

Energie für Deutschland

Fakten, Perspektiven und Positionen
im globalen Kontext | 2023



**SCHWERPUNKTTHEMA:
NEUAUSRICHTUNG DER GAS- UND WASSERSTOFF-
INFRASTRUKTUR IN NORDWESTEUROPA**

Impressum

Energie für Deutschland 2023

Redaktionsschluss: Juni 2023

Herausgeber:

Weltenergierat – Deutschland e.V.

Gertraudenstraße 20 | 10178 Berlin

Deutschland

T (+49) 30 2061 6750

E info@weltenergierat.de

www.weltenergierat.de

🐦 WEC_Deutschland

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

Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer

Redaktion:

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

Patrick Schölermann, Maira Kusch, Dr. Roman Buss, Claudia Coffey, Freya Onneken, 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: © Kalyakan – stock.adobe.com

S. X-X: © Weltenergierat – Deutschland e.V. / World Energy Council

Vorwort



Liebe Leserin, lieber Leser,

auch im vergangenen Jahr ist die Energiewelt nicht zur Ruhe gekommen. Im Gegenteil. Inzwischen scheint die Frage berechtigt, ob es angesichts der diversen Krisensymptome so etwas wie einen *Normalzustand* überhaupt wieder geben kann.

Noch immer herrscht in der Ukraine ein brutaler Krieg vor unserer Haustür. Eine akute Energieversorgungsnotlage ist im vergangenen Winter in Deutschland zwar nicht eingetreten, doch deutliche Preisanstiege für Energie betreffen Verbraucher und Unternehmen gleichermaßen. Die damit einhergehende Inflation belastet die privaten Haushalte und die Binnenkonjunktur, während sich Deutschlands Ausgaben für Energieimporte auf 136 Mrd. € fast verdoppelt haben. Gleichzeitig wurden die ersten Terminals für verflüssigtes Erdgas (LNG) in einem bisher ungekannten Tempo errichtet und in Betrieb genommen. Der Ausbau der LNG-Infrastruktur hat zur Sicherung der Gasversorgung beigetragen. Zugleich bemängeln Kritiker, dass dieser Ausbau der fossilen Infrastruktur nicht mit den Pariser Klimazielen vereinbar ist. Im April 2023 wurde nach jahrzehntelangen Debatten die kommerzielle Nutzung der Kernkraft in Deutschland beendet. Auch hier blieben größere Friktionen aus und Deutschland exportierte Strom sogar in größerem Umfang nach Frankreich, das seinerseits unter Stromengpässen litt. Dafür erhöhte sich temporär der Kohlestromanteil im deutschen Strommix.

International verschieben sich unterdessen die Gewichte der Energieversorgung nicht nur im Hinblick auf mögliche neue Wasserstofflieferanten, mit denen erstmalig Partnerschaften aufgebaut werden. Der Ausbau der Erneuerbaren beschleunigt sich auch in Europa, bleibt aber deutlich hinter der Dynamik Chinas zurück. Auf Europäischer Ebene wurde ein weitgehender Ausstieg aus dem Verbrennungsmotor bis 2035 beschlossen. Gleichzeitig schafft

China Fakten, indem es zentrale technologische Zukunftsfelder der Energiewende besetzt. Dazu gehören erneuerbare Energien, Elektromobilität, Batterie- und Speichertechnologien, Wasserstoffherzeugung und -infrastruktur. Hierdurch deuten sich bereits neue Problemlagen an. Gerade in China liegen nicht nur neue technologische *Hubs*, sondern auch bedeutende Konzentrationen wichtiger Rohstoffe wie seltene Erden, die für eine beschleunigte Energiewende gebraucht werden. Es besteht somit die Gefahr, dass alte Abhängigkeiten fossiler Ressourcen durch neue Abhängigkeiten im Bereich der energetisch bedeutenden Rohstoffe ersetzt werden.

Schließlich erreichen die Implikationen der Energiewende die gesamte Gesellschaft. Das letzte Jahr hat verdeutlicht, dass uns nach vergleichswisen schnellen Erfolgen der Dekarbonisierung im Stromsektor die wesentlich komplizierteren und kostenintensiveren Maßnahmen der Energiewende im Verkehrs- und Gebäudesektor erst noch bevorstehen (Stichworte: Netzausbau, Ladestationen, Wärmepumpen). Strukturwandel und Klimaschutz sind weitgehend alternativlos, haben aber einen Preis. Es gilt, diese notwendigen und tiefgreifenden Prozesse, nicht zuletzt, um die breite Akzeptanz der Energiewende zu bewahren, sozial zu flankieren. Somit gilt ein weiteres Mal: Nichts ist beständiger als der Wandel. Diesen begleitet der Weltenergieat – Deutschland gewohnt objektiv mit seiner *Energie für Deutschland 2023*.

Wir wünschen Ihnen auch in diesem Jahr eine inspirierende Lektüre!

Ihr

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

Inhaltsverzeichnis

1. Schwerpunktthema: Neuausrichtung der Gas- und Wasserstoff-Infrastruktur in Nordwesteuropa	7
Executive Summary	8
1.1 Einleitung	9
1.2 Die gegenwärtige Nutzung von Wasserstoff in NWE	12
1.3 Regionale Wasserstofferzeugung	13
1.4 Importinfrastruktur	20
1.5 Ferntransport und Speicher in NWE	26
1.6 Ausblick: Prognostizierter Wasserstoffbedarf in NWE	33
1.7 Fazit	37
Anhang: Umrechnung der Einheiten	40
2. Energie in der Welt	41
2.1 Zahlen und Fakten	42
2.2 Inflation Reduction Act – massives industriepolitisches Programm der USA und seine Implikationen für Europa	54
2.3 Der weltweite LNG-Markt: Möglichkeiten und Grenzen	58
2.4 Globaler Ausbau erneuerbarer Energien	63
3. Energie in der Europäischen Union	69
3.1 Zahlen & Fakten	70
3.2 Das Fit for 55-Paket der Europäischen Union auf der Zielgeraden	82
3.3 Krisenreaktionen: Von kurzfristigen Marktinterventionen zur strukturellen Marktdesignreform	85

4. Energie in Deutschland	91
4.1 Zahlen & Fakten	92
4.2 Die kommunale Wärmeleitplanung	106
4.3 Erdgaspotenziale in Deutschland	111
4.4 100 Jahre Weltenergierat – Deutschland	117
5. WEC Intern	122
World Energy Council und Weltenergierat – Deutschland e. V.	122
5.1 Publikationen 2022/2023	123
5.2 Gremien des Weltenergierat – Deutschland	124
Abkürzungsverzeichnis	127
Energieeinheiten	130

Schwerpunktthema: Neuausrichtung der Gas- und Wasserstoff-Infrastruktur in Nordwesteuropa

Der Weltenergieerat dankt den Autoren des Schwerpunktkapitels Prof. Dr. Stefan Ulreich (Hochschule Biberach), Mario Spitzmüller (TÜV Nord EnSys GmbH & Co. KG), Dr. Stefanie Schwarz (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.) und Dr. Luis-Martín Krämer (e-regio GmbH & Co. KG) herzlich für die vorliegende Analyse und Bewertung.



Executive Summary

Wasserstoff (H₂) und chemische Verbindungen basierend auf Wasserstoff spielen in Nordwesteuropa (Benelux-Staaten und Deutschland) eine wichtige Rolle: Bereits jetzt ist die Region einer der weltweit größten Verbraucher von Wasserstoff. Perspektivisch wird dessen Nutzung in den nächsten Jahren noch deutlich wachsen, da er – insbesondere, wenn er auf Basis klimaneutraler Energien produziert wurde – als Schlüsselement zum Erreichen von Klimaneutralität gilt. Nordwesteuropa ist zudem selbst potenziell eine Region, in der erhebliche Mengen an Wasserstoff erzeugt werden können. Aufgrund seiner Lage zwischen Nordsee und wichtigen H₂-Verbrauchszentren in Mitteleuropa ist die Region gleichzeitig ein bedeutender Transitraum für Energieimporte. Um mittel- bis langfristig ausreichende Mengen von Wasserstoff bei den Verbrauchern zur Verfügung stellen zu können, ist jedoch die entsprechende Infrastruktur für die Produktion von Wasserstoff(-verbindungen), den Transport, die Speicherung sowie den Import notwendig.

Die benötigte Infrastruktur, um in eine Wasserstoffwelt hineinzuwachsen, ist sehr komplex, weil sie an allen Stufen der Wertschöpfungskette ansetzt: Wasserstoff muss in ausreichenden Mengen in der Region produziert bzw. importiert werden. Dazu sind bei strombasierter Erzeugung klimaneutrale Stromquellen und Elektrolyseure nötig, bei anderen Produktionsverfahren Infrastruktur zum Umgang mit abgeschiedenem CO₂ oder anderen Produkten. Der Wasserstoff oder darauf basierende chemische Verbindungen, wie Ammoniak, müssen dann zu den Kunden und ihren jeweiligen Verbrauchsorten geliefert werden. Die Speicherung von Wasserstoff stellt eine bedeutsame Anwendungsmöglichkeit dar, um die Saisonalität des Energieverbrauchs zu adressieren. Importe von

Wasserstoff und darauf aufbauenden Verbindungen lassen sich durch ein internationales Pipelinesystem und/oder durch Seehäfen realisieren. Auf Verbrauchsseite ist es erforderlich, Anwendungen auf Wasserstoff umzustellen. Dies kann teils durch Umrüstung, teils durch neue Investitionen geschehen.

Es ist wichtig, die Infrastruktur – zeitlich getrieben durch die Zielmarke der Klimaneutralität bis Mitte des Jahrhunderts – sehr zügig bereitzustellen. Je schneller und kostengünstiger Wasserstoff genutzt werden kann, desto rascher und bezahlbarer wird das Ziel der Klimaneutralität erreicht. Dies kann durch internationale Kooperation und nationale Abstimmungen an den Infrastrukturschnittstellen erleichtert und beschleunigt werden.

Nordwesteuropa steht jedoch nicht allein in der Welt: Ambitionierte Wasserstoffstrategien werden bspw. in Asien vor allem durch Japan und Südkorea umgesetzt. Beide Länder besitzen innerhalb ihrer nationalen H₂-Strategie nicht nur eine explizite Importstrategie, sondern implementieren bereits seit geraumer Zeit die benötigte Infrastruktur für maritime H₂-Importe. Damit hat Asien bereits entscheidende Praxiserfahrungen gesammelt, welche bei der Standardsetzung für den internationalen Handel und für technische Anforderungen wesentlich sind. Auf diese starke Konkurrenz kann Nordwesteuropa mit einer verstärkten Kooperation innerhalb der Region antworten. Eine länderübergreifende Zusammenarbeit und eine Verzahnung der Infrastrukturprojekte wären dringend geboten, um zügig zu einer H₂-Wirtschaft zu gelangen. Da die wirtschaftliche Verflechtung in dieser

Region ohnehin sehr hoch ist, ließen sich dadurch beträchtliche Synergien heben und Investitionskosten für den Aufbau der Produktions- und Transportinfrastrukturen teilen.

1.1 Einleitung

Wasserstoff (H₂) gilt als wesentlicher Teil der Lösung zum Erreichen der Klimaneutralität.¹ Das Versprechen von Wasserstoff liegt in der Vielfalt seiner Anwendungsmöglichkeiten. Für große Teile der Industrie steht dabei die nicht-energetische Nutzung im Vordergrund: Prozesse in der Chemie-, Stahl- und Zementindustrie, basierend auf der Nutzung fossiler Rohstoffe wie Kohle oder Erdgas, sollen auf Wasserstoff umgestellt werden. Die energetische Nutzung wird aktuell vor allem im Bereich Mobilität, bei Hochtemperaturprozessen und Back-up-Kraftwerken gesehen. Zudem kann mit Wasserstoff eine saisonale Speicherung von Energieträgern ermöglicht werden.² Da-

- 1 Vgl. World Energy Council, World Energy Insights – Regional Insights into low-carbon hydrogen scale up, London 2022.
- 2 Vgl. Weltenergieat – Deutschland e.V./Frontier Economics, International Aspects of a Power-to-X Roadmap, Berlin 2018.

Tabelle 1.1: Anwendungsfälle für Wasserstoff zur Treibhausgasvermeidung

Wasserstoffnutzung	Anwendungsfeld		Nutzung
Stoffliche Nutzung (nicht-energetisch)	Industrie	Ölraffinerie	Entschwefelung, Hydrocracken
		Chemische Produktion	Ammoniak- und Methanolsynthese
		Eisen- & Stahlproduktion	Direktreduktion von Eisen
		Methanisierung	Herstellung synthetischen Methans
		Lebensmittelherstellung	Hydrierung
Energie	Mobilität	Hochtemperaturprozesse	Brennstoff
		Leichte Nutzfahrzeuge	Brennstoffzelle, synthetische Treibstoffe
		Schwere Nutzfahrzeuge	
		Schifffahrt	
		Bahn	
		Luftfahrt	
	Stromerzeugung	Nutzung von Ammoniak	Kohlekraftwerke
		Bereitstellung von Flexibilität im Stromsystem	Gasturbinen
		Back-up	Brennstoffzelle
	Wärme-/ Kälteerzeugung (häuslich und gewerblich)	Saisonaler Speicher und Dezentrale Versorgung	Gasspeicher und KWK (Blockheizkraftwerk (BHKW) oder Brennstoffzellen)
		Leitungsgebundene Versorgung (Beimischung oder Transport/Verteilung von reinem H ₂)	An das Gasnetz angeschlossene Anwendungsfälle/-technologien

mit kann Wasserstoff zur Strom- und / oder Wärmeerzeugung in der kalten Jahreszeit genutzt werden.

Wasserstoff dient auch als Basis für weitere chemische Verbindungen wie Ammoniak, Methanol, Methan oder sogar für Fischer-Tropsch Treibstoffe.³ Dementsprechend vielfältig sind die Anwendungsfelder.

Insbesondere für die Region Nordwesteuropa⁴ (NWE) ist Wasserstoff bereits heute von großer Relevanz, in erster Linie bei der stofflichen Nutzung. Die chemische Industrie ist hier von großer Bedeutung: Rund 7,3 % des globalen Umsatzes der chemisch-pharmazeutischen Industrie wird in dieser Region erwirtschaftet. Zudem bestehen in diesem Sektor mit den Nachbarn Frankreich (2,5 % des globalen Umsatzes) und der Schweiz (2,0 % des globalen Umsatzes) enge wirtschaftliche Verflechtungen.⁵ Ebenso befinden sich bedeutsame Stahl- und Zementproduzenten in der Region. Die Häfen Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen und Zeebrügge sind global bedeutsame Umschlagplätze für Erdöl, Kohle und Flüssigerdgas (*Liquefied Natural Gas, LNG*) – und streben zudem eine starke Position als zentrale europäische H₂-Hubs an. Weiterhin spielt der Schwerlastverkehr in NWE eine bedeutsame Rolle, da die Logistik von und zu den Überseehäfen per Schiff (z. B. die sog. *Rheinschienen*), Bahn und Schwerlastverkehr erfolgt – insofern sind auch synthetische Treibstoffe⁶ von zentraler Bedeutung. Um ausreichende Mengen Wasserstoff bei den Verbrauchern zur Verfügung stellen zu können, ist Infrastruktur notwendig für die Produktion von Wasserstoff(-verbindungen), den Transport vom Produzenten zum Verbraucher, für die Speicherung und für den Import.

➤ **Um den Verbrauchern in NWE ausreichende Mengen an Wasserstoff zur Verfügung stellen zu können, ist Infrastruktur für die Produktion, den Transport, für die Speicherung und für den Import notwendig.**

Die benötigte Infrastruktur für eine H₂-Wirtschaft wird dabei im Wesentlichen von der Verbrauchsseite determiniert. Für schwer dekarbonisierbare Anwendungen stellt Wasserstoff in den meisten Fällen die derzeit einzig verfügbare Option dar. Insofern wird voraussichtlich von diesen Nutzern die Nachfrage zuerst einsetzen, während Anwendungsfälle mit anderen Lösungsansätzen aufgrund der Alternativen oder aus ökonomischen Gründen erst später folgen werden. Die benötigte Infrastruktur muss allerdings auch die spätere Nutzung vor allem in Bezug auf die Verbrauchsskalen mitdenken, um den Markthochlauf möglichst problemlos zu gestalten. Abschätzungen zum Bedarf⁷ – bei aller Unsicherheit von Prognosen über mehrere Dekaden – sind daher wichtige Planungshilfen, auch um ein länderübergreifendes Verständnis zu erreichen und die Breite der Anwendungen, inklusive Verbrauchsgrößenordnungen, einschätzen zu können.

Eine rasche Bereitstellung von Wasserstoff, insb. auf Basis klimaneutraler Energien, zu möglichst niedrigen Marktpreisen – auch unter Einbezug von Importen – erlaubt bei vorhandener Infrastruktur die schnelle, relativ kostengünstige und effiziente Treibhausgasvermeidung bei vielen Anwendungen.

Für die schon bestehenden Anwendungsfälle existiert in NWE bereits eine H₂-Infrastruktur, die aus überwiegend lokaler H₂-Produktion besteht. Die perspektivischen Anwendungen werden jedoch zu neuem Bedarf an Infrastruktur führen:

- Bereitstellung, z. B. für Ammoniak- und Methanolsynthese; Stahl- und Eisenherstellung
 - Technologien zur CO₂-Abscheidung und -speicherung bzw. -nutzung (Carbon Capture and Storage bzw. Use, CC(U)S) für einen nahezu klimaneutralen Prozess mit Erdgas und Dampfreformierung (sog. blauer Wasserstoff)
 - Elektrolyseure mit klimaneutraler Stromerzeugung
 - Pipelines, um auf nicht-lokal produzierten Wasserstoff zurückzugreifen
- Mobilitätssektor⁸
 - Tankstellen für H₂-basierte Treibstoffe

³ Die Fischer-Tropsch-Synthese ist ein großtechnisches Verfahren zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe.

⁴ In diesem Text umfasst die Region Nordwesteuropa die Benelux-Staaten und Deutschland.

⁵ Vgl. Verband der Chemischen Industrie (VCI), Chemiewirtschaft in Zahlen 2022, Frankfurt/Main 2022.

⁶ Synthetische Treibstoffe (dazu zählen auch *e-fuels*) sind Kraftstoffe, bei deren Herstellung Erdöl oder Erdgas als Rohstoff ersetzt wird, z.B. durch Wasserstoff.

⁷ Beispielhaft sei hier genannt Schlichtmann, Erik/Buwidowitsch, Eugen/Thomas, Andre/Leydolph, Richard/Straßburg, Steffen/Romano, Marie-Sophie/Lenz, Konstantin, Wasserstoffnachfragepotentiale bis zum Jahr 2050 in Deutschland und der Europäischen Union, Erfurt 2022.

⁸ Vgl. Righetti, Edoardo/Egenhofer, Christian, EXPLORING COST-EFFECTIVE SUPPORT MECHANISMS FOR HYDROGEN MOBILITY INFRASTRUCTURE, CEPS IN-DEPTH ANALYSIS, Brüssel 2022.

- Verteilsysteme für H₂-basierte Treibstoffe (Pipelines, Bahn, Lastkraftwagen (Lkw))
- Gebäudebereich
 - Neue Heizungen (dezentral; Nah- und Fernwärmelösungen)
 - Verteilsysteme für H₂-basierte Brennstoffe
- Stromerzeugung
 - Kraftwerke mit H₂-basierten Brennstoffen (Wasserstoff, Ammoniak)
 - Brennstoffzellen auf Basis von Wasserstoff (-verbindungen)

Übergreifend sind auch H₂-Speicher nötig, um auf die saisonal schwankende Nachfrage bei Strom und Wärme reagieren zu können, sowie eine Importinfrastruktur, da der zu erwartende Strombedarf für die Produktion der benötigten H₂-Mengen in der dicht besiedelten Region NWE schwerlich rein lokal erzeugt werden kann. Der größte Engpass ist die Bereitstellung klimaneutralen Stroms: Laut nationaler Wasserstoffstrategie der Bundesregierung liegt der aktuelle Bedarf in Deutschland zwischen 55 bis 60 TWh Wasserstoff pro Jahr.⁹ Mit der Bandbreite aktueller Elektrolyseure würden damit zwischen 68 und 107 TWh Strom benötigt. Zum Vergleich: 2021 wurden in Deutschland 117,7 TWh Windstrom erzeugt. Daher wird – ebenso wie für andere dichtbesiedelte Regionen wie Südkorea oder Japan – der Import von H₂-Verbindungen, wie z. B. Ammoniak, als kaum vermeidbar angesehen. Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt, dass 2050 rund die Hälfte des verbrauchten Ammoniaks aus Handelsströmen resultiert.¹⁰

Die Bedarfsdeckung an Wasserstoff in der Region NWE ist daher eine Aufgabe, die weitverzweigte und enorme infrastrukturelle Implikationen mit sich bringen wird. Allerdings ist das Spektrum der erwarteten H₂-Nutzung beträchtlich. Eine Analyse mehrerer Studien zeigte eine Bandbreite zwischen 4.000 und 22.000 TWh (zwischen 120 Millionen Tonnen (Mt) und 660 Mt) globalen H₂-Bedarfs im Jahr 2050.¹¹ Das ist unterschiedlichen Annahmen geschuldet und unvermeidlich bei der Betrachtung von Technologien, die noch oft am Anfang ihrer Entwicklung stehen.

⁹ Das entspricht zwischen 1,65 und 1,80 Mt Wasserstoff. Eine aktualisierte Version der Nationalen Wasserstoffstrategie Deutschlands wird für den Juni 2023 erwartet.

¹⁰ Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), Net Zero by 2050, Revised Version October 2021 (4th revision), Paris 2021.

¹¹ Vgl. Riemer, Matia/Zheng, Lin/Pieton, Natalia/Eckstein, Johannes/Kunze, Robert/Wietschel, Martin., Future hydrogen demand: A cross-sectoral, global meta-analysis. HYPAT Working Paper 04/2022. Karlsruhe 2022.

1.2 Die gegenwärtige Nutzung von Wasserstoff in NWE

Die Region NWE zusammen mit Dänemark, Frankreich, Norwegen und dem Vereinigten Königreich Großbritannien und Nordirland verbrauchte im Mittel in der letzten Dekade 6,3 Mt Wasserstoff jährlich.¹² Das entspricht etwa 5 % des weltweiten und 60 % des europäischen H₂-Bedarfs.¹³ Die gegenwärtige Nachfrage konzentriert sich vor allem auf Raffinerien und die chemische Industrie. Etwa 40 % des in Deutschland hergestellten Wasserstoffs wird in Raffinerien für die Entschwefelung von Treibstoffen genutzt.¹⁴ Dabei wird der aktuelle Bedarf fast ausschließlich durch sog. *grauen* Wasserstoff gedeckt, der mittels Dampfpreformierung von Erdgas oder anderer fossiler Energieträger erzeugt wird. Insbesondere ist im Cluster Antwerpen-Rotterdam-Rhein-Ruhr rund 40 % der Chemieproduktion in der Europäischen Union (EU) konzentriert. Aus diesem Grund ist die Region auch eine der weltweit größten Drehscheiben für die Herstellung und Verwendung von Wasserstoff.

NWE ist eine der weltweit größten Drehscheiben für die Herstellung und Verwendung von Wasserstoff.

Ein detaillierter Blick auf den aktuellen Verbrauch in der Region NWE zusammen mit Dänemark, Frankreich, Norwegen und dem Vereinigten Königreich ergibt folgendes Bild¹⁵: Ammoniakproduktion (1.800 Kilotonnen (kt) H₂/Jahr¹⁶) und Raffinerien (1.600 kt H₂/Jahr) sind die Hauptnachfragequellen für reinen Wasserstoff, während andere Industriezweige (z. B. Elektronik und Glasherstellung) und neue Anwendungen (z. B. Verkehr oder Netzeinspei-

lung) einen geringen Beitrag leisten.¹⁷ Perspektivisch wird die Nachfrage insbesondere bei der Kraftstoffherstellung und der Ammoniakproduktion zurückgehen. Elektromobilität wird die Nachfrage nach Kraftstoffen senken, zumindest Teile der Ammoniakproduktion werden voraussichtlich in andere Regionen verlagert. Aber neue Anwendungen im Bereich der Mobilität, Industrie, Stromerzeugung und in der Wärmeerzeugung werden den Rückgang deutlich überkompensieren.

Bei Wasserstoff, der mit anderen Gasen (z.B. Erdgas oder Prozessgasen) gemischt wird, schwankte die Nachfrage zwischen 2.400 und 3.000 kt H₂/Jahr.¹⁸ Ein kleiner Teil dieser Nachfrage stammt aus speziellen Anwendungen wie der Methanolproduktion (350 kt H₂/Jahr) und der Stahlproduktion mit direkt reduziertem Eisen (*direct reduced iron, DRI*) (25 kt H₂/Jahr). Der Rest ergibt sich aus der Nutzung von H₂-haltigen Gasgemischen als Nebenprodukt, hauptsächlich aus petrochemischen Prozessen (zwischen 1.400 und 2.000 kt H₂/Jahr) oder der Stahlindustrie (zwischen 550 und 700 kt H₂/Jahr).

12 Die 6,3 Mt Wasserstoff haben einen Heizwert von 210 Terawattstunden (TWh). Dafür würde man bei aktueller Technologie im besten Falle 258 TWh Strom benötigen. Für die im REPowerEU-Paket der EU-Kommission geplanten 10 Mt heimischer Produktion an Wasserstoff im Jahr 2030 wären es mindestens 397 TWh Strom. Zum Vergleich: Die Stromerzeugung aus Wind in den genannten acht Ländern betrug 277 TWh im Jahr 2021 Vgl. BP p.l.c, bp Statistical Review of World Energy 2022, London 2022.

13 Vgl. Internationale Energieagentur (IEA)/Clingendael International Energy Programme, Hydrogen in North-Western Europe. A vision towards 2030, Paris 2021.

14 Vgl. Deutsche Energie-Agentur (dena), Einsatzgebiete für Power Fuels – Erdölraffinerie, Berlin 2018.

15 Vgl. Internationale Energieagentur (IEA)/Clingendael International Energy Programme, Hydrogen in North-Western Europe. A vision towards 2030, Paris 2021.

16 1.800 kt H₂ entsprechen 66 TWh H₂, 1.600 kt H₂ entsprechen 53 TWh.

17 Zur Herstellung von 100 kt Wasserstoff durch Elektrolyse würden mind. folgende Strommengen benötigt: 4,10 TWh (2021); 3,97 TWh (2030); 3,70 TWh (2050). Vgl. International Chamber of Shipping, Fuelling the Fourth Propulsion Revolution: An Opportunity for All, London 2022.

18 2.400 kt Wasserstoff entsprechen 80 TWh Wasserstoff, 3.000 kt Wasserstoff entsprechen 100 TWh Wasserstoff.

1.3 Regionale Wasserstoffherzeugung

NWE ist aufgrund der Lage zwischen Nordsee und wichtigen H₂-Verbrauchszentren in Mitteleuropa nicht nur als Transitraum für Energieimporte von Bedeutung. Es ist auch selbst potenziell eine Region, in der erhebliche Mengen an Wasserstoff – CO₂-frei oder -reduziert¹⁹ – erzeugt werden können.

CO₂-freier oder -reduzierter Wasserstoff kann durch unterschiedliche Verfahren und aus verschiedenen Ausgangsressourcen hergestellt werden. Daher sind die infrastrukturellen Voraussetzungen für die Herstellung der einzelnen Wasserstoff-Typen unterschiedlich. Die emissionsarme Produktion machte in den letzten drei Jahren weniger als 1 % der gesamten H₂-Herstellung aus. Im Jahr 2021 stieg die Produktion von emissionsarmem Wasserstoff global um 9 %, was die Zunahme der Inbetriebnahme abgeschlossener Projekte widerspiegelt. 2021 wurden mehr als 200 Megawatt (MW) an Elektrolyseuren in Betrieb genommen, darunter 160 MW in China und mehr als 30 MW in Europa.

Bei den verschiedenen H₂-Erzeugungsverfahren, die häufig als Farbenlehre zusammengefasst werden, dominiert noch der graue Wasserstoff. Grauer Wasserstoff deckte im Jahr 2021 den überwiegenden globalen Bedarf von 94 Mt Wasserstoff. Weltweit war die H₂-Produktion damit für 900 Mio. t CO₂-Emissionen im Jahr 2021 verantwortlich.²⁰ Zum Vergleich: Die energiebedingten Emissionen von Benelux und Deutschland lagen 2021 in Summe bei vergleichbaren 931 Mio. t²¹. Das heißt, bereits für die aktuelle H₂-Produktion muss nach klimaneutralen Lösungen gesucht werden. Die zur H₂-Erzeugung benötigten Infrastrukturketten unterscheiden sich – von der Erzeugungsstufe selbst abgesehen – hinsichtlich der vor- und nachgelagerten Erfordernisse an die eingesetzten Energieressourcen und Nebenprodukte. Hierdurch ergeben sich je nach H₂-Farbe infrastrukturelle Herausforderungen an unterschiedlichen Stellen der Infrastrukturkette. Ab der H₂-Transportstufe, die Wasserstoff zur Weiterverteilung und Nutzung befördert, nutzen regional erzeugter sowie importierter Wasserstoff die gleiche Infrastruktur.

