann, dass Versorgungssicherheit ein privates Gut wird. Weiterhin wird argumentiert, dass Strompreise – und insbesondere knappheitsbedingte Preisspitzen, auf die Investoren und Betreiber in einem EOM angewiesen sind – für Kraftwerksinvestoren nicht zu prognostizieren sind, da sie wetterabhängig sind. Gleichzeitig gibt es keinen Markt für die langfristige Absicherung von Kraftwerksinvestitionen. Auch nicht prognostizierbare Interventionen der Politik in den Strommarkt erhöhen das wahrgenommene Risiko seitens des Kraftwerksinvestors, gegen das er sich nicht absichern kann. Insgesamt, so das Argument, kommt es damit in der Realität vor, dass in einem EOM nicht in dem Ausmaß in Erzeugungskapazität investiert wird, das notwendig ist, um das seitens der Stromkonsumenten nachgefragte Ausmaß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Eine risikoaverse Politik kann Erzeugungskapazität in einer Höhe nachfragen, die der Markt nicht bereitgestellt hätte. Vor diesem Hintergrund sind in den vergangenen Jahrzehnten international zahlreiche Kapazitätsvergütungssysteme entstanden.

Haupttypen international üblicher Kapazitätsvergütungssysteme

International sind drei³³ Haupttypen von Kapazitätsmechanismen verbreitet, die jeweils im Detail recht unterschiedlich ausgestaltet sind.

1. Strategische Reserven

Diese sind die *mildeste* Form von Kapazitätsvergütungssystemen, weil sie – wenn überhaupt – nur zu geringfügigen Verzerrungen im EOM führen. Hierbei wird eine bestimmte Kraftwerkskapazität außerhalb des Marktes vorgehalten. Die Kapazität erhält ein Entgelt, das in einer Auktion ermittelt wird. Die Reserve wird ausschließlich dann eingesetzt, wenn bestimmte Kriterien erfüllt werden, die indizieren, dass der EOM nach Ausschöpfung aller Möglichkeiten (einschließlich Lastflexibilitäten)

31 Vgl. für den theoretischen Nachweis z. B. Schweppe, Fred/Caramanis, Richard/Tabors, Michael/Bohn, Røge, *Spot Pricing of Electricity*, Boston 1988.

32 ORDCs werden in Europa aktuell in Belgien verwendet.

33 Für die Klassifikation von Kapazitätsmechanismen existieren unterschiedliche Systematiken, die z. T. wesentlich mehr Typen unterscheiden; vgl. hierzu z. B. Conseil International des Grands Réseaux Electriques (CIGRE) (Hrsg.), *Capacity Mechanisms: Needs, Solutions and State of Affairs*, Cigré WG 5.17, Paris 2016, Kap. 3.

keine vollständige Lastdeckung erwarten lässt. Solche Kriterien sind etwa das Ausbleiben der Markträumung im vortägigen Markt (d.h., das Angebot reicht bei keinem Preis aus, um die Nachfrage zu decken) oder über eine gewisse Zeit (z. B. eine Stunde) offene Kaufgebote innerhalb des technischen Preislimits im *Intraday*- oder *Regelenergiemarkt*. Der Abruf der Reserve erfolgt durch den Systemverantwortlichen, d. h. den Übertragungsnetzbetreiber. Deutschland verfügt seit 2019 über eine strategische Reserve, die *Kapazitätsreserve* genannt wird. Ähnliche Mechanismen existieren z. B. in Finnland, Schweden und Lettland.

2. Dezentrale Kapazitätsmechanismen

Diese Mechanismen setzen an der Nachfrageseite an. Kernidee ist, das zuvor öffentliche Gut der Versorgungssicherheit dadurch zu privatisieren, dass die Stromvertriebe verpflichtet werden, ihren Anteil am Gesamtkapazitätsbedarf zum Höchstlastzeitpunkt durch Beschaffung von Leistungszertifikaten zu decken. Dazu wird der Kapazitätsbedarf durch die Nachfrage nach Erzeugungsleistung zum Höchstlastzeitpunkt definiert. Er muss durch Leistungszertifikate gedeckt werden, die über einen Marktmechanismus seitens der Betreiber von gesicherter Leistung ausgegeben werden. Letztere erhalten dadurch einen zusätzlichen Einkommensstrom, während die Vertriebe sich auch für Starklastzeitpunkte ausreichende Leistung beschaffen. Gleichzeitig haben sie einen Anreiz, ihren Anteil an der Jahreshöchstlast dadurch zu mindern, dass sie ihren Kunden Angebote zur Lastverschiebung machen – was den Gesamt-Leistungsbedarf reduziert. Kann ein Vertrieb nicht nachweisen, dass er sich ausreichend eingedeckt hat, muss er eine Strafzahlung (*Pönale*) leisten. Prominentes und aktuell in Europa einziges Beispiel für einen solchen Mechanismus ist der französische Kapazitätsmarkt.

3. Zentrale Kapazitätsmechanismen

Hierbei beschafft eine zentrale Instanz, z. B. der Staat, als *single buyer* eine bestimmte Kapazität und vergütet diese. Die zu beschaffende Kapazität kann gutachterlich ermittelt und dann z. B. ausgeschrieben werden, wobei es in der Regel zu Differenzierungen zwischen bestehenden Kapazitäten und neuen Kapazitäten kommt. Letztere haben längere Zeitabstände zwischen der Auktion und dem Bereitstellungsbeginn sowie die Möglichkeit, Kapazitätsentgelte über längere Vergütungsdauern (z. B. 15 Jahre) zu erhalten. Die Vergütungshöhe wird meist über eine synthetische (d. h., eine durch staatliche Instanzen festgelegte) Nachfragefunktion ermittelt, die die Höhe der Kapazitätsentgelte in Beziehung zur vorhandenen Kapazität setzt. Der Nachfragekurve wird dabei die jeweilige Reihe an Geboten für Kapazitätsentgelte gegenüber-

gestellt. Der Schnittpunkt beider Kurven bildet den *Kapazitätspreis*. Kapazitäts-Nachfragekurven sind (wie sonstige Nachfragekurven auch) nicht senkrecht, sondern teilweise geneigt, damit keine *binäre Preissetzung*³⁴ auftritt. Sie setzen als Höchstvergütung meist die Kosten des Markteintritts einer Neuanlage an. Gegenstand der Vergütung im zentralen Kapazitätsmechanismus kann – neben der Kapazität selbst – auch eine *Reliability Option (RO)* sein. Eine RO ist ein langfristiges Risikoabsicherungsinstrument. Der Kraftwerksbetreiber veräußert die RO und bekommt somit eine Kapazitätsvergütung, sichert aber dem Käufer der Option zu, ihm die Differenz zwischen dem Marktpreis und einem sog. *Ausübungspreis (Strike-Preis)* zufließen zu lassen, falls der Marktpreis den regulatorisch festgelegten Strike-Preis übersteigen sollte. Damit wird der Inhaber der RO gegen Marktpreisspitzen abgesichert.

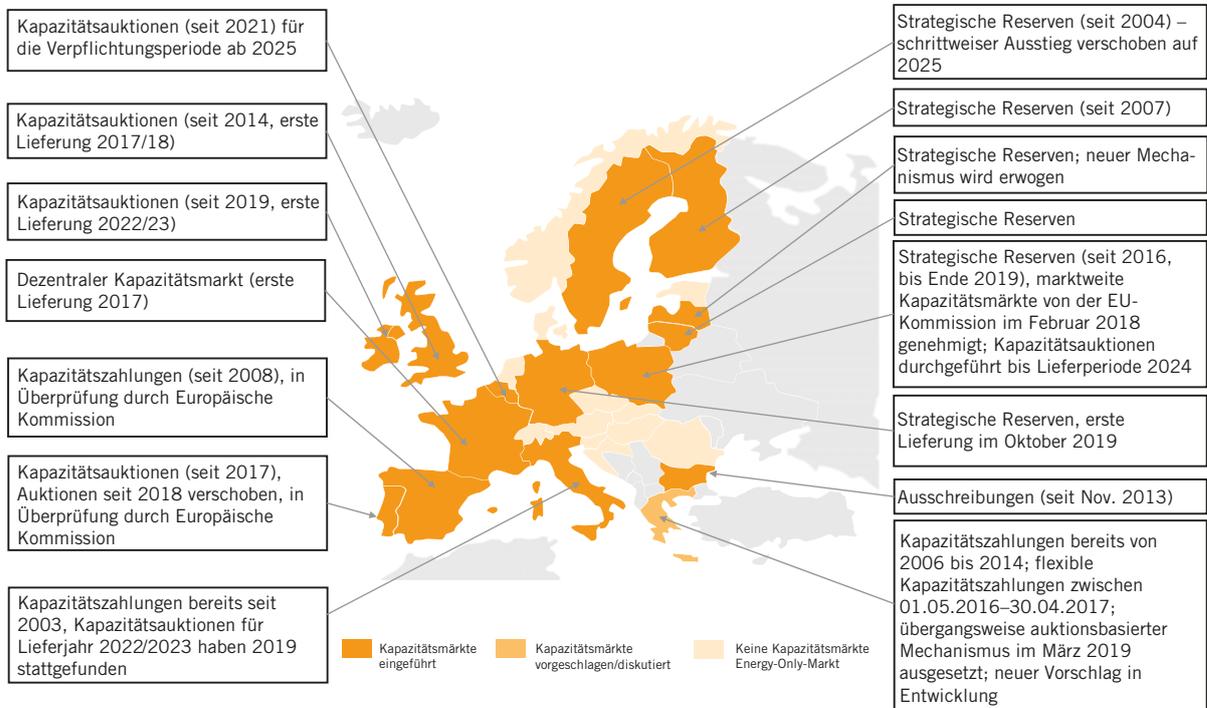
Vor allem zentrale und dezentrale Kapazitätsmechanismen – sog. *marktbreite* Mechanismen – können komplex werden, z. B. hinsichtlich der Ermittlung der *richtigen* synthetischen Kapazitätsnachfragefunktion. Sie sind erfahrungsgemäß korrekturanfällig, was wiederum die Investitionssicherheit beeinträchtigt. Richtig designt können sie jedoch für eine verlässliche und relativ effiziente Bereitstellung der gewünschten Kapazität sorgen.

➤ Aus Sicht der Kommission sind Kapazitätsvergütungsmechanismen nur dann einzuführen, wenn dies zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit unentbehrlich ist.

Aus Sicht der Europäischen Kommission sind Kapazitätsvergütungsmechanismen nur dann einzuführen, wenn dies als letztes Mittel zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit unentbehrlich ist. Hierzu ist zunächst eine Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen (*European Resource Adequacy Assessment, ERAA*) durchzuführen, dessen Regeln die EU im Rahmen des Legislativpakets *Saubere Energie für alle Europäer* festgelegt hat. Darüber hinaus kann ein Mitgliedstaat eine eigene Einschätzung der Ressourcenadäquanz durchführen. Widersprechen sich beide, kommt es zu einem Mediationsverfahren. Grundsätzlich ist bei einer unabweisbaren Einführung eines Mechanismus der Strategischen Reser-

³⁴ Bei einer binären Preissetzung wird sich der Preis entweder bei Null (hier: die Soll-Kapazität ist erreicht oder überschritten) oder beim staatlich festgesetzten Höchstpreis (falls die Soll-Kapazität nicht erreicht wird) einstellen. Preise dazwischen können nicht auftreten.

Abbildung 3.20: Übersicht über Kapazitätsmechanismen in Europa



¹ Europäische Kommission ² Kapazitätsmarkt

Quellen: ACER/CEER, Schittekatte/Meeus³⁵, EnBW Energie Baden-Württemberg AG (Stand: 02/2022)

ve der Vorrang vor marktbreiten Mechanismen zu geben, um mögliche Marktverzerrungsgefahren zu minimieren. Kapazitätsmechanismen in der EU unterliegen entsprechend einer Genehmigungspflicht durch die Europäische Kommission.³⁵ Erzeugungsanlagen, die bestimmte Emissions-Grenzwerte überschreiten, wie de facto Kohlekraftwerke, können in der EU nur noch bis 2025 Kapazitätsentgelte erhalten.

Kapazitätsmechanismen in Europa

Nachfolgend werden nationale Kapazitätsvergütungssysteme in Europa beispielhaft dargestellt.³⁷

³⁵ Vgl. Schittekatte, Tim/Meeus, Leonardo, Capacity Remuneration Mechanisms in the EU: today, tomorrow, and a look further ahead, Robert Schuman Centre for Advanced Studies, Florence School of Regulation, Working Paper RSC 2021/71, Fiesole 2021, S. 5 f.

³⁶ Vgl. Schittekatte, Tim/Meeus, Leonardo, Capacity Remuneration Mechanisms in the EU: today, tomorrow, and a look further ahead, Robert Schuman Centre for Advanced Studies, Florence School of Regulation, Working Paper RSC 2021/71, Fiesole 2021, S. 5 f.

³⁷ Vgl. für einen aktuellen Überblick Papavasiliou, Anthony, Overview of EU Capacity Remuneration Mechanisms, ohne Ort 2021.

Deutschland

In Deutschland wurde mit der Kapazitätsreserve eine strategische Reserve installiert, die seit dem Winterhalbjahr 2020/2021 außerhalb des Strommarktes vorgehalten wird. Die Reserve soll 2 Gigawatt (GW) betragen. Teilnahmeberechtigt sind Erzeugungsanlagen, regelbare Lasten (wie z. B. industrielle Verbraucher) und Speicher. Die Vergabe erfolgt im Rahmen einer Auktion mit Einheitspreisverfahren und einer Preisobergrenze von 100.000 € je Megawatt (MW) und Jahr. Die Reserve wird für Situationen außergewöhnlicher Knappheit vorgehalten, die in der Kapazitätsreserveverordnung definiert sind. Dies ist dann der Fall, wenn an der Strombörse kein ausreichendes Angebot vorhanden ist, um die Nachfrage nach Strom zu decken. Die Anlagen der Kapazitätsreserve können aber auch seitens der Netzbetreiber als Netzreserve eingesetzt werden, wenn sie sich an netztechnisch geeigneten Standorten befinden.

Die Ausschreibung für den ersten Erbringungszeitraum, der noch bis Ende September 2022 läuft, erbrachte lediglich 1.056 MW an Leistung. Für den zweiten Erbrin-

gungszeitraum (bis Ende September 2024) hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen die Teilnahmevoraussetzungen und das Zuschlagsverfahren angepasst, um so die beabsichtigte Leistung von 2 GW erzielen zu können.

Italien

Italien beabsichtigt, bis 2025 aus der Kohleverstromung auszusteigen und strebt für 2030 einen Erneuerbaren-Anteil von 55 % an der Deckung seines Strombedarfs an. Der italienische Übertragungsnetzbetreiber Terna hat auf gutachterlicher Grundlage Ressourcenadäquanzprobleme ab 2025 identifiziert. Als Grund hierfür wurden der Öffentliche-Gut-Charakter der Versorgungssicherheit, die nicht-optimale geographische Allokation von Erzeugungsleistung über den Markt sowie erwartbar nicht ausreichende Preissignale über den EOM genannt.³⁸ Auf dieser Grundlage wurde ein Kapazitätsmechanismus installiert, in dem ROs auktioniert werden. Die Zielmenge

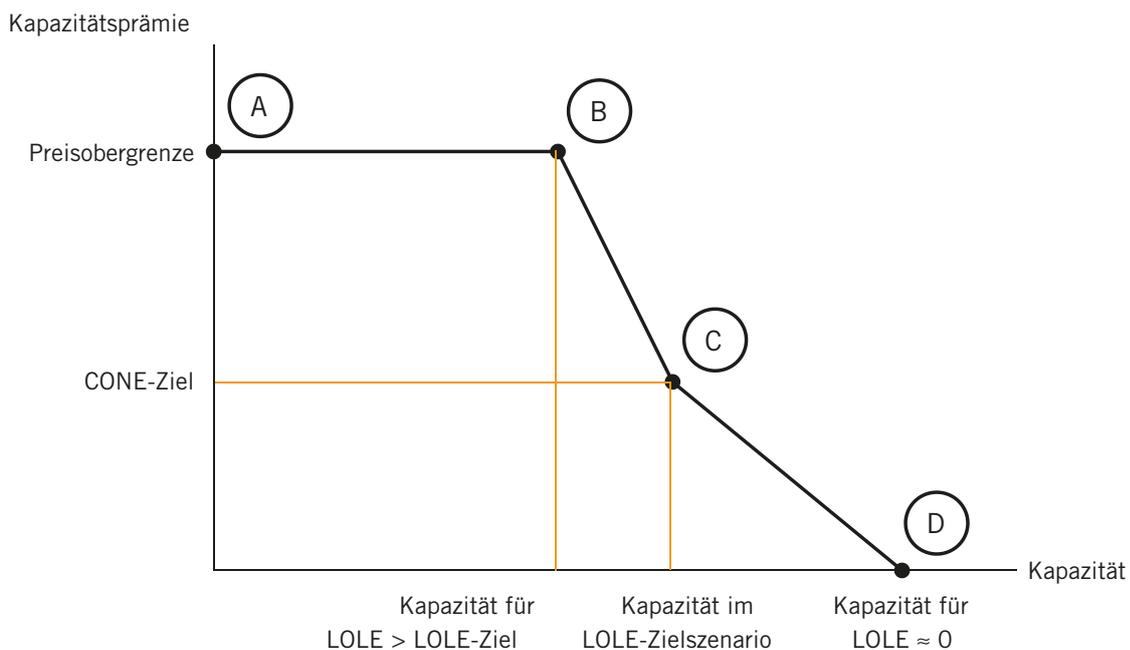
³⁸ Vgl. Europäische Kommission, Italian Implementation Plan, 25.06.2020, abrufbar unter https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/italy_market_reform_plan.pdf (zuletzt abgerufen am 16.05.2022); auch für weitere Maßnahmen, die zur Optimierung des italienischen Marktes geplant wurden.

der ROs wird durch den Übertragungsnetzbetreiber festgelegt. Die Auktion wird im *Descending Clock*-Verfahren³⁹ mit Einheitspreis durchgeführt. Bestehende und neue Kapazitäten werden hinsichtlich ihrer Gebotsmöglichkeiten unterschiedlich behandelt: Für bestehende Kapazität gibt es eine Gebotsobergrenze von 25.000 bis 40.000 €/MW und Jahr. Für neue Kapazitäten gilt eine Obergrenze von 75.000 bis 85.000 €/MW und Jahr. Bezuschlagte Kapazitäten erhalten den Wert der ROs. Die erworbenen ROs sind innerhalb der Preiszone handelbar bis zu einem Monat vor Eintreten der Kapazitätsverpflichtung. Die Gegenfinanzierung erfolgt über die Stromvertriebe.

³⁹ Bei einem Descending Clock-Verfahren (holländische Auktion) beginnt der Auktionator mit einem hohen Preis. Wird die beabsichtigte zu verauktionierende Menge verfehlt, senkt der Auktionator den Preis so lange in mehreren Runden ab, bis das Mengenziel (hier: für die ROs) erreicht wird.

⁴⁰ Vgl. Papavasiliou, Anthony, Overview of EU Capacity Remuneration Mechanisms, ohne Ort, 2021.

Abbildung 3.21: Synthetische Kapazitätsnachfragefunktion Italien



Quelle: Papavasiliou 2021⁴⁰, S. 30, Modifikationen: EnBW Energie Baden-Württemberg AG

➤ In Italien werden synthetische Nachfragekurven verwendet, die sich je nach Preiszone unterscheiden.

In Italien werden synthetische Nachfragekurven verwendet, die sich je nach Preiszone (das italienische System hat aktuell sechs) unterscheiden, sodass sich jeweils unterschiedliche Kapazitätspreise je Preiszone einstellen. Die Nachfragekurve stellt den Zusammenhang zwischen der bestehenden Kapazität, der Zielkapazität und den Kapazitätspreisen dar. Fixe Größen der Nachfragekurve sind zum einen die Zielkapazität, die sich an dem gesetzlich definierten Wert der anzustrebenden Versorgungssicherheit definiert – ausgedrückt in einem Zielwert der *Loss Of Load Expectation (LOLE)*⁴¹ (Punkt C). Eine weitere Größe ist der Kapazitätsbestand, bei dem der LOLE-Wert – basierend auf einer Modellsimulation – Null wird. Hier gibt es keine Vergütung für Kapazität, Punkt D. Auch gibt es eine Preisobergrenze (Punkt A).⁴² Letztere richtet sich nach den jährlichen Kosten des Markteintritts (*Cost of New Entry, CONE*) einer offenen Gasturbine. Diese belaufen sich auf ca. 75.000 bis 95.000 €/MW. Der Kapazitätsbestand am Punkt C korrespondiert mit dem geschätzten *unteren Wert* des Markteintritts einer offenen Gasturbine. Auch oberhalb des Zielwertes an Versorgungssicherheit können Kapazitätsentgelte bezahlt werden. Der Verlauf der Kurve kann für zukünftige Auktionen angepasst werden.

Die Teilnahme für Kapazitätsanbieter – einschließlich Nachfrageflexibilität und Speicher, mit Ausnahme bereits anderweitig geförderter Anlagen – ist freiwillig. Für geplante Neuanlagen muss ein detaillierter Zeitplan vorgelegt werden. Erfolgreiche Bieter verpflichten sich, die Verfügbarkeit ihrer Anlagen oberhalb eines bestimmten Werts (z. B. 80 %) über einen Mindestanteil eines Monats (z. B. 75 %) zu gewährleisten. Wird dies nicht eingehalten, hat dies die temporäre Einstellung der Kapazitätzahlungen zur Folge. Bei systematischer Nichterfüllung der Verpflichtungen sind die Kapazitätzahlungen mindestens der letzten drei Monate an den Übertragungsnetzbetreiber zurückzuerstatten. Die erworbenen RO werden eingezogen und dem Sekundärhandel zur Verfü-

41 Die Loss Of Load Expectation (LOLE) ist die erwartete Anzahl von Stunden eines Jahres, in denen das Stromangebot eines Landes nicht in der Lage ist, die Stromnachfrage zu decken.

42 In den ersten Auktionen erhalten bestehende Anlagen nicht den Wert der Obergrenze (*Cap*), falls der Preis in der Auktion durch eine Neuanlage gesetzt worden sein sollte, um möglichen Missbrauch durch angekündigte, aber nicht realisierte Projekte zu verhindern.

gung gestellt. Sie können also von Dritten erworben werden.

Frankreich

Das französische System ist in Europa⁴³ einzigartig, weil es der einzige dezentrale Kapazitätsmechanismus ist – d. h., es setzt an der Kapazitäts-Nachfrageseite an. Auslöser für die Einrichtung des Systems waren Befürchtungen des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE, dass das französische System inadäquat werden könnte, um die geforderten Versorgungssicherheitsstandards einhalten zu können. Der LOLE-Zielwert beträgt in Frankreich ebenfalls drei Stunden jährlich. Als Begründung für die Notwendigkeit des Systems werden erneut die mangelnde Prognostizierbarkeit von Preisspitzen, aber auch die hohe Temperaturabhängigkeit des französischen Systems genannt. Letztere rührt daher, dass in Frankreich Strom für Heizzwecke besonders verbreitet und die Kernkraftwerke auf Kühlwasser angewiesen sind.

➤ Das französische System ist in Europa einzigartig, weil es der einzige dezentrale Kapazitätsmechanismus ist.

Das französische System basiert darauf, dass Stromvertriebe und Großverbraucher Kapazitätsgarantien im Ausmaß ihres Anteils an der Jahreshöchstlast vorhalten müssen. Das Angebot an Kapazitätsgarantien entsteht dadurch, dass der Systembetreiber RTE Kapazitätsanbieter oder Inhaber von Lastflexibilitäts-Ressourcen zertifiziert und diesen, in Abhängigkeit von deren Beitrag zur Minderung der Spitzenlast, Kapazitätsgarantien ausgibt. Die Garantien gelten für ein Jahr und werden in einem Markt dezentral gehandelt, was dem Kapazitätsanbieter einen Einnahmestrom sichert. Die Teilnahme der Anbieter von Leistung im System ist freiwillig. Die Mindest-Teilnahmekapazität beträgt 0,1 MW. Auch geplante Kapazitäten können an dem Mechanismus teilnehmen. Ihre Leistung kann bis spätestens zwei Monate vor Lieferung zertifiziert werden. Die Zertifizierung von Leistung durch RTE begann 2015 für das Lieferjahr 2017 – dem ersten Jahr der Anwendung des Kapazitätsmechanismus.

Die Nachweis-Verpflichteten (Vertriebe und Großverbraucher) sind finanziell haftbar für eine unzureichende Ein-

43 Analoge Systeme existieren allerdings in den USA, namentlich bei California ISO und im Southwest Power Pool.

deckung mit Kapazitätsgarantien. Die Inhaberschaft von Kapazitätssertifikaten wird durch ein Nachweissystem dokumentiert, das durch RTE geführt wird. Unterdeckungen werden dem Verpflichteten in Rechnung gestellt, wobei die Höhe des Ausgleichspreises davon abhängt, ob in der Referenzperiode Knappheiten aufgetreten sind oder nicht.

Belgien

Belgien hat im Oktober 2021 ein Kapazitätsauktionssystem eingeführt.⁴⁴ Mit Lieferdatum 2025 wurden 40 Projekte mit insgesamt 4,5 GW ausgewählt. Auch in Belgien wird eine Kapazitätsauktion mit ROs kombiniert. Die Teilnahme an der Kapazitätsauktion ist freiwillig. Beteiligten können sich alle Kapazitätsanbieter, einschließlich Speicher, flexible Lasten wie z.B. industrielle Verbraucher, Interkonnektoren und Aggregatoren⁴⁵, jeweils mit einer Leistung größer als 1 MW, die sich einem Präqualifikationsverfahren unterziehen müssen. Nicht teilnahmeberechtigt sind Kapazitäten, die eine anderweitige Förderung erhalten. Jede teilnehmende Kapazität wird mit einem Verfügbarkeitsfaktor bewertet (*de-rating*). Verantwortlich für den Markt ist der belgische Übertragungsnetzbetreiber Elia. Der Auktionsmechanismus berücksichtigt vordefinierte Netzeinschränkungen, die eine netzungünstige Auswahl von *Capacity Market Units* beschränken können.

Die Standard-Verpflichtungsperiode beträgt ein Jahr. Auf Antrag kann die Regulierungsbehörde CREG Vertragslaufzeiten von bis zu 15 Jahren genehmigen. Es sind Auktionen mit einjährigem und mit vierjährigem Vorlauf vor Lieferung vorgesehen, die jährlich stattfinden. Ein Sekundärmarkt, in dem erfolgreiche Bieter ihre Kapazitätsverpflichtungen veräußern können, ist möglich. Für den Fall der Nichtverfügbarkeit teilnehmender Kapazitäten sind Pönalen, Herabsetzungen der vergüteten Leistungen oder Verkürzungen der Vertragslaufzeiten vorgesehen. Auch im belgischen Markt veräußern Kapazitätsanbieter ROs, bei denen sie verpflichtet sind, einen Referenzpreis (den *day-ahead-Preis*) und den Strike-Preis an den Käufer auszus zahlen.

Fazit

Kapazitätsmechanismen existieren in unterschiedlichen Formen. Diese reichen von einfachen strategischen Reserven bis hin zu umfangreichen marktbreiten Systemen. In Europa scheinen sich unter den letztgenannten Systemen marktweite Kapazitätsauktionen durchzusetzen, bei denen der Kapazitätspreis anhand einer staatlich festgesetzten künstlichen Kapazitätsnachfragefunktion gebildet wird, die den Geboten (Kapazitätsangebot) entgegengestellt wird. Oftmals werden Kapazitätsvergütungen mit der Einführung von Reliability Options verbunden.

Die hohe Komplexität und Folgelastigkeit von umfassenden Kapazitätsmechanismen bedingen eine sorgfältige Analyse ihrer Erforderlichkeit und – falls diese positiv ausfällt – ein umsichtiges Design, damit diese vom ersten Tag an zufriedenstellend funktionieren. Kapazitätsmechanismen sollen Investitionsanreize schaffen, indem sie Investoren eine weitere, nach Möglichkeit gut prognostizierbare, Erlösquelle schaffen. Falls in einem Kapazitätsmechanismus umfangreiche nachträgliche Nachbesserungen erforderlich werden, kann das Investorenvertrauen untergraben werden. Ganz vermeiden lassen sich Revisionen häufig nicht, da eine langfristige Prognose des Kapazitätsbedarfs schwierig ist und dementsprechend nicht antizipierte Entwicklungen bei dessen Einflussfaktoren, wie etwa das Ausmaß des Erneuerbaren- oder Interkonnektorenausbaus, des Wachstums der Elektromobilität etc., Revisionen der Kapazitätsnachfrage erforderlich machen. Weiterhin können z. B. neue Erfahrungen mit der Verfügbarkeit von Kapazitätsanbietern, wie Interkonnektoren und Nachfrageflexibilitäten, Änderungen in den Verfügbarkeitsfaktoren erforderlich machen und so auch die Angebotsseite beeinflussen.

⁴⁴ Vgl. hierzu Elia, Capacity remuneration (CRM) Functioning Rules, Established by CREG based on Elia's proposal from April 30, 2021, Brüssel 2021, abrufbar unter https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/crm-implementation/documents/20211221_crm-functioning-rules_en_v4.pdf (zuletzt abgerufen am 16.05.2022).

⁴⁵ Dabei handelt es sich um Anbieter, die dezentrale Flexibilitäten *einsammeln* und gebündelt vermarkten.

3.6 Exkurs: Langfristverträge in der europäischen Energiewirtschaft

- **Langfristige Energielieferverträge dienen in der europäischen Energiewirtschaft seit jeher sowohl der Investitions- als auch der Versorgungssicherheit.**
- **Bei Gas und Strom fand in den letzten Jahrzehnten ein Paradigmenwechsel statt, weg von bilateralen Langfristverträgen hin zum kurzfristigen Geschäft an Handelsmärkten.**
- **Durch Marktturbulenzen im Jahr 2021 und große anstehende Investitionen im Rahmen der Energiewende wird die Frage nach einer Neubesinnung auf Langfristverträge aufgeworfen.**

Im Jahr 2021 durchliefen die Preise für Kohle, Erdgas, CO₂-Zertifikate und Strom einen enormen Anstieg, der im Winter 2021/2022 zu einem bis dahin beispiellosen Niveau hoher Energiepreise führte. Während Erdgas bspw. an den Spotmärkten in Nordwesteuropa Ende Dezember 2020 noch für etwa 17 € pro Megawattstunde (MWh) gehandelt wurde, erreichten die Preise mit über 180 €/MWh im Dezember 2021 ein Vielfaches früherer Höchststände. Verantwortlich für den Preisanstieg war ein Zusammenwirken von kurzfristigen Faktoren. Dazu gehören eine Hochkonjunktur nach dem pandemiebedingten Einbruch 2020, Temperatureffekte und reduzierte Liefermengen einiger Exportländer sowie längerfristige Entwicklungen, wie Rückgänge der europäischen Gasproduktion und ein erhöhter Gasbedarf für die Stromerzeugung.

Seit der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte in Europa Anfang der 2000er Jahre werden diese Energieträger zunehmend in Form standardisierter Handelsprodukte über Händlerplattformen oder an (Energie-)Börsen gehandelt. Deren Bandbreite reicht dabei von sehr kurzfristigen Produkten mit Lieferung innerhalb desselben Tages (*Intra-Day*) bis hin zu Produkten mit Lieferzeiten, die ganze Kalenderjahre in der Zukunft umfassen. Vor der Liberalisierung und der Entwicklung des heutigen Marktdesigns fand der Handel mit Strom und Gas ganz überwiegend über individuelle – und fast immer langfristige – Verträge statt.

In Anbetracht der turbulenten Entwicklung an den Handelsmärkten 2021 stellt sich nun die Frage, ob dieser Paradigmenwechsel zu weit gegangen ist und die Bedeutung von Langfristverträgen, etwa für die Versorgungssicherheit und die Planungssicherheit für Investitionen, unterschätzt wurde. Zusätzliche Bedeutung erhält diese Frage dadurch, dass in den Bereichen erneuerbare Energien (EE) und insbesondere Wasserstoff (H₂) in den nächsten Jahren und Jahrzehnten nicht nur enorme Investitionen anstehen, sondern auch ganze Lieferketten, einschließlich eines internationalen Handels, aufgebaut werden müssen.

Definition, Zweck und Eigenschaften von Langfristverträgen

Wurden vor der Energiemarktliberalisierung mit *langfristig* durchaus Zeiträume von 20 oder auch 30 Jahren bezeichnet, hat sich das Verständnis in den letzten Jahren dahingehend gewandelt, dass auch kürzere Laufzeiten noch als langfristig gelten. Wenn im Folgenden von Langfristverträgen die Rede ist, so sind damit Energielieferverträge zwischen einem Verkäufer (Produzent, Großhändler) und einem Käufer (Importeur, Energieversorger, großer Endverbraucher) mit einer Laufzeit von fünf Jahren oder mehr gemeint. In jedem Fall reichen Langfristverträge über den Zeithorizont der bereits erwähnten standardisierten Handelsprodukte hinaus. Letztere werden nur für wenige Jahre in der Zukunft liegende Lieferzeiträume gehandelt, wobei die Liquidität des Handels – also die Möglichkeit, ein Produkt am Markt jederzeit erwerben oder absetzen zu können – für weiter in der Zukunft liegende Lieferzeiträume abnimmt.

Der Hauptzweck von Langfristverträgen im Energiebereich besteht in der Reduktion von Risiken, sowohl aus Sicht des Käufers als auch des Verkäufers. Während der Verkäufer eine Abnahmegarantie über bestimmte Mindestmengen für die Laufzeit erhält, bekommt der Käufer eine Liefergarantie. Dadurch sinkt das Beschäftigungsrisiko der benötigten Infrastruktur, z. B. von Produktionsanlagen sowie Transport- und Verteilnetzen. Auf diese Weise werden Investitionen in solche Infrastruktur abgesichert und in vielen Fällen erst möglich. Darüber hinaus wird aus Sicht des Käufers durch die langfristige Kontrahierung fester Mengen die Energieversorgungssicherheit gewährleistet. D. h., es wird auch das Risiko von ungeplanten Lieferausfällen mit erheblichen Folgekosten und -schäden (z. B. in Form von Produktionsausfällen in der Industrie oder dem Ausfall der Beheizung von Wohnraum) reduziert.

Langfristverträge werden zumeist passgenau auf die Situation der Parteien zugeschnitten. Sie sind oftmals komplexe Gebilde, die detaillierte Regelungen, insbesondere zu Mengen, Preisen und Abnahmeflexibilität, enthalten, welche ein für beide Seiten vorteilhaftes Vertragsgleichgewicht erzeugen. Durch die Langfristigkeit und auch den großen Umfang der gelieferten Mengen lohnt sich

der Aufwand der Vertragsaushandlung und -gestaltung. Eine besondere Rolle kommt in der Energiewirtschaft der Mengenflexibilität zu. Eine Quelle von Flexibilität ist die Produktion, d.h., ein Produzent von Strom oder Gas kann die Produktion bedarfsgerecht steuern. Die Produktionsflexibilität liegt also zunächst in der Hand des Verkäufers. Durch Langfristverträge wird diese Flexibilität – in gewissen Grenzen – an den Käufer weitergegeben, der sie für das in der Regel schwankende Abnahmeprofil seiner Kunden, der Endverbraucher, benötigt.

Die europäische Gaswirtschaft hat jahrzehntelang erfolgreich Geschäfte auf Basis bilateraler Langfristlieferverträge getätigt.

Vor allem die europäische Gaswirtschaft hat jahrzehntelang sehr erfolgreich Geschäfte auf Basis von bilateralen Langfristlieferverträgen getätigt. Sie bildeten das Fundament für den Aufbau der Gaswirtschaft und wurden mit dem Ziel geschlossen, die Lieferbeziehungen zwischen den wenigen Exporteuren und den Importeuren auf Stabilität anzulegen, da zunächst die Infrastruktur entlang der gesamten Lieferkette, von der Gasproduktion über Gasfernleitungen und Verteilnetze bis zu den Endgeräten bei den Verbrauchern, aufgebaut werden musste.

Geschichte der Langfristlieferverträge im Gassektor

In Deutschland begann Anfang der 1960er Jahre die Verdrängung von Stadtgas – ein zumeist durch Kohlevergasung gewonnenes Brenngas mit hohem H₂-Anteil – durch importiertes Erdgas. Vor allem mit der Entdeckung von großen Gasvorkommen in den Niederlanden – insbesondere dem Feld Groningen, das, in unmittelbarer Nähe zur deutschen Grenze, als eines der größten jemals entdeckten Gasfelder weltweit gilt – bot sich die Chance, die Abhängigkeit vom Öl zu reduzieren. Ein weiterer großer Meilenstein war das *Erdgas-Röhren-Geschäft* zwischen westdeutschen Unternehmen und Banken sowie der Union der Sozialistischen Sowjetrepubliken (UdSSR) im Jahr 1970, welches die Tür für den Import großer Gas-mengen aus der UdSSR und (später) Russland nach Europa öffnete. Im Rahmen dieses Geschäfts lieferte Westdeutschland Röhren für Pipelines, die UdSSR im Gegenzug Erdgas, während deutsche Banken die Finanzierung übernahmen. Die Verfügbarkeit von Erdgas war mit diesen Entwicklungen gesichert und der Abschluss von langfristigen Beschaffungsverträgen zwischen Pro-

duzenten und Importeuren ermöglichte den Aufbau der benötigten Infrastruktur.

In Abwesenheit eines auf Angebot und Nachfrage von Erdgas beruhenden eigenständigen Gasmarkts wurde das Preisniveau für Erdgas an die Preise für Substitutionsenergieträger angelehnt. Dadurch war die Wettbewerbsfähigkeit des Gases gegenüber anderen Energieträgern für die Importeure gewährleistet. Mittels dieses sog. *Anlegbarkeitsprinzips* wurde der Gaspreis u.a. an den Ölpreis gebunden. Durch die Anlehnung des Erdgaspreises an Preise anderer Energieträger und den Verzicht auf einen eigenen Marktpreis für Erdgas war auch sichergestellt, dass keine der am Gashandel beteiligten Parteien – weder Käufer noch Verkäufer – Einfluss auf den Gaspreis nehmen konnten.

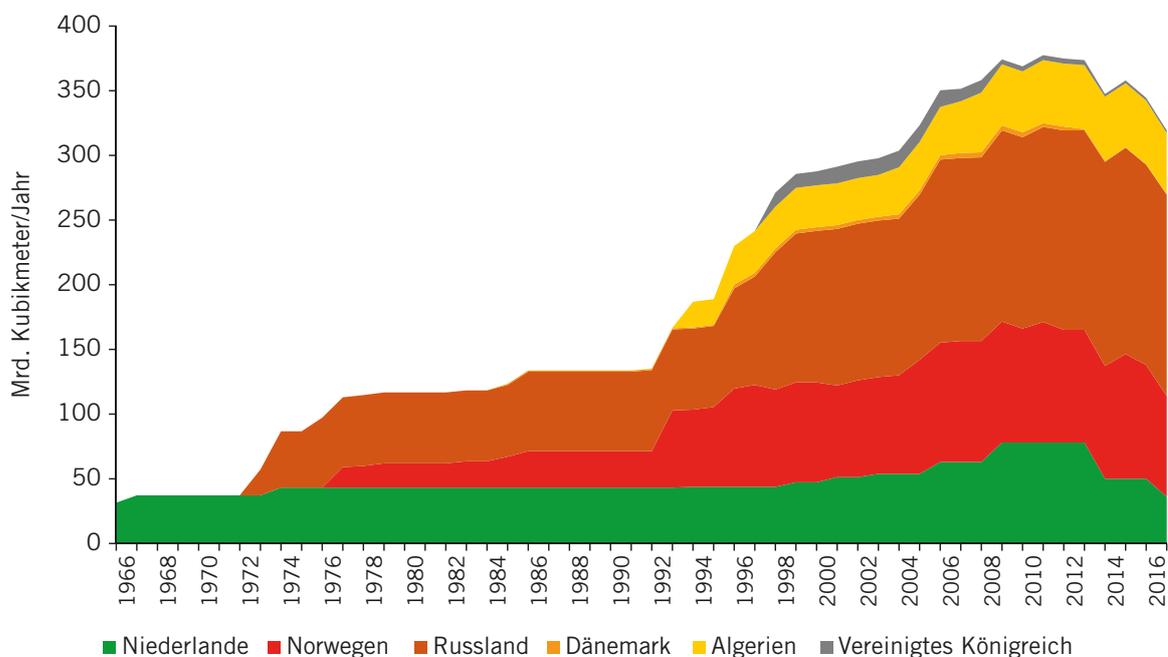
Auf dieser Basis entwickelte sich ein zunächst innereuropäischer, später auch interkontinentaler Gashandel. 1965 wurde der erste Vertrag über Lieferungen aus den Niederlanden abgeschlossen, im darauffolgenden Jahr flossen erste Gaslieferungen nach Deutschland.⁴⁶ Danach entwickelte sich der Markt rasch: 1973 folgten erste Lieferungen aus Russland, 1977 aus Norwegen, später aus Dänemark. Mit Libyen und Algerien kamen auch außereuropäische Produzenten hinzu.

Die Gaslieferungen erfolgten bis weit in die 2000er Jahre fast ausschließlich unter Langfristverträgen, in denen auf der Seite der Käufer ein geeignetes Mittel gesehen wurde, auch angesichts einer kleinen Anzahl großer Lieferanten einseitige Abhängigkeiten zu vermeiden und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Nicht nur im Bereich Pipeline-Gas waren Langfristverträge lange Zeit der Standard, sondern auch im globalen Handel mit verflüssigtem Erdgas (*Liquefied Natural Gas, LNG*). 1969 wurden erste Verträge zwischen Algerien und Spanien sowie Libyen und Spanien geschlossen. 1972 stieg auch Frankreich in das LNG-Geschäft ein (Vertrag mit Algerien) und zehn Jahre später folgte Belgien.

Orientiert an den liberalen Energiemärkten in den USA und im Vereinigten Königreich Großbritannien und Nordirland gab es auch in Kontinentaleuropa mit der ersten und zweiten EU-Gasmarktdirektive (1998 und 2003) Bestrebungen zur schrittweisen Öffnung der Gasmärkte. Bilaterale Monopole sollten dem Wettbewerb weichen. Die Preisbildung sollte auf der Basis von Angebot und Nachfrage für Gas an liquiden Handelsmärkten stattfinden und nicht in Anlehnung an die Preise für Substitu-

⁴⁶ Vgl. Correljé, Aad/van der Linde, Coby/Westerwoudt, Theo, *Natural Gas in the Netherlands. From Cooperation to Competition?*, Amsterdam 2003, S. 67.

Abbildung 3.22: Entwicklung vertraglich vereinbarter Mengen aus europäischen Langfristverträgen für Pipeline-Gas



Hinweis: Da es sich bei bilateralen Gasimportverträgen um sensitive wirtschaftliche Daten handelt, gibt es möglicherweise Unschärfen in den Daten. In der oben stehenden Grafik sind die Plateauvolumen der Einzelverträge mit Stand 2017 über die gesamte Vertragsdauer dargestellt, d. h., zwischenzeitliche Volumenerhöhungen während der Vertragslaufzeit oder Volumen Anpassungen bei Vertragsverlängerungen sind in der Darstellung bereits ab Inkrafttreten des Vertrages enthalten.

Quelle: CEDIGAZ Pipeline Supply Contracts Database, 2017, Team Consult-Analyse

tionsenergieträger, wie dies in den bestehenden Langfristverträgen der Fall war.

Auf diese politischen und regulatorischen Entwicklungen trafen 2009 die Finanzkrise und ein Einbruch der Gasnachfrage. Dies beschleunigte die Entwicklung des Wettbewerbs. Die Gaspreise an den europäischen Handelsmärkten fielen deutlich unter das Preisniveau der Langfristverträge. Im Zuge dieser Entwicklungen wurden auch die langfristigen Importverträge angepasst – oft durch neu verhandelte Preisregelungen, teilweise auch durch tiefgreifende Änderungen an den Lieferbedingungen und in manchen Fällen sogar durch die Beendigung oder Nicht-Verlängerung der jeweiligen Verträge.

Heutige Relevanz von langfristigen Energielieferverträgen

Im Gasbereich ist die Summe der durch Langfristverträge abgesicherten Mengen für den Import von Pipeline-Gas nach Europa rückläufig, während der Importbedarf auf-

grund des hohen Bedarfs sowie der sinkenden eigenen Produktion voraussichtlich, zumindest vorübergehend, zunimmt. Der Rückgang der durch Langfristverträge gesicherten Importmengen entspricht dem politischen Ziel der EU-Kommission, zur Vermeidung von *Lock-In-Effekten* bei fossilem Erdgas keine neuen langfristigen Importverträge für Erdgas über das Jahr 2049 hinaus zuzulassen.

Die deutsche Bundesnetzagentur bezeichnet in ihrem Monitoringbericht 2021 langfristige Gaslieferverträge als wesentliche Säule der deutschen Gasversorgung. Sie sorgten für ein Mindestniveau an Gaslieferungen, die unabhängig vom Geschehen an den Handelsmärkten zur Verfügung stehen. Durch den Rückgang der unter langfristigen Lieferverträgen gesicherten Mengen und, damit verbunden, der Mengenflexibilität auf Käuferseite ist die europäische Gaswirtschaft, vor allem in Zeiten hoher Nachfrage, auf zusätzliche Importe angewiesen, die unter kurzfristigen Verträgen erfolgen. Es muss sich also ein Produzent finden, der zum herrschenden Marktpreis bereit ist, zusätzliche Mengen zu liefern.

2020 basierten 60 % der weltweit importierten LNG-Mengen auf Langfristverträgen.

Im LNG-Markt kommt bilateralen Langfristverträgen aktuell und auch in Zukunft eine hohe Bedeutung zu. Neue LNG-Exportinfrastruktur setzt für jedes Terminal milliardenschwere Investitionen voraus. Um das Risiko von Fehlinvestitionen zu senken und eine langfristige, kontinuierliche Abnahme zu sichern, ist der Abschluss langfristiger Kapazitätsnutzungsverträge regelmäßig eine der Voraussetzungen, bevor eine finale Investitionsentscheidung getroffen wird. Im Jahr 2020 basierten 60 % der weltweit importierten LNG-Mengen auf langfristigen Lieferverträgen.⁴⁷ Insgesamt gab es weltweit 2020 aktive Verträge zwischen Produzenten und Abnehmern über rund 350 Mio. t LNG (455 Mrd. m³ Erdgas) pro Jahr mit einer Laufzeit von über fünf Jahren. Zusätzlich gab es weitere rund 70 Mio. t an sog. Portfolioverträgen, die nicht einem festen Herkunftsort (Exportterminal) zugeordnet sind, sondern vom Verkäufer aus der Fülle der ihm zur Verfügung stehenden Quellen (seines Portfolios) bedient werden.⁴⁸ Insgesamt wurden 2021 neue Verträge über die Lieferung von knapp über 50 Mio. t LNG (ungefähr 65 Mrd. m³ Erdgas) pro Jahr mit einer Laufzeit von über sechs Jahren abgeschlossen. Die mengengewichtete Durchschnittslaufzeit der neu abgeschlossenen Verträge betrug 15,2 Jahre.⁴⁹

Power Purchase Agreements (PPAs)

Seit einigen Jahren nimmt die Bedeutung langfristiger Energielieferverträge in Form von *Power Purchase Agreements (PPAs)* in der Stromwirtschaft zu. Dabei handelt es sich um Vereinbarungen, die den Verkauf und Kauf von Strom zwischen zwei Parteien regeln. In der aktuellen Diskussion beziehen sich PPAs üblicherweise auf Lieferungen von Strom aus regenerativen Energien. PPAs stellen eine Möglichkeit dar, den Betrieb von Anlagen nach dem Auslaufen staatlicher Förderungen aufrecht zu erhalten. Diese Verträge haben in der Regel eine Laufzeit zwischen einem und fünf Jahren. PPAs können zudem

zur Finanzierung von Neuanlagen abgeschlossen werden. In diesem Fall können die Laufzeiten bis zu 20 Jahre betragen. Durch den direkten Verkauf an große Endverbraucher in der Industrie (*Corporate PPA*) oder Stromhändler (*Merchant PPA*) können Preise langfristig gesichert und damit die (Anschluss-)Finanzierungsfähigkeit von Projekten erhöht werden. Zudem ermöglichen PPAs den Kauf von Strom mit bestimmten regionalen Eigenschaften und Herkunftsnachweisen. Sog. *grüne* PPAs werden von Unternehmen beim Verfolgen ihrer Dekarbonisierungsziele genutzt. Immer mehr Unternehmen aus verschiedenen Industriesektoren setzen sich Klimaneutralität zum Ziel, womit sich die Nachfrage nach grünen PPAs erhöht. Die Relevanz von PPAs wird sich mit weiteren Anlagen, die von Anfang an außerhalb staatlicher Förderregime betrieben werden oder aus diesen herausfallen, in den nächsten Jahren erhöhen.

Langfristige Lieferverträge als Perspektive für die Wasserstoffwirtschaft

Neben den bestehenden Einsatzbereichen in der Energiewirtschaft könnte langfristigen Vertragsbeziehungen künftig auch im Bereich Wasserstoff Bedeutung zukommen. Erneuerbarer Wasserstoff soll als Energieträger der Zukunft langfristig fossile Energieträger wie Gas und Öl ersetzen und damit zur Minderung der Treibhausgasemissionen beitragen. Die Nachfrage nach Wasserstoff in Europa wird Prognosen zufolge das hiesige Erzeugungspotenzial übersteigen.⁵⁰ Zudem werden die Herstellungskosten in Ländern wie Australien, Chile und manchen afrikanischen Staaten voraussichtlich niedriger sein.⁵¹ Damit werden wohl auf lange Sicht H₂-Importe in die EU nötig sein.

Ähnlich wie die Erdgaswirtschaft in den 1960er Jahren steht die H₂-Wirtschaft damit vor der Herausforderung, einen Hochlauf zu organisieren und die gesamte Liefer- und Wertungskette von der Produktion über den Transport über große Entfernungen, die Speicherung und die Verteilung bis hin zur Gerätetechnik beim Verbraucher errichten zu müssen. Es kommt hinzu, dass die spezifischen Produktionskosten von erneuerbarem Wasserstoff (bezogen auf die enthaltene Energie) derzeit

47 Vgl. GIIGNL, The LNG industry. GIIGNL Annual Report 2021, November 2021, S. 6, abrufbar unter https://giignl.org/wp-content/uploads/2021/11/GIIGNL_Annual_Report_November2021.pdf (zuletzt abgerufen am 19.04.2022).