19 Grüner Wasserstoff gilt als CO₂-frei, da bei der Produktion des Wasserstoffs keine CO₂-Emissionen anfallen. Etwaige Emissionen bedingt durch die Herstellung der nötigen Ausrüstung werden dabei nicht mitgerechnet. Blauer Wasserstoff ist CO₂-reduziert, da durch CCS rund 90 % der anfallenden CO₂-Emissionen aufgefangen werden können.

20 Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), Hydrogen Supply, September 2022, abrufbar unter <https://www.iea.org/reports/hydrogen-supply> (zuletzt abgerufen am 03.05.2023).

21 Vgl. BP p.l.c., bp Statistical Review of World Energy 2022, London 2022.

Abbildung 1.1: Wesentliche Produktionsverfahren für klimafreundlichen Wasserstoff



*Carbon Capture and Storage **Thermische und fermentative Verfahren

Quelle: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

Die Farbenlehre von Wasserstoff

Grauer Wasserstoff wird hauptsächlich über die Dampfreformierung aus fossilen Brennstoffen, wie z. B. Erdöl oder Erdgas, gewonnen. Dabei wird der Energieträger unter Einfluss von Wasserdampf und Wärme in Wasserstoff und CO₂ umgewandelt. Das entstehende CO₂ gelangt bei diesem Verfahren ungehindert in die Atmosphäre. Für neue Großprojekte wird oft die *Autotherme Reformierung* genutzt, bei welcher Dampfreformierung mit partieller Oxidation kombiniert wird.

Blauer Wasserstoff entsteht im ersten Schritt auch durch Dampfreformierung. Das im Prozess entstandene CO₂ wird jedoch direkt abgeschieden und gespeichert (CCS) und gelangt somit nicht in die Atmosphäre.

Grüner Wasserstoff wird mittels Elektrolyse von Wasser hergestellt. Dabei wird elektrischer Strom aus erneuerbaren Energien genutzt, um Wasser (H₂O) in Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) zu spalten.

Türkiser Wasserstoff entsteht, wenn das in Erdgas enthaltene Methan (CH₄) durch sehr hohe Temperaturen unter Sauerstoffabschluss direkt in Wasserstoff und festen Kohlenstoff getrennt wird. Dieses Verfahren wird *Pyrolyse* genannt. Der Kohlenstoff fällt hierbei in fester Form ohne Klimawirkung an und ist deshalb einfacher in seiner weiteren Handhabung als gasförmiges CO₂.

Roter (auch rosa, violett oder gelb genannt) Wasserstoff wird mittels Strom produziert, der mithilfe von Kernenergie generiert wurde.

Eine Sonderrolle nimmt die Herstellung von **Wasserstoff aus Biomasse** ein, vor allem aus Biogas und Biomethan. Werden diese biogenen Gase für die Herstellung von Wasserstoff genutzt, z. B. mittels Dampfreformierung oder Pyrolyse, ist der Prozess klimaneutral – in Kombination mit CCS ist es sogar eine Technologie, bei welcher der CO₂-Gehalt der Atmosphäre gesenkt wird.²² Darüber hinaus kann auch im Rahmen der Vergärung, je nach Zusammensetzung des Substrates, bei der Biogaserzeugung Wasserstoff produziert und in einem weiteren Schritt aus dem Gasgemisch abgetrennt werden.

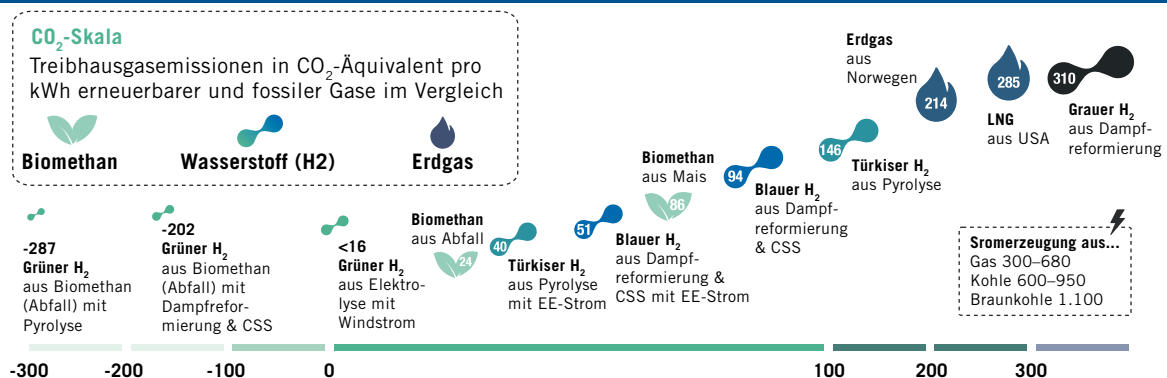
Die Erzeugung von grünem Wasserstoff in der Region erfordert, je nach Projektkonstellation, eine Infrastrukturkette von der Stromerzeugung über den Stromtransport und die H₂-Erzeugung bis zum H₂-Transport. Für die benötigte Infrastruktur ist die Verteilung (zentral/dezentral)

und der Ort (Erzeugungsort/Verbrauchsort (*Co-Location*²³)) der H₂-Erzeugung besonders relevant. Entsprechend wird entweder der Bedarf an Strom-, an H₂-Netzen oder – sofern Strom- und H₂-Erzeugung am Ort des H₂-Verbrauches stattfinden – an Transportnetzen im Allgemeinen reduziert.

22 Bioenergie mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (*Bio-Energy with Carbon Capture & Storage, BECCS*), vgl. auch Weltenergieat – Deutschland e.V., Energie für Deutschland. Fakten, Perspektiven und Positionen | 2020, Berlin 2020.

23 Bei Co-Location findet H₂-Erzeugung und -verbrauch am gleichen Standort statt.

Abbildung 1.2: Die spezifischen CO₂-Emissionen der unterschiedlichen Produktionsverfahren für Wasserstoff



Quelle: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

Abbildung 1.3: Die zukünftige Wasserstoff-Welt zeigt eine Verknüpfung vielfältiger Infrastrukturkomponenten



Quelle: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

Die infrastrukturellen Herausforderungen bei grünem Wasserstoff bestehen vor allem darin, die H₂-Erzeugung mit erneuerbarem Strom zu gewährleisten, ohne, dass dies auf Kosten der Dekarbonisierung anderer Stromwendungen geht. Die geplante Elektrifizierung von Mobilität und Wärme/Kälte führt bereits zu einem hohen Bedarf an klimaneutralem Strom.²⁴ Daher wird eine infrastrukturelle Herausforderung des Ausbaus grünen Wasserstoffs in der *Zusätzlichkeit* des eingesetzten Stroms aus erneuerbaren Energien (EE) liegen. Hiermit zusammenhängend sind – je nach Projektkonstellation – auch der Ausbau der Stromnetzkapazitäten vom Ort der Stromerzeugung zum Elektrolyseur zu nennen. Die benötigten Strommengen für die Wasserstoffelektrolyse sind beträchtlich. Insofern besteht ein gewisser Druck, nicht nur Elektrolyse-H₂ zu verwenden, sondern vor allem blauen Wasserstoff gerade in der Anfangszeit stärker zu nutzen und / oder noch stärker auf Importe zu setzen. Im REPowerEU-Paket sollen bis 2030 auch 10 Mt p.a. (333 TWh) Wasserstoff importiert werden.²⁵ Frankreich und

Schweden sehen im roten Wasserstoff eine Lösung, die mittels Kernenergie produziert wird – und seitens der EU auch berücksichtigt wird.²⁶ Für die Nordseeanrainerstaaten Belgien, Deutschland und Niederlande sind (*floating*) Offshore Wind-Projekte²⁷ von großem Interesse, um den benötigten Strom zu liefern. In einer Machbarkeitsstudie²⁸ für Deutschland und die Niederlande wurde eine signifikante Produktion ab 2035 festgestellt, wenn 10 bis 50 % des Stroms aus Offshore-Windkraftanlagen in Wasserstoff umgewandelt wird. Bis 2050 könnte die jährliche H₂-Produktion aus Offshore-Windenergie 54–139 TWh (1,62 – 4,17 Mt) in den Niederlanden und 37–100 TWh (1,11 – 3,00 Mt) in Deutschland erreichen. Mit der perspektivischen H₂-Erzeugung aus Offshore-Wind im Jahr 2050 könnte der H₂-Verbrauch in der Höhe gedeckt wer-

24 Klimaneutraler Strom zeichnet sich dadurch aus, dass keine Treibhausgasemissionen bei der Produktion entstehen. Etwaige Treibhausgasemissionen bei der Herstellung der Anlagen werden dabei nicht berücksichtigt.

25 Vgl. Dr. Ansari, Dawud, Wasserstoff aus Oman für Deutschland und die EU, SWP-Aktuell Nr. 18, März 2023, Berlin 2023.

26 Vgl. Kurmayer, Nikolaus J., LEAK: France wins recognition for nuclear in EU's green hydrogen rules, 11.02.2023, abrufbar unter <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/leak-france-wins-recognition-for-nuclear-in-eus-green-hydrogen-rules/> (zuletzt abgerufen am 16.05.2023).

27 Offshore Wind-Projekte bezeichnen Windanlagen auf hoher See. Bei großen Meerestiefen sind schwimmende Offshore-Plattformen (*floating*) angedacht, um größere Meeresflächen nutzen zu können.

28 Vgl. Niederländische Organisation für Angewandte Naturwissenschaftliche Forschung (TNO)/Forschungszentrum Jülich/Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.), Hy3 – Large-scale Hydrogen Production from Offshore Wind to Decarbonise the Dutch and German Industry, Utrecht/Jülich/Berlin 2022.

den, die im Mittel in der letzten Dekade in NWE anfiel. Die erwartete Nachfragesteigerung bis 2050 bedarf also noch weiterer Quellen.

Oft wird im Zusammenhang mit der H₂-Produktion die Nutzung des sog. *Überschussstroms* als entscheidender Lösungsbeitrag genannt, d. h., Strom aus Windkraft- oder Photovoltaik (PV)-Anlagen, der aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden muss. Die abgeregelte Strommenge in Deutschland sinkt aktuell aufgrund erfolgreicher Netzausbaumaßnahmen und lag 2021 bei 5.818 Gigawattstunden (GWh) (2020 bei 6.146 GWh). Mit 6 Terawattstunden (TWh) Strom können bei aktueller Elektrolysetechnik zwischen 0,10 und 0,15 Mt Wasserstoff hergestellt werden, d. h. 3 % des aktuellen H₂-Bedarfs in der Region NWE plus Dänemark, Frankreich, Norwegen und dem Vereinigten Königreich. Allerdings sollte beachtet werden, dass ein Elektrolyseur zum Auffangen von Überschussstrom nicht durchgängig läuft, sondern nur in den wenigen Stunden des Jahres, in denen Netzengpässe auftreten – ein ökonomisch wenig wünschenswerter Zustand. Die Rentabilität kann sich verbessern durch Optimierung der Flexibilität eines Elektrolyseurs am Strommarkt,²⁹ allerdings hängt die Verbesserung der Rendite sehr stark von Marktparametern ab.

Für die Elektrolyse muss vor Ort auch Zugriff auf Wasser möglich sein. Kearney nennt einen Bedarf zwischen 9 und 15 Liter Wasser je kg Wasserstoff.³⁰ Laut IEA lag der weltweite H₂-Verbrauch im Jahr 2021 bei 94 Mt.³¹ Es wären also zwischen 846 und 1.410 Mrd. Liter Wasser nötig. Zum Vergleich: Der Bodensee enthält 48.000 Mrd. Liter Wasser und es dürfen täglich bis zu 670 Mio. Liter entnommen werden.³² Der genannte Wasserbedarf entspräche also zwischen 1,8 % und 2,9 % der Wassermenge des Bodensees.

Die mittels Elektrolyse erzeugten H₂-Mengen sind gegenwärtig sehr gering. Dies bedeutet, dass der Großteil der benötigten Elektrolysekapazitäten in der Region noch gebaut werden muss. Limitierende Faktoren für einen

schnellen Aufbau entsprechender Kapazitäten sind neben der Verfügbarkeit der in Elektrolyseuren eingesetzten Rohstoffe und Materialien³³ auch die Kapazitäten zum Bau der Anlagen sowie die damit verbundenen Investitionen. Besonders bei PEM- und der SOEC³⁴-Elektrolyseuren sind die geschätzten erforderlichen Investitionen in 2030 gegenüber dem Bau neuer Dampfreformer mit CCS noch in etwa 1,5 bis 2,5-mal³⁵ höher.

Im Gegensatz zur Produktion von Wasserstoff per Elektrolyse, bei der die größten Herausforderungen der eigentlichen H₂-Erzeugung vorgelagert sind, besteht die Herausforderung bei blauem und türkischem Wasserstoff in der Handhabung der bei der Erzeugung entstehenden Nebenprodukte. Besonders die Herstellung von blauem Wasserstoff erfordert den Aufbau einer Infrastruktur für CO₂. Dies beinhaltet neben dem Bau der entsprechenden CO₂-Abscheidungsanlagen auch den Pipelinetransport des Gases, entweder zur dauerhaften unterirdischen Sequestrierung oder zur Nutzung als Rohstoff. Bei türkischem Wasserstoff spielt der vergleichsweise einfache Umgang mit festem Kohlenstoff als Nebenprodukt der Pyrolyse eine Rolle.

➤ Für grünen Wasserstoff ist die Nähe zur EE-Stromproduktion von großer Bedeutung, für blauen Wasserstoff die Nähe zu CO₂-Speichern und -Nutzern.

Während für grünen Wasserstoff die Nähe zu der erneuerbaren Stromproduktion von hoher Bedeutung ist, ist für blauen Wasserstoff die Nähe zu CO₂-Speichern bzw. CO₂-Nutzern relevant. *Porthos* ist ein Projekt des Rotterdamer Hafens, von Gasunie und EBN, bei dem CO₂ aus industriellen Aktivitäten im Rotterdamer Hafengebiet gesammelt und zu Speicherstätten unter der Nordsee transportiert werden soll. Dabei sollen rund 2,5 Mio. t CO₂ pro Jahr gespeichert werden, das Speichervolumen beträgt 37 Mio. t CO₂. Prinzipiell kann CO₂ auch aus

29 Vgl. THEMA consulting, Technology Outlook – 2022 Autumn Edition, Special Issue: Flexibility from Hydrogen, Oslo 2022.

30 Vgl. Kearney Energy Transition Institute, Hydrogen applications and business models, Juni 2020, abrufbar unter <https://www.kearney.com/documents/17779499/18269679/Hydrogen+FactBook+Final+June+2020.pdf/01ae498b-3d38-deca-2a61-6f107699dde1?t=1592252815706> (zuletzt abgerufen am 24.04.2023).

31 Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), Global Hydrogen Review 2022, Paris, 2022

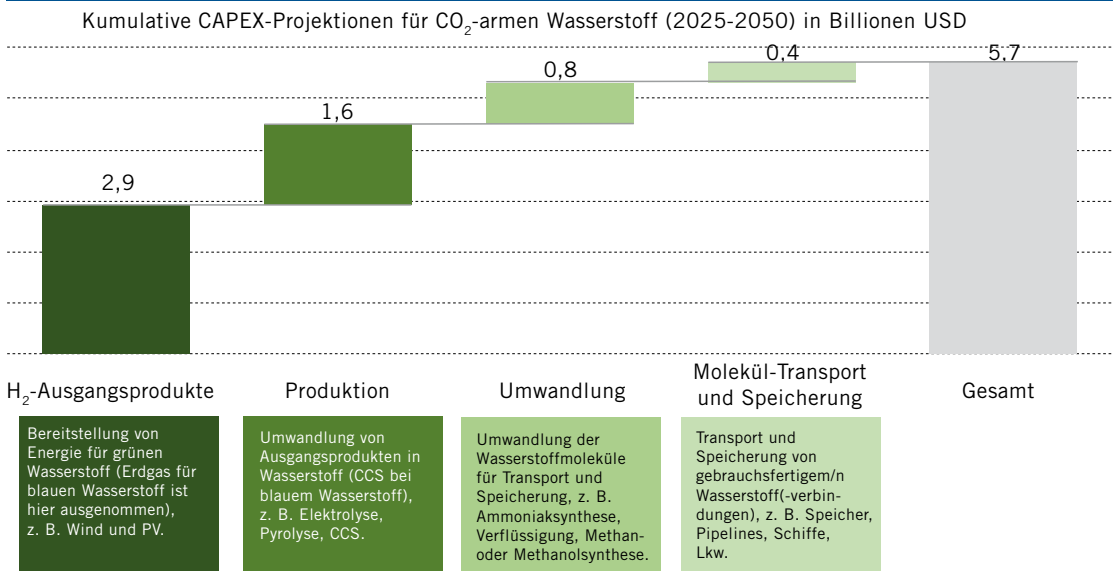
32 Vgl. Zweckverband Bodensee-Wasserversorgung, Vorteile des Bodensees, abrufbar unter <https://www.bodensee-wasserversorgung.de/bodensee/vorteile-des-bodensees.html> (zuletzt abgerufen am 24.04.2023).

33 Vgl. Dr. Ansari, Dawud/Grinschgl, Julian/Dr. Pepe, Jacopo Maria, Elektrolyseure für die Wasserstoffrevolution, SWP-Aktuell Nr. 58, Berlin 2022.

34 Protonen-Austausch-Membran (PEM) und Festoxid-elektrolyseurzellen (Solid Oxide Electrolyser Cell, SOEC) sind zwei häufig genutzte Elektrolysetechnologien.

35 Vgl. Publications Office of the European Union (Hrsg.), Hydrogen generation in Europe: Overview of key costs and benefits, Luxemburg 2020, S. 32ff.

Abbildung 1.4: Übersicht der Infrastrukturbestandteile bei der H₂-Erzeugung und des jeweiligen Investitionsbedarfs



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Boston Consulting Group (BCG), 2023³⁶

Deutschland mittels Pipelines zu Nordseespeichern transportiert werden.

Zusätzlich zu den CO₂-Transport- und -Speicherkapazitäten für neue H₂-Erzeugungsanlagen auf Basis fossiler Ressourcen muss auch an die Kapazitäten für die Dekarbonisierung bestehender H₂-Erzeugung gedacht werden. Diese steht in NWE für Emissionen von mind. 25 Mio. t p.a.³⁷ Aus wirtschaftlicher Perspektive könnte sich hier die Ergänzung von CCS stärker eignen als die Substitution dieser H₂-Mengen durch grünen Wasserstoff. Schätzungen gehen davon aus, dass ein *Retrofitting*³⁸ bestehender H₂-Erzeugungsanlagen mit CCS um bis zu 4,7-mal günstiger

als der Bau neuer Elektrolyseure zur Substitution dieser Mengen sein könnte.³⁹

Initiativen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in NWE

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) erfasste in einer Studie⁴⁰ zur Region NWE öffentlich bekannte Projekte zur Erzeugung von Wasserstoff in den Ländern Belgien und Niederlande sowie in Nordwestdeutschland als direkt angrenzendes Gebiet. Diese Projekte sind über die gesamte Region verteilt. Die meisten befinden sich entlang der Nordseeküste oder in der Nähe großer Verbrauchszentren im deutschen Binnenland, wie dem Rhein-Ruhr-Gebiet oder der Metropolregion Hamburg. Die größten geplanten Projekte befinden sich an der nördlichen Küste der Niederlande, rund

36 Vgl. Boston Consulting Group (Hrsg.), Building the Green Hydrogen Economy, 21.03.2023, abrufbar unter <https://www.bcg.com/publications/2023/strategies-to-build-green-hydrogen-economy> (zuletzt abgerufen am 02.05.2023).

37 15 Mio. t CO₂ aus deutscher H₂-Erzeugung, 8 Mio. t aus den Niederlanden, 2,4 Mio. t allein aus dem belgischen Hafen Antwerpen. Vgl. u. a. Niederländische Organisation für Angewandte Naturwissenschaftliche Forschung (TNO), Research centre CO₂ free hydrogen production, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.tno.nl/en/technology-science/labs/research-centre-co2-free-hydrogen/> (zuletzt abgerufen am 24.04.2023). Annahme: Pro erzeugte t Wasserstoff entstehen 10 t CO₂. Zum Vergleich: Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) nennt im Informationsblatt CO₂-Faktoren (30.11.2022) 0,385 t CO₂ / MWh Wasserstoff, was 12,83 t CO₂ / t Wasserstoff entspricht.

38 Retrofit sind die Modernisierung und / oder der Ausbau bestehender Anlagen und Betriebsmittel.

39 Die Kostenschätzung für die Ergänzung von CCS-Fähigkeiten (ohne notwendige Infrastruktur für Speicherung und Transport) beläuft sich für 2030 auf ca. 0,701 Mio. €/ MW Wasserstoff. Die Schätzungen für verschiedene Elektrolyseurtechnologien schwanken für 2030 zwischen 0,740 – 3,331 Mio. €/MW H₂. Vgl. Europäische Union (Hrsg.), Hydrogen generation in Europe: Overview of key costs and benefits, Juli 2020, Annex tables, S. 32ff.

40 Vgl. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), Hydrogen cluster Belgium, the Netherlands, and North-Western Germany – A projection and analysis of demand and production until 2030, Köln 2021.

Tabelle 1.2: Projektpipeline in der NWE-Region

Status	Elektrolyseleistung in MW _{el}			Jahresproduktion in TWh / Jahr			Jahresproduktion in kt / Jahr		
	Belgien	Deutschland	Niederlande	Belgien	Deutschland	Niederlande	Belgien	Deutschland	Niederlande
In Betrieb	2,5	63,3	2,4	0,01	0,33	33,34	0,4	9,9	1.000,4
Demonstration	0,3	5,3	1,6	0,00	0,04	0,01	0,05	1,1	0,2
Im Bau	1,3	26,6	11,6	0,01	0,14	0,07	0,2	4,3	2,0
Finale Investitions- entscheidung	74,8	1.122,8	200,0	0,43	6,42	1,15	13,0	192,6	34,7
Machbarkeit	792,5	4.362,2	9.551,0	4,49	24,92	98,92	134,8	747,6	2.967,8
Konzept	1.852	16.123	16.041	10,69	106,77	92,63	320,9	3.203,5	2.779,2
Summe	2.723	21.703	25.808	15,64	139,6	226,12	469	4.159	6.784

Hinweis: Die Jahresproduktion in TWh wurde aus den Massenwerten errechnet mittels 33,33 kWh/kg. Die hohen Produktionsdaten der Niederlande sind auf ein CCS-Projekt von Shell zurückzuführen. Quelle: IEA Hydrogen Projects Database

um Groningen, mit einem Gesamtproduktionsvolumen von mehr als 15 TWh. *NorthH2* ist das größte in Betracht gezogene grüne H₂-Projekt mit einer installierten Elektrolysekapazität⁴¹ von insgesamt 4 Gigawatt (GW). Weitere Regionen mit bedeutenden Vorhaben sind Rotterdam (5 TWh), Dithmarschen (3 TWh)⁴² und Duisburg (2 TWh). Die vom EWI erfassten Projekte (in Betrieb, geplant und angekündigt) summieren sich zu 39 TWh (1,17 Mt) Wasserstoff. Darunter sind 79 % grün, 13 % blau und der Rest industrielles Nebenprodukt.

Im Szenario mit niedrigem Verbrauch haben Deutschland (-1 TWh) und Belgien (-5 TWh) eine leichte Unterdeckung,⁴³ die aber vom holländischen Überschuss (+20 TWh) überkompensiert wird. Dies ändert sich im Szenario mit hohem Verbrauch: Deutschland (-13 TWh) und Belgien (-11 TWh) haben nun ein deutlich höheres Defizit, das nun vom geringeren holländischen Überschuss nicht mehr vollständig kompensiert werden kann (+13 TWh). Neben diesen Ungleichgewichten auf nationaler Ebene bestehen auch starke Ungleichgewichte auf kleinerer Skala: Industrielle Cluster haben teilweise einen enorm hohen H₂-Bedarf, z. B. durch die Stahlproduktion.

Daraus ergibt sich eine große Notwendigkeit, Wasserstoff in der Region NWE großräumig zu verteilen.

Die IEA erfasst H₂-Projekte weltweit in einer Datenbank.⁴⁴ Luxemburg wird mit keinem Projekt in der Datenbank aufgeführt. Für Belgien, Deutschland und die Niederlande sieht man eine umfassende Projektpipeline, was als Beleg für das große Interesse an der H₂-Produktion gesehen werden kann. Belgien konzentriert sich auf Elektrolyse-Projekte. Lediglich *H2BE* wird als CCS-Projekt im Rahmen einer Konzeptstudie analysiert.⁴⁵ Die Niederlande verfolgt zehn CCS-Projekte, der Löwenanteil liegt jedoch auf Elektrolyseprojekten, die rund zwei Drittel der Jahresproduktion aller Projekte umfassen. In den nächsten Jahren werden die CCS-Projekte in der Produktion dominieren, da sie sowohl größere Mengen Wasserstoff produzieren als auch kostengünstiger im Vergleich zu Projekten basierend auf grünem Wasserstoff sind. In Deutschland gibt es zwei CCS-Projekte als Konzeptstudie: *H2morrow* und *Wilhelmshaven Energy Hub BlueHyNow*.⁴⁶

41 Die Kapazitätsangaben bei Elektrolyseuren beziehen sich in diesem Text immer auf die elektrische Anschlussleistung.

42 Dithmarschen ist möglicher Anlandepunkt für eine H₂-Pipeline aus dem AquaVentus-Projekt. Daher werden die offshore produzierten H₂-Mengen der H₂-Bilanz von Dithmarschen zugerechnet.

43 Unter Unterdeckung versteht man die Situation, dass die Nachfrage höher als das Angebot ist. Bei Überdeckung ist das Angebot höher als die Nachfrage.

44 Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), Hydrogen Projects Database, Oktober 2022, abrufbar unter <https://www.iea.org/reports/hydrogen-projects-database> (zuletzt abgerufen am 24.04.2023).

45 Das H2BE-Projekt zielt auf die Erzeugung von Wasserstoff aus Erdgas durch automatische thermische Reformierung (ATR) in Kombination mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) ab. Equinor ASA, ENGIE & Equinor launch the H2BE project to kick-start hydrogen production in Belgium, 16.12.2021, abrufbar unter <https://www.equinor.com/news/archive/20211215-launch-h2be-project-hydrogen-belgium> (zuletzt abgerufen am 24.04.2023).

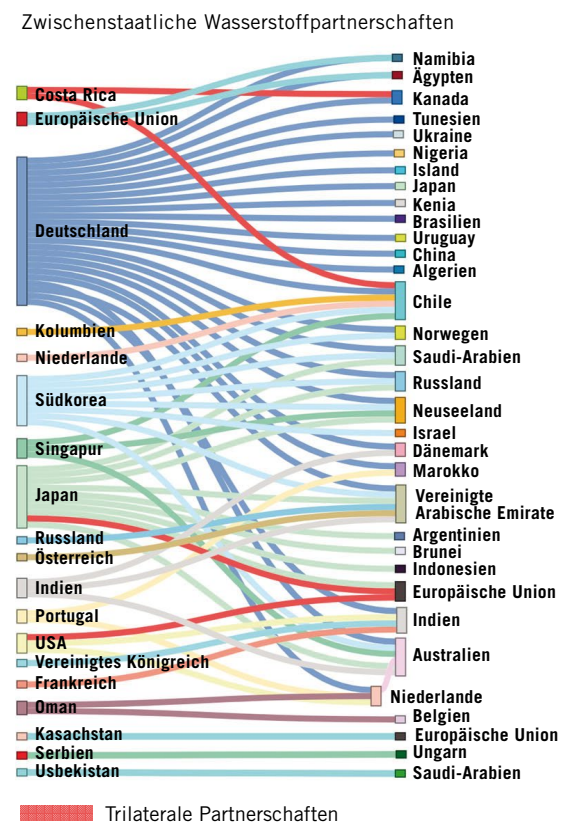
46 Bei *H2morrow* wird blauer Wasserstoff aus Norwegen per Pipeline nach Deutschland transportiert. Bei *BlueHyNow* wird Wasserstoff in Wilhelmshaven aus Erdgas gewonnen, das anfallende CO₂ wird nach Norwegen und Dänemark verschifft, um dort gespeichert zu werden.

1.4 Importinfrastruktur

Die Region NWE verfügt über eine ausgezeichnete Infrastruktur, sowohl was den maritimen Import betrifft als auch die sehr gut ausgebaute Erdgasinfrastruktur, welche diese Häfen mit anderen industriellen Zentren verbindet. Die vier größten europäischen Häfen gemessen in Tonnen Fracht sind Rotterdam mit 434.846 kt, Antwerpen mit 215.852 kt, Hamburg mit 111.156 kt und Amsterdam mit 87.996 kt. Eine Studie des World Energy Council – Europe schätzte 2021 bereits den Importbedarf diverser europäischer Länder ab.⁴⁷

Die Hafenregionen erhalten über die Importroute via Schiff den Zugriff auf Wasserstoff(-verbindungen). Pipelines werden auch Regionen im Binnenland versorgen. Mit Norwegen sowie mit Spanien⁴⁸ und Frankreich wird auch der Import via Pipelines ins Auge gefasst – betrachtet man die bisher abgeschlossenen H₂-Partnerschaften, so wird der Überseimport eine wesentliche Rolle spielen. Insbesondere, da global neben zahlreichen europäischen Ländern vor allem Japan und Südkorea als Importeure auftreten werden und dank ihrer Größe und Geschwindigkeit auch globale Standards stark mitbestimmen werden. Die Umstellung der Pipelineinfrastruktur von Erdgas auf Wasserstoff ist zudem eine große Herausforderung in Bezug auf die zeitliche Umsetzung, solange diese Infrastruktur noch für die Erdgasbelieferung genutzt wird. Bei rascher Umstellung der Transportinfrastruktur eröffnet sich jedoch auch ein erhebliches Potenzial für Importe via Pipeline aus benachbarten Ländern und Regionen – und einer sicheren Versorgung des Binnenlands.⁴⁹

Abbildung 1.5: Überblick über internationale Wasserstoffpartnerschaften



Quelle: Weltenergieat – Deutschland e.V., Stand 05/2023⁵⁰

47 Vgl. Tabelle 3 sowie World Energy Council - Europe, Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities, Paris 2021.

48 CEPESA und der Hafen Rotterdam schlossen im Herbst 2022 ein Memorandum of Understanding bezüglich der Lieferung von Wasserstoff in Form von Ammoniak oder Methanol vom spanischen Hafen Algeciras nach Rotterdam. Zieldatum für die ersten Lieferungen ist 2027. Quelle: Pressemitteilung CEPESA, 11. Oktober 2022.

49 Vgl. Kneebone, James/Piebalgs, Andris, Are pipelines and ships an 'either or' decision for Europe's hydrogen economy? Planning import lines for hydrogen and derivatives, RSC PP 2023/03, abrufbar unter <https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/75533/RSC%20PP%202023%2003.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (zuletzt abgerufen am 17.05.2023).

50 Vgl. Weltenergieat - Deutschland e.V., International Hydrogen Strategies, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.weltenergieat.de/publikationen/studien/international-hydrogen-strategies/> (zuletzt abgerufen am 02.06.2023).

Tabelle 1.3: Bedarf und Produktion an Wasserstoff für das Jahr 2050 und Importanteile. Die Werte in TWh sind errechnet mittels 33,33 TWh/Mt.

Land	Bedarf 2050 in Mt [in TWh]	Produktion 2050 in Mt [in TWh]	Importe in %
Belgien	2,8 – 3,3 [93 – 110]	1,8 – 2,0 [60 – 67]	35 – 39
Deutschland	11 – 21 [367 – 700]	3,2 – 5,5 [107 – 183]	72 – 74
Niederlande	3,9 – 4,7 [130 – 157]	2,6 – 3,0 [87 – 100]	33 – 36

Quelle: World Energy Council – Europe, 2021

Tabelle 1.4: Importinfrastruktur und Transportmöglichkeiten für unterschiedliche Trägersubstanzen⁵¹

Träger-substanz	Transport per Schiff	Komponente Importhafen	Weitertransport	Transport per Pipelines
GH ₂	Bislang Design genehmigt („Provaris“) ⁵² , aber noch nicht realisiert	Bisher keine Importterminals verfügbar	200 bar Drucktrailer mit LKWs	Für große Mengen über weite Distanzen geeignet (H ₂ -Netz)
LH ₂	Geeignet, flüssige Form in vakuum-isolierten Tanks (Realisierung <i>Suiso Frontier</i>) ⁵³	LH ₂ -Terminals, Kryotanks und Abfüllanlage, Verdampfer, Kompressor	Flüssige Form per Straße, Schiene, Wasserstraße oder gasförmig per Pipeline	Gasförmig in H ₂ -Netz möglich
LOHC	Geeignet, konventionelle Mineralölinfrastruktur	Mineralölterminal, Dehydrierungsanlage, Reinigungsanlage, Kompressor	LOHC per Straße, Schiene, Wasserstraße, nach Umwandlung per Pipeline	Nach Dehydrierung
CH ₃ OH	Geeignet und erprobt; globaler Handel von Methanol per Schiff	Methanol-Terminal, Tanks, Methanol-Reformer, Reinigungsanlage (weltweit über 100 Häfen)	Straße, Schiene, Wasserstraße, nach Umwandlung per Pipeline	Methanol-Pipelines
NH ₃	Geeignet und erprobt; globaler Handel von Ammoniak per Schiff	NH ₃ -Terminal, Kryotanks, NH ₃ -Cracker, Reinigungsanlage (38 Exporthäfen, 88 Importhäfen)	Straße, Schiene, Wasserstraße, nach Umwandlung per Pipeline	Ammoniak-Pipelines

Quelle: Behörde für Wirtschaft und Innovation, Hamburg; ergänzt durch eigene Recherchen

Ziele für den Ausbau einer CO₂-freien und nachhaltigen H₂-Infrastruktur

Die *European Hydrogen Backbone (EHB)*-Initiative,⁵⁴ an der 23 europäische Gasunternehmen beteiligt sind, emp-

fehlt die Einrichtung von Transportwegen für die H₂-Versorgung in Form von Importkorridoren, einschließlich aller geforderten Infrastrukturanpassungen. Neben der EHB-Initiative sind die Bestrebungen der Europäischen Kommission, bis 2030 die Entwicklung eines europäischen Markts für dann ca. 20,6 Mt erneuerbaren und kohlenstoffarmen⁵⁵ Wasserstoff (inklusive des Imports von ca. 10 Mt) voranzutreiben. Dafür ist der Aufbau einer passenden Importinfrastruktur erforderlich. Die EHB-Initiative schätzt, dass bis 2040 das gesamte europäische H₂-Netz auf eine Länge von ca. 53.000 km ausgebaut werden kann.⁵⁶ Einen großen Anteil daran wird die angepasste bestehende Erdgasinfrastruktur haben. Der Import von Wasserstoff erfordert neben Pipelines auch die Etablierung von Schifffahrtswegen für den weltweiten Transport von Wasserstoff(-verbindungen) aus entfernten Regionen, in denen Wasserstoff zu niedrigeren Gesteungskosten erzeugt werden kann. Letzteres ist vor allem in wesentlich kostengünstiger Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen begründet, z. B. Stromgeste-

51 Vgl. Behörde für Wirtschaft und Innovation, Green Hydrogen Hub Europe. Hamburg als Drehkreuz für Wasserstoffimporte nach Deutschland und Europa, Februar 2022, abrufbar unter <https://www.hamburg.de/contentblob/15949744/9f383c2533a5a303613735b7d22c4ca4/data/wasserstoff-importstrategie.pdf> (zuletzt abgerufen am 03.05.2023).

52 Der australische Investor Provaris Energy baut zusammen mit einem norwegischen Entwickler Norwegian Hydrogen AS den Transportschiff-Prototyp *H2 Neo*, der ab 2026 Flüssigwasserstoff transportieren soll. Vgl. IWR - Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien, Provaris Energy erhält Zulassung für erstes Wasserstoff-Schiff *H2Neo*, 14.12.2022, abrufbar unter <https://www.iwr.de/ticker/abs-genehmigt-provaris-energy-erhaelt-zulassung-fuer-erstes-wasserstoff-schiff-h2neo-artikel5009> <https://smallcaps.de/provaris-energy-norwegischem-unternehmen-partnerschaft-projekte-gruenen-wasserstoff-wertschöpfungskette-eingehen> (zuletzt abgerufen am 02.06.2023).

53 Die *Suiso Frontier* ist das erste Frachtschiff für flüssigen Wasserstoff und wird für den Transport von Australien nach Japan in einer Testphase genutzt.

54 Vgl. European Hydrogen Backbone (Hrsg.), European Hydrogen Backbone: A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries. Utrecht 2022, abrufbar unter <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2022/04/EHB-A-European-hydrogen-infrastructure-vision-covering-28-countries.pdf> (zuletzt abgerufen am 02.05.2023).

55 Vgl. Kohlenstoffarmer Wasserstoff ist in erster Linie blauer Wasserstoff, da CCS-Technologien typischerweise rund 90 % der gesamten CO₂-Emissionen auffangen.

56 Zum Vergleich: ENTSO-G nennt 225.000 km für das Erdgasnetz. (TYNDP 2018).

hungskosten (Levelized Cost of Electricity, LCOE) bei Freiflächen-PV: Australien 38,65 USD/MWh, Indien 35,60 USD/MWh, USA 34,59 USD/MWh, Belgien 90,22 USD/MWh und Niederlande 79,97 USD/MWh.⁵⁷

Wasserstoffträgersubstanzen und Komponenten für die Importinfrastruktur

Der Import von Wasserstoff kann in reiner oder gebundener Form unter Verwendung von Trägersubstanzen erfolgen: Etwa als gasförmiger Wasserstoff (GH₂), als Flüssigwasserstoff (LH₂), als flüssiger organischer Wasserstoffträger (LOHC), als Methanol (CH₃OH) oder Ammoniak (NH₃). Erprobt sind verschiedene Trägersubstanzen, bei denen Wasserstoff durch eine chemische Reaktion aufgenommen und wieder abgegeben wird. Die Wahl der geeigneten Trägersubstanz ist von (umwelt-)technischen, gesetzlichen sowie politischen Bedingungen sowohl im Exportland als auch im Importland abhängig. Darüber hinaus unterscheiden sich die notwendigen technischen Infrastruktur-Komponenten je nach verwendeter Trägersubstanz. Somit lässt sich eine allgemeine Empfehlung für den einen oder anderen Trägerstoff nicht pauschal abgeben.

Die jeweilige Wasserstoff-trägersubstanz und Transportdistanz beeinflussen die Wirtschaftlichkeit.

Die Deckung des künftigen H₂-Bedarfs in NWE wird aus wirtschaftlichen und technischen Gründen aus einem Mix aus unterschiedlichen Trägersubstanzen und auf un-

⁵⁷ Internationale Energieagentur (IEA), Levelised Cost of Electricity Calculator, Version vom 09.12.2020, abrufbar unter <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/levelised-cost-of-electricity-calculator> (zuletzt abgerufen am 17.05.2023).

terschiedlichen Transportwegen erfolgen. Studien⁵⁸ belegen, dass mit Zunahme der Distanz der Schifftransport in der Regel wirtschaftlicher wird.

Importierter und lokal erzeugter Wasserstoff stehen dabei in einem Wettbewerb. Gleichermaßen stehen auch potenzielle Export- und Importländer für Wasserstoff im Wettbewerb auf einem globalen Markt. Damit können sich auch Wertschöpfungsketten stärker verschieben in Richtung von Ländern mit niedrigen H₂-Gestehungskosten. Der Global PtX-Atlas des Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE⁵⁹ gibt dabei eine Abschätzung, wie hoch die Gestehungs- und Transportkosten für Wasserstoff, Ammoniak, synthetisches Methan, Methanol und Fischer-Tropsch-Treibstoffe sind.

Beispiele für Importinfrastruktur in Nordwesteuropa

Als Beispiel für eine mögliche Importinfrastruktur soll eine Auswahl von Standorten in NWE mit konkreten Plänen für den Aufbau von Infrastrukturen für die Anlandung von Wasserstoff und / oder seinen Verbindungen dienen:

- **Rotterdam**

Nach ersten Abschätzungen könnten über den Hafen Rotterdam bis 2030 jährlich 4,6 Mt Wasserstoff nach Europa transportiert werden.⁶⁰ Die Importe sollen aus Ländern mit hohem EE-Erzeugungspotenzial kommen, wie Island, Portugal, Brasilien, Chile, Uruguay,

⁵⁸ Vgl. Staiß, F. et al., Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, München 2022.

⁵⁹ Vgl. Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), Global PtX Atlas, abrufbar unter <https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/> (zuletzt abgerufen am 24.04.2023).

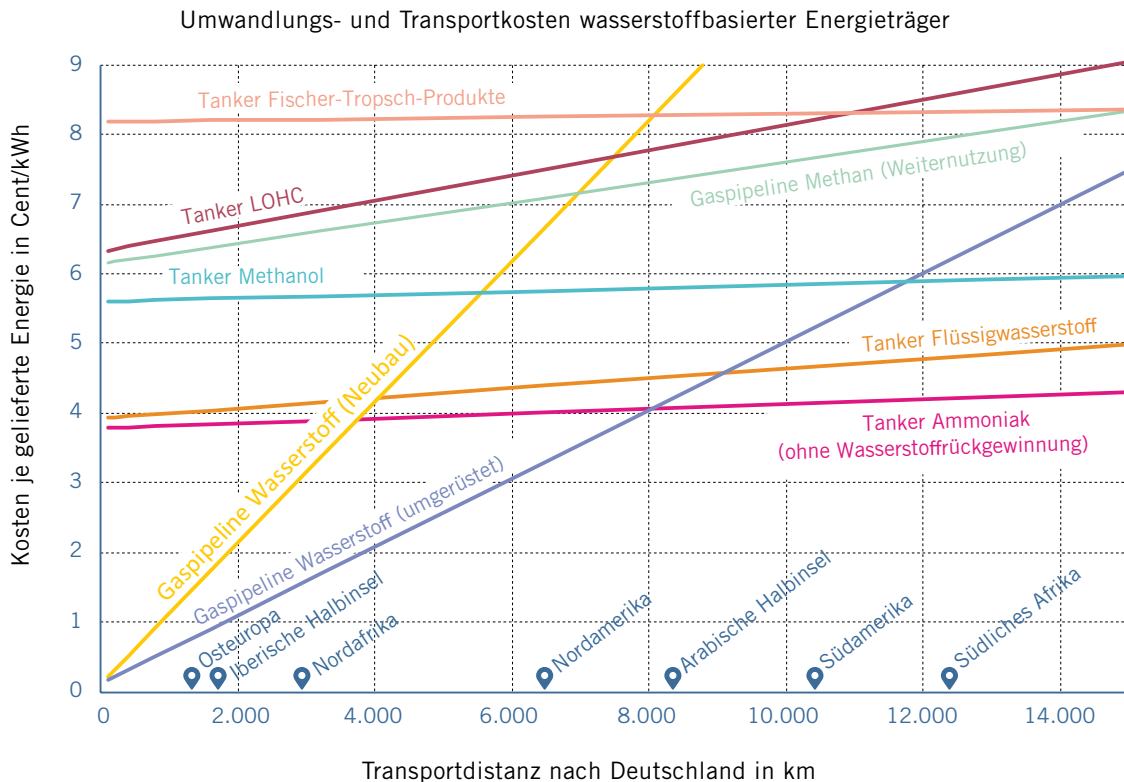
⁶⁰ Vgl. Port of Rotterdam, Import von Wasserstoff, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.portofrotterdam.com/de/hafen-der-zukunft/energiewende/laufende-projekte/wasserstoff-rotterdam/import-von-wasserstoff> (zuletzt abgerufen am 24.04.2023).

Tabelle 1.5: Importkosten in €/MWh (Gestehung und Transport) von Ammoniak per Schiff im Jahr 2050

Import aus	Australien	Chile	Saudi- Arabien	Südafrika	Kanada
Import nach					
Belgien	121	100	111	121	93
Deutschland	122	101	112	121	94
Niederlande	121	100	111	121	93

Quelle: Fraunhofer IEE | Global PtX-Atlas

Abbildung 1.6: Umwandlungs- und Transportkosten verschiedener wasserstoffbasierter Energieträger in Abhängigkeit von der Transportdistanz⁶¹



Hinweis: Die Kosten enthalten alle notwendigen Prozessschritte, die nach der Erzeugung des Wasserstoffs folgen. Hier liegt der sog. Kostenkipppunkt für Schiffe bei Distanzen ab ca. 4.000 km. Zudem sind Pipelines über sehr lange Distanzen nicht wirtschaftlich realisierbar.⁶²

Quelle: Staiß, F. et al, 2022⁶³

Marokko, Namibia, Südafrika und Australien. Erste Importe von Wasserstoff sind im Jahr 2025 z. B. in Form von Ammoniak und Methanol geplant. Die entsprechenden Terminals könnten dann ab 2025 an die neue Wasserstoff-Pipeline *HyTransPort.RTM* angeschlossen werden, die durch das Hafengebiet führen würde. Die Pipeline ermöglicht es, Wasserstoff innerhalb der Hafeninfrastruktur zu transportieren und weiter in die Niederlande sowie die NWE-Region zu befördern.

• **Antwerpen-Bruges**

Ab 2026 soll der Hafen Antwerpen-Bruges den ersten grünen Wasserstoff importieren. Darüber hinaus sol-

61 Die Rechnung basiert auf folgenden Annahmen bezüglich der Kosten für Hilfsstoffe: Kohlendioxid 145 €/t, Stickstoff 55 €/t und Benzyltoluol 2 €/kg.

62 Vgl. Staiß, F. et al., Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, München 2022.

63 Vgl. Staiß, F. et al., Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, München 2022.

len bis 2027 Anlagen zur Rückumwandlung von Ammoniak errichtet werden.⁶⁴

- **Hamburg und Wilhelmshaven**

Die beiden norddeutschen Städte haben unabhängig voneinander erklärt, jeweils zu einer H₂-Drehscheibe werden zu wollen und planen, ihre Infrastruktur entsprechend auszubauen. Die Importstrategie des Hamburger Senats (Behörde für Wirtschaft und Innovation), soll zur Deckung des nationalen Energiebedarfs beitragen und Hamburgs Position als H₂-Pionier festigen. Die Hafenmetropole strebt dafür Kooperationen mit Schottland, Australien, Chile, Dänemark, Norwegen oder den Vereinigten Arabischen Emiraten an.⁶⁵ Wilhelmshaven bietet einen Tide-unabhängigen Zugang für große Transportschiffe, um Wasserstoff in Form von Ammoniak anlanden zu können. Hier sollen sowohl ein Ammoniak-Importterminal als auch eine 1-GW-Elektrolyseanlage für die H₂-Produktion bis Ende 2030 gebaut werden.⁶⁶

Viele der oben genannten Häfen verfügen bereits heute über LNG-Importinfrastruktur und sind daher auf den Import von Wasserstoff(-verbindungen) vorbereitet. Zum einen besteht die Möglichkeit, Erdgasinfrastruktur umzustellen, zum anderen ist reichlich Expertise zu internationalen Verträgen und Handelskontakte vorhanden, die für den H₂-Handel genutzt werden können.

Exkurs: Importinfrastrukturentwicklung in Asien

Als zukünftige Importregionen für Wasserstoff werden neben Europa vor allem Japan und Südkorea gesehen. Daher kann sich NWE bei der Etablierung von Importströmen auch an Japan und Südkorea orientieren. Japan entwickelte bereits 2017 eine nationale H₂-Strategie⁶⁷ und führte im Anschluss daran Test-Transporte per Schiff in Form von Flüssigwasserstoff, Methylcyclohexan, Methan oder Ammoniak durch. Methan und Ammoniak sol-

len dabei direkt als Rohstoff genutzt werden.⁶⁸ In der japanischen Stadt Kobe ist weltweit der erste Importterminal für Flüssigwasserstoff in Betrieb. Der Flüssigwasserstoff wird aus Australien per Schiff geliefert und am Terminal in Kobe zwischengelagert. Die erste Lieferung erfolgte Anfang 2022.⁶⁹

Zahlreiche Häfen in der Region NWE verfügen bereits über LNG-Importinfrastrukturen und sind damit auf den Import von H₂-Produkten vorbereitet.

Südkorea hat sich ebenfalls ambitionierte H₂-Ziele gesetzt. Bis 2024 sollen in den Häfen von Busan und Yeosu Ammoniak-Terminals errichtet werden. Am Hafen Ulsan ist ebenfalls ein Ammoniak-Terminal und ein Flüssigwasserstoff-Terminal geplant.⁷⁰ Darüber hinaus entwickelt ein koreanisch-australisches Konsortium standardisierte, transportable Flüssigwasserstoff-Terminals. Diese sollen in australischen und koreanischen Häfen errichtet werden und somit einen Transport durch große Flüssigwasserstoff-Tanker ermöglichen.⁷¹

64 Vgl. Fluxys, Driving Europe's hydrogen strategy: Fluxys and Advario join forces to develop a green ammonia import terminal at the Port of Antwerp-Bruges, 31.08.2022, abrufbar unter https://www.fluxys.com/en/press-releases/fluxys-group/2022/220831_press_fluxys_advario_green_ammonia (zuletzt abgerufen am 24.04.2023).

65 Vgl. Behörde für Wirtschaft und Innovation. Green Hydrogen Hub Europe. Hamburg als Drehkreuz für Wasserstoffimporte nach Deutschland und Europa, Hamburg 2022.

66 Vgl. Uniper SE, Green Wilhelmshaven: To new horizons, abrufbar unter <https://www.uniper.energy/solutions/energy-transformation-hubs/energy-transformation-hub-northwest/green-wilhelmshaven> (zuletzt abgerufen am 24.04.2023).

67 Vgl. Weltenergieerat – Deutschland e.V., International Hydrogen Strategies, Berlin 2020.

68 Vgl. Sieler, Roman Eric/Cames, Lisa/Schuster, Bianca/Borghardt, Sören/La Trobe, Benjamin, Hydrogen Factsheet – Japan, December 2021, abrufbar unter <https://www.adelphi.de/en/system/files/media-thek/bilder/H2%20Factsheet%20Japan.pdf> (zuletzt abgerufen am 17.05.2023).

69 Vgl. Hydrogen Energy Supply Chain Project, Successful Completion of Pilot Project Report, 21.04.2022, abrufbar unter <https://drive.google.com/file/d/127L2epevYr7XNEx2XEY-ii05x9iL-A1/view> (zuletzt abgerufen am 17.05.2023).

70 Vgl. Australian Government, Korean Hydrogen Market Update. South Korea, Juni 2022, abrufbar unter https://www.intralinkgroup.com/getmedia/8ba563f7-08f6-43de-ab4a-4467c7e8b3bd/Austrade-Korean-Hydrogen-Market_Report (zuletzt abgerufen am 17.05.2023).

71 Vgl. LATTICE Technology, A Fast-track Solution for LH2 Export & Import Terminals, ohne Datum, abrufbar unter <https://lattice-technology.com/a-fast-track-solution-for-lh2-export-import-terminals/> (zuletzt abgerufen am 17.05.2023).

Besondere Sicherheitsanforderungen an die H₂-Importinfrastruktur

Bei der Berücksichtigung und Weiterentwicklung von Sicherheitsstandards⁷² für den hier betrachteten Aufbau von Importinfrastrukturen für Wasserstoff und H₂-Verbindungen kann sich auf Erfahrungen aus der Gas- und Mineralölindustrie bezogen werden.

Erste Untersuchungen von TÜV NORD EnSys zeigen, dass alle für die Herstellung und Umwandlung von Wasserstoff betrachteten Stoffe grundsätzlich handhabbar sind.⁷³ Im Rahmen der Standortwahl sollte allerdings der Umgang und die Umwandlung der Trägersubstanz si-

cherheitstechnisch mit einer Risikobeurteilung eingeordnet werden, um die damit verbundenen Gefährdungen für das Personal und die Umwelt vollständig zu identifizieren und Maßnahmen zu deren Minimierung festzulegen. Als systematische Analysen werden hierzu häufig die HAZID (*Hazard Identification*) und die HAZOP-Analyse (*Hazard and Operability*) angewendet, mit denen in einem moderierten Expertenteam Gefährdungen, die durch den Betrieb der Anlage verursacht werden (z. B. Zünden von Wasserstoff durch technischen Defekt) und Einwirkungen von außen auf die Anlage (z. B. Stürme, Hochwasser, hafentypische Ereignisse, Störfälle in Nachbaranlagen) identifiziert und bewertet werden können. Dabei werden auch menschliche Fehlhandlungen berücksichtigt. In einer Bewertung der Anlagensicherung können zusätzlich unbefugte Eingriffe und Terrorismus (z. B. Hackerangriffe) bewertet werden, wenn dies wegen der Zugehörigkeit der Anlage zu den kritischen Infrastrukturen erforderlich sein sollte. Darüber hinaus müssen die entsprechenden gesetzlichen und untergesetzlichen Regelungen, die sich aus den ausgeführten Rahmenbedingungen ergeben (z.B. BetrSichV, UVPG), eingehalten und durch unabhängige Prüfungen der Konzepte und Auslegungen bestätigt werden.

⁷² Einen Überblick zur Standardsetzung im Bereich Wasserstoff aus rechtlicher und technischer Sicht bietet die Stiftung Umweltenergierecht. Vgl. Stiftung Umweltenergierecht, Standardsetzung im Bereich Wasserstoff aus rechtlicher und technischer Sicht, 30.01.2023, abrufbar unter <https://stiftung-umweltenergierecht.de/standardsetzung-im-bereich-wasserstoff-aus-rechtlicher-und-technischer-sicht-beleuchtet/> (zuletzt abgerufen am 17.05.2023).

⁷³ Vgl. Behörde für Wirtschaft und Innovation, Green Hydrogen Hub Europe. Hamburg als Drehkreuz für Wasserstoffimporte nach Deutschland und Europa, Februar 2022, abrufbar unter <https://www.hamburg.de/contentblob/15949744/9f383c2533a5a303613735b7d22c4ca4/data/wasserstoff-importstrategie.pdf> (zuletzt abgerufen am 17.05.2023).

1.5 Ferntransport und Speicher in NWE

Die European Hydrogen Backbone-Initiative (EHB) erwartet rund um die Nordsee einen zusammenhängenden Korridor, basierend auf im Betrieb befindlichen und geplanten Offshore-Windkraftanlagen, großen integrierten H₂-Projekten und Schiffsimporten von H₂-Verbindungen wie Ammoniak, Methanol und Flüssigwasserstoff zur Deckung der Nachfrage in den Industrieclustern und Häfen von Rotterdam, Zeebrugge, Antwerpen, Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Le Havre. Für die Niederlande erwartet EHB ein nationales Netz, das alle Industriecluster, Speicher und benachbarten Netzbetreiber (Deutschland und Belgien) miteinander verbindet, welches bis 2027 fertiggestellt sein wird und bis 2030 als Ringnetz funktionieren wird. In Deutschland werden sich voraussichtlich H₂-Cluster im Nordwesten, im Ruhrgebiet und im Osten – dem mitteldeutschen Chemiedreieck – entwickeln, die untereinander und mit den H₂-Netzen in anderen nordwesteuropäischen Ländern verbunden sein werden.

Belgien wird zu einer H₂-Drehscheibe für den Import und die Weiterleitung von Wasserstoff in die Nachbarländer werden.

Das nationale belgische Netz wird voraussichtlich durch Entwicklungen vor allem in und um die Industriecluster von Antwerpen und Gent sowie entlang des Industrietrails in Wallonien entstehen. Angesichts der Nähe von Antwerpen und Rotterdam sind Hafen-zu-Hafen-Verbindungen mit den Niederlanden wahrscheinlich. Darüber hinaus werden Verbindungen mit Frankreich und Deutschland entstehen, die Belgien als Zugang für die Einfuhr/Ausfuhr von Wasserstoff aus/nach den Nachbarländern nutzen. Es wird erwartet, dass die H₂-Nachfrage in Belgien im Jahr 2040 die Produktionskapazitäten übersteigen wird. Wenn die technischen und wirtschaftlichen Bedingungen stimmen, könnten Im- und Exporte mit allen Nachbarländern, einschließlich des Vereinigten Königreichs, sowie Importe über das Terminal in Zeebrugge für die Entwicklung der nordwesteuropäischen H₂-Infrastruktur von entscheidender Bedeutung sein. So wird Belgien dank aller Verbindungsleitungen und Importanlagen zu einer H₂-Drehscheibe für den Import und die Weiterleitung von Wasserstoff in die Nachbarländer werden.