48 Vgl. GIIGNL, The LNG industry. GIIGNL Annual Report 2021, November 2021, abrufbar unter https://giignl.org/wp-content/uploads/2021/11/GIIGNL_Annual_Report_November2021.pdf (zuletzt abgerufen am 19.04.2022).

49 Vgl. GIIGNL, Market Trends, ohne Datum, abrufbar unter <https://giignl.org/knowledge-center/> (zuletzt abgerufen am 19.04.2022).

50 Vgl. World Energy Council – Europe, Hydrogen Imports into the European Union, Oktober 2021, abrufbar unter https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2021/10/WEC-Europe_Hydrogen-Import-Study.pdf (zuletzt abgerufen am 19.04.2022).

51 Vgl. PricewaterhouseCoopers Deutschland, Wasserstoff-Marktausblick: Expert:innen rechnen mit Nachfrageboom ab 2030, 16.08.2021, abrufbar unter <https://www.pwc.de/de/pressemitteilungen/2021/wasserstoff-marktausblick-expert-innen-rechnen-mit-nachfrageboom-ab-2030.html> (zuletzt abgerufen am 19.04.2022).

noch deutlich höher sind als diejenigen von Erdgas und die Handhabung von Wasserstoff technisch anspruchsvoller ist.⁵²

Auch wenn die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff und die H₂-Technik sich voraussichtlich noch erheblich verbessern werden, stellt sich die Frage, welche Voraussetzungen erfüllt sein müssen, damit die gewaltigen Investitionen vorgenommen werden. Für den in der EU liegenden Teil der Liefer- und Verwertungskette sind verschiedene Ansätze vorstellbar, von gezielten Förderungen, über eine Bewirtschaftung von H₂-Netzen im regulierten Monopol (ähnlich wie bei Strom und Erdgas) bis hin zur Installation von Endgeräten bei den Verbrauchern im Rahmen normaler Reinvestitionszyklen. Zudem erscheint eine teilweise Umstellung und Weiterverwendung von Erdgasinfrastruktur (Transport, Speicher) für Wasserstoff möglich, welche die nötigen Investitionssummen im Vergleich zum Neubau erheblich senken würde. Auch Langfristverträge können als wichtiges Instrument für den Aufbau einer H₂-Wirtschaft in Europa fungieren.

Es ist zu erwarten, dass Langfristverträgen im internationalen Handel mit Wasserstoff eine zentrale Rolle zukommen wird. Darauf deutet auch das von der deutschen Regierung aufgesetzte Förderprogramm *H2Global* hin, das den Aufbau von H₂-Produktionsanlagen sowie H₂-Importe ermöglichen soll, indem die Differenz zwischen Ankaufs- und Verkaufspreis von Wasserstoff per Zuwendung des Bundes für maximal zehn Jahre ausgeglichen wird. Im Rahmen einer Auktion bekommt das günstigste Angebot für den Verkauf von Wasserstoff den Zuschlag und einen langfristigen Vertrag.⁵³

Ein Großteil der erforderlichen Investitionen liegt im Bereich der H₂-Produktion, zumal neben den Elektrolyseuren auch entsprechende dedizierte erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten mit errichtet werden müssen. Diese Investitionen bedürfen langfristiger Verträge mit einer Abnahmegarantie für den erzeugten Wasserstoff zu kostendeckenden Preisen über den Amortisationszeitraum. Es dürfte aber eine Herausforderung sein, die potenziellen Käufer zu solch langfristigen Bindungen zu bewegen, vor allem, solange die spezifischen Kosten von Wasserstoff aus neueren Anlagen aufgrund von Skaleneffekten

und des technischen Fortschritts immer weiter sinken. Darüber hinaus können langfristige H₂-Lieferverträge auch dadurch unter Druck geraten, dass sich mit zunehmender Marktreife ein liquider H₂-Handelsmarkt mit eigenen Preissignalen entwickelt – ähnlich den Entwicklungen auf dem Erdgasmarkt in der Vergangenheit.

Fazit

Langfristverträge sind in der Energiewirtschaft weiterhin von großer Bedeutung. Eine wesentliche Herausforderung bei der Verhandlung von Langfristverträgen ist die Festlegung von Lieferbedingungen und Preisregelungen, die über die gesamte Laufzeit tragfähig sind. Auch in Anwesenheit von Handelsmärkten mit eigenen Preissignalen – wie in den Sektoren Gas und Strom – bleibt diese Herausforderung aus verschiedenen Gründen bestehen. So besitzen Langfristverträge z. B. Ausstattungsmerkmale, wie garantierte Mindestliefermengen und Mengenflexibilität für den Käufer, die in Handelsmarktpreisen nicht abgebildet sind. In den Sektoren erneuerbare Stromerzeugung und erneuerbarer Wasserstoff kommen Unsicherheiten in Bezug auf die weitere Technologie- und Kostenentwicklung sowie das Entstehen eines internationalen Handels für Wasserstoff hinzu.

Langfristverträge stellen aufgrund der Planungssicherheit für Käufer und Verkäufer ein wichtiges Werkzeug, insbesondere bei einem Markthochlauf, dar. Dass die EU über das Jahr 2049 keine neuen Langfristverträge für den Import von Erdgas zulassen will, spiegelt weniger eine sinkende Bedeutung von Langfristverträgen als die politisch gewollte Minderung des Verbrauchs fossiler Energieträger wider. Im Handel mit erneuerbaren Energien in Form von Strom oder Wasserstoff wird Langfristverträgen eine tragende Rolle zukommen, wie heute schon in der Praxis, z. B. durch PPAs oder durch die H2Global-Initiative, deutlich wird.

52 Bspw. ist Wasserstoff flüchtiger und stellt daher höhere Anforderungen an die Dichtigkeit von Transport- oder Speicherbehältnissen. Bei Stählen besteht die Gefahr der H₂-Versprödung. Zudem muss für die gleiche Energiemenge aufgrund des geringeren Brennwertes von Wasserstoff im Vergleich zu Methan in etwa das dreifache Volumen transportiert und gespeichert werden.

53 Vgl. für nähere Informationen: H2Global Advisory GmbH, The H2Global Mechanism, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.h2-global.de/project/h2-g-mechanism> (zuletzt abgerufen am 19.04.2022).

Energie in Deutschland

- 4.1 Zahlen & Fakten
- 4.2 Energiepläne der neuen Bundesregierung
- 4.3 Energieversorgung mit klimafreundlichen Gasen über die Gasinfrastruktur
- 4.4 Erneuerbare Wärmeversorgung abseits leitungsgebundener Räume mit Flüssiggasen



4.1 Zahlen & Fakten

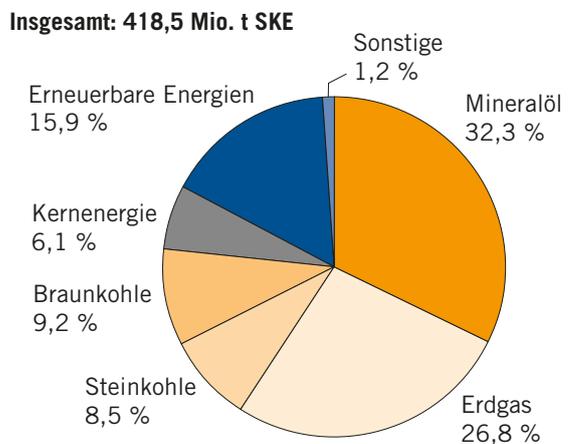
- **Der Energieverbrauch in Deutschland hat sich 2021 um 3,1 % im Vergleich zum Vorjahr auf 418,5 Mio. t SKE erhöht. Haupttreiber dieser Entwicklung waren die wirtschaftliche Erholung nach dem COVID-19-Krisenjahr 2020 und die witterungsbedingt vermehrte Heizenergie-Nachfrage.**
- **Russland war 2021 – wie auch in den Jahren zuvor – der für Deutschland wichtigste Lieferant von Erdgas, Rohöl und Steinkohle.**
- **Erneuerbare Energien trugen 2021 mit 41,1 % zur Deckung des Brutto-Inlandsstromverbrauchs bei.**

Eckdaten des deutschen Energiemarkts

Im Jahr 2021 wurden in Deutschland 418,5 Mio. t Steinkohleeinheiten (SKE) Energie, entsprechend rund 290 Mio. t Öleinheiten, verbraucht (2020: 405,9 Mio. t SKE).¹ Damit gehört Deutschland weiterhin zum Kreis der weltweit zehn größten Energiemärkte. Pro Einheit preisbereinigtes Bruttoinlandsprodukt (BIP) hat der Primärenergieverbrauch 2021 den Vergleichswert des Jahres 1990 um mehr als 40 % unterschritten. Die fortgesetzte Verbesserung der Energieeffizienz, der Strukturwandel zulasten der energieintensiven Industrie sowie Veränderungen im Energiemix erklären nach den Berechnungen und Erhebungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. die Entkoppelung von Wirtschaftsleistung und Energieverbrauch während der letzten Jahrzehnte.

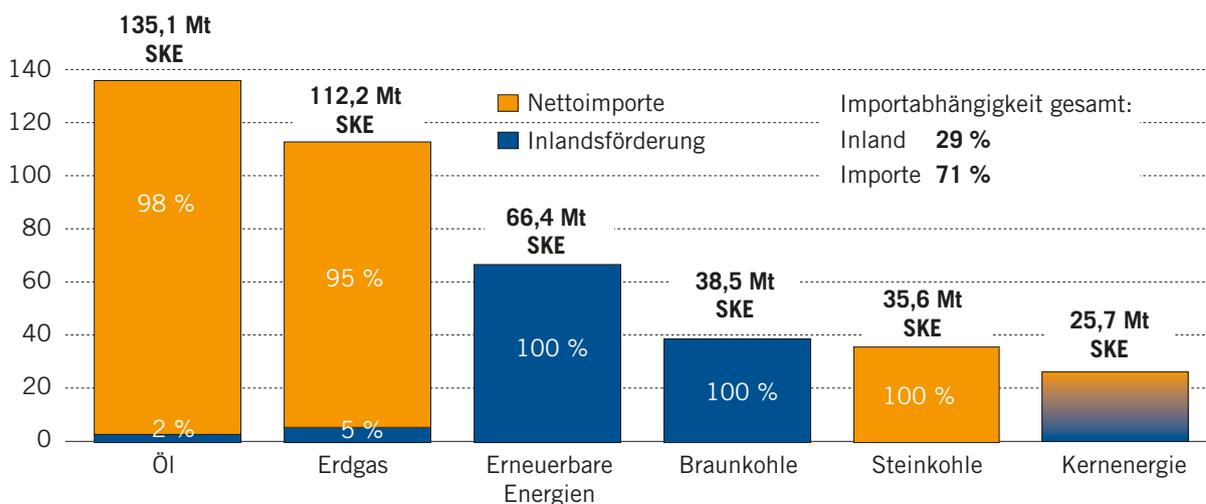
¹ Mögliche Abweichungen in den statistischen Angaben zwischen den einzelnen Artikeln der *Energie für Deutschland* ergeben sich durch unterschiedliche Quellen bzw. Abgrenzungen der Daten.

Abbildung 4.1: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2021



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.; Stand: 03/2022

Abbildung 4.2: Energie-Importabhängigkeit Deutschlands im Jahre 2021 in Mio. t



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., Stand: 03/2022 (Prozentzahlen als Anteile der Inlandsförderung am jeweiligen Primärenergieverbrauch errechnet); einschließlich Sonstiger Energien, wie o. a. Außenhandelsaldo Strom, von 5,0 Mio. t SKE ergibt sich der gesamte Primärenergieverbrauch von 418,5 Mio. t SKE

Der 2021 realisierte Primärenergieverbrauch entspricht 118 kg SKE pro 1.000 € BIP. Im weltweiten Durchschnitt war der Energieverbrauch 2021 – gemessen an der Wirtschaftsleistung – doppelt so hoch wie in Deutschland. Der deutsche Primärenergieverbrauch pro Einwohner lag 2021 bei 5,0 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 betrug 2021 bei Mineralöl 98 %, bei Erdgas 95 % und bei Steinkohle 100 %. Erneuerbare Energien (EE) und Braunkohle sind die einzigen heimischen Energiequellen, über die Deutschland in größerem Umfang verfügt.

Die Deckung des Energieverbrauchs erfolgte 2021 zu 29 % durch heimische Energien. Von der gesamten Primärenergie-Gewinnung in Deutschland in Höhe von 121,1 Mio. t SKE entfielen 2021 rund 66,3 Mio. t SKE auf Erneuerbare. Es folgte Braunkohle mit 39,3 Mio. t SKE. Die inländische Gewinnung an Erdgas belief sich 2021 auf 5,6 Mio. t SKE, an Mineralöl mit 2,6 Mio. t SKE sowie an sonstigen Energien, wie z. B. den nicht-biogenen Anteil im Hausmüll, auf 7,3 Mio. t SKE.

Importierte Energien deckten 71 % des Energieverbrauchs. Die Importe an Rohöl und Mineralölprodukten sind unter allen Energieträgern am höchsten – gefolgt von Erdgas und Steinkohle. Die bedeutendsten Energie-Rohstofflieferanten der Bundesrepublik waren 2021 Russland, Norwegen, USA, Kasachstan und das Vereinigte Königreich Großbritannien und Nordirland. Russland steht bei Rohöl, Erdgas und Steinkohle auf Platz 1 der für Deutschland wichtigsten Energie-Rohstoffliefe-

ranten. Aus Norwegen bezieht Deutschland Erdöl und Erdgas, aus den USA Erdöl und Steinkohle. Aus Kasachstan und dem Vereinigten Königreich wird Erdöl importiert. Russland, die USA, Australien und Kolumbien waren 2021 die wichtigsten Steinkohlelieferanten.

Russland stand 2021 bei Rohöl, Erdgas und Steinkohle auf Platz 1 der für Deutschland wichtigsten Energie-Rohstofflieferanten.

Der Wert der Energieeinfuhren nach Deutschland hat von 64,7 Mrd. € im Jahr 2020 um 40,2 Mrd. € entsprechend 62 % auf 104,9 Mrd. € im Jahr 2021 zugenommen. Damit entsprechen die Einfuhren an Energierohstoffen und -erzeugnissen 8,7 % des Werts der gesamten Einfuhren von Waren in die Bundesrepublik (2020: 6,3 %), der sich 2021 auf 1.202,2 Mrd. € belief. Die außenwirtschaftliche Energie-Nettorechnung (Einfuhren minus Ausfuhren) betrug 68,4 Mrd. €. Das waren rund 26,1 Mrd. € mehr als 2020. Dieser Anstieg erklärt sich vor allem durch die Entwicklung bei Öl und Erdgas. Die Netto-Öleinfuhren machten mit 37,9 Mrd. € rund 55 % der deutschen Energierechnung aus. Die zweitwichtigste Position hielten die Nettoeinfuhren an Erdgas mit 28,3 Mrd. €, deren Wert sich gegenüber 2020 mehr als verdoppelt hat. Der Einfuhrwert von Kohlen war mit 4,7 Mrd. € ebenfalls mehr als doppelt so hoch wie 2020. Bei Uran wurde ein Saldo von –0,2 Mrd. € verzeichnet. Der Strom-Außenhandel kam per Saldo auf –2,2 Mrd. €.

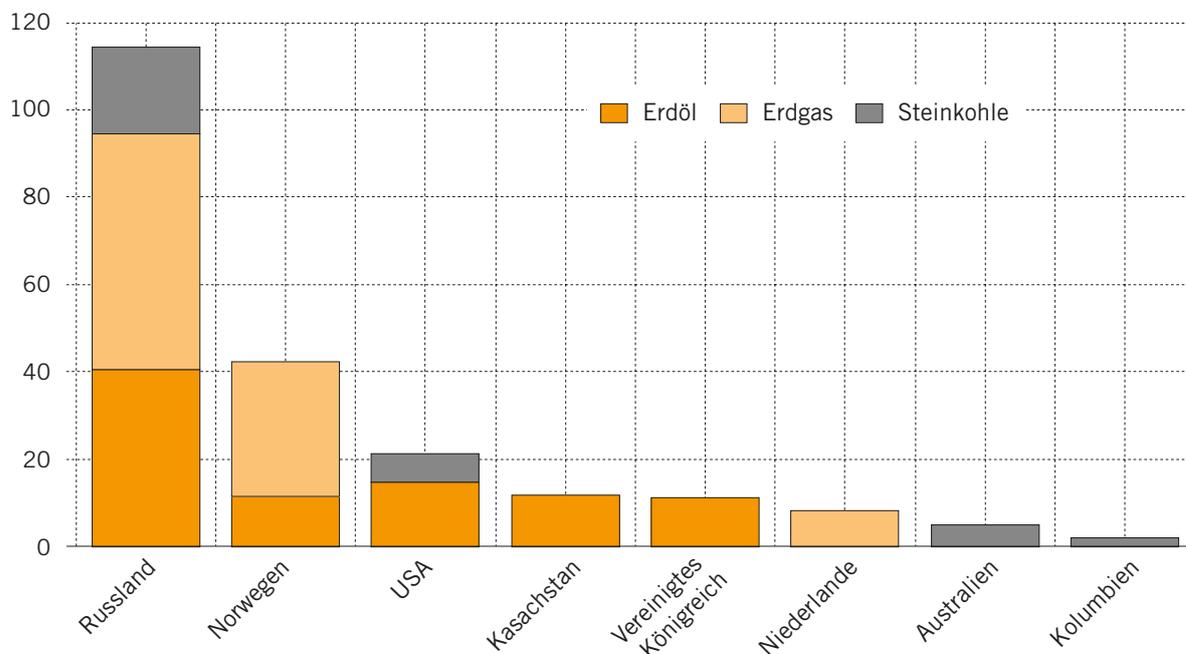
Tabelle 4.1: Energie-Importrechnung der Bundesrepublik Deutschland

Energieträger	Einfuhr		Ausfuhr		Saldo	
	2020	2021	2020	2021	2020	2021
	Mrd. €					
Erdöl	38,2	54,0	10,2	16,2	28,0	37,9
Erdgas	21,2	40,3	8,2	12,0	13,0	28,3
Kohle	2,8	5,3	0,5	0,6	2,3	4,7
Uran	0,4	0,5	0,6	0,7	–0,2	–0,2
Elektrizität	2,0	4,8	2,9	7,0	–0,9	–2,2
Insgesamt	64,7	104,9	22,4	36,5	42,3	68,4

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. auf Basis der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamts

Abbildung 4.3: Energie-Rohstofflieferanten Deutschlands 2021

Angaben in Mio. t SKE



Quellen: Prof. Dr. Schiffer, Hans-Wilhelm; Datenquellen: Rohöl: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Erdgas: Bruegel; Steinkohle: Statistisches Bundesamt

Strom

2021 betrug die gesamte Brutto-Stromerzeugung 588,1 Terawattstunden (TWh). Unter Abzug des Eigenverbrauchs der Kraftwerke von 31,7 TWh ermittelt sich für 2021 eine Netto-Stromerzeugung von 556,5 TWh.

Die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen belief sich Ende 2021 auf rund 226 Gigawatt (GW) netto. Mit 138,4 GW entfielen 61 % der erzielten Erzeugungsleistung auf Erneuerbare. Die Kraftwerksleistung auf Basis konventioneller Energien verteilte sich mit 30,2 GW auf Erdgas, mit 18,5 GW auf Steinkohle, mit 19,7 GW auf Braunkohle, mit 8,1 GW auf Kernenergie und mit 4,7 GW auf Öl. Des Weiteren trugen Müllkraftwerke sowie Anlagen u.a. auf Basis von Gichtgas und Kokereigas mit 6,3 GW zur Sicherung der Stromversorgung in Deutschland bei. Angesichts des starken Zubaus von Anlagen auf EE-Basis 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 2021 rund 50,6 TWh betragen. Die Ausfuhren an Strom beliefen sich 2021 auf

69,9 TWh. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Stromeinfuhren um 5,2 %. Die Stromausfuhren nahmen um 4,4 % zu. Der Saldo aus Exporten und Importen belief sich 2021 auf 19,3 TWh gegenüber 18,9 TWh im Jahr 2020.

Der Energiemix in der Stromerzeugung ist 2021 insbesondere durch folgende Faktoren bestimmt worden: Die im Vergleich zum Vorjahr ungünstigere Windsituation, die Kosten bzw. Preise für Braunkohle, Steinkohle und Erdgas sowie die CO₂-Preise. Im Vergleich zum Jahr 2020 hat sich insbesondere die Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle deutlich erhöht. Die Stromerzeugung aus Kernenergie legte ebenfalls zu. Der starke Anstieg der Erdgaspreise hat zu einer verminderten Inanspruchnahme von Gaskraftwerken geführt.

An das deutsche Stromnetz angeschlossene Stromspeicher (ab 1 MW Nettonennleistung bzw. 1 Megawattstunde (MWh) Speicherkapazität) nahmen 2021 in Summe 7,6 Mrd. Kilowattstunden (kWh) an elektrischer Energie auf und gaben 5,6 Mrd. kWh wieder ab. Den größten Anteil haben daran bisher die Pumpspeicher. Einer Pumparbeit von 7,5 Mrd. kWh stand eine Ausspeisung von 5,5 Mrd. kWh gegenüber. Die Ausspeiseleistung dieser

Tabelle 4.2: Netto-Nennleistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland

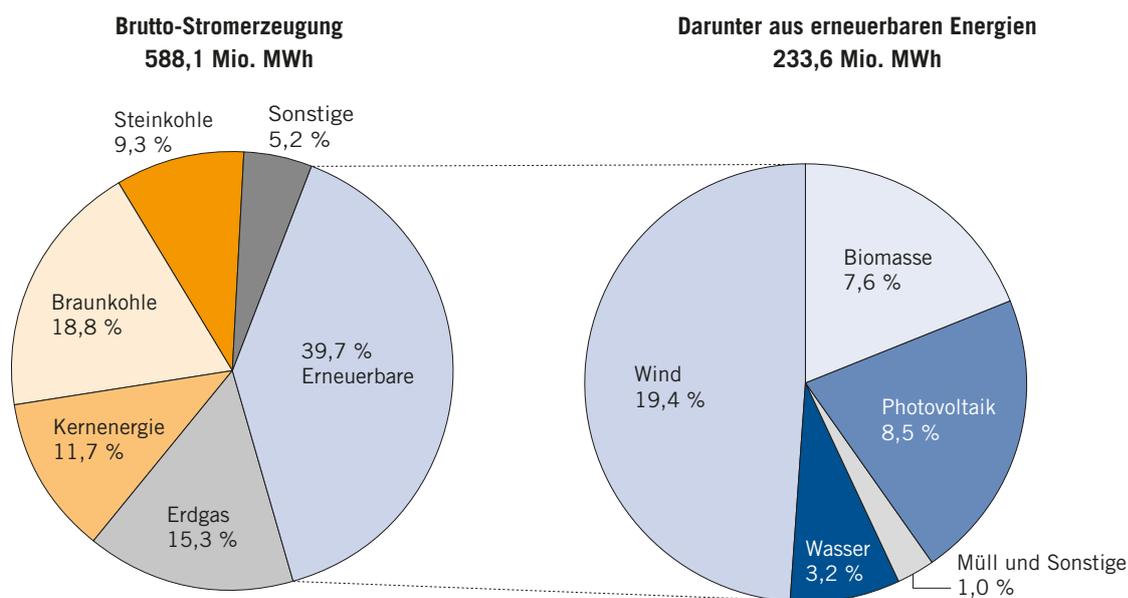
Energieträger	Ende 2020 Megawatt (MW)	Ende 2021 ¹⁾ Megawatt (MW)
Braunkohle	20.703	19.740 ²⁾
Kernenergie	8.113	8.113 ²⁾
Steinkohle	23.837	18.488 ²⁾
Erdgas	30.014	30.160 ²⁾
Mineralölprodukte	4.866	4.684 ²⁾
Erneuerbare Energien	130.855	138.358
davon:		
Windkraft onshore	54.414	56.100
Windkraft offshore	7.774	7.774
Lauf- und Speicherwasser	5.606	5.614
Photovoltaik	53.721	59.500
Biomasse	9.293	9.310
Geothermie	47	60
Übrige konventionelle Energien	6.440	6.340
Insgesamt³⁾	224.828	225.883

1) Vorläufige Angaben

2) Davon in Reserven oder Stilllegung aus dem Markt zum 31.12.2021 (Stand: 14.12.2021): Bei Braunkohle 1.886 MW in Sicherheitsbereitschaft, 910 MW Stilllegung zum 31.12.2021 noch nicht enthalten, installierte Leistung ab 01.01.2022: 18.830 MW; bei Steinkohle 3.633 MW in Netzreserve; bei Erdgas 1.569 MW in Netzreserve, 1.056 MW in Kapazitätsreserve; bei Mineralöl 1.613 MW in Netzreserve; bei Kernenergie 4.058 MW Stilllegung zum 31.12.2021, installierte Leistung ab 01.01.2022: 4.055 MW

3) Ohne Einspeiseleistung von Stromspeichern (Pumpspeicherwerke, Batteriespeicher usw.)

Quellen: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), VGB PowerTech e. V., BNetzA, Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand 12/2021

Abbildung 4.4: Energiemix in der Stromerzeugung 2021

Quelle: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Stand: 03/2022

Speicheranlagen betrug insgesamt 7,2 GW, darunter 6,5 GW Pumpspeicherwerke.

Der Brutto-Inlandsstromverbrauch erreichte 2021 rund 568,8 TWh nach 555,3 TWh im Jahr 2020. Der Nettoverbrauch an Strom von 503,4 TWh (ohne Netzverluste, Pumparbeit und Kraftwerkseigenverbrauch) verteilte sich 2021 mit 42,1 % auf die Industrie, mit 26,0 % auf private Haushalte, mit 27,2 % auf Handel sowie Gewerbe, öffentliche Einrichtungen und Landwirtschaft, mit 2,5 % auf den Verkehr und mit 2,2 % auf den Energieverbrauch im Umwandlungssektor.

Erneuerbare Energien

Regenerative Energien waren im Jahr 2021 mit 233,6 TWh (2020: 251,1 TWh) bzw. 39,7 % an der Brutto-Stromerzeugung in Deutschland beteiligt (2020: 43,7 %). Es entfielen auf die Windenergie 113,8 TWh (2020: 132,1 TWh), auf die Photovoltaik (PV) 50,0 TWh (2020: 49,5 TWh), auf die Biomasse 44,8 TWh (2020: 45,2 TWh), auf die Wasserkraft 19,1 TWh (2020: 18,3 TWh), auf Müll (nur erneuerbarer Anteil gerechnet –50 %) 5,7 TWh (2020: 5,8 TWh) und auf Geothermie 0,2 TWh (2020: 0,2 TWh). Insgesamt nahm die Stromerzeugung aus Erneuerbaren 2021 um 7,0 % gegenüber 2020 ab.

Nach Angaben der Deutsche WindGuard GmbH (DWG) wurden im Jahresverlauf 2021 in Deutschland 484 Windenergieanlagen (WEA) an Land mit einer Leistung von insgesamt 1.925 MW zugebaut. Von den insgesamt erfassten 484 WEA handelt es sich bei 64 Anlagen mit einer Leistung von 244 MW um *Repowering*. Unter *Repowering* werden in dieser Statistik WEA bezeichnet, für deren Errichtung eine Altanlage im selben oder angrenzenden Landkreis abgebaut wurde. Im Jahr 2021 wurde die Stilllegung von 230 WEA mit einer Gesamtleistung von 233 MW erfasst. Damit ergibt sich für 2021 ein Netto-Zubau von 254 WEA mit 1.692 MW. Zum 31. Dezember 2021 stieg der kumulierte Anlagenbestand auf 28.230 WEA mit zusammen 56.130 MW. Die durchschnittliche im Jahr 2021 an Land errichtete WEA hatte eine Nennleistung von 3.978 Kilowatt (kW). Die Stromerzeugungsmenge aus Wind-Onshore-Anlagen ist 2021 aufgrund der im Vergleich zum Vorjahr ungünstigeren Windverhältnisse um 14,6 % im Vergleich zu 2020 gesunken.

Im Jahresverlauf 2021 wurden keine neuen Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) in Betrieb gesetzt. Allerdings erhielten 132 Bestandsanlagen nach Angaben der

Deutschen WindGuard ein Leistungsupgrade. Dadurch erhöhte sich die in Deutschland installierte Offshore-Leistung um 24 MW auf 7.794 MW zum 31. Dezember 2021. Von den insgesamt 1.501 OWEA mit Netzeinspeisung entfielen zu dem genannten Zeitpunkt 1.269 Anlagen mit 6.698 MW auf die Nordsee und 232 Anlagen mit 1.096 MW auf die Ostsee. Die durchschnittliche Leistung der Bestandsanlagen mit Netzeinspeisung betrug 5.192 kW. Die ins Netz eingespeiste Strommenge aus OWEA hat sich 2021 aufgrund schlechterer Windbedingungen um 10,7 % im Vergleich zu 2020 vermindert.

Die installierte PV-Leistung (netto) hat sich von 53.721 MW zum Jahresende 2020 auf 59.500 MW zum Jahresende 2021 erhöht. Der fortgesetzte Zubau an Anlagen hat sich positiv auf die PV-Stromerzeugung ausgewirkt. Die Sonnenscheindauer 2021 übertraf zwar nach Ermittlungen des Deutschen Wetterdienstes die Durchschnittswerte der Jahre 1961 bis 1990, war aber geringer als in dem besonders sonnigen Jahr 2020. Im Ergebnis hat die Stromerzeugung aus PV-Anlagen 2021 trotzdem um 1 % im Vergleich zum Vorjahr zugenommen. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft ist aufgrund günstigerer Wasserverhältnisse um 4,2 % höher ausgefallen als 2020. Die Stromerzeugung aus Biomasse hat sich um 1,0 % vermindert.

Ende 2021 entfielen auf Windanlagen 46 % der insgesamt in Deutschland auf Basis erneuerbarer Energien installierten Stromerzeugungskapazität.

Die Leistung aller auf Basis erneuerbarer Energien installierten Anlagen vergrößerte sich bis zum Jahresende 2021 gemäß Angaben des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) auf 138.358 MW (Ende 2020: 130.855 MW). Damit waren Anlagen auf Basis regenerativer Energien zu 61 % an der in Deutschland insgesamt installierten Erzeugungskapazität beteiligt. Davon entfielen 28 % auf Windenergie und 26 % auf Solaranlagen. Der Endenergieverbrauch an erneuerbaren Energien betrug im Jahr 2021 rund 764 Petajoule (PJ). Im Vergleich zum Vorjahr hat er 2021 um 5,6 % zugenommen.

Mineralöl

Die Basis für die Versorgung sind die Rohöleinfuhren, da rechnerisch nur 2 % des Bedarfs aus inländischer Förderung gedeckt werden können. Sie beliefen sich 2021 auf 81,4 Mio. t (2020: 82,7 Mio. t). Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 35,3 Mio. t zur Bedarfsdeckung bei (2020: 34,8 Mio. t). Die inländische Rohölförderung verminderte sich um 4,5 % auf 1,8 Mio. t im Jahr 2021.

2021 wurde Deutschland aus insgesamt 30 Staaten mit Rohöl versorgt. Bedeutendster Lieferant mit einem Anteil von 34,1 % war Russland. In der Rangliste der wichtigsten Lieferländer folgten USA, Kasachstan, Norwegen und das Vereinigte Königreich. Der Beitrag dieser fünf Staaten belief sich auf 75 % der gesamten Rohölimporte. Der OPEC-Anteil betrug 17,4 %. In Deutschland werden in 13 Raffinerien Rohöl und Halbfertigprodukte verarbeitet. Bei einer Kapazität der Rohölverarbeitung von 105,7 Mio. t pro Jahr zum 31.12.2021 erreichte die Raffinerieauslastung 78,3 %.

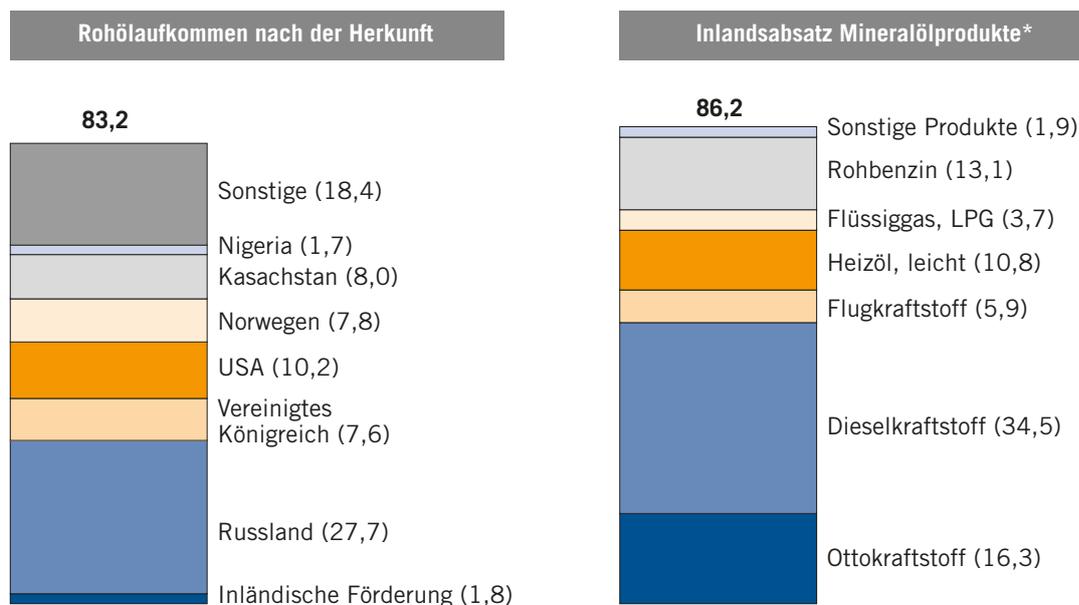
Der Inlandsverbrauch an Mineralölprodukten betrug 2021 rund 86,2 Mio. t (2020: 89,5 Mio. t). Haupt-

produkte sind die vor allem im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe (Ottokraftstoff: 16,3 Mio. t; Dieseldieselkraftstoff: 34,5 Mio. t), das leichte Heizöl mit Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt (10,8 Mio. t), Flugkraftstoff (5,9 Mio. t), Rohbenzin (13,1 Mio. t) und Flüssiggas (*Liquefied Petroleum Gas, LPG*) (3,7 Mio. t).

Der Absatz an Ottokraftstoff ist mit 16,3 Mio. t praktisch stabil geblieben. Die Nachfrage nach Dieseldieselkraftstoff hat sich leicht abgeschwächt, und zwar um 1,7 % im Vergleich zum Vorjahr. Der Absatz von leichtem Heizöl ist 2021 um 30,8 % gesunken. War es 2020 zu Absatzsteigerungen gekommen, weil viele Verbraucher die zu dieser Zeit niedrigen Preise für die Aufstockung von Vorräten genutzt hatten, übten die Verbraucher 2021 angesichts der drastisch gestiegenen Preise Kaufzurückhaltung. Der Absatz von Flugkraftstoff hat sich nach den pandemiebedingten massiven Einbußen im Jahr 2020 um 24,2 % erhöht. Der Absatz an Rohbenzin ist 2021 um 11,2 % auf 13,1 Mio. t gestiegen.

Die Aufteilung des gesamten Inlandsabsatzes nach Verbrauchsbereichen stellte sich 2021 wie folgt dar: Zwei Drittel entfielen auf den Verkehrssektor. Das verbleibende Drittel verteilte sich auf die Industrie sowie den Sektor

Abbildung 4.5: Herkunft des Rohöls und Inlandsabsatz Mineralölprodukte 2021 in Mio. t



* Der Inlandsverbrauch wurde aus den Produkten gedeckt, die in inländischen Raffinerien erzeugt wurden, ergänzt um Einfuhren von Mineralölprodukten; Inlandsabsatz abzüglich Recycling und ohne Biokraftstoffe

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Stand: 03/2022

Haushalte/Gewerbe/Dienstleistungen. Der Einsatz von Öl in Kraftwerken war gering.

Erdgas

Der Primärenergieverbrauch an Erdgas betrug 2021 rund 1.012,2 TWh (2020: 965,3 TWh). Vom Erdgasabsatz, der sich nach Abzug von Eigenverbrauch und statistischen Differenzen in Höhe von 11,2 TWh auf 1001,0 TWh belief, entfielen 31 % auf den Sektor Private Haushalte. Dahinter steht nicht zuletzt die hohe Zahl gasbeheizter Wohnungen. Gemäß dem Jahresbericht 2021 des BDEW wurden 2021 von den insgesamt 42,9 Mio. Wohnungen in Deutschland 49,5 % mit Erdgas beheizt. Auf den Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen entfielen 13 %. Im Vergleich zum Vorjahr wurde in beiden Sektoren ein Zuwachs im Verbrauch in Höhe von 13 % verzeichnet. Dies erklärt sich durch die im Vergleich zu 2020 kühlere Witterung. Die Industrie war mit 37 % am Erdgasverbrauch beteiligt. Der Absatz zur Stromerzeugung verringerte sich um 30 % auf 93,1 TWh. Entscheidend für diese Entwicklung war der starke Anstieg der Erdgaspreise. Somit wurden im Jahr 2021 gut 9 % des gesamten Erdgasverbrauchs für die Stromerzeugung genutzt. Zur Fernwärme-/Kälteversorgung wurde 2021 ebenso viel Erdgas eingesetzt wie zur Stromerzeugung. Der Verkehr trug lediglich 0,2 % zum Erdgasverbrauch bei.

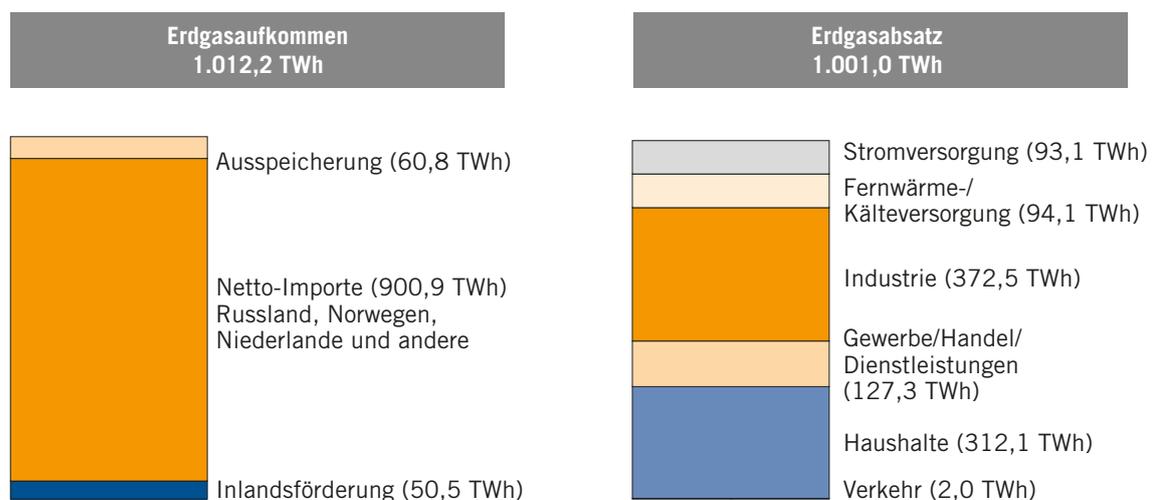
Deutschland verfügt nur über geringe Erdgasvorkommen. 95 % des Erdgasbedarfs werden durch Importe gedeckt. Die Einfuhren erfolgten zu rund 95 % über Pipelines und zu etwa 5 % als verflüssigtes Erdgas (*Liquefied Natural Gas, LNG*) über Terminals in Nachbarländern. Wichtigster Lieferant war Russland, gefolgt von Norwegen und den Niederlanden. Diese drei Lieferländer hielten 2021 folgende Anteile an den Erdgaseinfuhren Deutschlands:

- Russland: 55 %
- Norwegen: 32 %
- Niederlande: 8 %

Das LNG wurde über Importterminals in den Niederlanden und in Belgien über das bestehende europäische Pipeline-System nach Deutschland verbracht.

➤ 95 % des Erdgasbedarfs werden durch Importe gedeckt. Wichtigster Lieferant ist Russland, gefolgt von Norwegen und den Niederlanden.

Abbildung 4.6: Erdgasaufkommen und -absatz in Deutschland 2021



Erdgasaufkommen, das dem Erdgasverbrauch entspricht, unterscheidet sich vom Erdgasabsatz durch Eigenverbrauch und statistische Differenzen in Höhe von 11,2 TWh

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Stand: 03/2022

Für den Transport und die Verteilung des Erdgases steht ein ausgebautes Leitungsnetz mit einer Länge von insgesamt 437.800 km zur Verfügung, das in die europäischen Transportsysteme integriert ist. Davon entfallen 124.000 km auf Hochdruck-, 181.500 km auf Mittel- und 132.300 km auf Niederdruckleitungen. Hinzu kommen 170.200 km Hausanschlussleitungen. Zur Infrastruktur gehört auch eine Vielzahl von Untertage-speichern. Die 46 deutschen Untertage-Gasspeicher an 32 verschiedenen Standorten können nach Angaben des BDEW knapp 24 Mrd. m³ Arbeitsgas aufnehmen. Das entspricht einem Viertel der in Deutschland im Jahr 2021 verbrauchten Erdgasmenge. Deutschland verfügt damit über die mit Abstand höchsten Speichervolumina unter den EU-Staaten. Nach dem Jahr 2020 mit durchgängig relativ hohen Füllständen der ans deutsche Erdgasnetz angeschlossenen Untergrundspeicher sind die Speicher mit einem durchschnittlichen Befüllungsgrad von mehr als 70 % in das Jahr 2021 gestartet. Die Wiederbefüllung hatte aufgrund des langen Winters, ausgehend von einem relativ niedrigen Niveau, das für April 2021 mit etwa 25 % angegeben wird, erst im Mai eingesetzt. Ende Oktober war ein im Vergleich zu Vorjahren geringerer Füllstand von 70 % erreicht worden. Am 15.12.2021 hatte der Füllstand noch 58 % betragen.

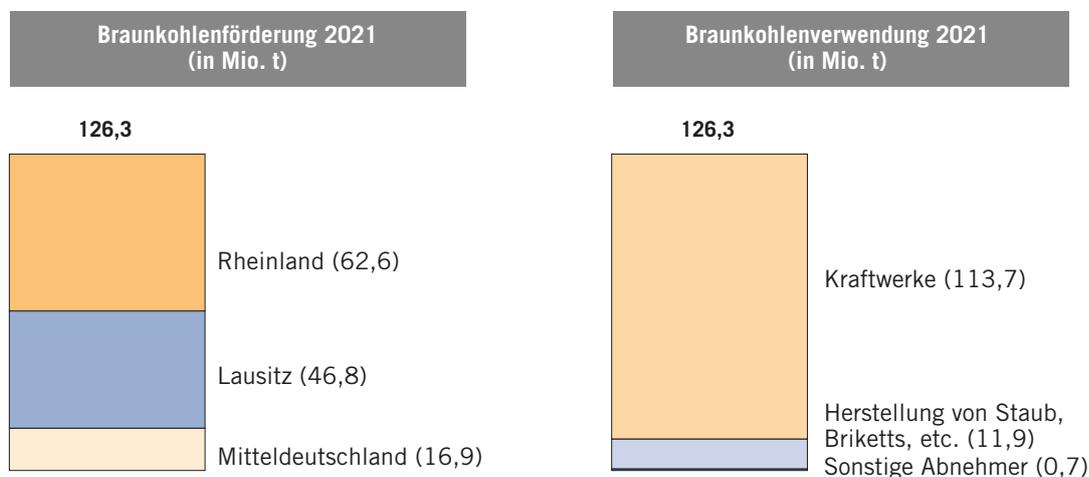
Braunkohle

In Deutschland wurden 2021 rund 126,3 Mio. t Braunkohle – entsprechend 39,3 Mio. t SKE – gefördert, und zwar ausschließlich im Tagebau (2020: 107,4 Mio. t). Die Fördermenge des Jahres 2021 erhöhte sich um 17,6 %, war aber gleichwohl noch niedriger als im Jahr 2019 mit 131,3 Mio. t. Eingeführt wurden 0,023 Mio. t SKE. Der Anteil der Inlandsgewinnung am Aufkommen erreichte somit 99,9 %.

Die deutsche Braunkohlenförderung konzentrierte sich 2021 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. 2021 entfielen von der Gesamtförderung 49,6 % auf das Rheinland, 37,1 % auf die Lausitz und 13,3 % auf Mitteldeutschland.

Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung. 2021 wurden 111,5 Mio. t (2020: 93,1 Mio. t) Braunkohle an Kraftwerke der allgemeinen Versorgung geliefert. Das entsprach 88,3 % der gesamten Inlandsgewinnung. Der 2021 verzeichnete Anstieg des Einsatzes von Braunkohle zur Stromerzeugung ist vor allem auf die witterungsbedingt verringerte Einspeisung von Strom aus Windanlagen und die veränderte Wettbewerbssituation als Folge einer Vervielfachung der Erdgaspreise zurückzuführen.

Abbildung 4.7: Braunkohlenförderung und deren Verbrauch in Deutschland 2021



Quelle: DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V., Stand: 03/2022

Die inländische Braunkohlengewinnung erhöhte sich 2021 um 17,6 %, unterschritt aber gleichwohl noch die Vergleichsmenge des Jahres 2019.

Nach den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung repräsentieren die Veredlungsbetriebe den wichtigsten Abnahmebereich der Rohbraunkohle. In den Veredlungsbetrieben des Bergbaus wurden zur Herstellung fester Produkte, wie Braunkohlenstaub (3,8 Mio. t), Briketts (1,3 Mio. t), Wirbelschichtkohle (0,2 Mio. t) – einem Braunkohleveredelungsprodukt, das in Wirbelschichtkesseln eingesetzt wird – und Koks (0,2 Mio. t), 11,9 Mio. t Braunkohle eingesetzt. In Kraftwerken des Braunkohlenbergbaus sind 2,0 Mio. t zur Erzeugung von 2,1 TWh Strom genutzt worden. An sonstige Abnehmer wurden 1,0 Mio. t Braunkohle abgesetzt, insbesondere zur Stromerzeugung in Industriekraftwerken außerhalb des Braunkohlenbergbaus.

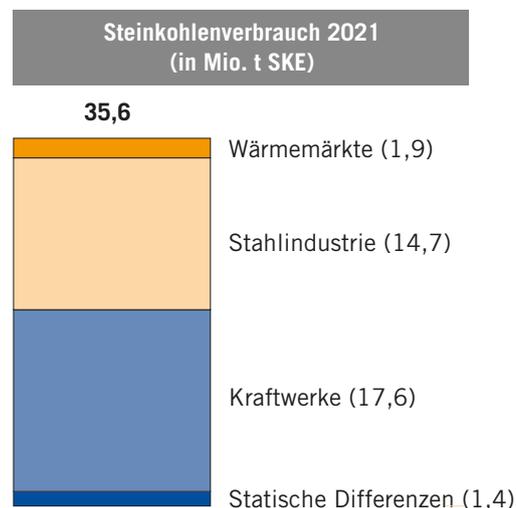
Die gesamte Brutto-Stromerzeugung aus Braunkohle belief sich 2021 auf 110,1 TWh (2020: 91,7 TWh). Sie verteilte sich 2021 auf Kraftwerke der allgemeinen Versorgung mit 107,4 TWh und auf Industriekraftwerke mit 2,7 TWh.

Steinkohle

Im Jahr 2021 betrug der Primärenergieverbrauch an Steinkohle 35,6 Mio. t SKE. Er überschritt damit das Vorjahresniveau von 30,6 Mio. t SKE um 16,4 %. 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 2021 um rund 31 % im Vergleich zum Vorjahr auf 41,1 Mio. t bzw. 35,2 Mio. t SKE gestiegen. Davon entfielen auf Kraftwerkskohle 25,8 Mio. t, auf Koks 11,9 Mio. t, auf Anthrazit und Briketts 1,0 Mio. t sowie auf Koks 2,4 Mio. t.

Russland behauptete 2021 seine Position als größter Steinkohlenlieferant für Deutschland. Der Beitrag von Russland zu den gesamten Importen erhöhte sich von 46,0 % im Vorjahr auf 49,9 %. Mit einem Anteil von 17,3 % blieben die USA die zweitwichtigste Provenienz – gefolgt von Australien (13,4 %), Kolumbien (5,6 %), Polen (3,9 %), Kanada (3,2 %) und Südafrika (2,4 %). Besonders stark erhöhten sich die Importe aus Russland – und zwar um 6,1 Mio. t bzw. 42,8 %. Auch die Importe

Abbildung 4.8: Steinkohlenverbrauch in Deutschland 2021



Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. und Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. Stand: 03/2022

aus den weiteren bedeutenden Lieferländern nahmen durchweg zu. Dies gilt für Australien (+42,5 %), USA (+23,0 %), Kolumbien (+17,4 %), Polen (+34,2 %), Kanada (+9,0 %) und Südafrika (+146,6 %). In der sektoralen Aufteilung dominierte Russland bei Kraftwerkskohle mit einem Anteil von etwa drei Viertel. Wichtigste Lieferanten für Koks waren Australien und USA.

Nach Verbrauchssektoren stellte sich die Entwicklung wie folgt dar:

- Der Steinkohleneinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung erhöhte sich 2021 um 23,9 % im Vergleich zum Vorjahr auf 17,6 Mio. t SKE. Wichtigste Gründe waren der Anstieg der Erdgaspreise, die verringerte Einspeisung von EE-Strom und der Zuwachs der Stromerzeugung. Der Einsatz in der Kraftwirtschaft war mit einem Anteil von 49,4 % am Primärenergieverbrauch von Steinkohle beteiligt.
- Der Verbrauch der inländischen Stahlindustrie nahm 2021 um 12,3 % auf 14,7 Mio. t SKE zu. Dies ist im Wesentlichen auf den Anstieg der Erzeugung von Roh-eisen als Vorprodukt von Rohstahl zurückzuführen. Die Rohstahlproduktion in Deutschland hat 2021 erstmals seit drei Jahren wieder zugenommen, und zwar um 12,3 % im Vergleich zum Vorjahr auf 40,1 Mio. t. Damit erreicht der Anteil der Stahlindustrie am Primärenergieverbrauch von Steinkohle 41,3 %.