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) 2020-2030 haben die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) auf der Grundlage einer Markterhebung im Jahr 2019 erste Pläne für ein nationales H₂-Netz 2030 veröffentlicht. Weitere Ausarbeitungen zeigen erweiterte H₂-

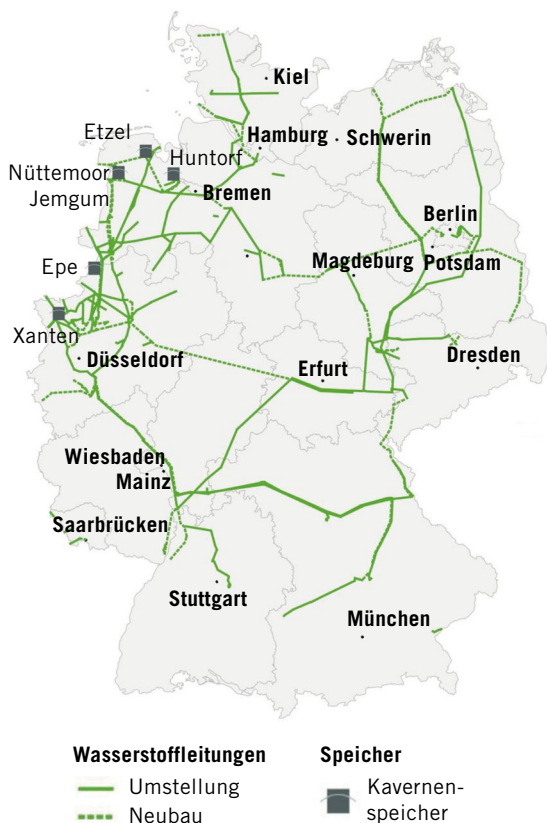
Netze gegenüber den im Netzentwicklungsplan (NEP) 2020-2030 dargestellten, da ein höherer H₂-Bedarf und folglich größere Transportmengen berücksichtigt werden.

Derzeit wird der NEP 2022-2032 erarbeitet, dessen Veröffentlichung mit aktualisierten H₂-Netzen noch in diesem Jahr erfolgen soll. Das deutsche H₂-Netz 2030 soll verschiedene Nachfragecluster wie Ruhrgebiet, Rhein-Main-Gebiet, Ostdeutschland, mitteldeutsches Chemiedreieck und Bayern mit H₂-Quellen in Deutschland, insbesondere im Norden, und mit wichtigen Importrouten verbinden.⁷⁴ So sind Pipeline-Verbindungen in die Niederlande, die Nordsee und nach Dänemark sowie nach Polen und in die Ostsee zur Integration von Offshore-Pipelines und möglichen Importen vorgesehen. Im Südosten entstehen Verbindungen nach Österreich und in die Tschechische Republik. Im Westen gibt es Verbindungen nach Belgien und Frankreich, während im Osten eine neue Verbindung nach Polen zur Deckung des wachsenden Bedarfs in verschiedenen Regionen zur Verfügung stehen wird.

In einem Zwischenbericht aus dem Juli 2022 wird die dynamische Entwicklung deutlich: Die Transportleistung auf Basis der Abfrage bei den Marktakteuren ergab einen zehnfach höheren Umfang verglichen mit dem NEP Gas 2020–2030. Damit ergibt sich ein H₂-Netz mit einer Leitungslänge von 7.600 bis 8.500 km. Mit mehr als 250 Projektträgern konnten die Fernleitungsnetzbetreiber (FNBs) bereits Absichtserklärungen für einen Transport-

74 Fast alle Bundesländer haben H₂-Strategien oder -Roadmaps erstellt, so etwa Baden-Württemberg (abrufbar unter <https://um.badenwuerttemberg.de/de/wirtschaft/wasserstoffwirtschaft/roadmap/> (zuletzt abgerufen am 17.05.2023)), Norddeutsche Wasserstoffstrategie (Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig Holstein, abrufbar unter <https://norddeuschewasserstoffstrategie.de/wp-content/uploads/2020/11/norddt-H2-Strategie-final.pdf> (zuletzt abgerufen am 17.05.2023)), Wasserstoffstrategie Sachsen-Anhalt (abrufbar unter https://mule.sachsen-anhalt.de/fileadmin/Bibliothek/Politik_und_Verwaltung/MLU/MLU/04_Energie/Erneuerbare_Energien/Wasserstoff/210503_Wasserstoffstrategie_Sachsen-Anhalt.pdf (zuletzt abgerufen am 17.05.2023)), Bayerische Wasserstoffstrategie (abrufbar unter https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/E-Paper/catalogs/BayWasserstoffstrategie/pdf/complete.pdf (zuletzt abgerufen am 17.05.2023)), Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen (abrufbar unter https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/mwde_br_wasserstoff-roadmap-nrw_web-bf.pdf (zuletzt abgerufen am 17.05.2023)), Sachsen, Sachsen-Anhalt, Brandenburg, Eckpunktepapier der ostdeutschen Kohleländer zur Entwicklung einer regionalen Wasserstoffwirtschaft (abrufbar unter https://mwae.brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/Wasserstoff_Eckpunktepapier_Kohlelaender.pdf (zuletzt abgerufen am 17.05.2023)), Thüringer Landesstrategie Wasserstoff (abrufbar unter https://umwelt.thueringen.de/fileadmin/001_TMUEN/Aktuelles/2021/0906_Thueringer_Wasserstoffstrategie_mit_Deckblatt.pdf, (zuletzt abgerufen am 17.05.2023)), H2Berlin, Wasserstoffpotenzial in Berlin 2025 (abrufbar unter <https://group.vattenfall.com/de/siteassets/2.-dokumentablage---newsroom/3.-pressemeldungen/h2berlin-wasserstoffpotenzial-in-berlin-2025-september-2020.pdf> (zuletzt abgerufen am 17.05.2023)).

Abbildung 1.7: Wasserstoffnetz 2032 in Deutschland laut Zwischenbericht zum NEP Gas 2022 – 2032



Quelle: FNB Gas, Zwischenstand des NEP Gas 2022 – 2032

bedarf in Höhe von 165 TWh abschließen. Berücksichtigt wurden dabei Elektrolyseprojekte mit einer Leistung von rund 20,5 GW. Die Investitionskosten für die benötigte Infrastruktur werden auf 8 bis 10 Mrd. € geschätzt.⁷⁵ Bis 2027 können laut einem veröffentlichten Entwurf rund 2.000 km Erdgasleitungen auf Wasserstoff umgestellt werden, wovon etwa Dreiviertel keine erdgasverstärkenden Maßnahmen benötigen.⁷⁶ Die nach wie vor fehlen-

75 Vgl. FNB Gas, Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, Zusammenfassung Zwischenstand, Juli 2022, abrufbar unter https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/07/2022_07_06_Zusammenfassung_NEP-Gas-2022-2032-Zwischenstand.pdf (zuletzt abgerufen am 17.05.2023).

76 Vgl. FNB Gas, Netzentwicklungsplan, 31.03.2023, abrufbar unter <https://fnb-gas.de/netzentwicklungspl%C3%A4ne/netzentwicklungsplan-2022/> (zuletzt abgerufen am 17.05.2023).

den gesetzlichen Grundlagen⁷⁷ für den Aufbau des H₂-Transportnetzes wurden allerdings im Bericht auch genannt:⁷⁸ Auf dieser Basis ist es den FNB nicht möglich, die Investitionen für die Planung zu berücksichtigen.

Durch die maximale Nutzung der bestehenden Erdgas-Transportinfrastruktur könnte der nationale H₂-Backbone bis 2030 eine Kapazität von etwa 10-15 GW erreichen. Das nationale H₂-Transportnetz wird in Phasen entwickelt werden, die der Entwicklung des H₂-Marktes folgen und diese erleichtern. Ziel ist es, zunächst die Region Rotterdam-Rijnmond mit dem Gebiet ‚Noordzeekanaalgebied‘ (Stahlproduktion) und den nördlichen Niederlanden zu verbinden. Mit diesem ersten Schritt erhalten diese Regionen auch Zugang zu den unterirdischen H₂-Speichern in Zuidwending und zu Deutschland. Die Region Schelde-Delta, einschließlich einer Verbindung mit Belgien, wird ebenfalls in einem frühen Stadium entwickelt werden, könnte aber bereits im ersten Jahr nach der Entwicklung als eigenständiger Cluster funktionieren. Die Verbindung der Schelde-Delta-Region mit den anderen oben genannten Clustern wird als Nächstes folgen, danach wird die Netzverbindung zur und in der Provinz Limburg entwickelt.

➤ Eine gemeinsame niederländische und norddeutsche H₂-Infrastruktur ist durch gegenseitige Abstimmung der Pläne für den H₂-Transport und die H₂-Speicherung gut möglich.

Der *Ring* wird bis 2030 fertiggestellt, aber Gasunie betont, dass die Anbindung an die Speicher und die Nachbarländer für alle Cluster bereits früher (2027) möglich ist. Außerdem untersucht Gasunie den Anschluss von Industrien, die nicht in einem der großen Industriecluster angesiedelt sind. Gasunie und Partner werden auch zusammenarbeiten, um das ACE-Ammoniak-Importterminal zu entwickeln. Das Terminal wird in Maasvlakte in der Nähe von Rotterdam betrieben und wird eine Anlage zur Umwandlung von Ammoniak in Wasserstoff umfassen, um den künftigen Bedarf an Wasserstoff in Nordwesteuropa zu decken. Außerdem wird es Ammoniak u. a. an

77 Eine integrierte Planung eines H₂-Netzes mit allen Akteuren kann nur in einem regulierten Rahmen erfolgen, da derartige Planungen in einem unregulierten Rahmen als Marktabsprache interpretiert werden können.

78 Erste Vorschläge des Bundeskabinetts zum Aufbau eines H₂-Netzes und zur Novellierung des EnWG liegen bereits vor.

Abbildung 1.8: Infrastruktur für Wasserstoff in der Region NWE nach den Vorstellungen von North₂

Quelle: U.S. Energy Information Administration; Fluxys; Gasunie, FNB Gas; North₂

die Düngemittelindustrie liefern. Die Arbeiten an der Grundkonzeption des Importterminals begannen im zweiten Quartal 2022. Es soll ab 2026 betriebsbereit sein und an den niederländischen H₂-Backbone angeschlossen werden, das den künftigen H₂-Markt in Nordwesteuropa bedienen kann.

Durch die gegenseitige Abstimmung der Pläne für den H₂-Transport und die H₂-Speicherung ist außerdem eine gemeinsame niederländische und norddeutsche H₂-Infrastruktur sehr gut möglich, wie z. B. das *HyPerLink-Projekt*⁷⁹ in Deutschland. Gasunie ist auch an der deut-

schen Offshore-H₂-Infrastruktur-Initiative *AquaVentus*⁸⁰ beteiligt, die darauf abzielt, den ersten deutschen Offshore-Wasserstoff-Backbone in der Nordsee zu errichten – mit Anschlussmöglichkeiten an die niederländische, dänische und norwegische H₂-Infrastruktur. Darüber hinaus wird erneuerbarer Wasserstoff zur Integration großer Mengen von Offshore-Windenergie, insbesondere im Norden der Niederlande und Deutschlands, eingesetzt. Bis 2050 werden in der Nordsee mehr als 180 GW Offshore-Windenergie errichtet, was die Integration dieser Energie in das Energiesystem zu einer Herausforderung macht. Diese Integration kann durch einen international koordinierten Entwicklungsplan für Energieknottenpunkte, einschließlich Off- und Onshore-Power-to-Wasserstoff,

79 HyPerLink will Verbindungen aufbauen zwischen vorhandenen Wasserstoffproduktionsstätten und Importquellen mit Abnehmern in Bremen, Hamburg und Hannover sowie Untergrundspeichern.

80 Vgl. AquaVentus Förderverein e.V., AquaVentus, abrufbar unter <https://aquaventus.org> (zuletzt abgerufen am 17.05.2023).

sowie durch die Systemintegration zwischen dem Strom- und H₂-Netz wirtschaftlich erfolgen.

Wasserstoff kann eine wichtige Rolle spielen, um die großen Energiemengen in das System zu integrieren und saisonal zu speichern. Dieses H₂-Netz wird voraussichtlich auch für die Stabilisierung des Stromnetzes mit neuen H₂-befeuerten Kraftwerken⁸¹ von entscheidender Bedeutung sein.

Die technischen Voraussetzungen für die Umwidmung von Erdgaspipelines auf den Transport von Wasserstoff sind – was die Materialeigenschaften angeht – zumindest in Deutschland gegeben. Untersuchungen der Materialprüfungsanstalt Stuttgart und des FNB Open Grid Europe haben gezeigt: Alle verbauten Rohrleitungen aus Stahl sind für den Betrieb mit reinem Wasserstoff geeignet.⁸² Weiterhin besteht die Möglichkeit, andere Energieinfrastruktur umzuwidmen: BP überlegt bspw., bestehende Ölpipelines auf den H₂-Transport umzurüsten.⁸³

Speicherung von Wasserstoff

In einer Studie für Gas Infrastructure Europe wurden folgende Zahlen für Speicherbedarf und -potenzial in den NWE-Ländern genannt.⁸⁴

Insgesamt ergibt sich in der Studie eine Situation, in der die Speicherpotenziale nicht den Bedarf decken würden. Allerdings wurden nur existente Erdgasspeicher und deren Umwidmung auf Wasserstoff betrachtet. Europaweit liegt der Speicherbedarf bei rund 450 TWh, umgewidmete Erdgasspeicher würden wegen der niedrigeren Energiedichte von Wasserstoff lediglich 265 TWh ergeben. Konsequenterweise ist es daher notwendig, bestehende Erdgasspeicher zu erweitern bzw. neue zu schaffen oder auf andere Speichertechnologien (z. B. mit H₂-Verbindungen) zu setzen.

Die potenzielle Rolle von Wasserstoff beim Ausgleich des Stromnetzes, bei der Bewältigung der kurz- und langfristigen Schwankungen der Erneuerbaren und bei der potenziellen Entwicklung des internationalen Handels würde die Entwicklung von mehr Speicherkapazität und deren flexiblen Betrieb erfordern. Derzeit laufen mehrere Forschungsprojekte zur Demonstration des schnellen Zyklusbetriebs bei der H₂-Speicherung in großem Maßstab, z. B. *HyCAVmobil* in Deutschland.⁸⁵ Weitere Forschungsprojekte sind *HyStock* in den Niederlanden⁸⁶ und *H₂CAST Etzel*⁸⁷ in Deutschland: Sie befassen sich mit der Analyse

81 Das vgbe-Factsheet „H₂-Readiness für Gasturbinenanlagen“ stellt Informationen zur Nutzung von Wasserstoff in Gasturbinenanlagen zur Verfügung. Vgl. vgbe energy e.V., vgbe Positionspapier. Factsheet H₂-Readiness für Gasturbinenanlagen, Januar 2023, abrufbar unter <https://www.vgbe.energy/news/vgbe-factsheet-h2-readiness-gt/> (zuletzt abgerufen am 17.05.2023).

82 Vgl. Steiner, Michael/Marewski, Ulrich/Silcher, H., Stichprobenhafte Überprüfung von Stahlwerkstoffen für Gasleitungen und Anlagen zur Bewertung auf Wasserstofftauglichkeit. Projekt G 202006 SyWeSt H₂ im Rahmen des DVGW-Innovationsprogramms Wasserstoff, Stuttgart 2023.

83 Vgl. bp p.l.c., Neuer Knotenpunkt für Wasserstoff in Wilhelmshaven: bp prüft Ausbau der deutschen Drehscheibe für grüne Energie, 16.01.2023, abrufbar unter https://www.bp.com/content/dam/bp/country-sites/de_de/germany/home/presse/pressemeldungen/2023/bp_prueft_Ausbau_der_deutschen_Drehscheibe_fuer_gruene_Energie.pdf (zuletzt abgerufen am 17.05.2023).

84 Vgl. Tabelle 6 sowie Guidehouse, Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system, Utrecht 2021.

85 HyCAVmobil untersucht Langzeitspeicherung mittels Salzkavernen. Vgl. EWE AG, HyCAVmobil research project – hydrogen storage, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.ewe.com/en/shaping-the-future/hydrogen/storing-hydrogen> (zuletzt abgerufen am 17.05.2023).

86 HyStock will Salzkavernen bei Zuidwending für die Speicherung entwickeln. Vgl. HyStock, Demonstration hydrogen storage A8, <https://www.hystock.nl/en/about-hystock/our-subprojects> (zuletzt abgerufen am 02.06.2023).

87 H₂CAST untersucht die Umwidmung des Erdgasspeichers in Etzel auf Wasserstoff. Vgl. STORAGE ETZEL GmbH, H₂Cast Etzel, ohne Datum, abrufbar unter <https://h2cast.com> (zuletzt abgerufen am 02.06.2023).

Tabelle 6: H₂-Speicherbedarf und -potenzial in der NWE-Region

Land	Speicherbedarf 2030 (TWh)	Speicherbedarf 2050 (TWh)	Potenzial Salzkavernen	Potenzial alle Technologien
Belgien	4,4	22,3	0	2,2
Deutschland	15,9	111,4	39,5	61,4
Luxemburg	0,1	0,7	0	0
Niederlande	6,3	31,6	0,9	34,6

Quelle: Gas Infrastructure Europe (GIE)

des Potenzials für die Wiederverwendung von Erdgas-salz-kavernen für die H₂-Speicherung.

Im Vorhaben „Transformation Untergrundspeicher“⁸⁸ wurde untersucht, wie sich Wasserstoff auf Untergrund-gasspeicher in Deutschland auswirkt. Dabei wurden alle wesentlichen Anlagenteile der bestehenden unter- und obertägigen Speichereinrichtungen, die Leistungsdaten sowie das thermodynamische Verhalten für Erdgas, Wasserstoff und Erdgas-Wasserstoff-Mischgase und deren ökonomische Auswirkungen auf die Anlageninfrastruktur und den Betrieb künftiger H₂-Speicher untersucht. Als Grundlage dafür dienten aktuelle Literatur und Forschungsprojekte. Die Studie ergab, dass alle in Deutschland liegenden Kavernenspeicher für die Speicherung von bis zu 100 % Wasserstoff zur Verfügung stehen. Im Fall der Porenspeicher zeichnete sich ein gemischtes Bild: Grundsätzlich muss die Tauglichkeit zur H₂-Speicherung individuell geprüft werden. Ein Viertel der Porenspeicher in Deutschland ist demnach für die Speicherung von reinem Wasserstoff als geeignet anzusehen.

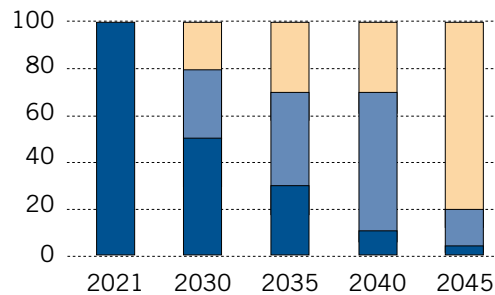
Die Verteilnetzebene für Wasserstoff am Beispiel Deutschland

Während über das Gastransportnetz mit seinen großen Pipelines Erdgas bei hohen Drücken über weite Strecken und in großen Mengen transportiert wird, gelangt es zu den Endverbrauchern über ein feinmaschiges Netz kleinerer Rohrleitungen – dem Gasverteilnetz. Daran angeschlossen sind eine Vielzahl von Kundengruppen mit stark variierenden Verbräuchen, darunter ein breites Spektrum von Industrieunternehmen, wichtige Reservekraftwerke, Biomethan-Tankstellen sowie Geschäfts- und Wohngebäude. Gasverteilnetze spielen also eine zentrale Rolle im Energiesystem und für den Hochlauf eines H₂-Markts. Damit ähneln sich Verteilnetze in NWE in hohem Maße, was eine Konzentration in diesem Bericht auf das deutsche Beispiel erlaubt.

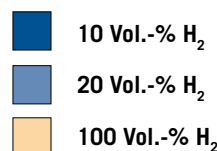
Bisher strömt durch die Gasverteilnetze in Deutschland fast ausschließlich fossiles Methan bzw. Erdgas. Im Zuge der Klimaschutzziele muss dieses mittel- bis langfristig klimafreundlichen Gasen, wie Wasserstoff oder Biomethan, weichen, um so bis zum Jahr 2045 die entsprechende Reduktion der Treibhausgasemissionen und da-

⁸⁸ INES Initiative Energien Speichern e.V./Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V./DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Wasserstoff speichern – soviel ist sicher, abrufbar unter <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201926-abschlussbericht-transformation-ugs.pdf> (zuletzt abgerufen am 02.06.2023).

Abbildung 1.9: Mögliche Entwicklung der Wasserstoffverträglichkeit der Gasverteilnetze in Deutschland



Relativer Anteil der Gasnetze in %, die im Bezugsjahr mit 10 %, 20 % bzw. 100 % Wasserstoff betrieben werden könnten.



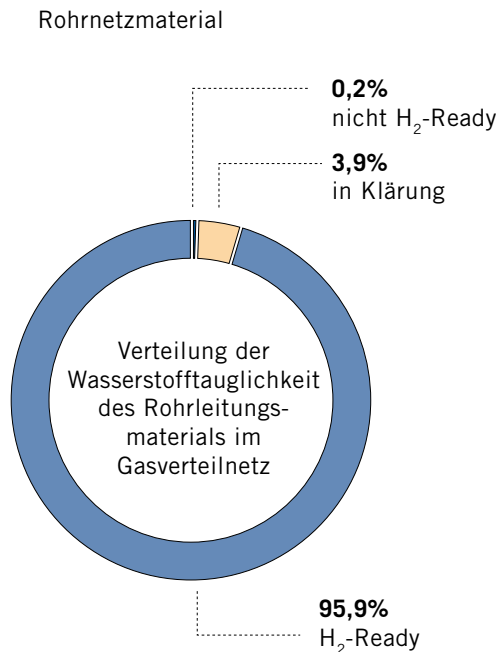
Quelle: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

durch die Klimaneutralität zu erreichen. Ein Vorteil dieser lokalen Energienetze liegt darin, dass sie flexibel sind und – je nach dem Verhältnis von Energieangebot und -nachfrage vor Ort – unterschiedliche Molekül- oder Gas-mischungen und Mengen bereitstellen können. Außerdem verbinden sie große Teile der Endverbraucher und bieten Möglichkeiten für die Dekarbonisierung der daran angeschlossenen Haushalte, Unternehmen und Industrien. Gerade die Gasnetze können auf der Seite der Energieerzeugung die lokale Wertschöpfung unterstützen, indem sie dezentrale Hersteller von Wasserstoff und Biomethan anschließen und ihnen somit einen Zugang zu regionalen Energiemärkten verschaffen.

Die Umstellung der bestehenden Verteilnetze auf Wasserstoff betrifft im Wesentlichen zwei Bereiche: die Infrastruktur – also die Rohrleitungen und dazugehörige Komponenten – sowie die Gasinstallationen. Für den zweiten Bereich ist neben dem Austausch der Endgeräte in Haushalten und Wohngebäuden auch die Umstellung der zahlreichen Gasanwendungen in den Gewerbe- und Industriebetrieben zu berücksichtigen und zu organisieren.

Dabei ist zu beachten, dass eine flächendeckende Marktraumumstellung auf Wasserstoff erst dann durchführbar ist, wenn möglichst viele Gasgeräte verbaut worden sind,

Abbildung 1.10: Werkstoffe, aus dem die Rohrleitungen des Verteilnetzes in Deutschland bestehen, als prozentualer Anteil der Gesamtlänge von 554.000 km



Quelle: H2vorOrt auf Basis von Daten des DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

die sowohl mit Erdgas und Biomethan als auch mit Wasserstoff betrieben werden können, und Prozesse bzw. Gasanwendungen an den Einsatz von Wasserstoff angepasst wurden. Ab spätestens 2025 werden in der Bundesrepublik von den im Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e.V. organisierten Herstellern Seriengeräte auf den Markt kommen, die zunächst auf Methan oder Methan-Wasserstoff-Gemische eingestellt und mittels eines Umbaukits mit wenig Aufwand durch einen Installateur zu einem H₂-Gerät konvertiert werden können.

Die Umstellung bestehender Gasverteilungsnetze auf Wasserstoff ist noch nicht eindeutig definiert.

Die Umstellung bestehender Gasverteilungsnetze ist aufgrund seiner Komplexität und Verästelung noch nicht eindeutig definiert. Es gibt verschiedene Varianten. Im

Rahmen des DVGW-Projekts „Roadmap Gas 2050“⁸⁹ haben Forschende des Deutschen Brennstoffinstituts (DBI) verschiedene Szenarien und mögliche Transformationspfade zur Integration von Wasserstoff in die deutsche Gasinfrastruktur und die darüber versorgten Gasanwendungen ermittelt. Dabei berücksichtigten sie den technischen Anpassungsbedarf zur Erhöhung der H₂-Verträglichkeit und berechneten die daraus resultierenden Kosten. Eines dieser Szenarien beschreibt einen möglichen und realistischen Weg für die Umstellung der Verteilnetze über den Zwischenschritt der Beimischung von 20 % Wasserstoff. Die zusätzlichen Kosten für diese Anpassung des Verteilnetzes bis zum Jahr 2045 würden demnach rund 15 Mrd. € betragen.

Umstellungspläne der Verteilnetzbetreiber in Europa

In der Praxis befassen sich die Verteilnetzbetreiber (VNB) bereits mit der zukunftsfähigen Anpassung ihrer Netze. Auf europäischer Ebene fließen die Bemühungen in der Initiative *Ready4H2* zusammen, der bereits 91 Unternehmen und Partnerorganisationen aus 22 Ländern angehören. Sowohl Belgien als auch Deutschland und die Niederlande sind darin vertreten. Zwei Drittel der Mitglieder haben sich demnach darauf verständigt, ihre Netze bis zum Jahr 2040 auf Wasserstoff umzurüsten.⁹⁰ Dabei von Vorteil ist, dass ein Großteil der europäischen Gasnetze (bzw. über 1 Mio. km Rohrleitungen) mit Blick auf ihre Materialeigenschaften bereits für reinen Wasserstoff genutzt werden können. Das Gleiche gilt für das deutsche Verteilnetz, dem größten in Europa: 95,9 % der Rohrleitungen bestehen aus den *H₂-ready*-Werkstoffen Kunststoff und Stahl, 3,9 % sind noch zu klären und nur 0,2 % müssten aktuell ausgetauscht werden. Einige Komponenten der Netze, wie Ventile, Messgeräte oder Kompressoren, werden derzeit noch auf ihre H₂-Verträglichkeit hin untersucht. Seitens des Rohrmaterials bestehen aber keine Hindernisse für eine großflächige Umstellung.

Die Versorgung der Verteilnetze mit Wasserstoff soll perspektivisch über den H₂-Backbone der FNB erfolgen. Zudem gibt es zahlreiche Projekte zum Aufbau lokaler Erzeugungspotenziale, die auch an das Verteilnetz angeschlossen werden können.

⁸⁹ Vgl. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Roadmap Gas 2050: Transformationspfade der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwender. Studie durchgeführt von DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Berlin 2022.

⁹⁰ Vgl. Ready4H2, Europe's Local Hydrogen Networks, PART 1: Local gas networks are getting ready to convert, 13.12.2021, abrufbar unter <https://www.gruenes-gas.at/assets/Analysen-und-Studien/Ready4H2-ED1.pdf> (zuletzt abgerufen am 11.05.2023).

➤ Pilot- und Demonstrationsprojekte sollen den Weg in die Wasserstoffwelt ebnen.

Um den Weg in die H₂-Welt zu ebnen, werden in ganz Europa Pilot- und Demonstrationsprojekte durchgeführt und angestoßen. Ein prominentes Beispiel ist das groß angelegte Forschungsprogramm *HEAVENN*. Im Norden der Niederlande werden in verschiedenen Demonstrationsprojekten die Kernelemente der H₂-Wertschöpfungskette untersucht – Produktion, Verteilung, Speicherung und lokale Endnutzung – und zu einem integrierten *H₂ Valley* zusammengeführt. Dieses soll als Vorbild für die Nachahmung in ganz Europa und darüber hinaus dienen. Das Hauptziel ist die Nutzung von grünem Wasserstoff und die Entwicklung replizierbarer Geschäftsmodelle für den großflächigen kommerziellen Einsatz von Wasserstoff im gesamten regionalen Energiesystem.

Mittels *Power-to-Gas*-Anlagen werden die reichlich vorhandenen erneuerbaren Energiequellen, sowohl Onshore (Wind und Sonne) als auch Offshore (Wind), maximiert, indem Wasserstoff als ein Speichermedium zur Steuerung von intermittierenden und (hinsichtlich der Fläche) begrenzten erneuerbaren Energiequellen im Stromnetz dient und als ein Energievektor die bestehenden Strom- und Gasinfrastrukturen koppelt. Dies wird u. a. durch die Förderung des Aufbaus wichtiger Transport- und Verteilungsgasinfrastrukturen erreicht, um grünen Wasserstoff von der Versorgung bis zu den Endverbrauchern zu liefern. Daneben gibt es zahlreiche andere EU-Verbundvorhaben, die sich mit Aspekten wie z. B. der H₂-Beimischung (ThyGa) oder Messmethoden für H₂-Speicher (MefHysto) beschäftigen.

Planung der Wasserstoffnetze in Deutschland

Die Gasverteilnetze in Deutschland sind regional unterschiedlich ausgeprägt. Jedes hat seine eigenen Gegebenheiten vor Ort, die bei der Umstellung individuell berücksichtigt werden müssen. Dabei sind nicht nur technische Aspekte relevant, sondern auch die Bedürfnisse der lokalen Kunden und Erzeuger sowie der vorgelegerten Netzbetreiber. Neben der technischen Machbarkeit und der Verfügbarkeit grüner und klimaneutraler Gase ist es ebenso sinnvoll, weitere Stakeholder, wie Installateure oder Heizungshersteller, einzubeziehen. Nur durch die Koordination der beteiligten Akteure kann eine Umstellung der Infrastruktur auf klimaneutrale Gase auf allen Ebenen in der Praxis gelingen.

In Deutschland koordiniert die Initiative *H₂vorOrt* die Transformationsbemühungen auf Verteilnetzebene mit bisher 48 teilnehmenden VNB, die weit über die Hälfte des gesamten Verteilnetzes repräsentieren. Die meisten dieser Partner haben bereits Pläne vorgelegt, wie sie ihre Netze auf eine H₂-Versorgung umstellen möchten unter Berücksichtigung der entsprechenden regionalen Angebots- und Bedarfsstrukturen.

Diese Einzelplanungen, die jährlich aktualisiert werden, laufen in einem Gasnetzgebiets-Transformationsplan (GTP) zusammen. Der GTP ist ein Konzept, das von *H₂vorOrt* in Zusammenarbeit mit dem DVGW und dem Verein kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) erarbeitet wurde. Es handelt sich um einen *Bottom-up*-Planungsansatz für die Transformation der Verteilnetze zur Klimaneutralität. Er betrachtet u. a. die *H₂-Readiness* und darauf aufbauende technische Umstellungen einzelner Netzabschnitte und dient als Input für den Netzentwicklungsplan der FNB. Der bidirektionale Abgleich beider Planungen – GTP und NEP – führen dann zu einem ganzheitlichen Bild einer integralen H₂-Infrastruktur.

1.6 Ausblick: Prognostizierter Wasserstoffbedarf in NWE

Es ist davon auszugehen, dass der H₂-Bedarf in NWE künftig stark steigen wird. Denn die Region hat einen hohen Energiebedarf und ambitionierte Klimaziele: Belgien plant, ebenso wie Luxemburg, bis 2050 klimaneutral zu werden, Deutschland bis 2045 und die Niederlande möchte bis 2050 ihre Emissionen um 95 % reduzieren. Wasserstoff wird dabei als Teil einer Klimaschutzstrategie gesehen, welche eine Aufrechterhaltung weiter Teile der industriellen Tätigkeit erlaubt. Die starke wirtschaftliche Verflechtung der Region legt eine enge Kooperation der nationalen Politiken nahe, um einen regionalen H₂-Markt zu erreichen.

Allerdings sind die genannten Klimaziele nur durch den Einsatz von klimafreundlichem Wasserstoff zu erreichen. Eine Studie zeigte kürzlich, dass allein durch den Ersatz der bestehenden Produktion von grauem Wasserstoff durch kohlenstoffarmen oder grünen Wasserstoffs 60 % des niederländischen Ziels für Industrieemissionen erreicht werden können.⁹¹

Für die Region NWE existieren u. a. zwei Studien, welche Szenarien für den künftigen H₂-Verbrauch entwickelt haben. Laut Aurora Energy Research⁹² verbraucht NWE derzeit 95 TWh Wasserstoff⁹³ auf der Basis fossiler Brennstoffe, hauptsächlich aus Erdgas hergestellt und in der Schwerindustrie genutzt, die im Rahmen der europäischen Strategien durch grünen Wasserstoff ersetzt werden könnten. Laut Aurora steigt der H₂-Bedarf bis 2050 auf 214 TWh,⁹⁴ wenn die H₂-Nutzung sich vor allem auf industrielle Anwendungen konzentriert und lediglich ausgewählte Lösungen im Bereich Mobilität und Gebäudewärme als Verbraucher in Frage kommen. In einem Szenario mit einer breiteren Anwendung von Wasserstoff steigt die Nachfrage auf deutlich höhere 727 TWh.⁹⁵

91 Vgl. DNV Energy Systems, Industrial Decarbonization utilizing CCS and Hydrogen in the Netherlands, Arnhem 2022.

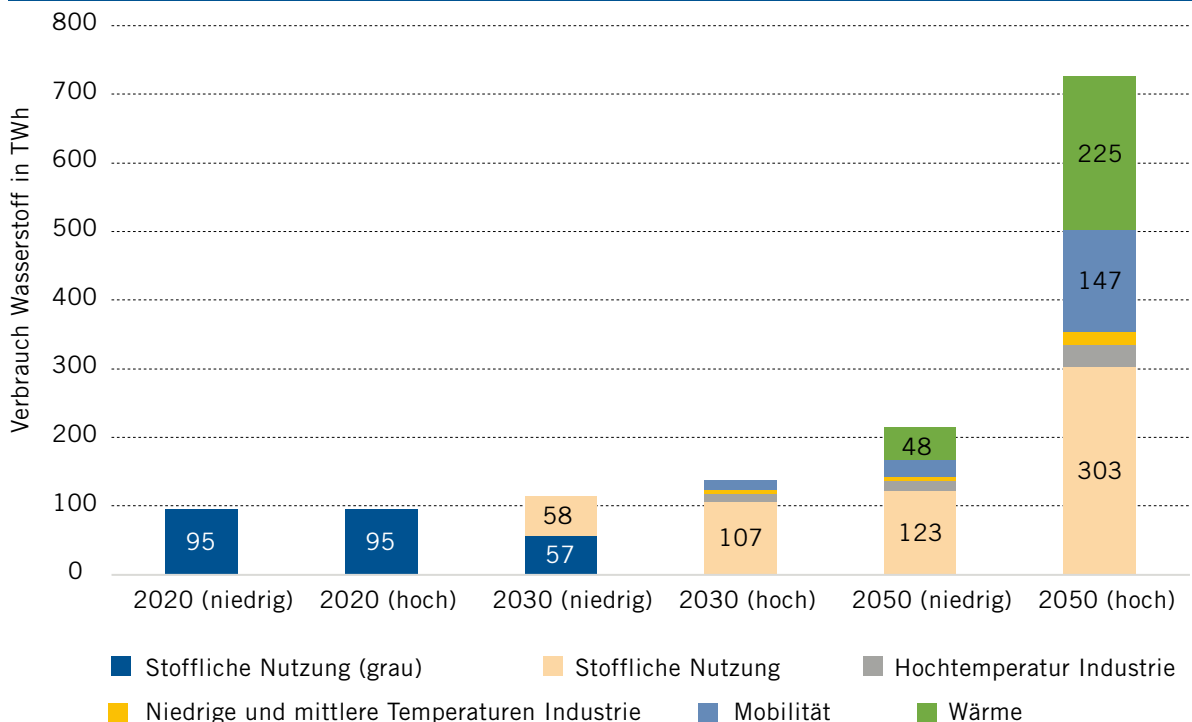
92 Vgl. Aurora Energy Research, Hydrogen in the Northwest European energy system, 31.08.2020, abrufbar unter <https://auroraer.com/insight/hydrogen-in-the-northwest-european-energy-system/> (zuletzt abgerufen am 17.05.2023).

93 Mit einem Heizwert von Wasserstoff in Höhe von 33,33 kWh/kg entspricht das 2,85 Mt.

94 Mit einem Heizwert von Wasserstoff in Höhe von 33,33 kWh/kg entspricht das 6,42 Mt.

95 Mit einem Heizwert von Wasserstoff in Höhe von 33,33 kWh/kg entspricht das 21,81 Mt.

Abbildung 1.11: Verbrauchsentwicklung in den Szenarien von Aurora Energy Research



Quelle: Aurora Energy Research

Tabelle 1.7: Die benötigte Menge an Wasserstoff in den Zentren der Stahlindustrie führt bei ausschließlicher Nutzung grünen Wasserstoffs zu hoher Nachfrage nach Strom

Ort	Verbrauch H ₂ in TWh	Verbrauch H ₂ in Mt	Strombedarf in TWh	Wind 2021 in TWh	PV 2021 in TWh	Anteil Wind	Anteil PV
Duisburg (niedrig)	6	0,18	7,8	117,70	49,00	7%	16%
Ijmond (niedrig)	4	0,12	5,2	17,89	11,44	29%	45%
Gent (niedrig)	3	0,09	3,9	11,88	5,61	33%	70%
Duisburg (hoch)	12	0,36	15,6	117,70	49,00	13%	32%
Ijmond (hoch)	8	0,24	10,4	17,89	11,44	58%	91%
Gent (hoch)	6	0,18	7,8	11,88	5,61	66%	139%

Quelle: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH und eigene Rechnungen

Falls dieser Wasserstoff ausschließlich grün produziert werden soll, erhält man einen Bedarf an grüner Elektrizität zwischen 238 TWh und 1.083 TWh. Zum Vergleich: Die Stromerzeugung der Benelux-Staaten und Deutschland betrug im Jahr 2021 809 TWh (darunter Wind mit 165 TWh und PV mit 65 TWh) – der Bedarf an Strom für H₂-Elektrolyse ist also beträchtlich. Insofern ist es wenig erstaunlich, dass Aurora auch 2050 blauen Wasserstoff als unentbehrlich betrachtet: In einem Szenario liegt der Anteil blauen Wasserstoffs im Jahr 2050 bei 65 %. Szenarien mit einem hohen H₂-Bedarf legen zudem die Notwendigkeit von Importen nahe. Für die Szenarien nannte Aurora H₂-Preise zwischen 1,6 €/kg und 2,8 €/kg,⁹⁶ umgerechnet 48 €/MWh und 84 €/MWh.

Die Studie vom EWI betrachtet die Entwicklung bis 2030⁹⁷ und konzentriert sich in Deutschland auf den Nordwesten. Im Szenario mit geringer Nachfrage steigt der Gesamtbedarf an Wasserstoff in Belgien, den Niederlanden und Nordwestdeutschland von heute 63 TWh⁹⁸ auf 81 TWh⁹⁹ im Jahr 2030. Davon werden 20 % in der Stahlindustrie und 2 % im Verkehrssektor verbraucht. Auf die Ammoniakproduktion entfallen 33 %, auf die Mineralölraffination 32 % und auf die Methanolsynthese 12 %. Eine weitere Analyse zeigt, dass sich die Nachfrage nach kohlenstoffarmem Wasserstoff stark auf Regionen konzentriert, in denen die chemische Industrie und Stahlwerke angesiedelt sind. Die Gebiete mit dem höchsten absoluten H₂-Bedarf sind Duisburg mit 6 TWh, Ijmond

mit 4 TWh und Gent mit fast 3 TWh. In all diesen Gebieten sind Stahlwerke angesiedelt. Regionen mit wenig Industrie, kleinerer Bevölkerung und geringem Verkehrsaufkommen haben in der Regel einen vernachlässigbaren H₂-Bedarf.

Das Szenario mit hoher Nachfrage ist durch ehrgeizigere Durchdringungsraten von CO₂-armem Wasserstoff in den verschiedenen Sektoren gekennzeichnet. Die Gesamtnachfrage nach Wasserstoff beläuft sich auf 99 TWh¹⁰⁰ im Jahr 2030. Auch dieses Szenario zeigt eine Konzentration auf einige wenige Gebiete, jedoch mit höheren absoluten Bedarfsmengen. Aufgrund des höheren H₂-Bedarfs im Verkehrssektor weisen mehr Regionen einen nennenswerten Bedarf an Wasserstoff auf als im Szenario mit geringer Nachfrage. Die Regionen mit dem höchsten absoluten H₂-Bedarf bleiben gleich, allerdings mit einer Verdoppelung des absoluten H₂-Bedarfs in der Stahlindustrie: Duisburg mit 12 TWh, Ijmond mit 8 TWh, und Gent mit fast 6 TWh. Die Regionen mit dem höchsten Bedarf an CO₂-armem Wasserstoff aus der (petro-)chemischen Industrie sind Zeeland (3 TWh), Antwerpen (1,7 TWh) und der Kreis Dithmarschen (1,2 TWh). Der Verkehrssektor hat den größten Bedarf an Wasserstoff in den dicht besiedelten Gebieten um Rotterdam, Hamburg und Antwerpen. Der Bedarf liegt jedoch in jeder dieser Regionen unter 0,5 TWh.

Der stark konzentrierte Verbrauch stellt besondere Anforderungen an die Infrastruktur, da die Erzeugung derart großer Mengen an Wasserstoff nur schwerlich in direkter Umgebung des Verbrauchers geschehen kann. Der zu erwartende Stromverbrauch für die H₂-Bereitstellung wird

⁹⁶ Gemessen in realen Euro von 2018.

⁹⁷ Vgl. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), Hydrogen cluster Belgium, the Netherlands, and North-Western Germany – A projection and analysis of demand and production until 2030, Köln 2021.

⁹⁸ Der Unterschied zu den Zahlen von Aurora Energy Research ist darin begründet, dass Aurora ganz Deutschland betrachtet, während sich das EWI auf Nordwestdeutschland konzentriert.

⁹⁹ Mit einem Heizwert von Wasserstoff in Höhe von 33,33 kWh/kg entspricht das 1,89 Mt bzw. 2,43 Mt.

¹⁰⁰ Mit einem Heizwert von Wasserstoff in Höhe von 33,33 kWh/kg entspricht das 2,97 Mt.

verglichen mit der jeweils nationalen Stromerzeugung 2021 aus Wind bzw. PV. Bei ausschließlichem Rückgriff auf erneuerbar erzeugten Strom wird entweder ein ausreichend ausgebautes Stromnetz¹⁰¹ benötigt, um den Strom an den Industriestandorten zur Verfügung zu stellen oder H₂-Pipelines. Die Nutzung blauen Wasserstoffs kann den Strombedarf erheblich mindern, führt allerdings zu Infrastrukturbedarf bei der CCS-Technologie.

Wird der H₂-Markt marktwirtschaftlich organisiert, spielt die Preiselastizität die entscheidende Rolle, wenn es darum geht, wann welche Verbraucher Wasserstoff nutzen werden. Gerade zu Beginn des Markthochlaufs muss mit relativ hohen Marktpreisen gerechnet werden, bis Lernkurveneffekte und Wettbewerb für niedrigere Preise sorgen können.

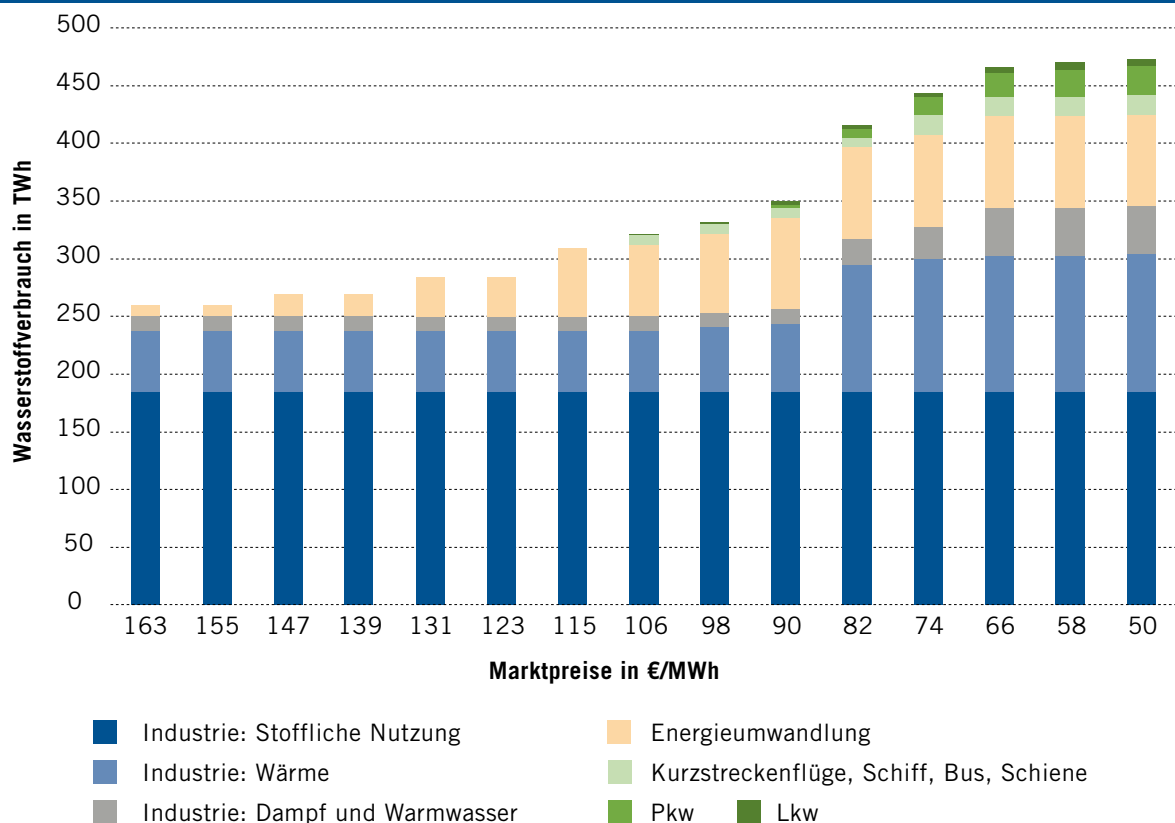
Damit kann man sich ein Bild über das Einphasen der Verbrauchssektoren machen. Voraussichtlich werden zunächst Industrieanwendungen, dann die Stromerzeugung und dann der Mobilitätssektor nennenswerte Mengen an Wasserstoff verbrauchen. Andere Sektoren, wie z. B. der Wärmemarkt, hängen stark von nationalen Regelungen ab, so dass es schwierig ist, hier allgemeingültige Aussagen zu treffen. Dies entspricht auch den Ergebnissen einer Metastudie,¹⁰² welche zudem den Schluss nahelegt, dass das große Wachstum auf der Verbrauchsseite zwischen 2030 und 2050 stattfinden wird.

101 Der Ausbau der Stromnetze ist eine sehr langwierige Angelegenheit: der Netzausbau in Deutschland hinkt seit Jahren den Zielen hinterher (vgl. McKinsey-Energiewende-Index). Daher könnten H₂-Pipelines als verbleibende Alternative die schnellere Lösung zum Ausbau einer Energietransportinfrastruktur sein.

102 Vgl. Riemer, Matia/Zheng, Lin/Pieton, Natalia/Eckstein, Johannes/Kunze, Robert/Wietschel, Martin., Future hydrogen demand: A cross-sectoral, global meta-analysis. HYPAT Working Paper 04/2022. Karlsruhe 2022.

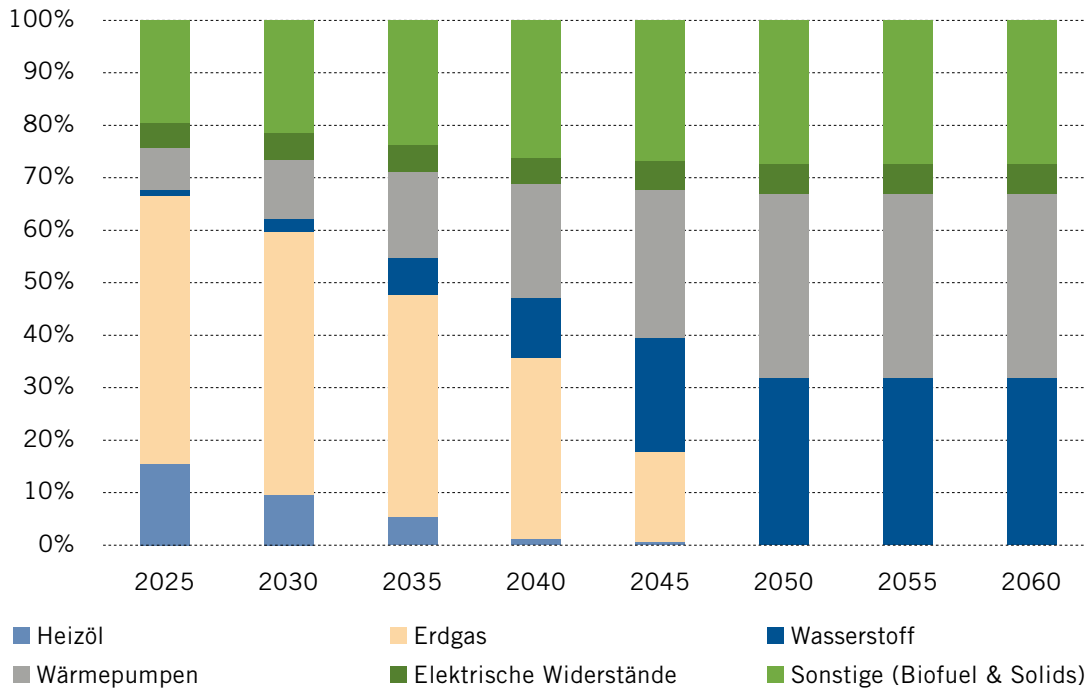
103 Vgl. Wietschel, Martin/Weißenburger, Bastian/Rehfeldt, Matthias/Lux, Benjamin/Zheng, Lin/Meier, Jonas, Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse. HYPAT Working Paper 01/2023, Karlsruhe 2023.

Abbildung 1.12: Preisabhängige Wasserstoffnachfrage in Deutschland 2045 beim Ziel Treibhausgasneutralität fokussiert auf Anwendungen in der Industrie und im Transport¹⁰³



Quelle: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2022

Abbildung 1.13: Entwicklung des Brennstoff-Mixes für den Gebäudesektor in Deutschland zwischen 2025 und 2060



Quelle: Energy Brainpool, 2023

Im Wärmemarkt der NWE-Länder wird ebenfalls Potenzial für Wasserstoff gesehen: Für Gebäude, bei denen strombasierte Wärmepumpen keinen Erfolg versprechen – sei es aus Gründen des Denkmalschutzes oder aus Lärmschutz – ist Wasserstoff eine mögliche klimaneutrale Lösung. Wasserstoff kann dabei auch einen entscheidenden Beitrag zur saisonalen Bedarfsdeckung dank Speicherkapazität leisten. Zudem kann die H₂-Versorgung von Industrie und Gewerbe die rasche Verfügbarkeit ausreichend großer Mengen Wasserstoff im Verteilnetz auch für Haushaltskunden gewährleisten.¹⁰⁴ Einvernehmen besteht darin, dass ein rascher Aufbau der Infrastruktur und die preislich günstige Bereitstellung von Wasserstoff die Nutzung in den privaten Haushalten forcieren wird. Interessante technische Optionen stellen hier sowohl H₂-betriebene Wärmepumpen dar als auch Brennstoffzellen, mit denen zudem dezentral Strom produziert werden

¹⁰⁴ Vgl. Thomsen, Jessica/Fuchs, Nicolas/Meyer, Robert/Wanapinit, Natapon/Ulfers, Jan/Bavia Bampi, Bruno/Lohmeier, Daniel/Prade, Erik/Gorbach, Gregor/Sanina, Natalia/Engelmann, Peter/Herkel, Sebastian/Kost, Christoph/Braun, Martin/Lenz, Matthias, Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats, Freiburg/Kassel 2023.

kann. Namhafte Hersteller wie Bosch oder Viessmann bieten bereits Hybridlösungen an oder betreiben Geräte im Praxistest. Ab dem Jahr 2025 wird mit Geräten gerechnet, die zu 100 % mit Wasserstoff betrieben werden können. Großwärmepumpen oder H₂-betriebene KWK-Kraftwerke können ebenso wichtige Beiträge zur Wärmeversorgung leisten.

Eine Studie von Energy Brainpool sieht den H₂-Anteil im Brennstoffmix Deutschlands für den Gebäudesektor für 2050 bei deutlich über 30 %.¹⁰⁵ Während zu Beginn industrielle Anwendungen die H₂-Nachfrage determinieren, wird ab 2035 mit einem exponentiellen Wachstum durch Haushaltsnachfrage gerechnet.¹⁰⁶ In einem technologieoffenen Ansatz zum Erreichen eines klimaneutralen Gebäudebestandes könnte Wasserstoff demnach eine erhebliche Rolle spielen.

¹⁰⁵ Vgl. Huangluolun Zhou/Fabian Huneke, GoHydrogen: Eine Wasserstoff-Energie-Welt zur Erreichung der Europäischen Klimaneutralität, Berlin 2023

¹⁰⁶ Vgl. Fachhochschule Erfurt, Wasserstoffnachfragepotentiale bis zum Jahr 2050 in Deutschland und der Europäischen Union, Erfurt 2022.

1.7 Fazit

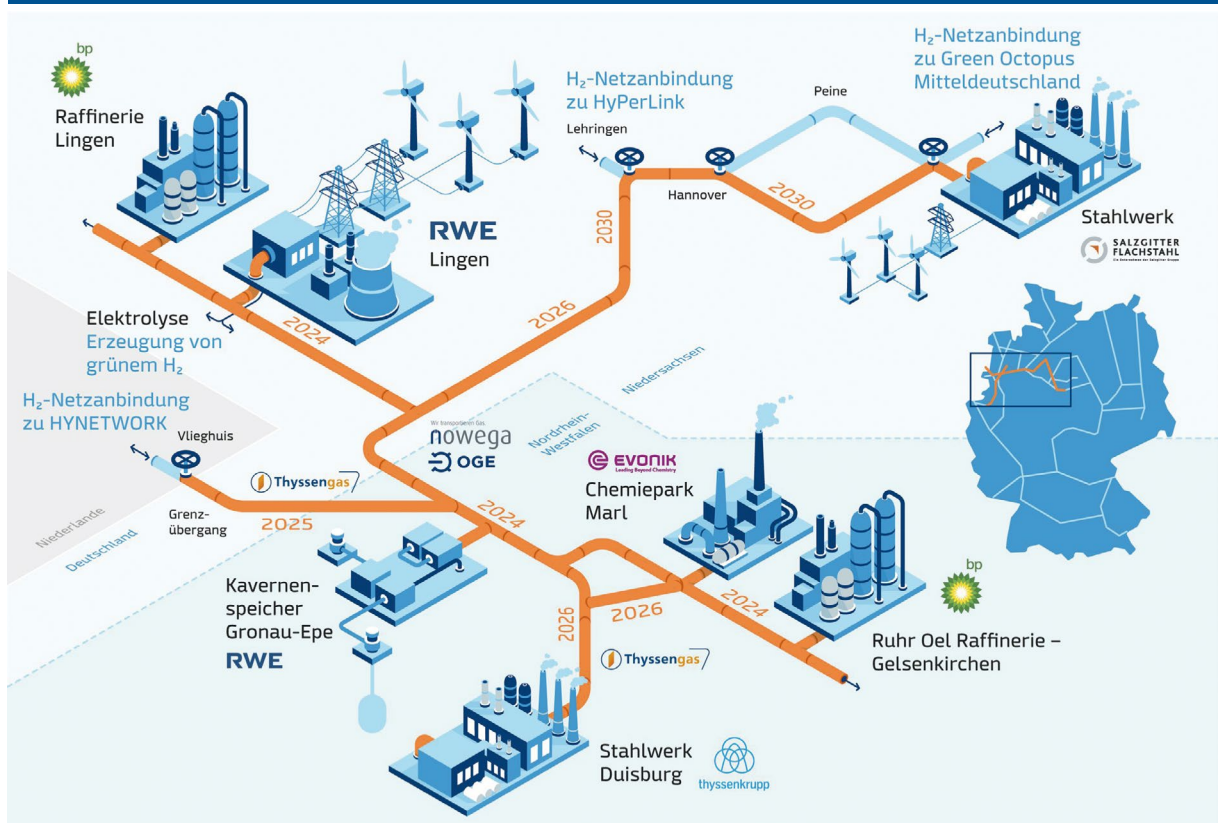
Das Erreichen der Klimaneutralität in der Region NWE wird umso schneller und einfacher möglich sein, wenn die Infrastruktur für eine erneuerbare H₂-Wirtschaft bereitsteht: Das umfasst neben der H₂-Produktion vor allem auch die Importinfrastruktur mittels Schiffen und Pipelines, eine Transportinfrastruktur zur großräumigen Verteilung von Wasserstoff innerhalb von NWE und eine Weiterverteilung zu den Verbrauchern. Die saisonale Speicherung von Energie wird aktuell durch Erdgas bewerkstelligt und kann daher als Blaupause für die H₂-Speicherung verwendet werden. Eine länderübergreifende Kooperation und eine Verzahnung der Infrastrukturprojekte wären dringend geboten, um zügig zu einer H₂-Wirtschaft zu gelangen – zumal die wirtschaftliche Verflechtung in dieser Region sehr hoch ist und daher beträchtliche Synergien gehoben werden können.