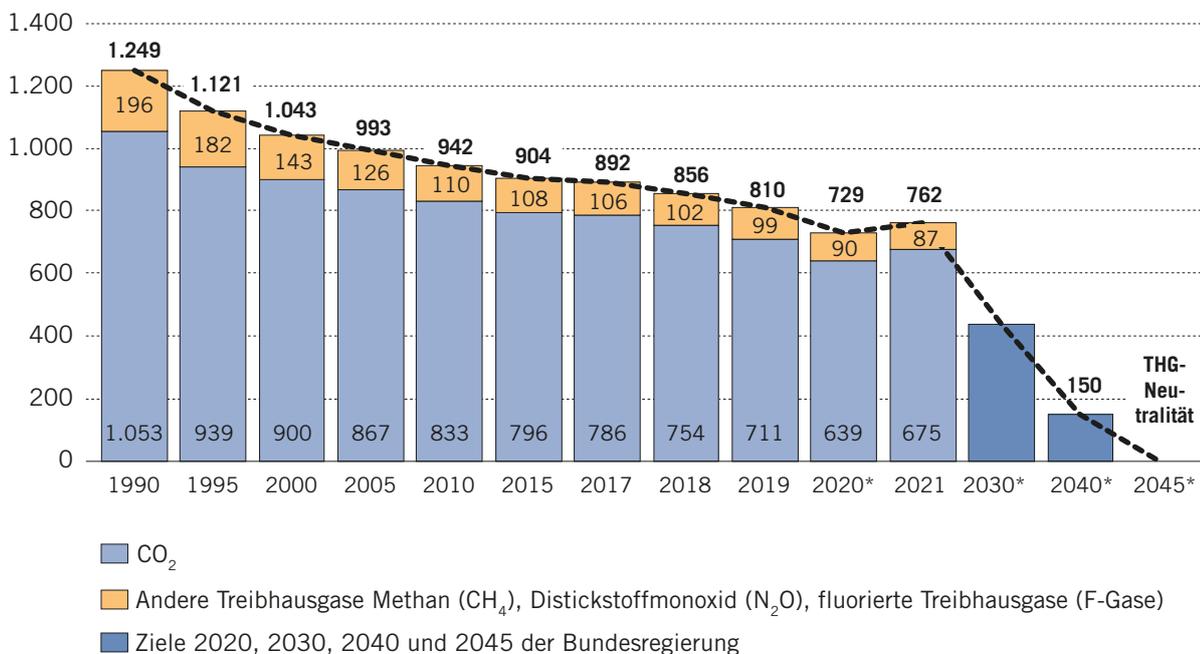
Kernenergie

Der Primärenergieverbrauch an Kernenergie erhöhte sich 2021 gegenüber dem Vorjahr um 7,4 %. Damit deckte die Kernenergie 2021 6,1 % des Primärenergieverbrauchs. Die Kernkraftwerke in Deutschland erzeugten im Jahr 2021 rund 69,1 Mrd. kWh Strom (brutto). Eine im Vergleich zum Vorjahreszeitraum höhere Stromnachfrage, geringere Einspeisungen von EE-Strom sowie ein deutlich gestiegener CO₂-Preis begünstigten die Auslastung der Kernkraftwerke und sorgten für den genannten Zuwachs. Zum 31.12.2021 wurden die Blöcke Grohnde, Brokdorf und Gundremmingen C mit einer Leistung von zusammen 4.058 MW stillgelegt, sodass die 2021 installierte Leistung der Kernenergie von 8.113 MW zum Jahresbeginn 2022 auf 4.055 MW zurückging.

CO₂-Emissionen

Die CO₂-Emissionen in Deutschland haben 2021 – einschließlich Industrieprozesse und Landwirtschaft – 674,8 Mio. t betragen. Das entspricht im Vergleich zu 2020 einem Anstieg um 35,5 Mio. t bzw. 5,5 %. Wichtigste Ursachen waren die Zunahme der Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle sowie die verstärkte Heizenergie-Nachfrage. Im Zeitraum 1990 bis 2021 sanken die nicht-temperaturbereinigten Gesamtemissionen an CO₂ um 377,2 Mio. t bzw. 35,9 %. Die gesamten Treibhausgas-Emissionen – unter Einbeziehung der anderen treibhausrelevanten Gase, wie u. a. Methan – haben sich von 1.241,9 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 1990 um 480,3 Mio. t entsprechend 38,7 % auf 761,6 Mio. t CO₂-Äq verringert.

Abbildung 4.9: Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2021 und Ziele bis 2045
(in Mio. t CO₂-Äq)



* 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 1990–2020, EU-Submission, Januar 2022 sowie Umweltbundesamt, Pressemitteilung vom 15. März 2022

Energiesteuern

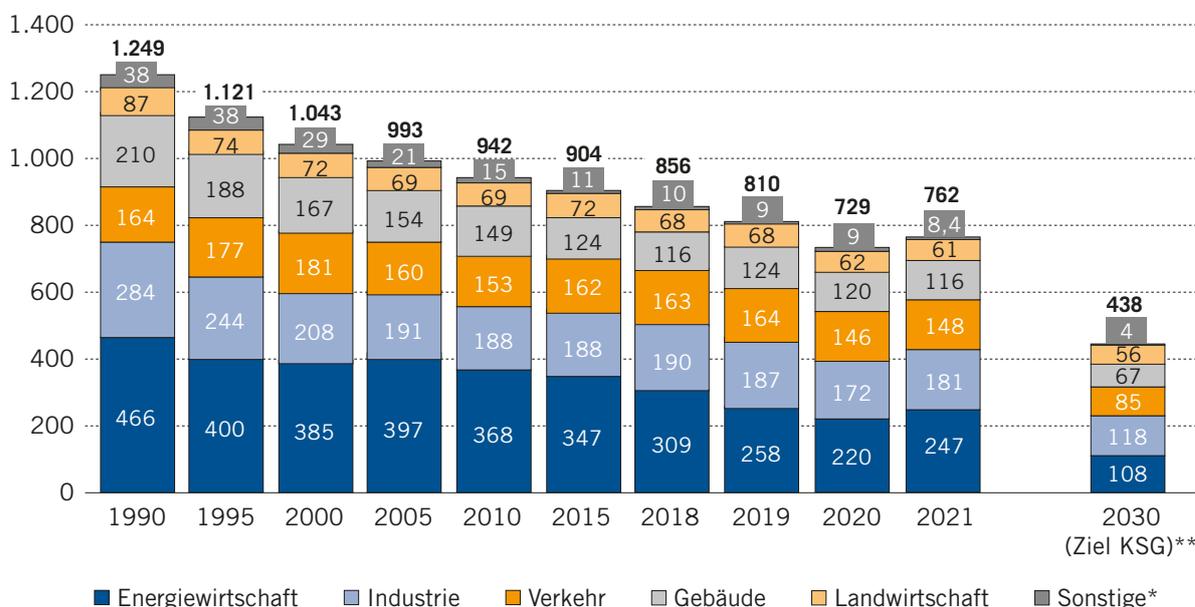
Insgesamt erzielte der Bund – bezogen auf das Jahr 2021 – aus der Erhebung von Verbrauchsteuern auf Energie 43.812 Mio. € und damit 384 Mio. € weniger als 2020. Davon entfielen 2021 mit 33.101 Mio. € rund 75,6 % auf Kraftstoffe. Erdgas trug mit 3.021 Mio. € zum Gesamtaufkommen bei. Andere Heizstoffe als Erdgas – insbesondere Heizöl – erbrachten ein Aufkommen von 998 Mio. €. Für die Stromsteuer ist ein Aufkommen von 6.691 Mio. € ermittelt worden. In den genannten Zahlen nicht berücksichtigt sind die 2021 erzielten Einnahmen des Bundes aus der Luftverkehrssteuer in Höhe von 566 Mio. € (2020: 292 Mio. €) und aus der Kraftfahrzeugsteuer in Höhe von 9.546 Mio. € (2020: 9.526 Mio. €).

Die Verbrauchsteuern halten einen unterschiedlich hohen Anteil an den Produktpreisen. Für Ottokraftstoff wird eine Mineralölsteuer von 65,45 Cent/Liter (ct/l) erhoben. Für Diesellochstoff lautet der entsprechende Wert (ebenfalls

für schwefelfreie Ware) 47,04 ct/l. Berücksichtigt man außerdem die Belastung aus dem nationalen Brennstoffemissionshandelssystem (nBEHS) und die Mehrwertsteuer, so errechnet sich für 2021 ein Steueranteil am Produktpreis von 61,2 % (Superbenzin) bzw. 54,3 % (Diesellochstoff). Bei leichtem Heizöl belief sich der Anteil der Steuern und der Belastung aus dem nBEHS – gemessen an dem von privaten Haushalten im Jahresdurchschnitt 2021 zu zahlenden Produktpreis – auf 34,0 %.

Für Erdgas lag der Anteil von Steuern und Abgaben (Erdgassteuer von 0,55 ct/kWh, CO₂-Abgabe von 0,4551 ct/kWh, Konzessionsabgabe von 0,08 ct/kWh und Mehrwertsteuer von 1,06 ct/kWh) am Haushaltskundenpreis, unter Berücksichtigung der von der Bundesnetzagentur zum 1. April 2021 erhobenen Daten, bei 32,1 %. Vom Strompreis, der für private Haushalte mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh zum 1. April 2021 mit durchschnittlich 32,63 ct/kWh (1. April 2020: 32,05 ct/kWh) beziffert wurde (mengengewichtetes Preisniveau über alle Vertragskategorien in ct/kWh), ent-

Abbildung 4.10: Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2021 nach Sektoren und Zielvorgabe für 2030 gemäß des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) in Mio. t CO₂-Äquivalenten

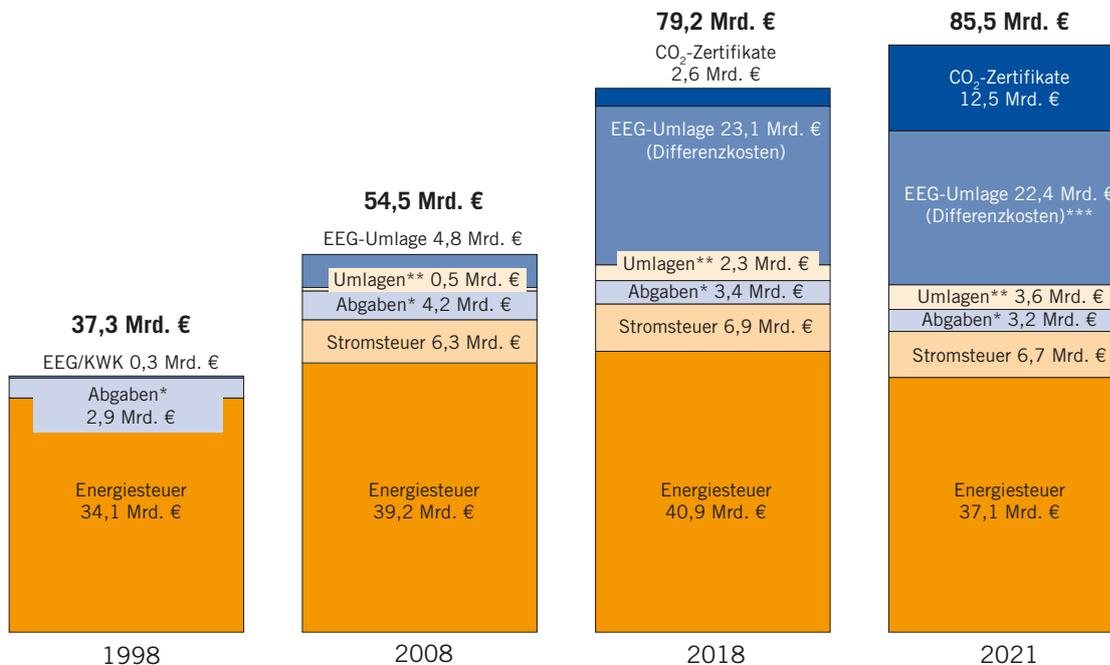


* Abfall und fugitive Emissionen bei Brennstoffen. Der starke Emissionsrückgang lässt sich mit der Entwicklung der diffusen Emissionen bei Kohle (Grubengas), aber auch bei Gas erklären. Außerdem trägt die Abfallwirtschaft wesentlich zu den Minderungen bei. Das Deponiegas wurde gefasst und die Verbrennungskapazitäten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

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

Quellen: Umweltbundesamt, Pressemitteilung vom 15.03.2022 (Zahlen für 1990 bis 2021) sowie Bundes-Klimaschutzgesetz 2021 gemäß Kabinettschluss vom 12.05.2021 (für 2030)

Abbildung 4.11: Energiesteuern und -abgaben in Deutschland 1998 bis 2021



* Zahlen teilweise geschätzt; davon: Konzessionsabgaben 2,3 Mrd. € im Jahr 1998, 2,4 Mrd. € im Jahr 2008, 2,9 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 2020: 0,051 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 0,237 Mrd. € im Haushaltsjahr 2020/21 (ohne MWSt).

** Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, § 19-StromNEV-Umlage, Offshore-Netzumlage und Umlage für abschaltbare Lasten

*** Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2021, Stand: 15.10.2020 für die Jahre 2008 und 2018; für 2021: Agora Energiewende, Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2021, Januar 2022.

Quellen: Bundesminister der Finanzen, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. und Umweltbundesamt

fielen 2021 rund 50,6 % auf Steuern sowie staatlich induzierte Abgaben und Umlagen (2020: 51,7 %).

Ausblick

Der Angriffskrieg, den Russland am 24. Februar 2022 mit dem Einmarsch von Truppen in die Ukraine begann, hat zu starken Preiserhöhungen auf den internationalen Öl-, Erdgas- und Steinkohlemärkten geführt. Diese Preisausschläge sind mit erheblichen Auswirkungen auf die Verbraucherpreise für Mineralölprodukte, Erdgas und Strom in Deutschland verbunden. Die politische Diskussion über Entlastungen der davon besonders betroffenen Verbraucher hat in einem ersten Schritt dazu geführt, dass die bisher über den Strompreis erhobene EEG-Umlage bereits zum 1. Juli 2022 komplett abgeschafft wird und die zugunsten der erneuerbaren Energien geleisteten Zahlungen aus dem Bundeshaushalt finanziert werden.

Vor dem Hintergrund der hohen Abhängigkeit Deutschlands von russischen Erdgas-, Erdöl- und Steinkohlelieferungen sind die Anstrengungen der Politik besonders darauf gerichtet, auch künftig die Sicherheit der Energieversorgung zu gewährleisten. Dies soll über eine stärkere Diversifizierung der Bezüge von Erdgas, Erdöl und Steinkohle sowie über den massiven und vereinfachten Ausbau der Erneuerbaren in Deutschland erfolgen. Bei Erdgas soll dies vor allem durch vermehrte Einfuhren von LNG geschehen. Bisher verfügt Deutschland nicht über ein LNG-Anlandeterminal. Dies soll innerhalb der nächsten Jahre geändert werden. Entsprechende Projektplanungen laufen unter Hochdruck für die Standorte Brunsbüttel, Wilhelmshaven und Stade. Mittel- bis langfristig soll über diese Terminals auch die Einfuhr von Wasserstoff ermöglicht werden. Erneuerbarer Wasserstoff wird als einer der Schlüssel gesehen, die in Deutschland bis zum Jahr 2045 angestrebte Klimaneutralität zu erreichen.

4.2 Energiepläne der neuen Bundesregierung

- **Der Klimaschutz und die Energiewende sind zentrale Bestandteile des neuen Regierungsprogramms.**
- **Die Bundesregierung gibt sich ambitionierte Zwischenziele für 2030, vor allem beim Ausbau der erneuerbaren Energien und beim Kohleausstieg.**
- **Infolge des Russland-Ukraine-Kriegs soll die Reduzierung der Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen und der Ausbau der Erneuerbaren noch schneller erfolgen.**

Die Energiepläne der neuen Bundesregierung finden sich in den Vereinbarungen des Koalitionsvertrags sowie in einem ersten Maßnahmenpaket für ein *Klimaschutz-Sofortprogramm*, das der neue Bundesminister für Wirtschaft und Klimaschutz, Dr. Robert Habeck, im Januar 2022 im Rahmen einer „Eröffnungsbilanz Klimaschutz“² vorgestellt hat. Mit der russischen Invasion in die Ukraine Ende Februar 2022 sind einige dieser Pläne jedoch bereits von den geopolitischen Entwicklungen eingeholt worden. Insbesondere soll die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern – vor allem aus Russland – schneller reduziert werden, als bisher geplant. Damit einhergehend intendiert die Bundesregierung, den Ausbau erneuerbarer Energien (EE) gegenüber den Plänen aus dem Koalitionsvertrag noch weiter zu forcieren.

Das übergeordnete energie- und klimapolitische Ziel der neuen Bundesregierung ist die Treibhausgasneutralität Deutschlands bis spätestens 2045. Die Regierung bekennt sich damit klar zu dem 1,5 Grad-Ziel des Pariser Klimaschutzabkommens.³ Hinzu kommt, dass die Ampel-Koalition aus SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP in ihrem Koalitionsvertrag ihre Regierungszeit unter das Motto „Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit“⁴ stellt. Daraus ergibt sich der Anspruch, dass Klima- und Energiepolitik Treiber für eine Modernisierung von Gesellschaft, Verwaltung und Wirtschaft sein sollen, um den Industriestandort Deutschland langfristig zu sichern. Ökonomische Entwicklung und ökologische Verantwortung sollen dabei zusammen gedacht werden.⁵

2 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Eröffnungsbilanz Klimaschutz, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile (zuletzt abgerufen am 05.05.2022).

3 Mit dem 1,5 Grad-Ziel ist die Begrenzung des Anstiegs der durchschnittlichen Erdtemperatur auf 1,5 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau gemeint (vgl. hierzu auch *Energie für Deutschland 2022*, Art. 2.3).

4 Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD)/BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN/Freie Demokratische Partei (FDP), Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021–2025, Berlin 2021.

5 Vgl. Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD)/BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN/Freie Demokratische Partei (FDP), Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021–2025, Berlin 2021, S. 54.

Ambitionierte klima- und energiepolitische Zielmarken bis 2030

Diese Ansprüche und das langfristige Klimaziel werden mit zahlreichen klima- und energiepolitischen Zielmarken für 2030 unterfüttert, auf die dann wiederum die konkreten geplanten Maßnahmen einzahlen sollen. Auch bei den 2030-Zielen steht übergeordnet die Treibhausgas (THG)-Minderung, bei der ein Reduktionsziel von 65 % gegenüber 1990 erreicht werden soll. Dieses Ziel ist zwar nicht neu, da es bereits im Klimaschutzgesetz der Vorgängerregierung verankert wurde. Jedoch wird im jüngsten Klimaschutz-Projektionsbericht der Bundesregierung aus dem Jahr 2021 davon ausgegangen, dass sich mit den bisherigen Maßnahmen bis 2030 lediglich eine THG-Minderung von 50 % erreichen lässt. Um tatsächlich auf den anvisierten 65 %-Pfad bis 2030 zu kommen, geht die neue Bundesregierung davon aus, dass sich die durchschnittlichen jährlichen Minderungen bis 2030 annähernd verdreifachen müssen – von durchschnittlich jährlich 15 Mio. t CO₂-Äq im letzten Jahrzehnt auf durchschnittlich 40 Mio. t CO₂-Äq pro Jahr in diesem.

Alle Sektoren müssen zur Treibhausgas-minderung beitragen, der Energiesektor aber in besonderer Weise.

Das Erfordernis zur THG-Minderung betrifft alle Sektoren gleichermaßen. Dennoch spielt vor allem der Energiesektor eine herausgehobene Rolle. Zum einen handelt es sich um den emissionsintensivsten Sektor, bei dem mit der Umstellung auf Erneuerbare das größte direkte Minderungspotential besteht. Zum anderen gehen von der Transformation des Energiesektors zu überwiegend regenerativen Energien indirekte Minderungspotentiale für die meisten anderen Sektoren aus. Dies betrifft insbesondere den Industriesektor (u. a. durch auf EE-Strom basierende Wasserstoff-Anwendungen), den Gebäudesektor (u. a. durch die auf EE-Strom basierende Anwendung von Wärmepumpen) und den Verkehrssektor (u. a. durch die auf EE-Strom basierende Anwendung von Elektromobilität).

Dementsprechend finden sich im Koalitionsvertrag Zielmarken für 2030, die die Transformation des Energiesektors abstecken. Das wichtigste Ziel, von dem wiederum andere Ziele wegen der Nutzung Erneuerbaren-Stroms abhängen, ist die Steigerung des EE-Anteils am Stromverbrauch auf 80 % bis 2030. Bisher lag die 2030-Zielmarke bei 65 %. Hinzu kommt die Erwartung, dass durch eine stärkere strombasierte Transformation in den anderen Wirtschaftssektoren der Stromverbrauch deutlich steigen wird. Es wird von einem Anstieg von zuletzt jährlich 562 Terawattstunden (TWh) in 2021 auf eine prognostizierte Bandbreite von 680–750 TWh in 2030 ausgegangen. Für den Bedarf an EE-Strom bedeutet das, dass sich die Stromproduktion aus Erneuerbaren von zuletzt 238 TWh in 2021 bis 2030 auf eine Größenordnung von 544–680 TWh mehr als verdoppeln muss.⁶

⁶ Vgl. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland, 21.12.2021, abrufbar unter https://www.bdew.de/media/documents/20211210_D_Stromerzeugung1991-2021.pdf (zuletzt abgerufen am 05.05.2022).

➤ Bis 2030 soll der EE-Anteil am Stromverbrauch auf 80 % steigen, 2035 soll er nahezu vollständig auf Erneuerbaren beruhen.

Weitere wichtige Zielmarken für die deutsche Klima- und Energiepolitik bis 2030 sind u. a.:

- Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2030, statt wie bisher (laut Kohlekompromiss) geplant, frühestens 2035 und spätestens 2038.
- 50 % Erneuerbaren-Anteil im Wärmebereich. Zum Vergleich: 2021 lag der Anteil am Wärmeverbrauch bei 16,5 %.⁷
- 15 Mio. Elektrofahrzeuge. Zum Vergleich: 2021 waren laut ADAC etwas mehr als eine Mio. Elektrofahrzeuge, inklusive Plug-In-Hybride, in Deutschland zugelassen.

⁷ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Erneuerbare Energien 2021. Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik (AGEE-Stat), Berlin 2022, S. 5.

Abbildung 4.12: Überblick über die Zielmarken der Bundesregierung für Klima und Energie bis 2030 und bis 2045

2045-Ziel

2030-Ziele		
Klimaneutralität	<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">65 % CO₂-Reduktion</div> <div style="margin-left: 10px;">  </div> </div>	<p>80 % EE-Strom (2021: 238 TWh EE)</p> <p>544-680 TWh EE (2021: 238 TWh EE)</p> <p>PV: 200 GW (2021: 53 GW)</p> <p>Wind auf See: 30 GW (+10 GW)</p> <p>Wind an Land: > 100 GW (2021: 55 GW)</p>
		<p>Kohleausstieg (bisher: frühestens 2035, spätestens 2038)</p>
		<p>50 % EE-Anteil bei Wärme (2021: 16,5 %)</p>
		<p>15 Millionen Elektrofahrzeuge (2021: > 1 Million)</p>
		<p>10 GW Elektrolyse für grünen H₂ (2021: < 1 GW)</p>

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis des Koalitionsvertrags 2021 von SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP

- Verdopplung der geplanten Elektrolysekapazität für erneuerbaren Wasserstoff (H₂) von 5 auf 10 Gigawatt (GW) bis 2030.

Geplante Maßnahmen zur Erreichung der 2030-Zielmarken

Vor allem der Koalitionsvertrag enthält eine Reihe von Maßnahmen zur Erreichung der bis 2030 gesteckten Ziele. Die Maßnahmen sind dabei zum Teil schon recht konkret, wie z. B. die Überführung der EEG-Umlage in den Bundeshaushalt, zum Teil aber erst grob umrissen: bspw. die Stärkung diverser Politikansätze, aber ohne konkrete Ausgestaltungsdetails. Mitunter sind die Maßnahmen auch noch sehr unkonkret bzw. mit Prüfaufträgen versehen. Beispielhaft kann hier die Idee zur Erarbeitung eines neuen Marktdesigns angeführt werden.

Im Folgenden werden die wichtigsten im Koalitionsvertrag genannten Maßnahmen zusammengefasst, gegliedert in die vier Kategorien Klima und Transformation der Wirtschaft, Erneuerbare Energien, Kohleausstieg, Marktdesign und Netze sowie Gas und Wasserstoff.

Klima und Transformation der Wirtschaft

- Überprüfung des Klimaschutzgesetzes, u. a. durch Einführung eines sog. *Klimachecks*, wonach alle neuen Gesetze auf ihre Klimawirkung und Vereinbarkeit mit den Klimazielen zu überprüfen sind.
- Umsetzung eines Klimaschutz-Sofortprogramms bis Ende 2022.
- Unterstützung für den europäischen *Green Deal* und für das von der EU-Kommission vorgeschlagene *Fit for 55-Paket*, insbesondere die Vorschläge zur Stärkung des europäischen Emissionshandelssystems (*European Emission Trading System, EU ETS*) und zur Einführung eines separaten Emissionshandels für die Sektoren Wärme und Verkehr auf europäischer Ebene. Zusätzlich will sich die Bundesregierung für die Einführung eines CO₂-Mindestpreises im EU ETS von mind. 60 €/t emittiertes CO₂ einsetzen.
- Stärkung der multilateralen klimapolitischen Zusammenarbeit, u. a. im Rahmen der deutschen G7-Präsidentschaft durch Initiierung eines sog. *Klimaclubs*.⁸

⁸ Bei der Initiative handelt es sich allgemein um die Idee eines Zusammenschlusses von Ländern, die beim Klimaschutz gemeinsam vorangehen.