➤ Eine stärkere länderübergreifende Kooperation und eine Verzahnung der Infrastrukturprojekte wären dringend geboten, um in der NWE-Region zügig eine H₂-Wirtschaft aufbauen zu können.

Es bestehen zwar einige Ansätze zur Zusammenarbeit (der EU-Binnenmarkt für Energie), Kooperationsplattformen

107 Vgl. Initiative GET H2, Die Initiative – Get H2, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.get-h2.de> (zuletzt abgerufen am 24.04.2023).

Abbildung 1.14: Die Initiative Get H2 kann als Prototyp für die benötigte Infrastruktur für Wasserstoff in der Region NWE betrachtet werden



Quelle: Initiative Get H2¹⁰⁴

men (z. B. The North Seas Energy Cooperation¹⁰⁸) und Industrieinitiativen (z. B. AquaVentus¹⁰⁹). Allerdings besteht hier noch erhebliches Potenzial für eine intensivere Zusammenarbeit, z. B. im Kontext von IPCEI-Projekten¹¹⁰, um die Entwicklung eines integrierten H₂-Marktes in der NWE-Region zu erleichtern. Die EU beeinflusst mit ihren Plänen und Programmen naturgemäß die Entwicklung in der Region NWE. Der REPowerEU-Plan beinhaltet auch eine Vision für Wasserstoff. Das Hauptziel dieser Beschleunigungsinitiative besteht darin, bis 2030 in der EU 20 Mt erneuerbaren Wasserstoff zu verwenden, von denen 10 Mt in der Union produziert und weitere 10 Mt aus Drittländern importiert werden sollen. Nach Schätzungen der EU-Kommission würde die Verwendung von 20 Mt klimaneutralen Wasserstoffs in der EU im Jahr 2030 bis zu 50 Mrd. m³ Erdgasimporte ersetzen.

Mit einem delegierten Rechtsakt hat die Kommission im ersten Quartal 2023 die Qualifikationskriterien für erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs (*Renewable Fuels of non-biological origin, RFNBOs*) vorgeschlagen, welche auch auf importierten Wasserstoff anzuwenden sind. Allerdings wird sich gerade bei Importen erst erweisen müssen, ob Exporteure für Wasserstoff den für EU-Exporte nötigen Mehraufwand (z. B. das Kriterium der Zusätzlichkeit, Nachweis für grünen Strom), wirklich durchführen wollen oder andere Handelspartner bevorzugen.

Der regionale NWE-Markt kann erheblich von einem gemeinsamen Rechtsrahmen und gemeinsamen Normen im H₂-Bereich profitieren: Wasserstoff ist aus Sicht des internationalen Handels, wie Erdgas und Strom, ein homogener Rohstoff, der durch national unterschiedliche Betrachtungsweisen inhomogen werden kann. Ebenso sollten Unterstützungsmechanismen koordiniert werden, damit das Optimum für die Region erreicht wird, z. B. durch gemeinsame Marktanzreizprogramme, um den Markthochlauf von Wasserstoff in der Region (und nicht nur national) zu beschleunigen. Eine gemeinsame Planung der benötigten Infrastruktur (Hafenterminals, Pipelines, Speicher) ermöglicht eine bessere Verteilung der Wasserstoff(-verbindungen), um damit etwaige Lieferengpässe beim Hochlauf zu vermeiden. Aus Gründen der Risikominderung für Projektentwickler und Kunden

können dabei Langfristverträge durchaus eine Berechtigung haben. Dabei sollte darauf geachtet werden, dass eine Exklusivitätsklausel (Untersagung des Weiterverkaufs) nicht Bestandteil sein sollte, um einen liquiden Sekundärmarkt zu ermöglichen und den Wettbewerb zu fördern – und durch die Preisbildung auch dafür zu sorgen, dass Wasserstoff dort genutzt wird, wo es ökonomisch am effizientesten ist.

➤ Technologieoffenheit ist entscheidend, um einen möglichst raschen Markthochlauf zu ermöglichen.

Bei der H₂-Produktion kann eine Nutzung von (floating) Wind offshore-Lösungen in der Nordsee aufgrund der Siedlungsdichte der Region eine erhebliche Erleichterung bringen. Forschungsförderung für Produktionsanlagen und Infrastrukturkomponenten kann dabei helfen, die Wettbewerbsfähigkeit der Region zu erhalten. Die Produktionsvorteile für erneuerbaren Strom sind, global betrachtet, sicherlich in vielen Gegenden besser als in NWE, aber als Technologieexporteur bestehen Chancen für Technologieunternehmen. Ebenso ist Technologieoffenheit entscheidend, um einen möglichst raschen Hochlauf zu ermöglichen: Der Bedarf an erneuerbarem Strom wird durch die Elektrifizierung von Mobilität und Wärme/Kälte deutlich erhöht – zumal auch die existente konventionelle Stromerzeugung aus Kohle und Erdgas ersetzt werden muss. Die Nutzung heimischen EE-Stroms für die H₂-Herstellung ist damit ernsthaft eingeschränkt und kann mittels Importen und der klimafreundlichen Produktion von Wasserstoff, z. B. unter Nutzung von CCS-Technologien, kompensiert werden.

Neben der NWE-Transportinfrastruktur mit Pipelines sowie den angedachten Importen aus Norwegen und Spanien mittels Pipeline wird auch der maritime Import eine wesentliche Rolle spielen. Das legen auch erste Vertragsabschlüsse nahe.¹¹¹ Die Region NWE muss hier technologische, rechtliche, und regulatorische Expertise aufbauen — und kann dabei auf Know-How aus dem LNG-Bereich zurückgreifen. Die geopolitische Kompo-

108 Vgl. Europäische Kommission, The North Seas Energy Cooperation, ohne Datum, abrufbar unter https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/high-level-groups/north-seas-energy-cooperation_en (zuletzt abgerufen am 24.04.2023).

109 Vgl. AquaVentus Förderverein e.V., AquaVentus, abrufbar unter <https://aquaventus.org> (zuletzt abgerufen am 17.05.2023).

110 Die IPCEI genannten *Important Projects of Common European Interest* sind strategische Förderprojekte der Europäischen Kommission.

111 Z.B. Fortescue Future Industries (Australien) mit E.ON: Realisierung von bis zu 5 Mt pro Jahr an grünen Wasserstoffimporten bis spätestens 2030 (März 2022); Yara International plant Umrüstung seiner Ammoniak-Terminals in Brunsbüttel und Rostock, um den Umschlag von bis zu 3 Mt Ammoniak pro Jahr zu ermöglichen (Januar 2023); Greenko (Indien) mit Uniper: 0,25 Mt grüner Ammoniak pro Jahr (Februar 2023).

nente von Importen¹¹² darf dabei nicht unterschätzt werden, um eine sichere Versorgung zu gewährleisten. Ein Portfolio aus mehreren Exportländern kann das Risiko von Lieferausfällen deutlich reduzieren.

Darüber hinaus wird die entstehende H₂-Wirtschaft auch zu Verschiebungen führen: Innerhalb Europas werden Standorte nahe kostengünstiger H₂-Produktion bzw. Standorte nahe kostengünstiger Anlandehäfen attraktiv für industrielle Investitionen sein. Weltweit werden Standorte mit günstigen Gestehungskosten besonders vorteilhaft werden: Ähnlich wie Ölproduzenten mit der Zeit eine starke Position in der Petrochemie aufgebaut haben, werden Länder mit niedrigen Gestehungskosten für klimaneutralen Strom voraussichtlich wesentliche Stufen der Wertschöpfungskette bei sich aufbauen. Die Industrien in NWE sollten darauf mit Innovation antworten.

Global gibt es neben der Region NWE vor allem zwei Länder, die auf H₂-Importe setzen: Japan und Südkorea. Im Unterschied zu NWE und auch zur EU haben beide Länder eine explizite Importstrategie innerhalb ihrer nationalen H₂-Strategie formuliert und sind auch seit geraumer Zeit mit der Implementierung maritimer Importe beschäftigt (Hafeninfrastruktur; Durchführung von Importen mit blauem Ammoniak, verflüssigtem sowie organisch gebundenem Wasserstoff)¹¹³. Damit hat Asien entscheidende Praxiserfahrungen, welche bei der Standardsetzung für den internationalen Handel und für technische Anforderungen wesentlich sind. Die Importstrategien Japans und Südkoreas¹¹⁴ betonen den Aspekt der Versorgungssicherheit in hohem Maße und haben daher eine Präferenz für längerfristige Verträge und *Equity*-Beteiligungen an der Produktion außerhalb des Landes. Somit hat die Region NWE zwei starke Wettbewerber auf der Käuferseite im globalen H₂-Markt, die mit einer perspektivischen Importmenge von 33 bis 38 Mt für H₂-Anbieter sehr attraktiv sind: Südkorea plant den Import von 28 Mt jährlich zum Jahr 2050 aus 40 H₂-Basen im Ausland, Japan plant den Import zwischen 5 und 10 Mt zum Jahr 2050.

Die Wirtschaftlichkeit und die Finanzierung der Infrastruktur werden mit Blick auf H₂-Importe eine Schlüsselrolle spielen. Eine Studie des World Energy Council Europa schätzt den Gesamtinvestitionsbedarf für H₂-Importe in die EU bis 2050 auf ca. 760 Mrd. €, u. a. für den

Aufbau von H₂-Produktionsanlagen, Wind- und PV-Anlagen, Pipelines, Hafenterminals und den Bau von Transportschiffen.¹¹⁵ Grenzüberschreitende Partnerschaften bieten die Chance, Investitionskosten und -risiken zu teilen sowie Synergien zu nutzen.

Die Region NWE hat ein sehr hohes Potenzial in einer entstehenden globalen Wasserstoffwirtschaft eine entscheidende Rolle zu spielen – sowohl als Verbraucher als auch als Technologieentwickler. In Anbetracht der starken Konkurrenz, insbesondere aus Asien, wäre jedoch ein stärkeres gemeinsames Vorgehen dringend erforderlich.

112 Vgl. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), H₂-Geopolitik – Geopolitische Risiken im globalen Wasserstoffhandel, Köln 2023.

113 Deutschland hat die Entwicklung einer Importstrategie für Wasserstoff für 2023 angekündigt.

114 International Chamber of Shipping, Report to be published in 2023

115 World Energy Council – Europe, Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities, Paris 2021.

Anhang: Umrechnung der Einheiten

	2021	2030	2050
Wasserstoff	1,23 – 1,79	1,19 – 1,54	1,11 – 1,49
Methan	1,60 – 2,32	1,55 – 2,00	1,44 – 1,94
Methanol	1,68 – 2,39	1,62 – 2,07	1,52 – 2,01
Fischer-Tropsch	1,69 – 2,45	1,63 – 2,11	1,52 – 2,04

Quelle: International Chamber of Shipping, 2022

H₂-Mengen werden in Form von Masse (kg) als auch in Energieeinheiten (kWh) angegeben. Die H₂-Industrie bevorzugt dabei die erste Variante, die Energieindustrie die zweite. Für die Umrechnung wurde in diesem Artikel der spezifische Heizwert (untere Heizwert) verwendet, bei welchem anfallende Kondensationswärme nicht genutzt wird. Der Wert beträgt 33,33 kWh/kg bzw. 120 MJ/kg. Der spezifische Heizwert von 1 t Wasserstoff entspricht damit 33,33 MWh bzw. 1 Mt entspricht 33,33 TWh. Wasserstoff mit einem Heizwert von 1 TWh entspricht einer Masse von 0,030 Mt.

Elektrolyseure nutzen elektrische Energie zur H₂-Herstellung. Bedingt durch Effizienzverluste muss zur Herstellung von 1 kWh Wasserstoff mehr elektrische Energie verwendet werden, wobei der technische Fortschritt zu geringeren Verlusten im Zeitverlauf führt. Das gilt auch für H₂-Verbindungen. Im Text wurden folgende Werte angenommen:¹¹⁶

Die benötigte Menge an elektrischer Energie in kWh wird durch Technologiefortschritt im Laufe der Zeit geringer.

¹¹⁶ Vgl. International Chamber of Shipping, Fuelling the Fourth Propulsion Revolution: An Opportunity for All, London 2022. Deren Werte basieren auf Mitteilungen der IEA.

Energie in der Welt

- 2.1 Zahlen & Fakten
- 2.2 Inflation Reduction Act – massives industriepolitisches Programm der USA und seine Implikationen für Europa
- 2.3 Der weltweite LNG-Markt: Möglichkeiten und Grenzen
- 2.4 Globaler Ausbau erneuerbarer Energien



2.1 Zahlen und Fakten

- **Die wirtschaftliche Erholung nach dem De-Facto-Ende der COVID-19-Pandemie fiel 2022 mit einer Verlangsamung des Wachstums von Bruttoinlandsprodukt und Energieverbrauch in den G20-Ländern geringer als im Vorjahr aus.**
- **Die Öl-, Kohle- und Gaspreise, die 2021 bereits zu steigen begonnen hatten, erreichten 2022, insbesondere aufgrund der Invasion Russlands in die Ukraine, Rekordhöhen.**
- **Die Nachfrage nach Kohle als wichtigstem Brennstoff in China und anderen asiatischen Ländern sowie in der Europäischen Union blieb angesichts der Spannungen auf dem Gasmarkt und der geringen Verfügbarkeit von Wasser- und Kernkraft stabil. Die Erzeugung erneuerbarer Energien setzte jedoch ihren starken Aufwärtstrend fort.**

Im Jahr 2022 fiel die wirtschaftliche Erholung nach dem De-Facto-Ende der COVID-19-Pandemie geringer als 2021 aus. Während das Bruttoinlandsprodukt (BIP) der G20-Staaten¹ 2021 noch um 6 % gewachsen war, stieg es 2022 nur um 2,5 %². Der Energieverbrauch der G20-Länder wuchs mit 1,8 % ebenfalls weniger stark (2021: +5,1 %)

In China hatte die nationale Null-COVID-Politik zur Eindämmung des COVID-19-Virus im Land einen starken

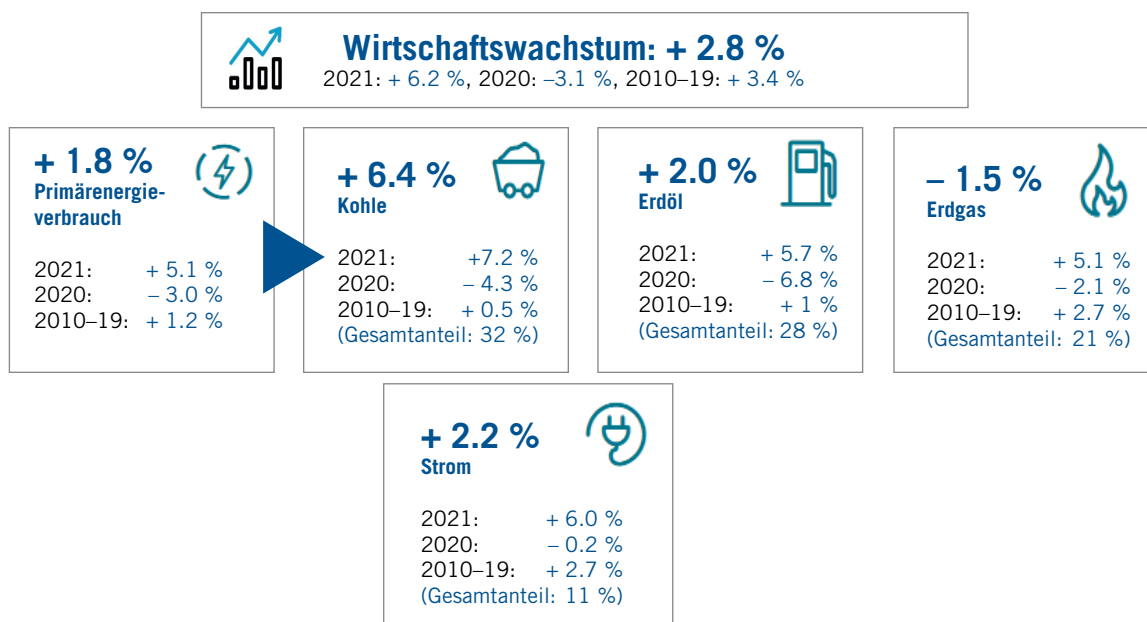
Einfluss auf die industrielle Tätigkeit – was sich auch auf die Weltwirtschaft und Handelspartner, wie Südkorea und Japan, auswirkte. Dennoch profitierten die meisten G20-Länder von einem *Post-COVID-Aufschwung*.

Das Wachstum des Ölverbrauchs verlangsamte sich 2022 im Vergleich zum Vorjahr auf 2 %. Trotz eines Anstiegs in Indien, stagnierte der Verbrauch in den USA, der Europäischen Union (EU) und China. Der Anstieg entsprach jedoch immer noch dem Doppelten des durchschnittlichen Wachstums im Zeitraum 2010–2019. Die globalen Energiepreise, die 2021 bereits zu steigen begonnen hatten, schnellten im Zuge der russischen Invasion in die Ukraine in die Höhe.

Der Gasverbrauch in den G20-Staaten verzeichnete 2022 den ersten Rückgang seit 2014 (–1,5 % nach einem Wachstum um 5 % in 2021), da die Gasnachfrage in der

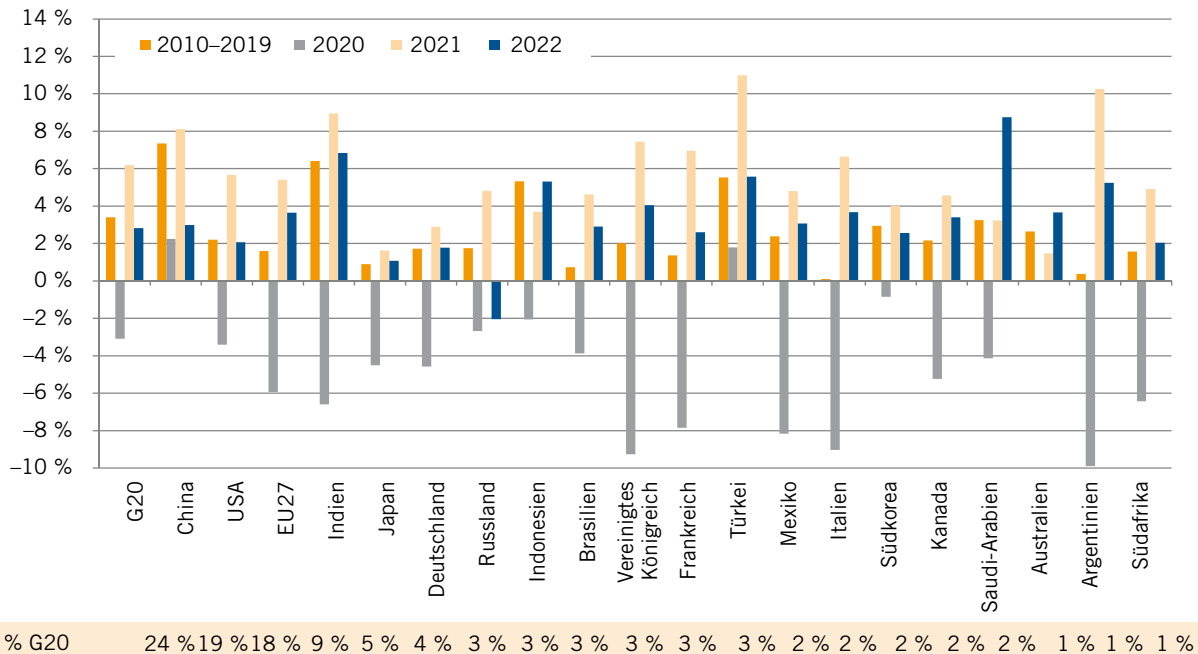
1 Die G20-Staaten umfassen Argentinien, Australien, Brasilien, China (einschließlich Hongkong), Deutschland, die Europäische Union (EU27), Frankreich, Indien, Indonesien, Italien, Japan, Kanada, Mexiko, Russland, Saudi-Arabien, Südafrika, Südkorea, die Türkei, das Vereinigte Königreich Großbritannien 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 2022



Quelle: Enerdata

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



Quelle: Enerdata; Datenquelle: Internationaler Währungsfonds

EU, in Russland, in Brasilien und sogar in China sank. China verzeichnete damit seinen ersten Rückgang seit 30 Jahren. Trotz steigender Preise blieb Kohle im Vergleich zu Gas relativ wettbewerbsfähig. Dies führte zu einer Verlagerung der Gas- auf die Kohlenutzung in vielen Ländern und zu einem Anstieg des Kohleverbrauchs um 6,4 % (im Vergleich zu +0,5 % über den Zeitraum 2010–2019 und +7,2 % in 2021).

Der Stromverbrauch in den G20-Ländern stieg 2022 um 2 % (im Vergleich zu +6 % in 2021), angeführt von China, Indien und den USA. Wie in den Vorjahren, stieg die Erzeugung von Wind- und Solarenergie auch 2022 wieder um 13 % bzw. 17 % an. Ihr Anteil am Energiemix der G20-Gruppe erreichte 2022 22 %. China führte die weltweiten Kapazitätswachstum im Erneuerbaren-Bereich an und stellte 45 % der neuen Solarkapazitäten und 50 % der neuen Windkapazitäten bereit.

Wirtschaftswachstum

Nach einem starken Wirtschaftsaufschwung im Jahr 2021 um 6,2 % wuchs das BIP der G20-Staaten 2022 weiter – wenn auch mit 2,8 % langsamer. Dies entspricht

in etwa dem durchschnittlichen Wachstum im Zeitraum 2010–2019 von 3,4 %.

Im Jahr 2022 wuchs das BIP in allen G20-Ländern (mit Ausnahme Russlands), wenn auch langsamer als im Jahr 2021.

China verzeichnete vor dem Hintergrund einer Null-Zins-Politik und einer schleppenden Auslandsnachfrage, welche die Industrieproduktion dämpfte, mit 3 % eine der niedrigsten BIP-Wachstumsraten seit Jahrzehnten. Trotz dieser Verlangsamung trug China etwa ein Viertel zum BIP der G20-Gruppe bei.

In den USA führten Steigerungen bei den Verbraucher Ausgaben, den Exporten, den privaten Lagerbeständen und den Anlageinvestitionen (ohne Wohngebäude) zu einem Anstieg des BIP um 2,1 %. Trotz der Auswirkungen des Kriegs in der Ukraine und einer sich beschleunigenden Inflation, profitierte die Wirtschaft der EU von der Erholung nach dem De-Facto-Ende der globalen Pandemie. Durch dynamische BIP-Entwicklungen in Frankreich, Italien und Spanien konnte sie mit einem durch-

schnittlichen Wirtschaftswachstum von 3,7 % eine Rezession vermeiden. Auch die indische Wirtschaft erwies sich dank starker staatlicher Investitionen und eines lebhaften privaten Verbrauchs als widerstandsfähig in einem schwierigen globalen Umfeld. Mit einem Wachstum von fast 7 % machte Indien im Jahr 2022 9 % des G20-BIP aus.

Japan verzeichnete ein zweites Wachstumjahr (+1,1 %), da die Lockerung der COVID-19-Beschränkungen die private Nachfrage und die Unternehmensinvestitionen ankurbelte. Dies wurde jedoch teilweise durch geringere Exporte kompensiert. Das verlangsamte BIP-Wachstum in China wirkte sich auch auf die Exporte und das BIP Südkoreas aus. Dieses stieg zwar noch um 2,6 %, lag jedoch unter dem Vorjahreswachstum von 4 %.

Andere große Volkswirtschaften erlebten 2022 dagegen ein starkes Wirtschaftswachstum. Indonesien, wo eine Lockerung der COVID-19-Beschränkungen den Verbrauch der privaten Haushalte ankurbelte, verzeichnete mit einem BIP-Wachstum um 5,3 % ein 9-Jahres-Hoch. Das BIP der Türkei wuchs im Zuge einer Post-COVID-Erholung um 5,6 %, entwickelte sich jedoch nicht so gut

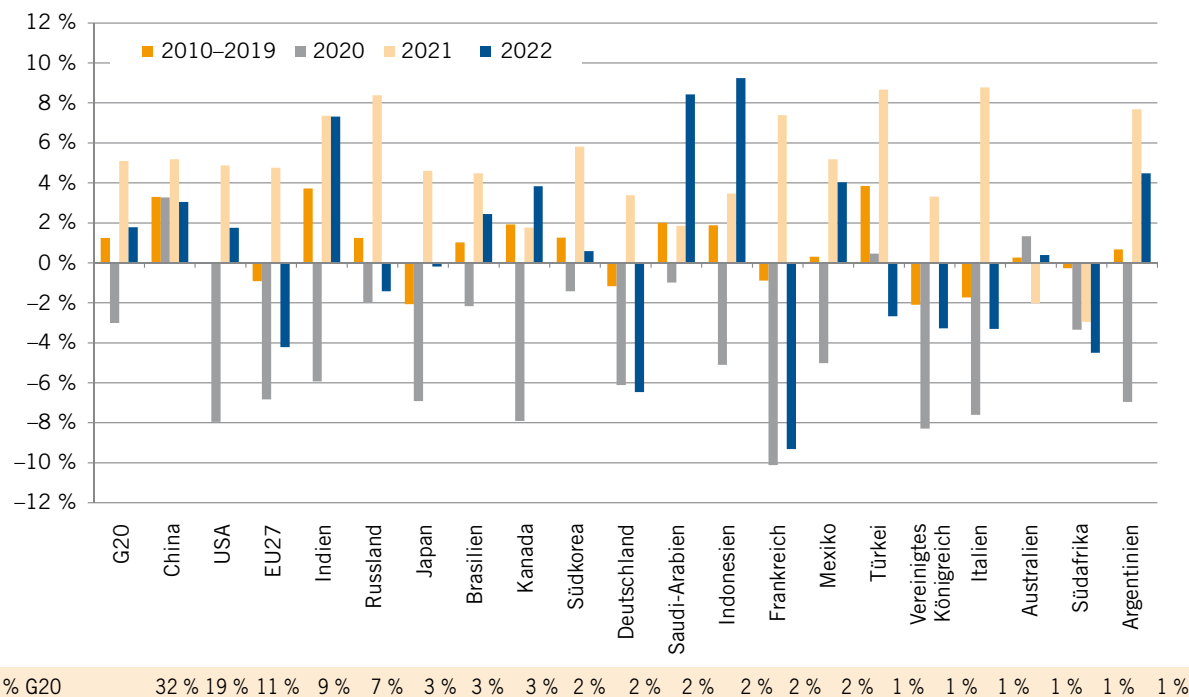
wie im Vorjahr (BIP-Erhöhung um 11 %). In Saudi-Arabien wuchs das BIP um 8,7 %, angetrieben durch Ölexporte und eine verstärkte Industrietätigkeit. Das Vereinigte Königreich erholte sich ebenfalls von der COVID-19-Pandemie und verzeichnete 2022 ein Wachstum von 4 %. In Brasilien stieg das BIP um 2,9 %, gestützt durch den Dienstleistungssektor und durch erhöhte Staatsausgaben im Vorfeld der Präsidentschaftswahlen.

Insgesamt wuchs das BIP in allen G20-Ländern, mit Ausnahme Russlands. Vor dem Hintergrund der Sanktionen der EU und der USA gegen russische Exporte, die vor allem das verarbeitende Gewerbe und den Groß- und Einzelhandel betrafen, sank das russische BIP um 2,1 %. Dies konnte nur teilweise durch höhere Militärausgaben ausgeglichen werden.

Primärenergieverbrauch

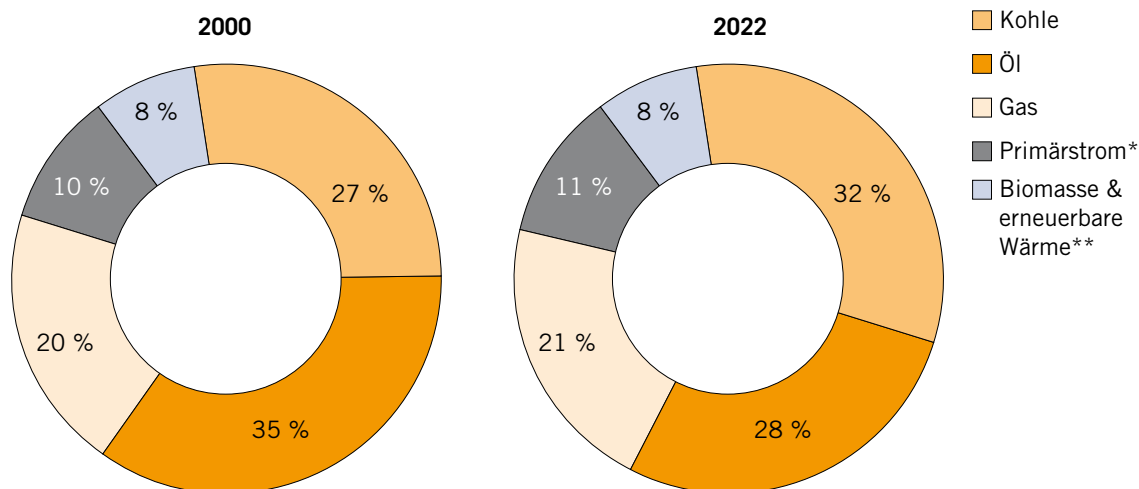
Der Energieverbrauch der G20-Länder folgte dem Wirtschaftswachstum, stieg jedoch langsamer als 2021 (+2 % in 2022 im Vergleich zu +5 % in 2021). Chinas Energieverbrauch wuchs 2022 um durchschnittlich 3 % und damit

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



Quelle: Enerdata

Abbildung 2.4: Primärenergiemix der G20-Staaten in den Jahren 2000 und 2022



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

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

Quelle: Enerdata

langsamer als 2021 (+5 %). China, auf das 32 % des Energieverbrauchs der G20-Gruppe im Jahr 2022 entfielen, ist gleichzeitig der größte Energieverbraucher der Welt.

Der Gesamtenergieverbrauch der G20-Länder wuchs 2022 in einem langsameren Tempo (+1,8 %). China ist dabei der global größte Energieverbraucher.

Auch in den USA stieg der Primärenergieverbrauch um 2 %. In der EU ging er dagegen um 4 % zurück, darunter –6 % in Deutschland, da der Einmarsch Russlands in die Ukraine und die darauffolgenden Energiepreiserhöhungen die Angst vor einer Rezession schürten. Auch im Vereinigten Königreich sank der Verbrauch um 3 %. Die westlichen Sanktionen gegen Russland trafen den russischen Industriesektor und trugen dazu bei, dass der Energieverbrauch des Landes um mehr als 1 % zurückging.

Im asiatisch-pazifischen Raum stieg der Energieverbrauch in Indien mit 7 % und in Indonesien mit 9 % deutlich an, während er in den der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (Organisation for Economic Co-operation and Development, OECD) zugehörigen asiatischen Ländern stabil blieb: Ein leichter Rückgang in Japan wurde von einem Anstieg um weniger

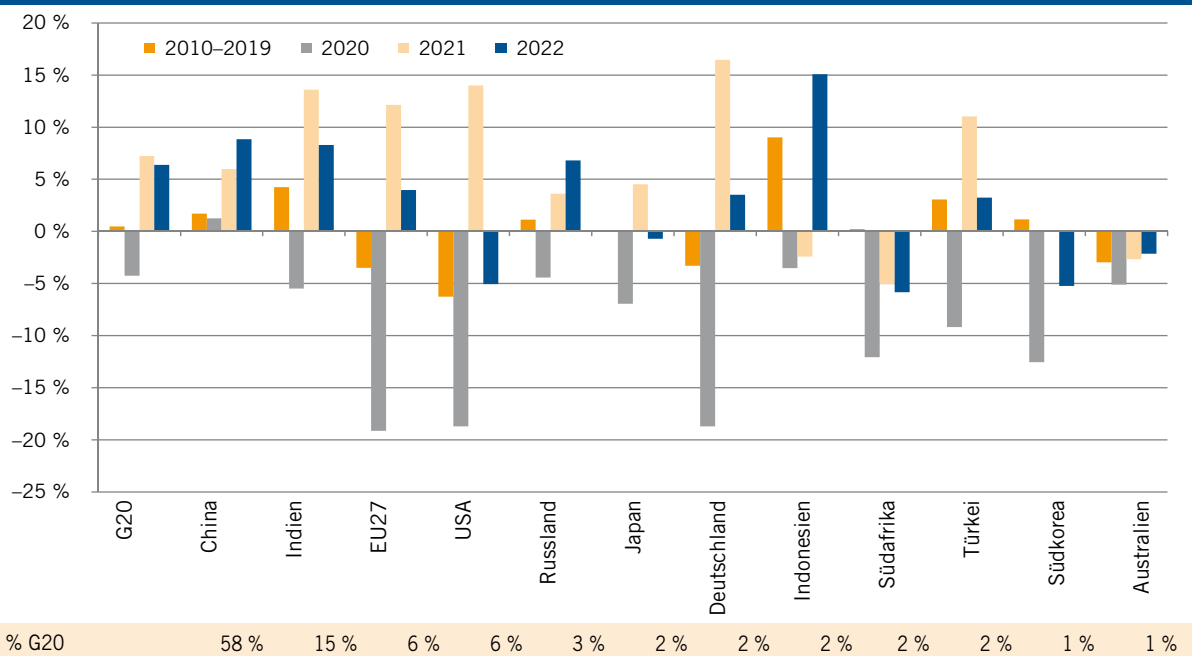
als 1 % in Südkorea und Australien ausgeglichen. Der Energieverbrauch stieg auch in Nord- und Südamerika: Um 4 % in Kanada, Mexiko und Argentinien sowie um 2 % in Brasilien. Spannungen bei der Kohleverversorgung in Südafrika dämpften dagegen die Energienachfrage Südafrikas um –4 %.

Kohle bleibt mit einem Anteil vom 32 % am G20-Energiemix die am meisten genutzte Energiequelle, gefolgt von Öl mit 28 %, Gas mit 21 %, Primärstrom mit 11 % und Biomasse und erneuerbare Wärme mit 8 %. Der Verbrauch von Öl ist seit 2000 stark zurückgegangen, zugunsten von Kohle, Gas und Primärstrom.

Kohle

Der Kohleverbrauch in den G20-Ländern wuchs mit einem Plus von 6 % auch 2022 stetig (nach +8 % im Jahr 2021), angetrieben durch eine starke Nachfrage in den asiatischen Ländern. In China stieg der Kohleverbrauch 2022 – trotz der Verlangsamung der Industrietätigkeit und der Stromnachfrage – erneut an. Der inländische Kohleverbrauch stieg um fast 9 %. Auch in Indien (+8 %), Indonesien (+15 %) und Russland (+7 %) stieg die Steinkohlenachfrage, während sie in den asiatischen OECD-Ländern zurückging: –1 % in Japan und –5 % in Südkorea. Versorgungsprobleme trugen zum Rückgang der Kohlenachfrage in Australien um 2 % bei. Störungen

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



Quelle: Enerdata

im Bereich der Verkehrsinfrastruktur und des Stromsektors verringerten die Kohlenachfrage in Südafrika um 6 %. Die starke Konkurrenz durch die Stromerzeugung aus Gas und erneuerbaren Energiequellen führte auch in den USA zu einem weiteren Rückgang der Kohlenachfrage um 5 %. Die verbesserte Wasserkrafterzeugung führte ebenfalls zu einem erheblichen Rückgang des Kohleverbrauchs in Brasilien um 25 %.

Die steigenden Gaspreise trugen in vielen Ländern zu einem Anstieg der Kohlenachfrage bei, darunter in der EU um 4 % und in Italien sogar um 48 %.

Global gesehen, trugen die steigenden Gaspreise in vielen Ländern jedoch zu einem Anstieg der Kohlenachfrage bei, darunter in den EU-Ländern um 4 %, in Deutschland um 3,5 %, in Italien +48 % und in der Türkei (+3 %).

Nach einem Anstieg um 6 % im Jahr 2021, stieg die chinesische Kohleproduktion 2022 erneut um 10 % an. Das Land genehmigte 260 Mio. t neue Kohleförderkapazitäten und nahm einige stillgelegte Bergwerke wieder in

Betrieb, um die starke Nachfrage zu decken. Die Produktion stieg auch in den USA um 3 %, da die Kraftwerke ihre Vorräte wieder auffüllten, in der Türkei um 11 % und in Deutschland – vor dem Hintergrund steigender Gaspreise – um 3,5 %. In Polen blieb sie dagegen stabil. Die australische Kohleproduktion wurde durch übermäßige Regenfälle und Überschwemmungen beeinträchtigt und blieb ebenfalls nahezu stabil.

Die internationalen Kohlepreise erreichten 2022 Rekordhöhen. Ausgelöst wurde dieser Preisanstieg durch ein einmonatiges Kohleexportverbot in Indonesien im Januar 2022, gefolgt von Russlands Einmarsch in die Ukraine im Februar 2022, dem EU-Importverbot für russische Kohle sowie von Überschwemmungen, welche die australische Kohleproduktion im Mai 2022 beeinträchtigten. Die australischen Kohlepreise hielten sich bis September 2022 aufgrund von Versorgungsengpässen in Australien, der starken Nachfrage des europäischen Stromsektors – welcher aufgrund der explodierenden Gaspreise auf Kohle umgestiegen war – und der stetigen Nachfrage japanischer Stromversorgungsunternehmen. Ab September gaben die Preise infolge einer geringeren Nachfrage in Europa durch verbesserte Gasvorräte zunächst nach. Im November 2022 stiegen sie mit Beginn der Heizsaison auf der Nordhalbkugel wieder leicht an.

Erdöl

Im Jahr 2022 stieg der Ölverbrauch der G20-Staaten lediglich um 2 % (gegenüber +6 % im Jahr 2021), da die Erdölnutzung in den USA und der EU stagnierte und in China nur um 0,9 % zunahm. Diese drei Länder stellen die größten Ölverbraucher unter den G20-Ländern dar.

Die weltweit steigenden Ölpreise und die Konjunkturabschwächung begrenzten den Ölverbrauch, der selbst in China nur leicht zunahm.

Das weltweite Wachstum des Ölverbrauchs wurde von einem starken Anstieg in Indien um 10 %, welcher weit über dem historischen Trend lag, sowie in Indonesien um 11 % getragen, wo die erhöhte Aktivität im Verkehrs- und Industriesektor die Nutzung ankurbelte. Auch in Lateinamerika stieg die Ölnachfrage: Um 13 % in Mexiko, um 10 % in Argentinien und um 2 % in Brasilien. Verbrauchssteigerungen konnten darüber hinaus Saudi-Arabien (+8 %), Kanada (+3 %), die Türkei (+2 %) sowie Australien und Südafrika (je +1 %) verzeichnen.

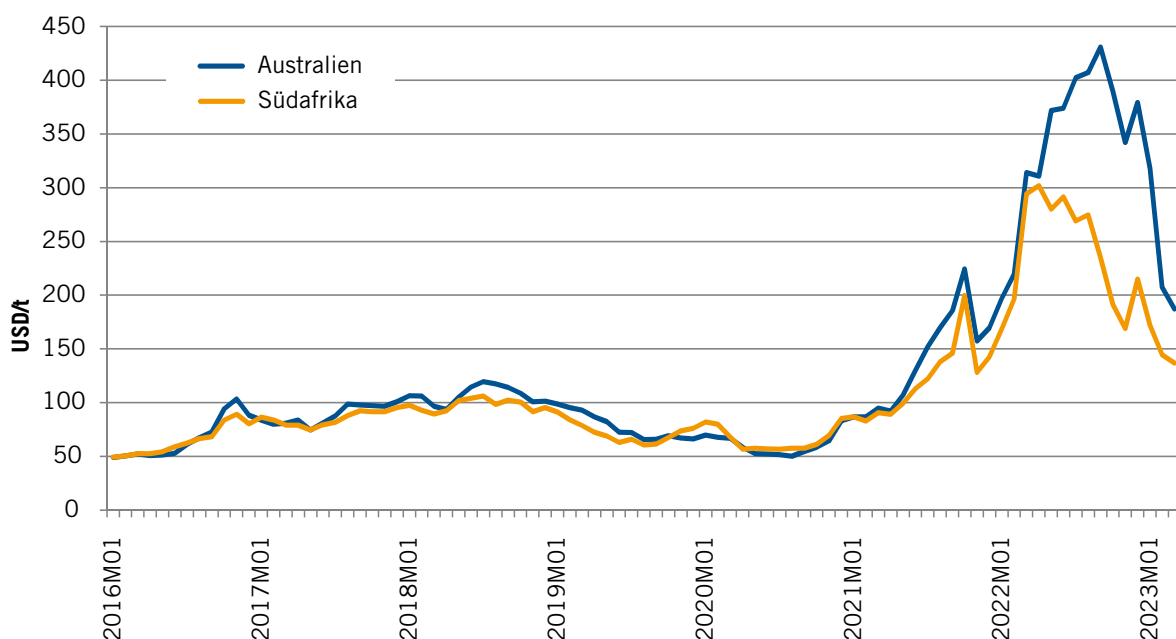
Die weltweite Konjunkturabschwächung und die rekordhohen Energiepreise trugen jedoch dazu bei, dass der Ölverbrauch in Japan um 2 % und in Südkorea um 1 % zurückging. Auch in Russland sank der Ölverbrauch um 2,4 %.

Im Jahr 2022 hat die OPEC+³ ihre schrittweise Anpassung der Rohölproduktion beibehalten: +0,4 Mio. Barrel pro Tag (mb/d) jeden Monat bis zum Auslaufen der Produktionsanpassung von 5,8 mb/d, mit dem Ziel, die reduzierten Fördermengen bis September 2022 vollständig auslaufen zu lassen.⁴ Die OPEC+ einigte sich darauf, die Produktion im Zeitraum von Juli bis September 2022 zu erhöhen, bevor sie im Oktober und November 2022 neue

3 OPEC+ umfasst die Organisation erdölexportierender Länder (Organization of Petrol Exporting Countries, OPEC) plus weitere Förderländer, wie Russland.

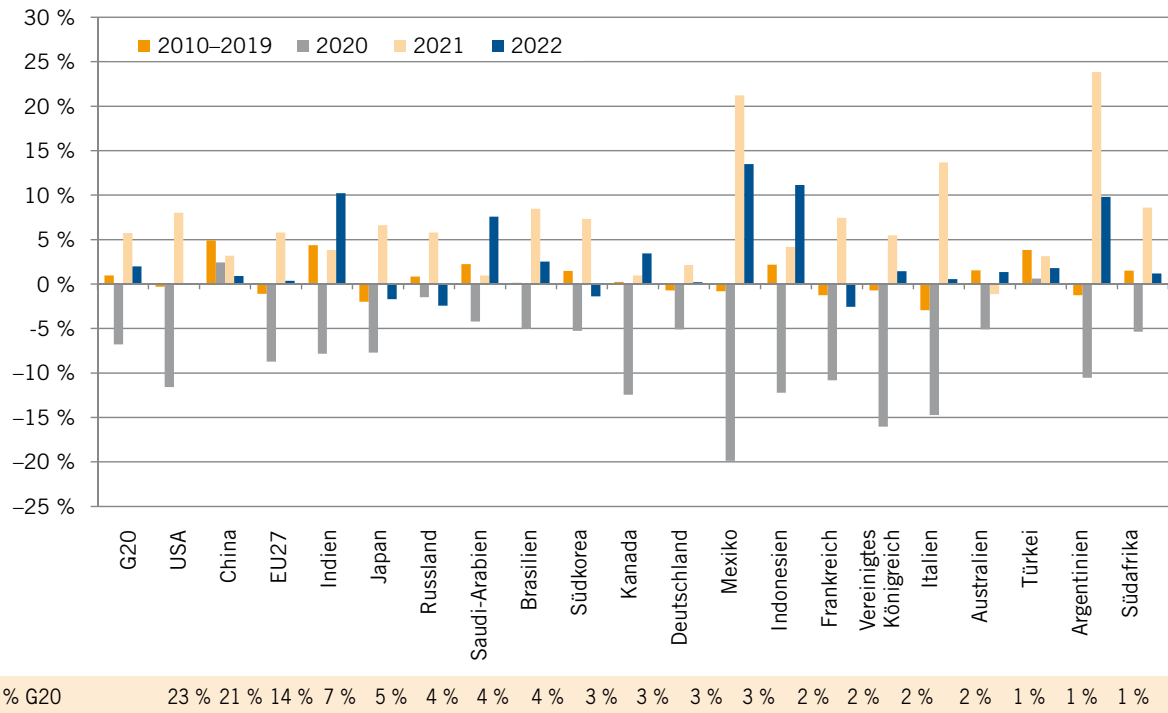
4 Nach den Produktionskürzungen in Höhe von 9,7 Mio. mb/d zwischen April und Juli 2020 sowie auf 7,8 mb/d ab August 2020 vereinbarte die OPEC+, die Produktionskürzungen ab Januar 2021 auf 7,2 mb/d zu lockern. Saudi-Arabien verpflichtete sich zu freiwilligen Produktionskürzungen von 1 mb/d ab Februar 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.

Abbildung 2.6: Entwicklung der Kohlepreise



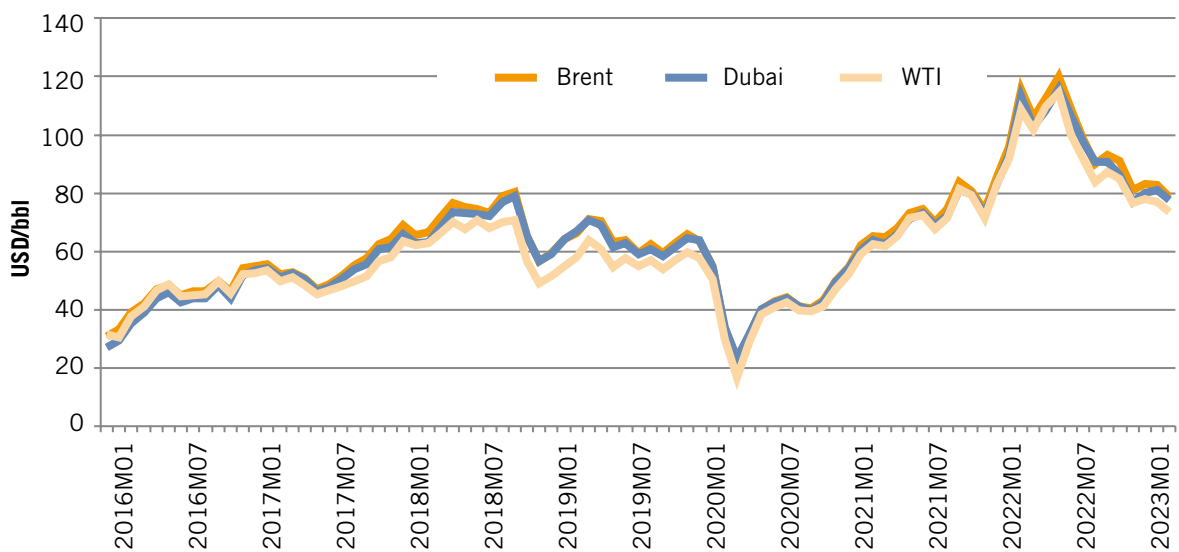
Quelle: Enerdata; Datenquelle: Weltbank-Gruppe

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



Quelle: Enerdata

Abbildung 2.8: Entwicklung der Rohölpreise



Quelle: Enerdata; Datenquelle: Weltbank-Gruppe

Kürzungen ankündigte. Die USA, der weltweit größte Rohölproduzent, der nicht der OPEC+ angehört, erhöhten ihre Rohölproduktion im Jahr 2022 um rund 6 %. Im April 2022 kündigten die USA eine Freigabe von 180 Mio. Barrel aus ihren Ölreserven an. Dies trug zu einem leichten Rückgang der weltweiten Ölpreise in diesem Monat bei.

Die globalen Rohölpreise, die bereits seit Mitte 2021 infolge einer Erholung der Weltwirtschaft von der COVID-19-Krise stetig gestiegen waren, erreichten 2022 Rekordhöhen. Geopolitische Spannungen im Zusammenhang des Russland-Ukraine-Kriegs und niedrige globale Rohölvorräte ließen die Rohölpreise in der ersten Jahreshälfte 2022 auf Rekordniveaus steigen. In der zweiten Jahreshälfte gaben die Preise aufgrund der geringeren Nachfrage in Europa durch die Angst vor einer möglichen wirtschaftlichen Rezession sowie in den USA, wo höhere Benzinpreise die Nachfrage dämpften, nach. Auch in China sank der Verbrauch aufgrund strenger COVID-19-Eindämmungsmaßnahmen.

Erdgas

Nach einem Anstieg um 5 % im Jahr 2021 sank der Erdgasverbrauch in den G20-Ländern im Jahr 2022 um 1,5 %. Es handelt sich dabei um den ersten Rückgang seit 2014, der insbesondere aus einer geringeren Gasnachfrage in der EU, Russland, Brasilien und China resultierte. Der Gasverbrauch der USA als dem weltweit größten Gasverbraucher stieg 2022 um 5,5 %, da die gasbefeuerte Stromerzeugung weiterhin Kohle ersetzt und die Gaspreise langsamer stiegen als in Europa und Asien.

➤ Im Jahr 2022 war der Gasverbrauch in China zum ersten Mal seit 30 Jahren rückläufig.

In Russland, wo die westlichen Sanktionen die Industriertätigkeit beeinträchtigten, ging die Nutzung um 3 % zurück. Auch in China sank sie erstmals seit 1992, nämlich um 1,2 %. Dies ist auf eine geringere Industriertätigkeit, die Null-COVID-Politik der Regierung und hohe Gaspreise zurückzuführen ist. In Europa führten die Furcht vor Versorgungsunterbrechungen, die Energiesparpolitik – einschließlich Maßnahmen zur Drosselung der Industrieproduktion – und die rekordhohen Preise zu einem drastischen Rückgang des Gasverbrauchs. In der EU sank die Nutzung um 13 %, in Deutschland um 15 % und in

Italien und Frankreich jeweils um fast 10 %. Auch das Vereinigte Königreich und die Türkei verbrauchten 8 % bzw. 14 % weniger Erdgas.

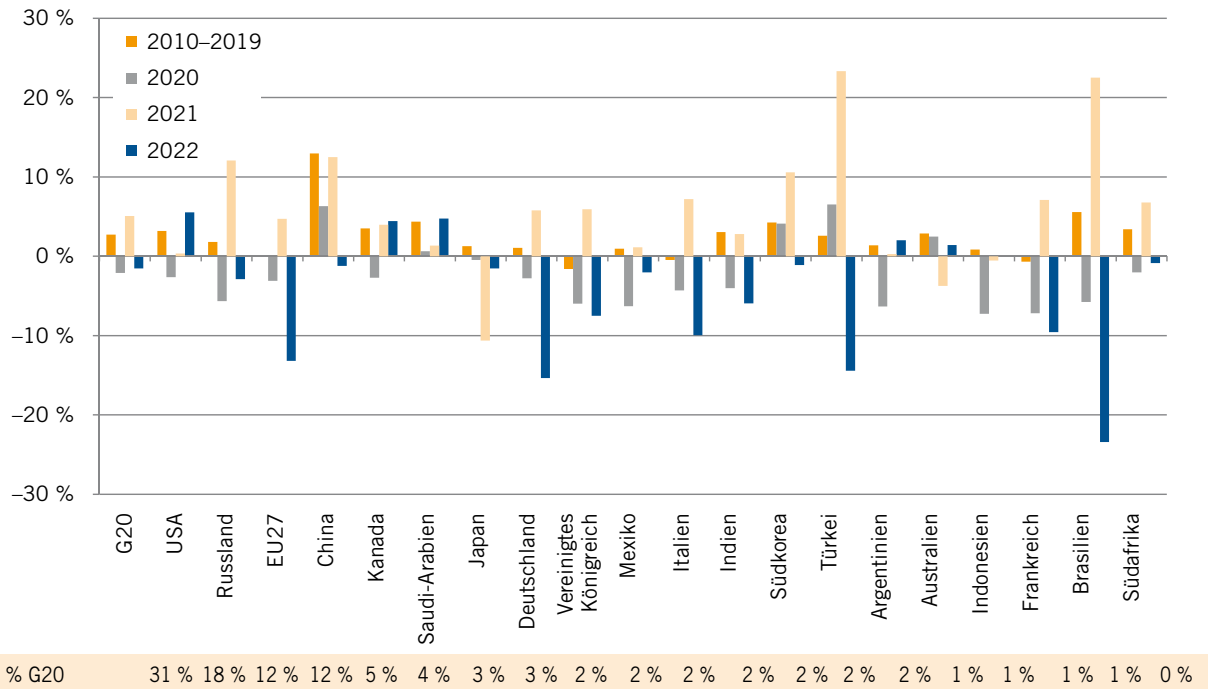
In Japan (–1,5 %) und Südkorea (–1 %), wo der Rückgang der Exporte zur Begrenzung der Gasnachfrage der Industrie beigetragen hat, wirkten sich die explodierenden Gaspreise ebenfalls abschreckend auf den Gasverbrauch aus. Auch Indien, das die Hälfte seines Gasverbrauchs importiert, war von den weltweiten Rekordpreisen betroffen und sein Gasverbrauch ging um 6 % zurück. Die geringere Nachfrage nach verflüssigtem Erdgas (*Liquefied Natural Gas, LNG*) in Asien ermöglichte es Europa, die eigenen LNG-Importe zu erhöhen, um die geringeren russischen Gaslieferungen über Pipelines auszugleichen.

Da sich die brasilianische Wasserkrafterzeugung von der Dürre im Jahr 2021 erholte, sank der Gasverbrauch des Landes – nach einem Anstieg um 23 % im Jahr 2021 – 2022 um fast ein Viertel. Dagegen stieg der Gasverbrauch in Kanada um 4 % an. Auch in Saudi-Arabien erhöhte sich die Gasnachfrage durch die zunehmende gasbefeuerte Stromerzeugung, Wasserentsalzung und petrochemische Produktion um 5 %.

Ebenso wie die Preise für Erdöl, erreichten auch die weltweiten Gaspreise 2022 Rekordhöhen. In Europa hatten sich die Gaspreise bereits im Jahr 2021, vor dem Hintergrund von Versorgungsengpässen, Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Pandemie und geopolitischen Spannungen, vervielfacht. Der russische Einmarsch in die Ukraine verschärfte den Preisanstieg noch – um durchschnittlich 56 % zwischen Februar und März 2022.

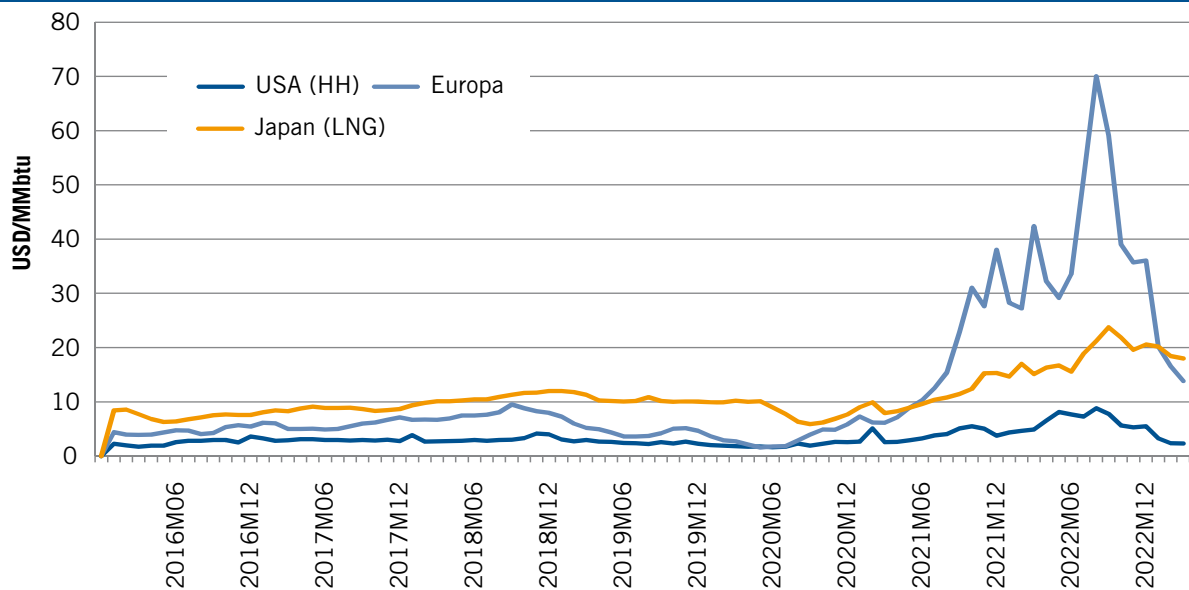
Im zweiten Quartal 2022 trugen die steigenden LNG-Importe Europas zum Ausgleich der schwachen russischen Pipeline-Gaslieferungen, die hohen Lagerbestände und die milderen Temperaturen zu einer Entspannung der regionalen Gaspreise bei. Die Kürzung der russischen Lieferungen von Pipelinegas Mitte Juni 2022 ließen die europäischen Gaspreise wieder steigen. Massive europäische LNG-Importe trugen zum Anstieg der asiatischen Gaspreise bei, insbesondere im dritten Quartal 2022. Sowohl die europäischen als auch die asiatischen Preise erreichten im August 2022 neue Rekordhöhen. Ab September führten hohe Lagerbestände, stetige LNG-Importe und ein starker Rückgang des Gasverbrauchs durch Energiesparanstrengungen und mildere Temperaturen zu einem deutlichen Rückgang der europäischen Gaspreise bei. Geringere chinesische LNG-Importe, resultierend aus wirtschaftlichen Schwierigkeiten im Zusammenhang mit der Null-COVID-Politik der

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

chinesischen Regierung, ließen die regionalen Preise ebenfalls sinken. Diese Situation setzte sich auch im vierten Quartal 2022 fort.