Mittelfristig wird ein globales ETS mit einem einheitlichen CO₂-Preis angestrebt.

- Die Bundesregierung nennt neben der geplanten Überführung der EEG-Umlage in die Haushaltsfinanzierung auch einen möglichen sozialen Ausgleich für die CO₂-Bepreisung.
- Nutzung von Förderinstrumenten wie Klimaschutzverträgen (*Carbon Contracts for Difference, CCfD*) zur Unterstützung der industriellen Transformation.
- Einsatz für wirksamen *Carbon Leakage*-Schutz, u. a. im Zusammenhang mit der freien Zuteilung von Emissionszertifikaten und dem geplanten CO₂-Grenzausgleich (*Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM*).⁹

Erneuerbare Energien

- Instrumentenmix zur Erreichung des Erneuerbaren-Ausbau, inklusive EEG-Förderung und förderfreien Zubaus, u. a. durch langfristige Stromlieferverträge (*Power Purchase Agreements, PPAs*) und den europaweiten Handel mit Herkunftsnachweisen. Dazu gehört außerdem die entsprechende dynamische Anpassung der EEG-Ausschreibungsmengen.
- Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren für EE-Projekte, u. a. durch Vorrang für Erneuerbare im öffentlichen Interesse.
- Photovoltaik (PV)-Ausbauziel von 200 GW bis 2030. Dafür u. a. Verfügbarmachung aller geeigneten Dachflächen, z. B. durch PV-Pflicht für gewerbliche Neubauten, die Überprüfung von Vergütungssätzen und Ausschreibungsregeln.
- Bei Windenergie an Land sollen 2 % der Landesflächen ausgewiesen und Hemmnisse beim *Repowering*¹⁰ abgebaut werden, damit alte Windparks leichter durch neue ersetzt werden können.

⁹ Die EU-Kommission plant, ein CO₂-Grenzausgleichssystem einzuführen und Importe in die EU künftig mit einem CO₂-Preis zu belasten, um das Risiko der Produktions- und Emissionsverlagerung in Drittstaaten ohne vergleichbare Klimainstrumente zu reduzieren. Vgl. hierzu auch das Schwerpunktkapitel der *Energie für Deutschland 2021*.

¹⁰ Als *Repowering* wird das Errichten einer neuen Windenergieanlage bezeichnet, für welche eine Altanlage im selben oder angrenzenden Landkreis abgebaut wurde.

- Bei Windenergie auf See wird das Ausbauziel für 2030 von bisher 20 auf 30 GW angehoben und ein weiterer Ausbaupfad mit 40 GW für 2035 und 70 GW für 2045 definiert. Offshore-Anlagen sollen Priorität gegenüber anderen Nutzungsformen bekommen und grenzüberschreitende Projekte – auch beim Netzanschluss – sollen gestärkt werden.
- Akzeptanzsteigerung durch die Stärkung dezentraler Lösungen, u.a. durch die finanzielle Beteiligung von Kommunen, die Stärkung von Bürgerenergie, Mieterstrom und Quartierslösungen.
- Stärkung der Erneuerbaren-Wärme, u.a. durch den Ausbau von Wärmenetzen und die Erarbeitung einer neuen Strategie für Biomasse.

Kohleausstieg, Marktdesign und Netze

- Kohleausstieg „idealerweise“¹¹ bis 2030, in Abhängigkeit vom Erreichen des 80 %-Erneuerbaren-Ziels und ausreichende Back-up-Kapazitäten durch *H2-ready*-Gaskraftwerke.
- Entwicklung eines neuen Marktdesigns im Rahmen der Stakeholder-Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“¹². Dabei sollen sowohl bestehende Instrumente als auch wettbewerbliche und technologieoffene Kapazitätsmechanismen und Flexibilitäten überprüft werden.
- Reform der Finanzarchitektur des Energiesystems, einschließlich der grundlegenden Reform staatlich induzierter Preisbestandteile im Energiesektor.
- Beschleunigung des Netzausbaus auf allen Ebenen, insbesondere durch die Modernisierung und Digitalisierung der Verteilnetze, eine integrierte Netzplanung von Strom, Erdgas und Wasserstoff (sog. Klimaneutralitätsnetz) sowie eine Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsprozessen für den Netzausbau.

11 Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD)/BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN/Freie Demokratische Partei (FDP), Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021–2025, Berlin 2021, S. 46.

12 Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD)/BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN/Freie Demokratische Partei (FDP), Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021–2025, Berlin 2021, S. 48.

Gas und Wasserstoff

- Der Energieträger Erdgas wird für eine Übergangszeit als unverzichtbar angesehen.
- Fortschreibung der nationalen H₂-Strategie, u.a. durch die Steigerung der Elektrolysekapazität in Deutschland auf 10 GW. Es wird ein technologieneutraler Regulierungsrahmen vorgesehen bis erneuerbarer Wasserstoff in ausreichender Menge verfügbar ist. Aufbau der nötigen Infrastruktur für den Transport und Import.
- Unterstützung einer H₂-Zertifizierung auf europäischer Ebene.
- Unterstützung von *IPCEI*-Projekten und Förderprogrammen wie *H2Global*.¹³

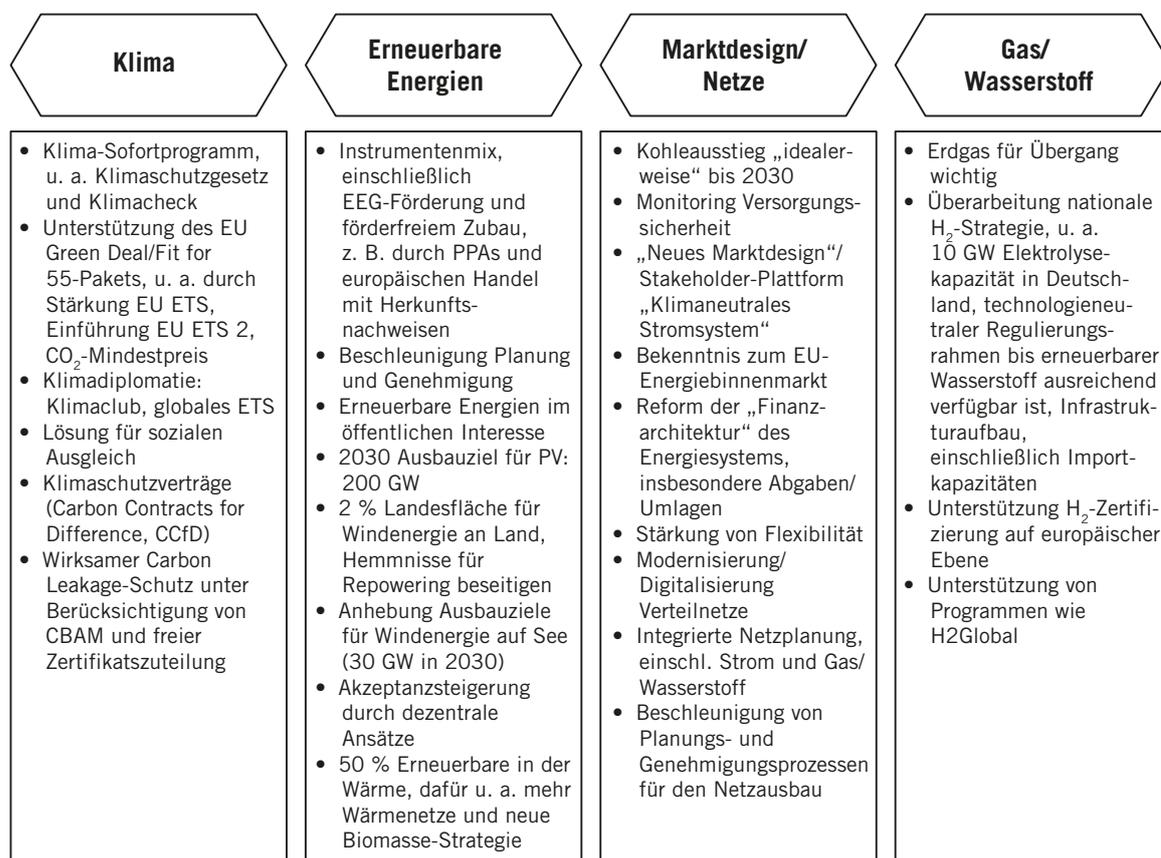
Klimaschutz-Sofortprogramm und Osterpaket

Bei der Vorstellung seiner Eröffnungsbilanz im Januar 2022 hat Minister Habeck erste Sofortmaßnahmen angekündigt, die Teil eines Klimaschutz-Sofortprogramms sein sollen. Ziel dieses Programms ist es, bis Ende 2022 die gesetzlichen Voraussetzungen zu schaffen, damit alle Sektoren auf den THG-Minderungspfad ausgerichtet werden. Folgende Maßnahmen sollen bereits in der ersten Jahreshälfte 2022 angegangen werden:

- Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (*EEG-Novelle*)
- Senkung des Strompreises durch Finanzierung der EEG-Umlage über den Bundeshaushalt
- Schaffung von Voraussetzungen für den Abschluss von Klimaschutzverträgen (CCfDs) mit der Industrie
- Wärmestrategie und neue klimaneutrale Gebäudestrategie
- Überarbeitung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG)
- Fortschreibung der Wasserstoffstrategie und -förderprogramme

13 Die *IPCEI* genannten *Important Projects of Common European Interest* sind strategische Förderprojekte der Europäischen Kommission. *H2Global* ist ein deutsches Förderprojekt für den internationalen Markthochlauf von erneuerbarem Wasserstoff.

Abbildung 4.13: Überblick über die Zielmarken für Klima und Energie bis 2030



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis des Koalitionsvertrags 2021 von SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP

Das Osterpaket verankert den Grundsatz, dass die Nutzung erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient.

Die geplante EEG-Novelle und die Finanzierung der EEG-Umlage durch den Bundeshaushalt sind Bestandteil des sog. Osterpakets, das die Bundesregierung Anfang April

2022 vorgelegt hat.¹⁴ Der Bundestag hat Ende April 2022 das Gesetz zur Absenkung der Kostenbelastungen durch die EEG-Umlage beschlossen, das in Mai in Kraft getreten ist. Die EEG-Umlage wird damit ab dem 01.07.2022 auf Null abgesenkt. Die dafür notwendigen Mittel stammen aus dem Sondervermögen des Bundes, dem Energie- und Klimafonds. Dieser speist sich wiederum u. a. aus den Einnahmen des europäischen sowie des nationalen Emissionshandelssystems zur CO₂-Bepreisung. Vor dem Hintergrund der russischen Invasion in die Ukraine im Frühjahr 2022 sieht sich die Bundesregierung zudem darin

14 Konkret werden mit dem Osterpaket folgende Gesetze angepasst: Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG), das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) und das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG). Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Überblickspapier Osterpaket, 06.04.2022, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.pdf?__blob=publicationFile&v=14 (zuletzt abgerufen am 05.05.2022).

bestätigt, den Ausbau der Erneuerbaren so ambitioniert und schnell wie möglich voranzutreiben.

Dazu enthält der vorgelegte Vorschlag für eine EEG-Novelle (das sog. EEG 2023) neben dem Ziel, 2030 mind. einen Anteil von 80 % am Bruttostromverbrauch zu erreichen, jetzt zusätzlich das Ziel, dass die Stromversorgung bereits im Jahr 2035 nahezu vollständig auf Erneuerbaren beruhen soll. Hinzu kommt, dass auf Grundlage der bereits im Koalitionsvertrag angenommenen Bandbreite für den zukünftigen Stromverbrauch (680–750 TWh) für das EEG 2023 der Maximalwert von 750 TWh zu Grunde gelegt wird. Daraus folgt, dass im Jahr 2030 insgesamt 600 TWh Elektrizität in Deutschland aus regenerativen Energien bereitgestellt werden sollen. Um die ambitionierteren EE-Ausbauziele erreichen zu können, wird zum einen der Grundsatz verankert, dass die Nutzung Erneuerbarer im überragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient. Zum anderen wird eine ganze Reihe von Detailregelungen ergriffen, um die Rahmenbedingungen für den EE-Ausbau zu verbessern – u.a. im Hinblick auf Flächenverfügbarkeit, bessere regionale EE-Verteilung und Akzeptanzmaßnahmen.

Steinkohle und Öl durch Vertragsumstellungen auf andere Lieferländer sowie durch den Aufbau zusätzlicher Importinfrastruktur für per Schiff transportiertes verflüssigtes Erdgas (*Liquefied Natural Gas, LNG*) als Ersatz für russisches Pipelinegas. Aktuell geht das BMWK davon aus, dass Deutschland mit den ergriffenen Maßnahmen bei Steinkohle und Öl bereits bis Jahresende 2022 weitgehend unabhängig von russischen Einfuhren sein kann und bei Erdgas eine schrittweise Reduktion auf etwa 10 % des Gasverbrauchs bis Sommer 2024 möglich ist.

Russland-Ukraine-Krieg rückt Energiesicherheit in den Fokus

Als unmittelbare Folge des Kriegs in der Ukraine plant die Bundesregierung, die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern – vor allem aus Russland – schneller zu reduzieren als bisher geplant. Das betrifft vor allem die Nutzung und den Import von Steinkohle, Rohöl und Erdgas. Während die generelle Reduktion des Einsatzes fossiler Rohstoffe bereits im Kontext der Erreichung der Klimaziele adressiert wurde, kommt als zusätzlicher Fokus der Regierung die Komponente Energiesicherheit – im Sinne von verminderter Importabhängigkeit – dazu. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat dazu seit Beginn des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine eine Reihe von Maßnahmen ergriffen oder angekündigt, mit dem Ziel, weniger fossile Energien aus Russland zu importieren und die Versorgung stattdessen auf andere Quellen zu diversifizieren. Laut dem BMWK-Fortschrittsbericht Energiesicherheit¹⁵ vom März 2022 zielen diese Maßnahmen vor allem auf den Ausbau und die Nutzung von nationalen Reserven für Erdgas,

¹⁵ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Fortschrittsbericht Energiesicherheit, 25.03.2022, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0325_fortschrittsbericht_energiesicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=16 (zuletzt abgerufen am 05.05.2022).

4.3 Energieversorgung mit klimafreundlichen Gasen über die Gasinfrastruktur

- **Klimaneutrale Gase lassen sich speichern und über weite Entfernungen transportieren.**
- **Die bestehende Gasinfrastruktur kann die Grundlage für ihren Markthochlauf sein.**
- **Umtauschzyklen im Wärmesektor lassen sich für den Einsatz klimafreundlicher Technologien nutzen.**

Um die selbstgesetzten Klimaziele in Deutschland zu erreichen, ist eine rasche und effiziente Reduktion aller Treibhausgasemissionen notwendig. Die zentrale Herausforderung besteht darin, den Energiebedarf bereits bis 2045 klimaneutral zu decken und dabei zugleich die ausreichende Versorgung mit Energie zu gewährleisten. Für den Industriestandort Deutschland ist Energieversorgungssicherheit elementar und zunehmend wichtiger, da industrielle Prozesse meistens auf eine kontinuierliche Auslastung ausgelegt sind und eine flexible Fahrweise von Industrieanlagen zu einem weniger effizienten Betrieb führen kann. Infolge des beschlossenen Kernenergie- und Kohleausstiegs geht jedoch die gesicherte Stromerzeugungsleistung tendenziell zurück. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE), insbesondere Solar- und Windenergie, soll in großem Maßstab ausgebaut werden. Solarenergie und Windkraft sind allerdings aufgrund ihrer Abhängigkeit vom Wetter volatil. Insbesondere in den kalten Wintermonaten, wenn der Energiebedarf z. B. durch das Beheizen von Gebäuden hoch ist, kann das zu Problemen bei der Energieversorgung führen.

Klimafreundliche und erneuerbare Gase, wie Wasserstoff (H₂) oder Biogas, lassen sich hingegen über lange Zeit und ohne große Verluste speichern und über weite Entfernungen transportieren. Ihr Einsatz ist somit grundsätzlich unabhängig von der Produktionszeit und dem -ort. Gerade im Winter, wenn der Wärmebedarf besonders hoch ist, können diese Gase die Energieversorgung sicherstellen und – im Vergleich zu konventionellen fossilen Energieträgern – den CO₂-Ausstoß minimieren. Sie stellen daher als regenerative Energieträger eine Alternative dar und können einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Produktion klimaneutraler Gase

Derzeit sind Wasserstoff und Biomethan noch ein knappes Gut. Die Frage lautet deshalb, woher diese Gase künftig kommen werden. Große Erzeugungspotenziale sind vorhanden: Der Verband europäischer Fernleitungsnetzbetreiber *Gas for Climate* geht davon aus, dass in der Europäischen Union (EU) und dem Vereinigten Königreich Großbritannien und Nordirland bis zum Jahr 2050 rund 4.000 Terawattstunden (TWh) erneuerbarer (*grüner*) Wasserstoff mittels Elektrolyse und erneuerbarem

Strom erzeugt werden können.¹⁶ Das entspricht in etwa der heute in der EU benötigten Erdgasmenge.

➤ **Das öffentliche Augenmerk richtet sich momentan vor allem auf Wasserstoff. Das Spektrum klimafreundlicher Gase ist jedoch breiter.**

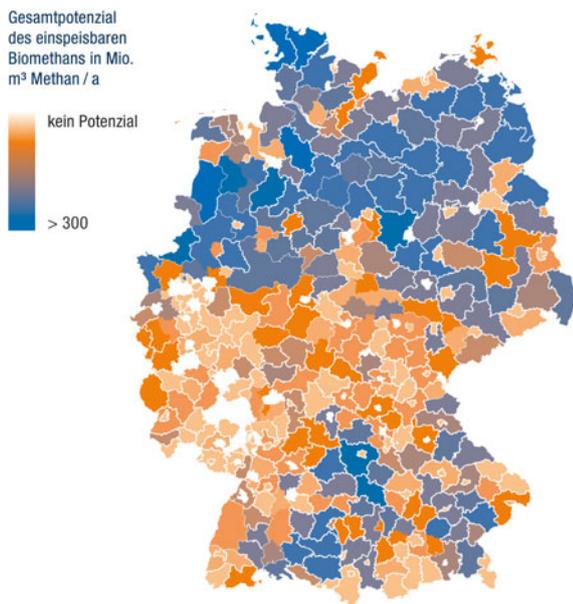
In Deutschland könnten nach Schätzungen des DVGW Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V. bis zur Jahrhundertmitte klimafreundliche Gase mit einem Energiegehalt von rund 400 TWh zur Verfügung stehen. Im Fall von Biomethan, das durch Vergärung von Biomasse und Aufbereitung des entstehenden Biogases gewonnen wird, könnte heute schon ein Großteil der Biogasanlagen, die bisher meist Strom erzeugen, größere Mengen ins Gasnetz einspeisen. Nach Berechnungen der DBI Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg und der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie eignen sich deutschlandweit über 70 % der bestehenden Biogaserzeugungsanlagen für die Kombination mit einem Elektrolyseur und über 2.000 sind für die Bündelung in Sammelleitungen geeignet. Dadurch erhöht sich das Gesamtpotenzial für die Einspeisung von Biomethan und synthetischem Methan.¹⁷ Selbst kleinere Anlagen können an das Gasnetz angeschlossen werden. Landkreise, in denen Biogasanlagen räumlich eng beieinanderliegen, eignen sich besonders für die Installation von Sammelleitungen. Regional betrachtet, besteht vor allem in den nördlichen und südlichen Bundesländern ein großes Potenzial.

Durch die Umrüstung des bestehenden Biogasanlagenparks, den Zusammenschluss kleinerer Anlagen und die Kombination mit Elektrolyseuren ließen sich zeitnah große Mengen an Biomethan und synthetischem Methan – entsprechend einer Energiemenge von bis zu 170 TWh – erzeugen.

¹⁶ Vgl. Guidehouse/Gas for Climate, Analysing future demand, supply and transport of hydrogen, Utrecht 2021, S. 64.

¹⁷ Durch die Kombination von *Power-to-Gas*- und Biogasanlagen wird das im Biogas enthaltene CO₂ mit erneuerbarem Wasserstoff aus dem Elektrolyseur in synthetisches Methan umgewandelt.

Abbildung 4.14: Regionale Verteilung des Potenzials von Biomethan und synthetischem Methan aus biogenen Quellen



Quelle: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.

Das entspricht laut dem BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. rund einem Fünftel des Erdgasverbrauchs in Deutschland im Jahr 2021 mit rund 1.000 TWh.

Für eine gesicherte Energieversorgung und den effizienten Mengenhochlauf klimaneutraler Gase ist sowohl die heimische Erzeugung als auch der Import von Wasserstoff und Biomethan notwendig. Die Gasbranche in Deutschland – und insbesondere die Initiative der Verteilnetzbetreiber *H2vorOrt*¹⁸ – sieht für den Einstieg in die Nutzung klimaneutraler Gase vor, möglichst viel der Biomethanpotenziale in Deutschland zu nutzen. Gleichzeitig soll der Hochlauf der heimischen H₂-Produktion starten. Darüber hinaus wird der Import vorbereitet, der Prognosen zufolge spätestens ab den 2030er Jahren flächendeckend hinzukommen muss, um den deutschen H₂-Bedarf zu decken.

¹⁸ H2vorOrt ist in Zusammenschluss von 45 Verteilnetzbetreibern, organisiert durch den DVGW zusammen mit dem Verband kommunaler Unternehmen (VKU). Ziel ist es, die über 500.000 km Gasverteilnetz in Richtung Klimaneutralität zu transformieren.

Gasnetze als Rückgrat der Wasserstoffwelt

Die Gasinfrastruktur sorgt dafür, dass die gasförmigen Energieträger auch dorthin gelangen, wo sie benötigt werden. Sowohl die Transport- als auch die Verteilnetze können somit das Rückgrat für die bundesweite Versorgung mit Wasserstoff und anderen klimaneutralen Gasen bilden. Die Gasnetzbetreiber gehen davon aus, dass die notwendige H₂-Infrastruktur auf den bestehenden Leitungsnetzen aufbauen wird. Denn ein Neubau wäre Schätzungen zufolge um ein Vielfaches teurer und zeitlich kaum zu schaffen. Durch die Baumaßnahmen der letzten Jahrzehnte sind die Rohrleitungen bereits fast vollständig mit H₂-fähigen (*H₂-ready*) Materialien, wie Polyethylen oder niedrig legierten Stählen, ausgestattet. Ältere Rohrleitungsmaterialien finden sich nur noch punktuell und sind räumlich klar verortet.

Der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) hat bereits konkrete Pläne für die Transformation der entsprechenden Infrastruktur vorgelegt: Mit einer geschätzten Investition von 18 Mrd. € soll in den kommenden zwei Jahrzehnten in Deutschland ein H₂-Transportnetz mit einer Gesamtlänge von mind. 13.300 km aufgebaut werden. Hierfür soll ein Viertel bzw. 11.000 km der bestehenden Gasfernleitungen genutzt bzw. auf den Transport von Wasserstoff umgestellt werden. Die Bedarfe nach einem entsprechenden Transportnetz wurden zunächst allein auf der Basis der an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Kunden ermittelt. Das sind ca. 500-600 industrielle Letztverbraucher und Stromerzeuger. Die erste unvollständige Abfrage auf Basis der Bedarfe auf Verteilnetze mit über 1,8 Mio. industriellen und gewerblichen Letztverbrauchern sowie dem Großteil der gasbasierten Stromerzeugung hat bereits zu einer deutlichen Steigerung des Bedarfs an H₂-Transportkapazität geführt. Mit weiteren deutlichen Steigerungen ist also zu rechnen. Der FNB Gas geht dabei allerdings davon aus, dass es auch zukünftig weiterhin eine Nachfrage nach erneuerbarem Methan in gleicher Größenordnung wie Wasserstoff geben wird, welche über die verbleibende Gasinfrastruktur gedeckt würde.

Das Erdgasnetz in Deutschland transportiert rund 900 TWh an Energie jährlich – doppelt so viel wie das Stromnetz.

Dem sich daran anschließenden Teil der Infrastruktur, dem weit verzweigten Gasverteilnetz, kommt eine besondere Rolle zu: Mit einer Gesamtlänge von fast 600.000 km

deckt es fast die gesamte Fläche des Bundesgebiets ab. Nahezu alle Kommunen in Deutschland sind an das Gasverteilnetz angeschlossen. Jeder zweite Haushalt verfügt über einen Gasanschluss, und 1,8 Mio. Industrie- und Gewerbekunden werden heute direkt oder indirekt über dieses Netz mit Energie versorgt. Es gehört somit zu den zentralen Versorgungsinfrastrukturen des Energiesystems. Mit geringfügigen technischen Anpassungen ist es möglich, diese existierende Gasinfrastruktur für die Energieversorgung mit Wasserstoff zu nutzen. Ihre weitere Nutzung kann auch einen Beitrag dazu leisten, den erforderlichen Ausbaubedarf der Stromnetze zu begrenzen. Dies bedeutet, dass weniger Tiefbaumaßnahmen notwendig wären, was wiederum einen Vorteil für das urbane Straßennetz darstellen würde.

Der Großteil der Verteilnetzbetreiber beschäftigt sich bereits mit der Ertüchtigung ihrer Leitungssysteme für den Transport von bis zu 100 % Wasserstoff. Im Projekt H₂vorOrt werden, unter Berücksichtigung der lokal anvisierten langfristigen klimaneutralen Versorgung, einzelne Pläne zur Herstellung der H₂-Readiness erstellt und anschließend zu einem deutschlandweiten Transformationsplan des Gasnetzgebiets aggregiert. Die Arbeiten daran haben bereits begonnen: Eine Initialversion des sog. *Gasnetzgebietstransformationsplans (GTP)* soll bereits im Herbst 2022 vorgelegt werden. Bis zum Jahr 2025 sollen die Planungen vollständig abgeschlossen sein und somit ein konkreter Fahrplan für die Transformation des Gasverteilnetzes hin zu Wasserstoff vorliegen.

Auch auf Verteilnetzebene ist durch die Umstellung von Industrie, Gewerbe und Stromerzeugung auf Wasserstoff sowie durch eine Vielzahl von dezentralen H₂- und Biomethaneinspeisungen daher nicht von einem großflächigen Rückbau der Infrastrukturen auszugehen.

Potenzielle Wasserstoffkunden von morgen

So, wie es bereits Transformationspläne für die Gasnetze gibt, bereitet sich auch die Heizgeräteindustrie auf den möglichen Wechsel vor: Alle seit 2020 verkauften Gas-Brennwertgeräte weisen eine theoretische H₂-Verträglichkeit von 20 Volumenprozent auf. Das würde den CO₂-Ausstoß im Vergleich zu Erdgas um etwa 7 % reduzieren. Aber auch ältere Heizgeräte können bis zu dieser H₂-Konzentration betrieben werden. Das Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. konnte bereits in Labortests und Forschungsvorhaben nachweisen, dass Bestandsgeräte bei einem Gasgemisch mit einem H₂-Anteil bis zu 20 % ohne Probleme funktionieren. Zusammen mit der E.ON-Tochter Avacon untersucht auch der DVGW in den Heizperio-

den 2021/2022 und 2022/2023 in einem Pilotprojekt die Beimischung von 20 Volumenprozent Wasserstoff zu Erdgas. Das Projekt soll in der Praxis zeigen, dass es technisch möglich ist, Wasserstoff zu einem deutlich höheren Prozentsatz als bislang in den *Technischen Regeln* des DVGW vorgesehen, in ein existierendes Gasnetz einzuspeisen.¹⁹ Deutsche Heizungshersteller wie z. B. Viessmann haben angekündigt, ab 2025 nur noch Neugeräte auf den Markt zu bringen, die im Bestand mit Methan-H₂-Gemischen betrieben, aber auch über Umrüstbausätze mit überschaubarem Aufwand auf reinen Wasserstoff umgestellt werden können.

Etwa drei Viertel der heute betriebenen Gasheizungen sind bald 20 Jahre oder älter und müssen nach und nach ausgetauscht werden. Wenn rund 600.000 der 900.000 jährlich erneuerten Gasgeräte durch H₂-kompatible Modelle ausgetauscht werden, könnte in absehbarer Zeit theoretisch ein Großteil des Wärmesektors auf Basis von Wasserstoff betrieben werden kann. Gleichzeitig ist allerdings zu berücksichtigen, dass die umfangreiche Nutzung von Wasserstoff im Gebäudebereich zur Wärmegegewinnung in Deutschland nicht unumstritten ist, da auf absehbare Zeit erneuerbarer Wasserstoff voraussichtlich nur begrenzt zur Verfügung stehen wird und auch auch die energetische Effizienz der Umwandlung in Wärme im Vergleich zu anderen Anwendungen (etwa die direkte Nutzung von Elektrizität) geringer ist.

Die Einbindung des Wärmesektors könnte den Markthochlauf von Wasserstoff befördern.

Beim Wandel hin zu klimafreundlichen Gasen ließen sich jedoch grundsätzlich Synergien zwischen den Sektoren nutzen. Wenn Wasserstoff in Privathaushalten genutzt wird, kann er frühzeitig einen Absatzmarkt für erste H₂-Mengen bilden und so den Aufbau einer H₂-Wirtschaft unterstützen. Perspektivisch könnte Wasserstoff dann – ohne größere Umstellprozesse in den Leitungen – auch in der Industrie verwendet werden. Dies ist auch deshalb wichtig, da der Industriesektor nach den privaten Haushalten den zweitgrößten Energieverbrauch in Deutsch-

¹⁹ Vgl. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Erstmals 20 Prozent Wasserstoff im deutschen Gasnetz, 28.10.2021, abrufbar unter <https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-28102021-start-h2-beimischung-in-gasnetze> (zuletzt abgerufen am 04.05.2022).

land hat.²⁰ Gleichzeitig trägt er wesentlich zur Wertschöpfung in Deutschland bei. Laut dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen sind aktuell rund 500 Großindustriebetriebe an das Fernleitungsgasnetz angeschlossen und knapp 1,8 Mio. deutsche Großindustrie- und Mittelstandsbetriebe werden über die Verteilnetze versorgt. Klimafreundliche Gase können mit Hilfe des Verteilnetzes also einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Industrie in der Fläche leisten.

Ausblick

Die vielfältigen H₂-Projekte der Gasbranche zeigen, dass die Transformation bereits in vollem Gange ist. Damit dieser Prozess Fahrt aufnehmen kann, müssen jetzt die Weichen gestellt werden. Die Bundesregierung wird im Rahmen des für 2022 angekündigten Sommerpakets die kommenden Schritte weiter skizzieren und darüber entscheiden, wie der Weg in eine klimaneutrale Zukunft aussehen wird. Die Gasbranche hat hierzu schon Ideen geäußert. Demnach könnten sowohl eine Förderung der heimischen Erzeugung als auch der Abschluss von langfristigen Energiepartnerschaften mit Drittstaaten hilfreiche Instrumente sein, schnell fossiles Erdgas – insbesondere aus Russland – zu ersetzen. In diesem Sinne strebt die Bundesregierung bereits Kooperationen mit Staaten der MENA-Region (Nahe Osten und Nordafrika) an, um dort vor Ort die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff zu fördern. Gelingt der Hochlauf der erneuerbaren H₂-Erzeugung, könnte darüber bereits mittelfristig der Erdgasbezug aus Russland teilweise kompensiert werden.

Auf europäischer Ebene wird die geplante Novelle der europäischen Gasbinnenmarkttrichtlinie darüber entscheiden, wie genau der Umbau der Gasinfrastruktur hin zu Wasserstoff regulatorisch gestaltet wird, entweder durch eine gemeinsame oder getrennte Regulierung und Finanzierung von Gas- und Wasserstoffnetzen. Letzten Endes hängt es vom politischen Willen ab, in welche Richtung sich die Energielandschaft in den kommenden Jahren entwickeln wird.

²⁰ Vgl. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990 bis 2020, Stand April 2022, abrufbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/auswertungstabellen> (zuletzt abgerufen am 04.05.2022).

4.4 Erneuerbare Wärmeversorgung abseits leitungsgebundener Räume mit Flüssiggas

- **Im Gebäudebereich hat Deutschland seine Klimaziele 2021 erneut verfehlt.**
- **Das Maßnahmenpaket der Bundesregierung zum Umgang mit hohen Energiekosten sieht vor, dass ab 2024 möglichst jede neu eingebaute Heizung zu 65 % mit erneuerbaren Energien betrieben werden soll. Im ländlichen Raum sind davon 20 Mio. Menschen in ca. 6 Mio. Haushalten betroffen.**
- **Eine DBI-Studie zeigt, dass erneuerbares Flüssiggas Bestandsgebäude im ländlichen Raum abseits des Erdgasnetzes klimaschonend mit Wärme versorgen kann. Weitere Zukunftsoption: Erneuerbarer Dimethylether, dessen Produktion nicht auf knappen Elektrolyse-Wasserstoff angewiesen ist.**

Im Jahr 2021 hat der Gebäudesektor die im Bundes-Klimaschutzgesetz verankerten CO₂-Emissionsminderungsziele erneut verfehlt. Emittiert wurden rund 115 Mio. t CO₂-Äq statt der erlaubten Jahresemissionsmenge, die bei 113 Mio. t CO₂-Äq liegt.²¹ Rund ein Drittel des Verbrauchs der Endenergie hierzulande entfällt auf Wohngebäude – vor allem auf die Heizung und die Warmwasserbereitung. Daher steckt in diesem Bereich großes Energie- und CO₂-Einsparpotenzial. Die Ampel-Koalition sieht in ihrem Maßnahmenpaket zum Umgang mit den hohen Energiekosten vom 23. März 2022 vor, dass ab 2024 möglichst jede neu eingebaute Heizung auf Basis von 65 % erneuerbarer Energien (EE) betrieben werden soll.²² Eine praktikable und bezahlbare Lösung für den ländlichen Raum sind moderne Flüssiggas (LPG)-Brennwertheizungen. Kombiniert mit Solarthermie und erneuerbaren Brennstoffen, wie biogenem Flüssiggas (BioLPG) oder künftig erneuerbarem Dimethylether (rdME), stellen sie eine Option für die leitungsungebundene Wärmeversorgung dar.

Der Energieträger Flüssiggas (LPG)

Flüssiggas (*Liquefied Petroleum Gas, LPG*), besteht aus Propan und Butan. Es ist nicht zu verwechseln mit verflüssigtem Erdgas (*Liquefied Natural Gas, LNG*), das hauptsächlich Methan enthält. Die beiden Gase Propan und Butan lassen sich bei Raumtemperatur und geringem Druck von etwa 5 bis 10 bar verflüssigen. Das entstehende Flüssiggas ist so stabil, dass es sich lange in Tanks oder Stahlflaschen lagern lässt. Aufgrund dieser Leitungsunabhängigkeit ist Flüssiggas eine beliebte und CO₂-arme Heizenergie in Ein- und Mehrfamilienhäusern, im Gewerbe und der Landwirtschaft, insbesondere im

ländlichen Raum. Genutzt wird LPG darüber hinaus als Kraftstoff (als sog. Autogas) und im Freizeitbereich, z. B. zum Kochen, Kühlen und Heizen im Wohnwagen oder Wohnmobil.

Der Energieträger steht versorgungssicher zur Verfügung. 2021 wurden in Deutschland 3,7 Mio. t Flüssiggas verbraucht.²³ Wichtigste Quelle für die Flüssiggasversorgung sind deutsche Raffinerien. Dort fällt es als natürlicher Bestandteil des Rohöls als Begleitprodukt an. 1,5 Mio. t entfielen zudem auf Importe, die zu über 90 % aus EU-Ländern, Skandinavien und den USA kamen. Die Lieferungen erreichen die fünf deutschen Importterminals entlang des Rheins überwiegend aus den Niederlanden und Belgien per Schiff und auf Schienen. Auch das Seehafenterminal Brunsbüttel bezieht LPG aus internationalen Quellen.

Erneuerbares Flüssiggas für die Wärmeversorgung

650.000 Haushalte in Deutschland heizen derzeit mit Flüssiggas – überwiegend im ländlichen Raum, abseits des Erdgasnetzes.²⁴ Eine Möglichkeit, die Klimaziele im Gebäudesektor zu erreichen, bietet erneuerbares (*grünes*) Flüssiggas. Hauseigentümer können heute am Markt verfügbare Heiztechnologien, wie bspw. Gas-Brennwertheizungen, Gas-Wärmepumpen, Gas-Brennstoffzellen oder Gas-Blockheizkraftwerke, weiterverwenden und mit vorhandener Dämmung klimaschonend heizen. Biogenes Flüssiggas auf Biomasse-Basis ist CO₂-neutral: Aus Biomasse synthetisiert, wird bei der Verbrennung nur so viel CO₂ freigesetzt, wie zuvor von den Pflan-

21 Vgl. Umweltbundesamt/Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Treibhausgasemissionen stiegen 2021 um 4,5 Prozent, 15.03.2022, abrufbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/treibhausgasemissionen-stiegen-2021-um-45-prozent> (zuletzt abgerufen am 05.05.2022).

22 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWK), Maßnahmenpaket des Bundes zum Umgang mit den hohen Energiekosten, 23.04.2022, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/massnahmenpaket-des-bundes-zum-umgang-mit-den-hohen-energiekosten.pdf?__blob=publicationFile&v=14 (zuletzt abgerufen am 05.05.2022).

23 Vgl. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Amtliche Mineralölstatistik für die Bundesrepublik Deutschland 2021, abrufbar unter https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/Mineraloel/moel_amtliche_daten_2021_12.html?jsessionid=2D653F55984F8B9DB269A1F4505985C2.2_cid390 (zuletzt abgerufen am 05.05.2022).

24 Vgl. Deutscher Verband Flüssiggas e.V., Flüssiggas: Versorgung mit Flüssiggas (LPG) in Deutschland dauerhaft gesichert, 12.02.2022, abrufbar unter <https://www.dvfg.de/presse/pressemitteilung/2022/4/12/versorgung-mit-fluessiggas-lpg-in-deutschland-dauerhaft-gesichert> (zuletzt abgerufen am 05.05.2022).

zen bei der Photosynthese aus der Atmosphäre entnommen wurde.

➤ Flüssiggas-Heizungen im Wohnungsbestand können ohne technische Anpassungen mit biogenem Flüssiggas betrieben werden.

Flüssiggas-Heizungsanlagen im Wohnungsbestand können ohne technische Anpassungen mit biogenem Flüssiggas betrieben werden. Biogenes Flüssiggas ist im Gebäudeenergiegesetz (GEG) ausdrücklich anerkannt und in Deutschland seit 2018 verfügbar. Inzwischen haben sich zudem weitere Optionen für die Flüssiggasbranche ergeben: Erneuerbarer Dimethylether (rDME) ist ein dem Flüssiggas sehr ähnliches Produkt. Der rDME hat den Vorteil, dass dessen Produktion nicht auf knappen Elektrolyse-Wasserstoff angewiesen ist.

Marktpotenzial für erneuerbares Flüssiggas

Aktuell werden im deutschen Wärmemarkt rund 1 Mio. t Flüssiggas pro Jahr abgesetzt.²⁵ Das Marktpotenzial für grünes Flüssiggas ist groß: 1,53 Mio. der insgesamt 5,87 Mio. Ölheizungen in Deutschland liegen laut DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH außerhalb erdgasversorgter Gebiete – und sind somit auf eine leitungsunabhängige Alternative angewiesen. Gleiches gilt für 1,55 Mio. Ölheizungen, die sich zwar innerhalb erdgasversorgter Gebiete befinden, jedoch mehr als 500 m vom Netzzugang entfernt sind. In diesen Fällen ist die Schaffung eines Netzzuganges unwirtschaftlich. Daher könnte sich theoretisch bei rund der Hälfte der Ölheizungen in Deutschland (3,08 Mio.) eine Umstellung auf den leitungsunabhängigen Energieträger Flüssiggas anbieten.

➤ Durch den Umstieg von Heizöl auf Flüssiggas in Wohngebäuden könnten bundesweit pro Jahr mind. 4 Mio. t CO₂ eingespart werden.

²⁵ Vgl. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Amtliche Mineralöldata für die Bundesrepublik Deutschland 2021, abrufbar unter https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/Mineraloel/moel_amtliche_daten_2021_12.html;jsessionid=2D653F55984F8B9DB269A1F4505985C2.2_cid390 (zuletzt aufgerufen am 05.05.2022).

Durch einen konsequenten Umstieg von Heizöl auf die emissionsarme Alternative Flüssiggas könnten in Wohngebäuden abseits des Erdgasnetzes laut DBI-Berechnungen bundesweit pro Jahr mind. 4 Mio. t CO₂ eingespart werden.²⁶ Denn Flüssiggas emittiert bei der Verbrennung 15 bis 20 % weniger CO₂ als Heizöl.²⁷ Der Einsatz von erneuerbarem Flüssiggas senkt die CO₂-Emissionen weiter. Durch die Umstellung von 3 Mio. Ölheizungen auf Flüssiggas würde ein zusätzlicher Bedarf an grünem Flüssiggas von 2,7 Mio. t pro Jahr entstehen. Insgesamt errechnet die Studie „Grüne Flüssiggasversorgung: Aktueller Stand und Entwicklungsmöglichkeiten“²⁸ des DBI – Gastecnologisches Institut gGmbH Freiberg bis zum Jahr 2050 ein Absatzpotenzial für grünes Flüssiggas im Wärmemarkt in Deutschland von 3,7 Mio. t pro Jahr.

Produktionsmethoden für grünes Flüssiggas

Die DBI-Studie analysiert neben den Potenzialen für den ländlichen Raum auch verfahrenstechnische Optionen für die Erzeugung von erneuerbarem Flüssiggas.²⁹ Denn die bislang im Markt etablierten Prozessrouten basieren auf dem sog. HVO-Verfahren (*Hydrotreated Vegetable Oils*)³⁰ und benötigen pflanzliche oder tierische Fette (neue oder gebrauchte) und Wasserstoff als Ausgangsstoffe. Trotz aktuell steigender Mengen an biogenem Flüssiggas am Markt lassen sich diese aufgrund der selektiven Rohstoffauswahl nicht beliebig skalieren.

Die DBI-Studie untersucht daher als anderen Ausgangsstoff Biogas. Aus technischer Sicht gibt es zahlreiche weitere Prozessrouten für die Herstellung von grünem Flüssiggas. In der Studie hat das DBI 57 verschiedene

²⁶ Vgl. DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Flüssiggas statt Heizöl: CO₂-Einsparpotenziale in Wohngebäuden jenseits erdgasversorgter Gebiete, 2020, abrufbar unter https://www.dvfg.de/fileadmin/user_upload/downloads/studien-gutachten/Fluessiggas-statt-Heizoeel.pdf (zuletzt abgerufen am 05.05.2022).

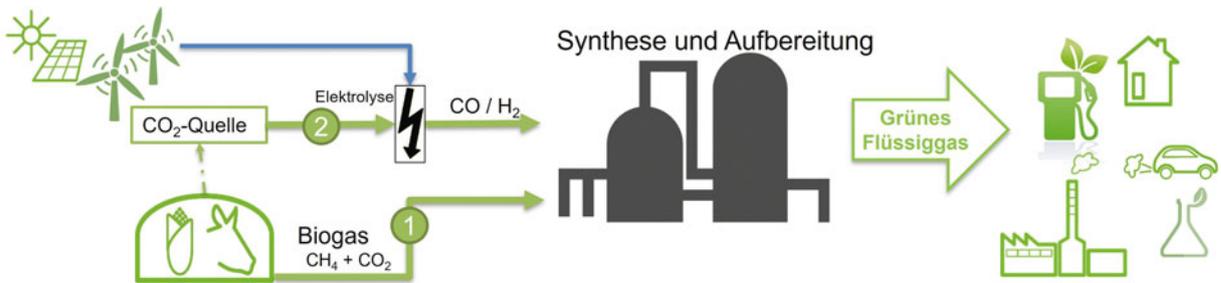
²⁷ gl. Deutscher Verband Flüssiggas e. V., Flüssiggas: umweltfreundliche Energie für den Klimaschutz, abrufbar unter <https://www.dvfg.de/die-besondere-energie/gute-gruende-fuer-fluessiggas/umweltschonend> (zuletzt abgerufen am 05.05.2022).

²⁸ DBI – Gastecnologisches Institut gGmbH Freiberg, Grüne Flüssiggasversorgung: Aktueller Stand und Entwicklungsmöglichkeiten, Freiberg 2021, abrufbar unter https://www.dvfg.de/fileadmin/user_upload/downloads/studien-gutachten/DBI-Studie_Gruene_Fluessiggasversorgung.pdf (zuletzt abgerufen am 05.05.2022).

²⁹ Vgl. DBI – Gastecnologisches Institut gGmbH Freiberg, Grüne Flüssiggasversorgung: Aktueller Stand und Entwicklungsmöglichkeiten, Freiberg 2021, abrufbar unter https://www.dvfg.de/fileadmin/user_upload/downloads/studien-gutachten/DBI-Studie_Gruene_Fluessiggasversorgung.pdf (zuletzt abgerufen am 05.05.2022).

³⁰ Dabei handelt es sich um ein Verfahren, bei dem Pflanzenöle oder Fette durch eine Reaktion mit Wasserstoff (Hydrierung) in Kohlenwasserstoffe umgewandelt werden.

Abbildung 4.15: Technologien zur erneuerbaren Flüssiggasproduktion unter Berücksichtigung der Rohstoffquelle



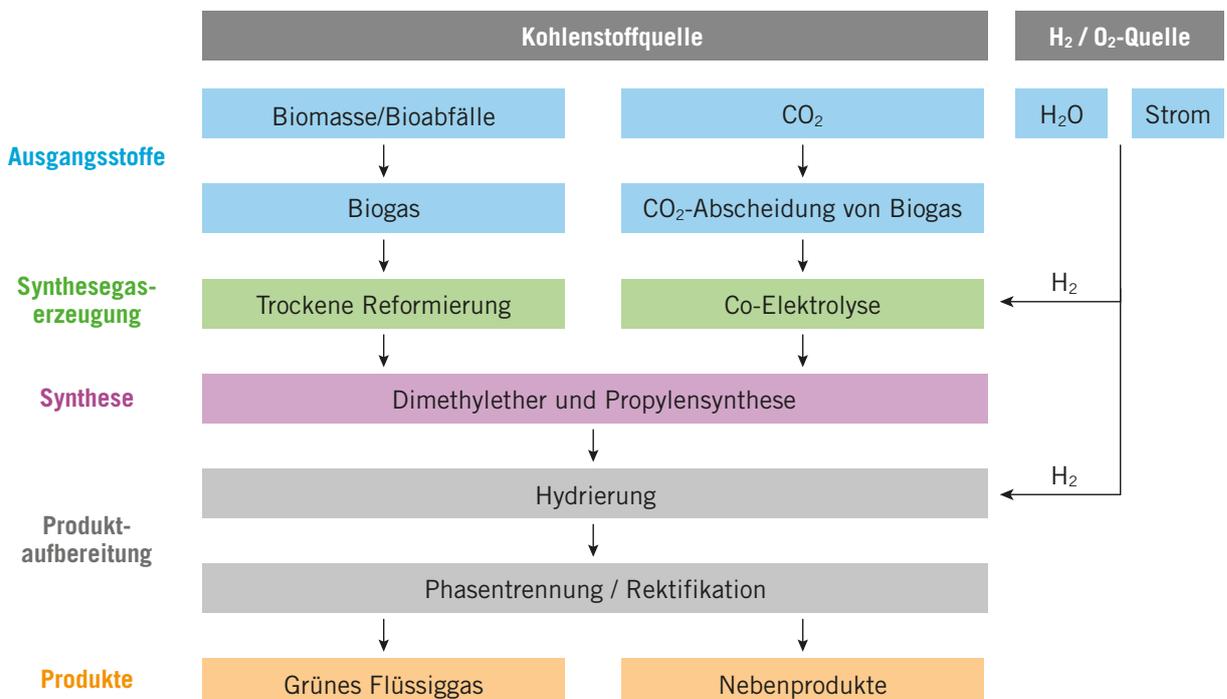
Quelle: DBI – Gastecnologisches Institut gGmbH Freiberg

Prozessrouten, unter Berücksichtigung unterschiedlicher Rohstoffquellen, analysiert. Dabei wurden verschiedene Szenarien betrachtet, das gesamte Biogas stofflich zu nutzen oder alternativ nur das ansonsten nicht verwendbare CO_2 , welches bei der Biomethanaufbereitung anfällt, in Verbindung mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff zu verwenden. Zudem erfolgte die Bewertung anhand des Kohlenstoffnutzungsgrads, der Energieeffizienz

und der Technologieverfügbarkeit. Entscheidend war auch, wieviel regeneratives Flüssiggas erzeugt werden kann und ob weitere Nebenprodukte anfallen, die ebenfalls vermarktet werden können.

Im Ergebnis zeigte sich, dass die wirtschaftlichste Methode, erneuerbares Flüssiggas herzustellen, der Prozess der trockenen Reformierung von Biogas mit anschließenden

Abbildung 4.16: Ausgewählte Prozessrouten für die Herstellung von grünem Flüssiggas



Quelle: DBI – Gastecnologisches Institut gGmbH Freiberg

der Dimethylether- und Propylensynthese ist. Die Herstellung von grünem Flüssiggas erfolgt abschließend durch Hydrierung des gewonnenen Propylens zu Propan. Ein weiterer aussichtsreicher Weg der Herstellung ist die Co-Elektrolyse von CO₂ und regenerativ erzeugtem Wasserstoff mit anschließender Dimethylether- und Propylensynthese. Die weitere Aufbereitung zu grünem Flüssiggas erfolgt nach dem gleichen Verfahren. Das dafür notwendige CO₂ fällt bspw. bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan an.

Erneuerbarer Dimethylether (rDME): Zukunftsoption ohne Elektrolyse-Wasserstoff

Die DBI-Studie hat gezeigt, dass die effizientesten Pfade zur Herstellung von erneuerbarem Flüssiggas über den Zwischenschritt Dimethylethersynthese ablaufen. Dimethylether ist ein brennbares Gas und herkömmlichem Flüssiggas sehr ähnlich. Aus Sicht der Flüssiggaswirtschaft ist erneuerbarer Dimethylether (rDME) die aussichtsreichste Möglichkeit, fossiles Flüssiggas im Wärme- und Verkehrssektor abzulösen. Dimethylether wird bereits heute für unterschiedliche Anwendungen eingesetzt, z. B. zur chemischen Synthese, als Treibmittel in Aerosolen und als Zusatz zu Brennstoffen. Künftig kann rDME auch Dieselmotoren als alternativer Kraftstoff im Verkehrsbereich ersetzen.

Der erneuerbare Energieträger lässt sich ohne Elektrolyse-Wasserstoff produzieren. Basis der Herstellung von rDME ist der bereits in der DBI-Studie beschriebene Synthesegasprozess, bei dem eine breite Auswahl organischer Grundstoffe verwendet werden kann. Die weitere Synthese zu Propan über den Zwischenschritt Propylen könnte in diesem Szenario entfallen, was Synthesewasserstoff einspart und die Kosten für die Herstellung reduziert. Besonders fortgeschritten sind hier Anlagenvarianten, die mit Rohbiogas aus der Vergärung bspw. von Gülle arbeiten. Mögliche weitere Quellen sind der Bioanteil aus Haushaltsabfällen, wie Speiseresten oder auch Abfällen aus der Holz- oder Papierindustrie, z. B. Schwarzlauge aus der Papierherstellung. Auch der nicht recycelbare Anteil an Kunststoffen aus dem Haushaltsmüll im Sinne einer Wiederverwertung von Kohlenstoff kann als Grundlage für die Synthese eingesetzt werden. Dies wäre eine weitere Alternative zur rein thermischen Nutzung.

rDME lässt sich in der vorhandenen Infrastruktur einsetzen. Anpassungen in den technischen Auslegungen der Geräte, z. B. hinsichtlich der brenntechnischen Eigenschaften, sind zwar erforderlich, aber kostenseitig im

Vergleich zu einem kompletten Umbau der Heizungs-technik, z. B. auf Wärmepumpen, signifikant weniger aufwändig.

Die EU-Kommission hat am 22. Dezember 2021 das Joint Venture europäischer Flüssiggas-Anbieter (nicht: Anbieter von verflüssigtem Erdgas) zur Produktion von rDME genehmigt. Schon 2027 soll das Produktionsvolumen in der EU jährlich 300.000 t betragen. In dieser Summe sind weitere Initiativen zur rDME- und Bio-Flüssiggasproduktion noch nicht berücksichtigt.

Belastbares Vertriebsnetz in ganz Deutschland

Die im Deutschen Verband Flüssiggas e.V. organisierten, weitgehend mittelständisch geprägten Flüssiggasunternehmen haben in den vergangenen Jahrzehnten stetig in die LPG-Versorgungsinfrastruktur investiert. Die leitungsunabhängige Heizenergie Flüssiggas kann durch eine bundesweite Versorgungsinfrastruktur und eine ausgereifte Logistikkette eine sichere Versorgung der Kunden mit (erneuerbarem) Flüssiggas im gesamten Bundesgebiet gewährleisten. Diese Rahmenbedingungen ermöglichen eine klimafreundliche Wärmeversorgung insbesondere im ländlichen Raum abseits des Erdgas- und Fernwärmenetzes. Flüssiggasheizungen stellen damit eine Alternative zu Ölheizungen sowie zu anderen erneuerbaren Wärmetechnologien dar, die sofort einsetzbar ist und auf eine bestehende Infrastruktur zurückgreifen kann.

WEC intern

World Energy Council und Weltenergierat – Deutschland e. V.

5.1 Publikationen 2021/2022

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 90 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.

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

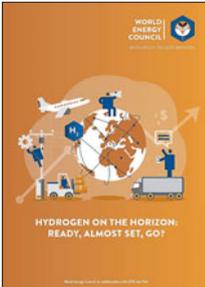
Der Weltenergieerat – Deutschland e.V. repräsentiert durch seine Mitglieder alle Energieträger und Technologien und ist die unabhängige Stimme für internationale Energiefragen in Deutschland. Ihm gehören Unternehmen der Energiewirtschaft, Verbände, wissenschaftliche Institutionen sowie Einzelpersonen 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 2021/2022



Innovation Insights Briefing | Hydrogen on the Horizon: Ready, Almost Set, Go?

Juli und September 2021

Das Innovation Insights Briefing des World Energy Council zu Wasserstoff zielt darauf ab, einerseits einen globalen Blick auf das Thema zu geben und andererseits einen Multi-Stakeholder-Dialog zu den Potenzialen von Wasserstoff im Energiesystem und in der Energiewende anzustoßen. Im Rahmen der Reihe *Hydrogen on the Horizon* veröffentlichte der World Energy Council zudem drei neue Working Paper zu Wasserstoff, die in Zusammenarbeit mit dem Electric Power Research Institute (EPRI) und PricewaterhouseCoopers (PwC) erstellt wurden: *National Hydrogen Strategies, Inputs from Senior Leaders on Hydrogen Developments and Hydrogen Demand and Cost Dynamics*.



Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

Oktober 2021

Die Studie des europäischen Weltenergiesrats beleuchtet Szenarien für die Produktion und den Verbrauch von dekarbonisiertem Wasserstoff (H_2) und seinen Derivaten innerhalb der EU sowie für H_2 -Importe in die Union. Das europäische Studienprojekt gibt zudem Kosteneinschätzungen für den Transport von Wasserstoff für mehrere europäische Länder und leitet Implikationen für den europäischen Stromsektor, die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff und das Erreichen der Klimaneutralität in 2050 ab.



World Energy Trilemma Index | 2021

Oktober 2021

Der jährlich erscheinende Trilemma Index des World Energy Council bewertet die energiepolitische Leistung einzelner Länder auf Basis zahlreicher Indikatoren rund um das *Trilemma* aus Umweltschutz, Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit. Im Jahr 2021 wurden 127 Länder auf 101 Plätzen eingestuft, da einige die gleiche Punktzahl erreicht haben. Die ersten zehn Plätze des Trilemmas 2021 wurden weiterhin von OECD-Ländern dominiert, wobei die europäischen Länder besonders gut abschnitten. Deutschland schafft auch in diesem Jahr den siebten Platz.



Global Harmonisation of Hydrogen Certification

Januar 2022

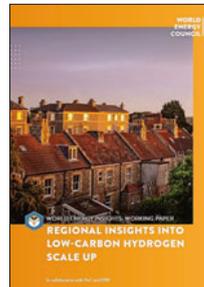
Die Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff und seinen Derivaten ist ein zentrales Instrument, um die erneuerbaren Eigenschaften des Energieträgers zu belegen und ihn von seinem chemisch identischen fossilen Äquivalent unterscheidbar zu machen. Bislang gibt es jedoch kein weltweit einheitliches Zertifizierungssystem. Das gemeinsame Analysepapier der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) und des Weltenergiesrat – Deutschland e.V. untersucht deshalb elf Standards und Regulierungsrahmen für erneuerbaren Wasserstoff weltweit und bewertet ihre Gemeinsamkeiten, Unterschiede sowie ihr Harmonisierungspotenzial.



World Energy Issues Monitor | 2022

Januar und März 2022

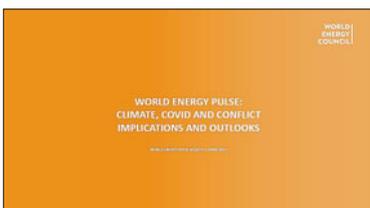
Der World Energy Council führt innerhalb seines globalen Netzwerks jedes Jahr eine Erhebung zu der Frage durch, welche Themen Entscheidungsträger und Experten aus der Energiewirtschaft aktuell für besonders wichtig erachten und welche mit großer Unsicherheit behaftet sind. Die Ergebnisse werden im *World Energy Issues Monitor* veröffentlicht und *Issues Maps* für einzelne Regionen und Länder erstellt. 2.200 Experten aus über 100 Ländern haben geantwortet und ihre Sicht auf die Energiewelt geteilt. Die mittlerweile 13. Ausgabe des Issues Monitors spiegelt auf globaler Ebene eine große Unsicherheit bei einer Vielzahl von Themen wider, darunter Rohstoffpreise, Geopolitik, Bewältigung des Klimawandels und Wirtschaftswachstum.



World Energy Insights | Working Paper: Regional Insights Into Low-Carbon Hydrogen Scale Up

Mai 2022

Das Working Paper, das der World Energy Council in Kooperation mit EPRI und PwC erstellt hat, betrachtet die regional unterschiedlichen Dynamiken beim Markthochlauf für CO₂-armen Wasserstoff (fossiler Wasserstoff mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung sowie erneuerbarer Elektrolyse-Wasserstoff). Für die Regionen Afrika, Asien-Pazifik, Europa, Lateinamerika, Naher Osten und Nordafrika beleuchtet das Papier die erwartete künftige Nachfrage nach Wasserstoff und seinen Derivaten, Produktionsquellen, Transport- und Speichermöglichkeiten, die Entwicklung von Wertschöpfungskosten sowie Optionen für den Markthochlauf.



World Energy Pulse Survey: Climate, COVID and Conflict Implications and Outlook

Mai 2022

Die globale Erderwärmung, die COVID-19-Pandemie und der Russland-Ukraine-Krieg. Die internationale Energiewelt wurde in jüngerer Vergangenheit von mehreren globalen Krisen erschüttert. Der World Energy Council führte im April 2022 innerhalb des Netzwerks eine Umfrage durch, um einerseits ein gemeinsames Verständnis für den aktuellen Zustand des weltweiten Energiesystems zu erhalten und andererseits Ansätze für eine schnelle, umweltverträgliche und gerechte globale Energiewende zu entwickeln. Fast 700 Entscheidungsträger und Energieexperten aus 87 Ländern antworteten.

5.2 Gremien des Weltenergierat – Deutschland e. V.

Präsidium

Dr. Uwe Franke (Präsident)
 Dr. Markus Krebber, 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
 Dr. Hans-Jürgen Brick, Amprion GmbH
 Stefan Dohler, EWE AG
 Dr. Jochen Eickholt, Siemens Gamesa AG
 Carsten Haferkamp, Framatome GmbH
 Stefan Kapferer, 50Hertz Transmission GmbH
 Hans-Dieter Kettwig, Enercon GmbH
 Andreas Kuhlmann, Deutsche Energie-Agentur GmbH
 (dena)
 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.
 (VDA)
 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
 Thomas Dederichs, Amprion GmbH
 Wolfgang Dirschauer, LEAG Lausitz Energie Bergbau AG
 Olivier Feix, 50Hertz Transmission GmbH
 Enno Harks, BP Europa SE
 Burkhard von Kienitz, E.ON SE
 Dr. Stephan Krieger, BDEW Bundesverband der Energie-
 und Wasserwirtschaft e. V.
 Alexander Nolden, RWE AG
 Stephanie Raddatz, Wintershall DEA AG
 Andreas Rade, Verband der Automobilindustrie e. V. (VDA)
 Andreas Renner, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Ann-Katrin Schenk, Deutsche Energie-Agentur GmbH
 (dena)
 Christian Schinkel, Framatome GmbH
 Dr. Christoph Sievering, Covestro AG
 Sebastian Veit, Uniper SE

Geschäftsstelle

Dr. Carsten Rolle (Geschäftsführer)
 Maira Kusch (Büroleiterin)
 Paul Bachmann (Studentischer Mitarbeiter)
 Dr. Roman Buss (Referent)
 Claudia Coffey (Referentin)
 Patrick Schölermann (Referent; EWE AG)
 Snjezana Tomic (Projektmanagerin)

Redaktionsgruppe Energie für Deutschland

Prof. Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, für die RWE AG
 (Vorsitzender)
 Jérémy Bonnous, Enerdata
 Géraldine Duffour, Enerdata
 Dr. Dieter Franke, Bundesanstalt für Geowissenschaften
 und Rohstoffe (BGR)
 Prof. Dr. Manuel Frondel, RWI – Leibniz-Institut für
 Wirtschaftsforschung, Ruhr-Universität Bochum
 Prof. Dr. Christoph Gaedicke, Bundesanstalt für
 Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
 Daniel Genz, LEAG Lausitz Energie Bergbau AG
 Robert Gersdorf, European Energy Exchange AG (EEX)
 Diana Grandas, Electric Power Research Institute (EPRI)
 Olaf Hermann, Deutscher Verband Flüssiggas e. V.
 (DVFG)

Robin Höher, Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
 Dr. habil. Jörg Jasper, EnBW Energie Baden-
 Württemberg AG
 Dr. Jann Keller, EWE AG
 Burkhard von Kienitz, E.ON SE
 Dr. Luis-Martín Krämer, e-regio GmbH & Co. KG
 Dr. Stephan Krieger, BDEW Bundesverband der Energie-
 und Wasserwirtschaft e. V.
 Martin Pein, Bundesanstalt für Geowissenschaften und
 Rohstoffe (BGR)
 Dr. Stefanie Schwarz, DVGW Deutscher Verein
 des Gas- und Wasserfachs e. V.
 Prof. Dr. Stefan Ulreich, Hochschule Biberach
 Jens Völler, TEAM CONSULT G.P.E GmbH
 Dr. Markus Wolf, EPRI International Inc.

Young Energy Professionals

Frederik Abel, E.ON SE
 Johannes Antoni, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)
 Alix Auzepy, KfW IPEX-Bank GmbH
 Tim Banning, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
 Daniel Bärenheuser, iceBaum GmbH
 Laszlo Barrena, European Energy Exchange AG (EEX)
 Annika Behnen, TOTAL Deutschland GmbH
 Charlotte Bernts, Botschaft des Königreichs der Niederlande
 Lukas Bieber, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
 Ekaterina Bosch, HH2E
 Theresa Braun, E.ON impulse GmbH
 Dr. Michael Diekerhof, E.ON Solutions GmbH
 Jan Eustachi, European Energy Exchange AG (EEX)
 Arya Fazilat, 50Hertz Transmission GmbH
 Runtian Feng, Uniper SE
 Chiara Fenske, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Karen Froitzheim, Covestro AG
 Aleksandra Gabryjalowicz-Watla, Statkraft Markets GmbH
 Oskar Gehrmann, Gazprom Marketing and Trading
 Leonard Gerch, Horváth & Partners Management Consultants
 Céline Göhlich, everyone energy UG
 Claudia Günther, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) e. V.
 Freia Harzendorf, Forschungszentrum Jülich GmbH
 Ulrike Hinz, WWF Deutschland
 Lilly Höhn, Zukunft – Umwelt – Gesellschaft (ZUG) gGmbH
 Silke Johanndeiter, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Ken Joo Yeap, Uniper SE
 Achmed Junusov, Open Grid Europe GmbH
 Nicole Kaim-Albers, Amprion GmbH
 Linda Kramer, Siemens Energy AG
 Patrizia Kraft, Deutscher Gewerkschaftsbund (DGB)
 Johannes Krause, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Dominik Lang, Stadtwerke Düsseldorf AG
 Constantin Lindenmeyer, GOLDBECK SOLAR GmbH
 Nils Müller, Amprion GmbH
 Antonia Munz, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
 Sumin Nam, Rud Pedersen Public Affairs
 Milan Niehaus, E.ON SE
 Verena Ommer, Zukunft – Umwelt – Gesellschaft (ZUG) gGmbH
 Malte Peters, RWE AG
 Maren Preuß, Aurora Energy Research
 Annkathrin Rabe, Statkraft Markets GmbH
 Anna Reiß, TenneT TSO GmbH
 Fabian Reetz, eneryone energy UG
 Clara Rehder, Uniper SE
 Gerrit Rolofs, E.ON SE/SmartQuart
 Lara Schech, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Anna Scheingraber, 50Hertz Transmission GmbH
 Michaela Scheithauer, Technische Universität Bergakademie Freiberg
 Anna Schlag, Orsted Wind Power Germany GmbH
 Lukas Schmidt, E.ON SE
 Dr. Andreas Schröder, Independent Commodity Intelligence Services (ICIS)
 Laura Schwinger, Thüga AG
 Sebastian Seier, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
 Isabel Sigloch, Deutsche Kreditbank AG (DKB)
 Michalina Sobolewska, ExxonMobil
 Irina Stamo, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
 Dr. Karoline Steinbacher, Guidehouse
 Dr. Sebastian Stiebel, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
 Caledonia Trapp, HHL Leipzig Graduate School of Management
 Johannes Uhl, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
 Dr. Johannes Wall, Ed. Züblin AG
 Sebastian Wimmer, E.ON SE
 Hergen Wolf, Sunfire GmbH
 Kilian Zimmer, 50Hertz Transmission GmbH
 Anika Zwiener, Drees & Sommer

Mitglieder Weltenergierrat – Deutschland e. V.

AIR LIQUIDE Deutschland GmbH
 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)
 DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.
 e-regio GmbH & Co. KG
 eFuel Alliance e. V.
 EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Enercon GmbH
 Enerdata
 Energy & Experience
 ENGIE Deutschland AG
 E.ON SE
 European Energy Exchange AG (EEX)
 EWE AG
 ExxonMobil Central Europe Holding GmbH
 Forschungszentrum Jülich GmbH
 Framatome GmbH
 GASAG AG
 Go2-markets GmbH
 Horváth & Partner GmbH
 ILF Beratende Ingenieure GmbH
 Kerntechnik Deutschland e. V. (KernD)
 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
 OMV Deutschland GmbH
 Open Grid Europe GmbH
 PricewaterhouseCoopers GmbH
 Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
 Propan Rheingas GmbH & Co. KG
 RWE AG
 Siemens Energy AG
 SunPlower Propeller GmbH
 TEAM CONSULT G.P.E. GmbH
 Technische Universität Bergakademie Freiberg
 TenneT TSO GmbH
 ThyssenKrupp Uhde GmbH
 TÜV NORD GROUP
 TÜV SÜD AG
 Uniper SE
 UNITI Bundesverband mittelständischer
 Mineralölunternehmen e. V.
 Verband der Automobilindustrie e. V. (VDA)
 VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und
 Informationstechnik e. V.
 VERBUND AG (Austria)
 Vgbe energy e. V.
 VIK Verband der Industriellen Energie- und
 Kraftwirtschaft e. V.
 Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG
 Wintershall Dea GmbH
 Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V. (en2x)
 50Hertz Transmission GmbH

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
AFI-Verordnung	Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe
Art.	Artikel
Bbl	One barrel of oil
bcm	Billion cubic meters (Milliarden Kubikmeter)
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserversorgung e.V.
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage (Bioenergie mit CCS)
BCG	Boston Consulting Group
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
Bio.	Millionen
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
bspw.	beispielsweise
BTU	British Thermal Unit
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CCfD	Carbon Contract for Difference, CO ₂ -Differenzvertrag / Klimaschutzvertrag
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)
CONE	Cost Of New Entry
COP	Conference of Parties der UN-Klimarahmenkonvention
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -Äq	CO ₂ -Äquivalent
ct	Cent
DE	Deutschland
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
d. h.	das heißt
DK	Dänemark
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.
EPBD	Gebäudeenergieeffizienz-Richtlinie
ECR	Effective Carbon Rate
EE	Erneuerbare Energien
EED	Energy Efficiency Directive (Energieeffizienzrichtlinie)
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)

Abkürzung	Erläuterung
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas (Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas)
ENVI	Committee on the Environment, Public Health and Food Safety (Ausschuss für Umweltfragen, öffentliche Gesundheit und Lebensmittelsicherheit)
EOM	Energy-Only-Markt
EOR	enhanced oil recovery (tertiäre Ölgewinnung)
ERAA	European Resource Adequacy Assessment (Europäische Bewertung der Angemessenheit der Ressourcen)
ESR	Effort Sharing Regulation (Lastenteilungsverordnung)
ETS	Emission Trading System (Emissionshandelssystem)
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)
EVP	Europäische Volkspartei
EWR	Europäischer Wirtschaftsraum
FKWs	Fluorkohlenwasserstoffe
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit (schwimmendes LNG-Terminal mit Regasifizierungsanlage)
GBP	britisches Pfund Sterling
ggf.	gegebenenfalls
ggü.	gegenüber
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistungen
Gt	Gigatonne
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GWP	Global Warming Potential (Treibhauspotenzial)
H ₂	Wasserstoff
HVO	Hydrotreated Vegetable Oils (Hydrierte Pflanzenöle)
ICAP	International Carbon Action Partnership
IEA	Internationale Energieagentur
IMO	International Maritime Organization (Internationale Seeschiffahrts-Organisation)
IPCEI	Important Project of Common European Interest (Wichtiges Projekt von Gemeinsamen Europäischen Interesse)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen der Vereinten Nationen)
IRENA	International Renewable Energy Agency (Internationale Organisation für erneuerbare Energien)
ITRE	Committee on Industry, Research and Energy (Ausschuss für Industrie, Forschung und Energie)
km	Kilometer
kt	Kilotonne
ktOE	Kilotonne Ölheiten
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

Abkürzung	Erläuterung
LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
LOLE	Loss of Load Expectation
LPG	Liquefied Petroleum Gas (Flüssiggas)
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft)
mb	Millionen Barrel
MdEP	Mitglied des Europäischen Parlaments
Mio.	Millionen
MMBtu	million British thermal units
Mrd.	Milliarden
MSR	Marktstabilitätsreserve
Mt	Megatonne
Mtoe	Megatonnen Rohöleinheiten
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)
ORDC	Operating Reserve Demand Curves
OTC	Over-the-Counter-Handel (außerbörslicher Handel)
OWEA	Offshore-Windenergieanlage
p. a.	per annum (pro Jahr)
Pkw	Personenkraftwagen
PPA	Power Purchase Agreement
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
PV	Photovoltaik
rDME	renewable Dimethyl Ether (erneuerbarer Dimethylether)
RED	Renewable Energy Directive (EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien)
RFNBOs	Renewable Fuels of Non-Biological Origin (erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs)
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative
S&D	Fraktion der Progressiven Allianz der Sozialdemokraten
SKE	Steinkohleeinheiten
sog.	sogenannt/e/r
t	Tonne
THG	Treibhausgas
TRAN	Committee on Transport and Tourism (Ausschuss für Verkehr und Tourismus)
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde
u. a.	unter anderem
UN	United Nations (Vereinte Nationen)

Abkürzung	Erläuterung
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
VOLL	Value of Lost Load
vsl.	voraussichtlich
WEA	Windenergieanlage
WEC	World Energy Council
WEO	World Energy Outlook
WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See
WTO	World Trade Organization (Welthandelsorganisation)
z. B.	zum Beispiel
€	Euro
§	Paragraph

Energieeinheiten

Ausgangseinheit \ Zieleinheit	Mt SKE	Mt RÖE	Mrd. kcal	TWh*
1 Mt Steinkohleneinheiten (SKE)	–	0,7	7.000	8,14
1 Mt Rohöleinheiten (RÖE)	1,429	–	10.000	11,63
1 Mrd. Kilokalorien (kcal)	0,000143	0,0001	–	0,001163
1 Terawattstunde (TWh)	0,123	0,0861	859,8	–

* Die Umrechnung in TWh ist nicht gleichbedeutend mit einer Umwandlung in Strom, bei der zudem der Wirkungsgrad der Umwandlung berücksichtigt werden müsste.

(1 Barrel = 159 Liter)

Kilo	= k	= 10 ³	= Tausend	Tera	= T	= 10 ¹²	= Billion
Mega	= M	= 10 ⁶	= Million	Peta	= P	= 10 ¹⁵	= Billionarde
Giga	= G	= 10 ⁹	= Milliarde				

WORLD ENERGY COUNCIL

<u>Algeria</u>	<u>France</u>	<u>Netherlands</u>
<u>Argentina</u>	<u>Germany</u>	<u>New Zealand</u>
<u>Armenia</u>	<u>Greece</u>	<u>Nigeria</u>
<u>Austria</u>	<u>Hong Kong, China</u>	<u>Norway</u>
<u>Bahrain</u>	<u>Hungary</u>	<u>Panama</u>
<u>Belgium</u>	<u>Iceland</u>	<u>Paraguay</u>
<u>Bolivia</u>	<u>India</u>	<u>Poland</u>
<u>Bosnia and Herzegovina</u>	<u>Indonesia</u>	<u>Portugal</u>
<u>Botswana</u>	<u>Ireland</u>	<u>Romania</u>
<u>Bulgaria</u>	<u>Italy</u>	<u>Saudi Arabia</u>
<u>Cameroon</u>	<u>Japan</u>	<u>Serbia</u>
<u>Chile</u>	<u>Jordan</u>	<u>Singapore</u>
<u>China</u>	<u>Kazakhstan</u>	<u>Slovenia</u>
<u>Colombia</u>	<u>Kenya</u>	<u>Spain</u>
<u>Congo (Dem. Rep.)</u>	<u>Korea (Rep.)</u>	<u>Sri Lanka</u>
<u>Côte d'Ivoire</u>	<u>Latvia</u>	<u>Switzerland</u>
<u>Croatia</u>	<u>Lebanon</u>	<u>Thailand</u>
<u>Cyprus</u>	<u>Lithuania</u>	<u>Trinidad and Tobago</u>
<u>Dominican Republic</u>	<u>Malta</u>	<u>Tunisia</u>
<u>Ecuador</u>	<u>Mexico</u>	<u>Turkey</u>
<u>Egypt (Arab Rep.)</u>	<u>Monaco</u>	<u>United Arab Emirates</u>
<u>Estonia</u>	<u>Mongolia</u>	<u>United States of America</u>
<u>Eswatini (Kingdom of)</u>	<u>Morocco</u>	<u>Uruguay</u>
<u>Ethiopia</u>	<u>Namibia</u>	<u>Vietnam</u>
<u>Finland</u>	<u>Nepal</u>	