Elektrizität

Der Stromverbrauch der G20-Staaten erhöhte sich 2022 lediglich um ca. 2 % (nach +6 % im Jahr 2021). Der Verbrauch Chinas wuchs 2022, allerdings langsamer als in den vorherigen Jahren (+3,4 %, gegenüber 10 % im Jahr 2021), da die nationale Null-COVID-Politik die industrielle Nachfrage erheblich reduzierte.

China machte den größten Teil des Anstiegs des Stromverbrauchs der G20 im Jahr 2022 aus.

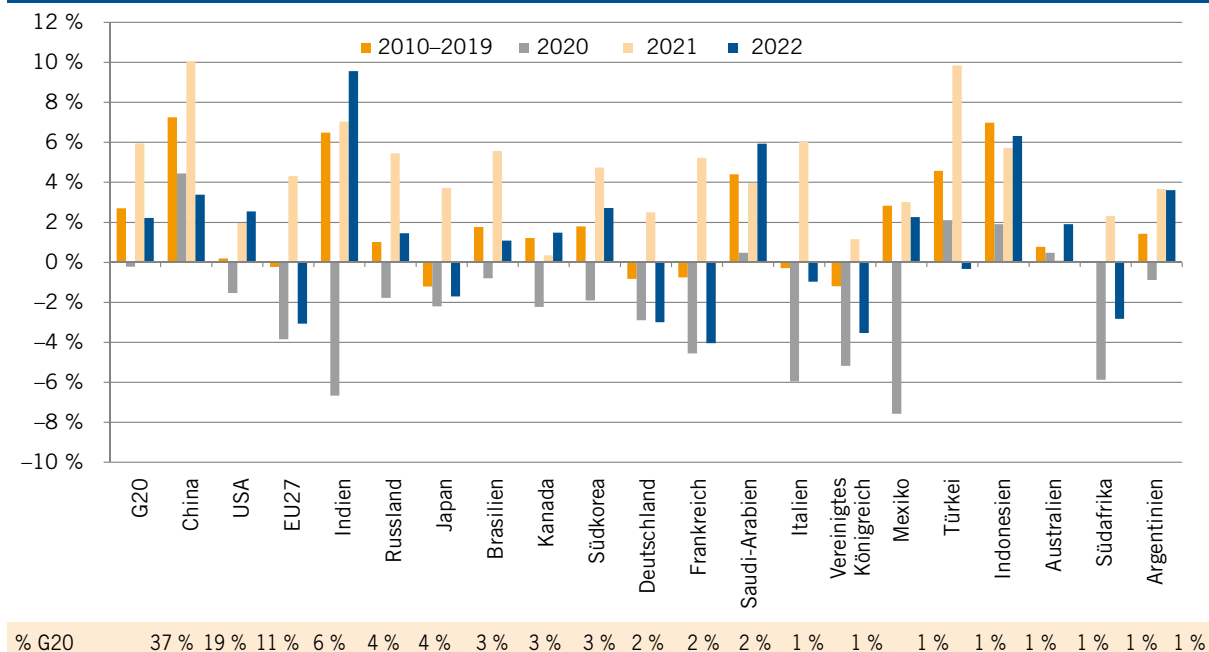
In den USA führten extremere Temperaturen sowie eine gesteigerte Wirtschaftstätigkeit zu einem Anstieg des Stromverbrauchs um 2,6 %. Der Stromverbrauch wurde gleichermaßen durch das Wirtschaftswachstum in Indien (etwa +10 %, auch aufgrund einer Rekordhitzewelle)

und Indonesien (+6 %) angekurbelt. Stromverbrauchssteigerungen registrierten auch Saudi-Arabien (+6 %), Argentinien (+4 %), Südkorea (+3 %), Mexiko und Australien (jeweils +2 %) sowie Russland, Brasilien und Kanada (jeweils +1 %). In Japan sank die Stromnutzung hingegen um etwa 2 %.

In Europa führten die hohen gasbezogenen Strompreise zu einem erheblichen Rückgang des Stromverbrauchs in der Industrie. Einige stromintensive Industriezweige drosselten ihre Produktion oder legten die Produktion sogar gänzlich still. Das außergewöhnlich milde Wetter und die Bemühungen um Energieeinsparungen trugen weiter zur Verringerung der Nachfrage der privaten Haushalte bei. Der Stromverbrauch ging in der EU in der Folge um 3 % zurück, davon um 3 % in Deutschland und um 4 % Frankreich.

Die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie stieg auch im Jahr 2022 um 13 % bzw. 17 % an, sodass ihr Anteil am G20-Strommix 22 % erreichte.

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



Quelle: Enerdata

Fossile Brennstoffe blieben im G20-Strommix mit einem Anteil von über 60 % im Jahr 2022 dominant. Allerdings ist dieser Anteil seit 2010 (69 %) rückläufig, da die thermische Stromerzeugung auf Basis fossiler Energien viel langsamer gestiegen ist (+1,7 %/Jahr im Zeitraum 2010–2022) als die Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie (+16 %/Jahr bzw. +35 %/Jahr). Der Anteil von Wind- und Solarenergie am Strommix der G20-Staaten ist von 2 % in 2010 auf 10 % im Jahr 2020 und 13 % im Jahr 2022 gestiegen. Die Stromproduktion aus Kernenergie ist seit 2010 stabil geblieben, hat ihren Anteil am G20-Strommix von 14 % im Jahr 2010 jedoch auf 10 % im Jahr 2022 verringert. Im Zeitraum 2010–2022 ist die Stromerzeugung aus Wasserkraft im Durchschnitt um 1,9 %/Jahr gestiegen. Ihr Anteil an der Gesamtstromerzeugung ist jedoch von 15 % auf 14 % im Jahr 2022 leicht zurückgegangen.

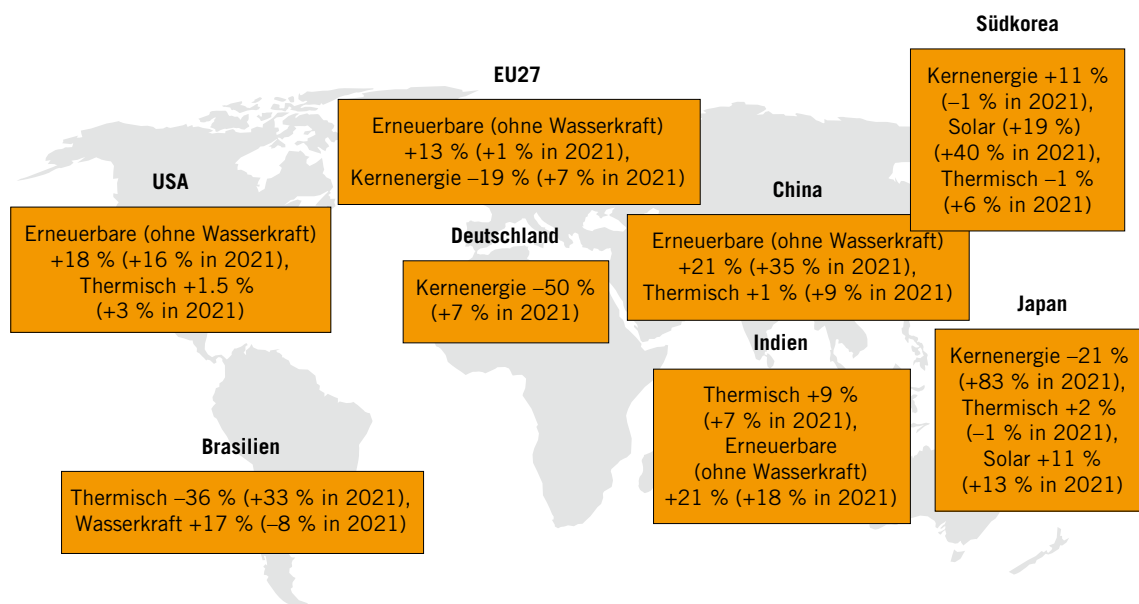
Im Jahr 2022 trug das geringere Wachstum des Stromverbrauchs der G20-Länder im Vergleich zum Vorjahr zu einem langsameren Wachstum der Stromerzeugung bei (+2,6 % gegenüber +5,9 % in 2021). Wie in den Vorjahren, nahm die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) stetig zu, vor allem auf Basis von Solarenergie (+27 %) und Windkraft (+13 %). China erhöhte die

Stromgenerierung aus Solarenergie 2022 um 32 % und aus Windkraft um 16 %. In den USA wuchs die Erzeugung von Strom aus Sonnenenergie um 24 % und aus Windkraft um 15 %. Auch in Deutschland (+23 % für Solar- und +9 % für Windenergie), in Südkorea (+19 % bzw. +8 %) und in Japan (+11 % für Solar- und stabil für Windenergie) nahm die EE-Stromerzeugung – insbesondere aus Solarenergie – weiter zu.

Auch die thermische Stromerzeugung nahm global weiter zu, jedoch weniger stark (+1,6 %). Die Stromerzeugung aus Wasserkraft stieg aufgrund geringerer Produktion in China und den USA um bescheidene 1,3 %. Die Stromerzeugung aus Kernenergie ging hingegen um 5,5 % zurück, was vor allem auf Kernkraftwerksausfälle in Frankreich und -abschaltungen in Deutschland zurückzuführen ist.

Wie in den Vorjahren, war China laut der Internationalen Organisation für Erneuerbare Energien (International Renewable Energy Agency, IRENA) mit 45 % des gesamten Zubaus an Solarkapazitäten (+86 Gigawatt (GW)) und 50 % des gesamten Zubaus an Windkapazitäten (+37 GW) weiterhin weltweit führend beim EE-Ausbau. Auf China folgten die EU mit einem Plus von 36 GW an Solar-

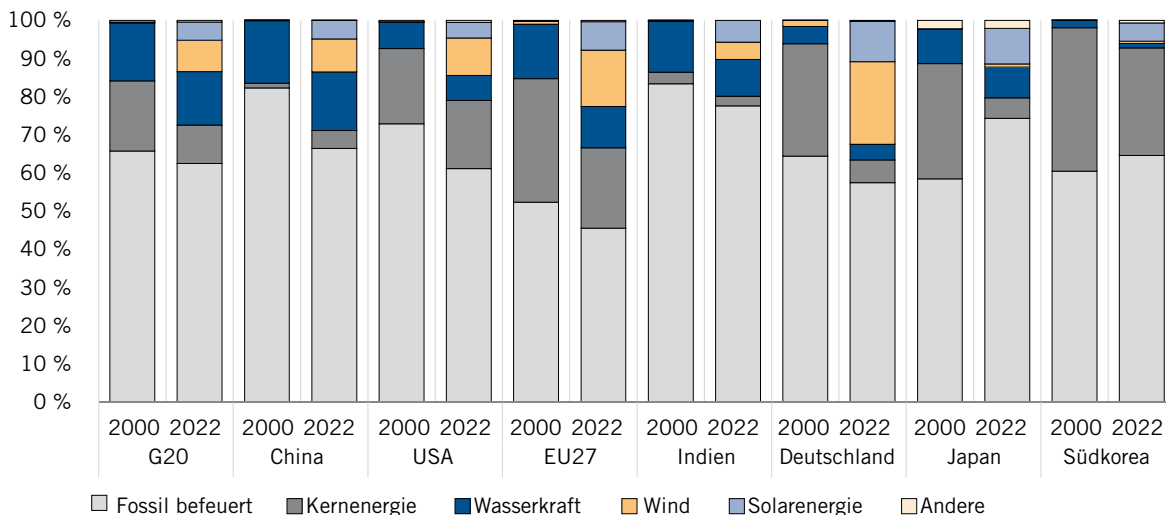
Abbildung 2.12: Entwicklung des Stromerzeugnismixes zwischen 2021 und 2022 in ausgewählten G20-Staaten



G20: Erneuerbare (ohne Wasserkraft) + 18 % (+18 % in 2021) Thermisch +1.6 % (+6 % in 2021)

Quelle: Enerdata

Abbildung 2.13: Entwicklung des Stromerzeugungsmixes in ausgewählten G20-Staaten



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

Quelle: Enerdata

kapazität (entsprechend 19 % des gesamten Zubaus) und von 16 GW an Windkapazität (entsprechend 21 % des gesamten Zubaus) sowie die USA mit einem Plus von 18 GW an Solarkapazität (entsprechend 9 % des gesamten Zubaus) und von 7,8 GW an Windkapazität (entsprechend 11 % des gesamten Zubaus). In Indien (+13,5 GW), Brasilien (+9,9 GW), Australien (+3,9 GW), Südkorea (+2,8 GW) und der Türkei (+1,6 GW) blieb der Zubau von Solaranlagen konstant. Auch der Ausbau von Windkraftanlagen nahm in Brasilien (+3 GW), im Vereinigten Königreich (+2,8 GW), in Indien (+1,9 GW) und in Australien (+1,2 GW) spürbar zu. Auf China entfielen außerdem 3/4 des Zubaus an Wasserkraftkapazität der G20-Staaten: 23 GW von 30 GW.

CO₂-Emissionen

Die energiebedingten CO₂-Emissionen stiegen 2022 weiter um 2 % an, wenn auch langsamer als 2021 (+7 %). Grund dafür ist der verlangsamte Ausbau der fossilen Stromerzeugung – trotz der Umstellung von Erdgas auf Kohle in vielen Ländern. Die CO₂-Emissionen stiegen infolge der Drosselung der Energienachfrage in energieintensiven Sektoren lediglich um 1 % in China. Gleiches gilt für die USA – resultierend aus einer Umstellung von Kohle auf Gas und einer steigenden EE-Stromerzeugung, die den Kohleverbrauch senkte.

In Japan und Russland blieben die CO₂-Emissionen stabil. In der EU gingen sie leicht um 1 % zurück, darunter um 2 % in Deutschland und um 4 % in Frankreich. Im Vereinigten Königreich und in der Türkei sanken sie jeweils um 3 %. Dies ist allgemein auf einen milden Winter, Energiesparanstrengungen, die Umstellung auf andere Brennstoffe und energiepreisbedingte Drosselungen der Industrieproduktion zurückzuführen. Ein Rückgang war auch in Südkorea (–3 %) zu verzeichnen, was auf einen Wiederanstieg der Stromerzeugung aus Kernkraft zurückzuführen ist, der die thermische Stromerzeugung reduzierte, sowie auf eine Verlangsamung der Industrieproduktion). In Brasilien sanken die Emissionen um 6 %, dank besserer Bedingungen für die Wasserkraftnutzung; in Südafrika um 5 %, aufgrund von Engpässen bei der Kohleverstromung und technischen Problemen in Kraftwerken, die die Kohleverstromung behinderten.

Gleichzeitig stiegen die CO₂-Emissionen in anderen G20-Staaten – entsprechend dem Anstieg der fossilen Stromerzeugung: In Indien um 9 %, in Saudi-Arabien um 10 % und in Indonesien und Mexiko sogar um 13 %.

2.2 Inflation Reduction Act – massives industriepolitisches Programm der USA und seine Implikationen für Europa

- **Mit dem US Inflation Reduction Act (IRA) plant die US-Regierung, 369 Mrd. USD an öffentlichen Mitteln für Investitionen in die Sicherheit der Energieversorgung und den Klimaschutz bereitzustellen.**
- **Mit dem Programm wird eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen der USA um 31 % bis 45 % bis 2030 im Vergleich zu 2005 angestrebt.**
- **Die Europäische Union befürchtet starke Beeinträchtigungen im Standortwettbewerb aufgrund der Begünstigung inländischer Wertschöpfung in den USA und der unbürokratischen Umsetzung des IRA.**

Im August 2022 hat der Präsident der USA, Joe Biden, mit dem *Inflation Reduction Act* (IRA) ein massives industriepolitisches Programm unterzeichnet. Das umfangreiche Gesetzespaket wurde im sog. *Budget Reconciliation*-Verfahren vom Senat mit den Stimmen der Demokraten verabschiedet. Es dient dazu, die US-Wirtschaft zu stärken, Zukunftstechnologien am Standort USA zu fördern und damit auch zur Senkung der Treibhausgas-Emissionen beizutragen.

Das Programm sieht Investitionen von insgesamt 433 Mrd. USD vor, von denen 369 Mrd. USD der Sicherheit der Energieversorgung und dem Klimaschutz dienen sollen. 64 Mrd. USD sind zur Senkung der Gesundheitsausgaben vorgesehen. Das Haushaltsdefizit soll um mind. 300 Mrd. USD reduziert werden. Die für die Realisierung dieses Programms erforderlichen Finanzmittel von insgesamt 739 Mrd. USD sollen durch die Einführung einer Mindeststeuer für Unternehmen von 15 %, durch eine Reform der Preise für verschreibungspflichtige Medikamente sowie durch Schließung von Steuerschlupflöchern aufgebracht werden.¹

Kernbestandteile des IRA zu Energie und Klima

Kernbestandteil des Investitionsprogramms zur Sicherheit der Energieversorgung und zum Klimaschutz sind Steuergutschriften, die als eine Art Zuschuss für Investitionen in Zukunftstechnologien, wie Wasserstoff, Batterien und Wärmepumpen, gedacht sind, aber auch auf Kernenergie ausgeweitet werden sollen. Bis 2030 soll dadurch eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen um 31 % bis 44 % gegenüber dem Stand des Jahres 2005 erreicht werden. Dies stellt eine erhebliche Verbesserung gegenüber der aktuell gültigen Politik (*business as usual*) dar, bei der von einer Emissionsminderung um 24 % bis 35 % bis 2030 gegenüber 2005 ausgegangen wird. Damit kämen die USA der im Rahmen des Pariser Klimaabkommens eingegangenen Verpflichtung näher, in der für

2030 eine Senkung der Treibhausgas-Emissionen um 50 bis 52 % im Vergleich zu 2005 verankert ist.²

IRA ist ein Grundstein für eine transatlantische Partnerschaft, jedoch mit starken protektionistischen Tendenzen.

Der IRA kann als wichtiger Grundstein für eine transatlantische Partnerschaft in der Klimapolitik gesehen werden. Allerdings sind darin auch starke protektionistische Tendenzen verankert, die europäischen (Wirtschafts-)Interessen mitunter zuwiderlaufen, jedenfalls aber große Herausforderungen für europäische Unternehmen bedeuten. Dazu gehören die an die Inanspruchnahme der Steuergutschriften geknüpften Bedingungen. Beispielfolgend sind folgende Punkte zu nennen:

- Für die Produktion von sauberem Wasserstoff in den USA wird ein auf zehn Jahre angelegter finanzieller Anreiz gewährt, der nach vier CO₂-Intensitätsstufen gestaffelt ist. Dabei reicht die Förderung von 0,60 USD pro kg Wasserstoff bei einer CO₂-Intensität zwischen 2,5 und 4 kg CO₂_{Aq}/kg Wasserstoff bis zu 3,00 USD pro kg Wasserstoff bei einer CO₂-Intensität zwischen 0 und 0,45 kg CO₂_{Aq}/kg Wasserstoff. Zu den Voraussetzungen für die Inanspruchnahme gehört, dass der Bau der Anlage bis 2033 beginnen muss. Dieser Pragmatismus ist eine Herausforderung für die bürokratische und mitunter unübersichtliche Regelung der EU.
- Eine Förderung erfolgt ferner für die Produktion neuer fortgeschrittener sauberer Energietechnologien, geknüpft an die Bedingung, dass die dafür notwendigen Komponenten in den USA oder von einem US-Unternehmen hergestellt werden. Zu den förderfähigen Anlagen gehören Solarmodule, Windturbinen- und Offshore-Windkomponenten, Wechselrichter, viele Batte-

1 Vgl. Insider Staff, Summary: The Inflation Reduction Act of 2022, ohne Datum, abrufbar unter https://www.documentcloud.org/documents/22122297-inflation_reduction_act_one_page_summary (zuletzt abgerufen am 23.05.2023).

2 Vgl. Bipartisan Policy Center, Inflation Reduction Act (IRA) Summary. Energy and Climate Provisions, 26.09.2022, abrufbar unter https://bipartisanpolicy.org/download/?file=/wp-content/uploads/2022/08/Energy-IRA-Brief_R04-9.26.22.pdf (zuletzt abgerufen am 23.05.2023).

rie-Bauteile und die kritischen Mineralien, die zur Herstellung dieser Komponenten benötigt werden.

- Die bestehende Steuergutschrift für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) wird verlängert, wobei ein 10 %-Bonus bei Erfüllung der inländischen Herstellungsanforderungen für Stahl, Eisen oder hergestellte Komponenten zur Anwendung kommt. Mit Auslaufen dieser Regelung im Jahr 2024 tritt eine neue Steuergutschrift für die technologieneutrale Produktion von CO₂-frei erzeugtem Strom oder für eine Erzeugung in Kraft, die mit negativen Treibhausgas-Emissionen verbunden ist. Dieser Anreizmechanismus unterliegt den gleichen Bedingungen wie die bis 2024 bestehende Regelung und kommt auch für Anlagen mit Abscheidung und Nutzung oder Speicherung von CO₂ zur Anwendung, soweit sie die CO₂-Reduktionsanforderungen erfüllen.
- Der bestehende Steuervorteil von 7.500 USD für den Kauf eines qualifizierten neuen sauberen Fahrzeugs wird beibehalten. Dies schließt Elektrofahrzeuge, Plug-in-Hybride und Wasserstoff-Brennstoffzellen-Fahrzeuge ein. Die Vorteile werden nur Limousinen mit einem Verkaufspreis von bis zu 55.000 USD und *Sport Utility Vehicles* (SUVs)/Pick-ups mit einem Verkaufspreis von bis zu 80.000 USD gewährt. Der Förderbetrag wird reduziert oder entfällt, wenn ein bestimmter Prozentsatz der kritischen Mineralien, die in Batteriekomponenten verwendet werden, nicht in den USA oder einem Land gewonnen, verarbeitet oder recycelt werden, mit denen ein Freihandelsabkommen besteht. Der erforderliche Prozentsatz für die Förderung steigt von 40 % im Jahr 2024 auf 80 % im Jahr 2026. Die Gutschrift wird reduziert oder entfällt, wenn Elektrofahrzeuge nicht in Nordamerika hergestellt oder dort zusammengebaut werden oder wenn die Mehrheit der Batteriekomponenten außerhalb Nordamerikas bezogen wird. Der aus nordamerikanischer Produktion erforderliche Anteil steigt von 50 % im Jahr 2024 auf 100 % im Jahr 2028.
- Die Steuergutschriften für die Abscheidung von CO₂ und für *Direct Air Capture* werden verbessert und die Gültigkeit der Regelung wird bis Anfang 2033 verlängert. Ferner wird für innovative Lösungen ein neues 5,8-Milliarden-USD-Programm aufgelegt, mit dem Investitionen in Projekte gefördert werden, die darauf abzielen, die Emissionen energieintensiver Industrien zu reduzieren. Davon erfasst sind die Eisen-, Stahl-, Zement-, Glas-, Zellstoff-, Papier-, Keramik- und chemische Produktion.

Kritische Haltung der europäischen Industrie zum IRA

Die europäische Industrie sieht vor allem diejenigen Aspekte des Gesetzes kritisch, die europäische und andere ausländische Unternehmen benachteiligen. Dazu gehören die Kriterien für Steuergutschriften für Elektroautos, aber auch *Buy-American-* oder *local-content-*Anforderungen in anderen Bereichen. Diese Entwicklungen begünstigen nicht die angestrebte weitere Verbesserung der transatlantischen Zusammenarbeit und könnten das Bestreben beeinträchtigen, internationale Wertschöpfungsketten zur Bewältigung der bestehenden geopolitischen Herausforderungen umzustrukturieren.

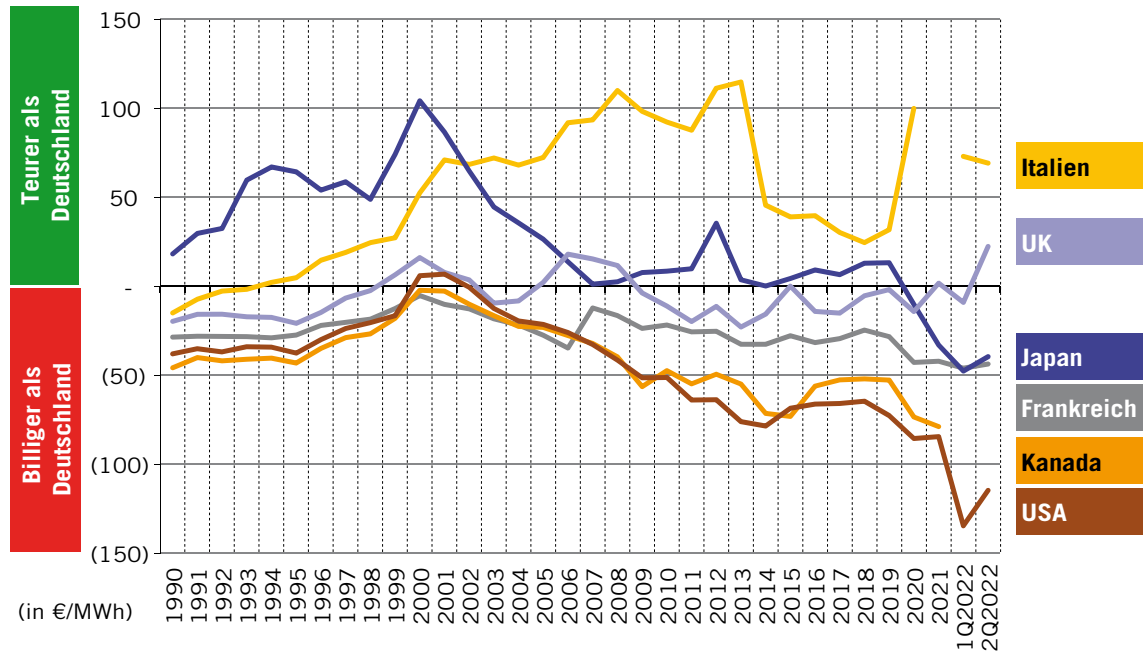
Ende Oktober 2022 haben die Europäische Kommission und die US-Regierung eine *IRA Task Force* eingesetzt, mit der das Ziel verfolgt wird, Lösungen zu finden, um eine Diskriminierung europäischer Unternehmen im IRA zu begrenzen. Als mögliche Stellschraube werden die Umsetzungsrichtlinien der US-Behörden gesehen. In Bezug auf die Steuergutschriften für Elektroautos wird bspw. eine Vereinbarung zur Gleichsetzung der EU mit Partnerstaaten, mit denen die USA ein *Free Trade Agreement* geschlossen haben, als ein geeigneter Ansatz angesehen.

Antwort der EU auf das US-Förderpaket

Am 01. Februar 2023 hat die EU-Kommission einen *Green Deal Industrial Plan*³ vorgelegt, um im Wettbewerb mit den USA und China um die Ansiedlung von Produktionsstätten für Batterien, Wärmepumpen oder Wasserstoffanlagen nicht ins Hintertreffen zu geraten. Die EU-Kommission setzt dabei kurzfristig vor allem auf eine spürbare Aufweichung der EU-Beihilferegeln. Darüber soll es ermöglicht werden, Steuernachlässe analog dem IRA gewähren zu können. Um den EU-Staaten den finanziellen Spielraum dafür zu ermöglichen, will die EU-Kommission erlauben, noch verbliebene Mittel aus dem COVID-19-Aufbaufonds für Steuernachlässe einzusetzen. Aus dem Aufbaufonds und dem REPowerEU-Programm zur raschen Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen aus Russland und zur Beschleunigung des Wandels hin zu sauberen Energien stehen nach Angaben der EU-Kommission noch 250 Mrd. € zur Verfügung. Hinzu kämen 100 Mrd.€ aus dem EU-Strukturfonds.

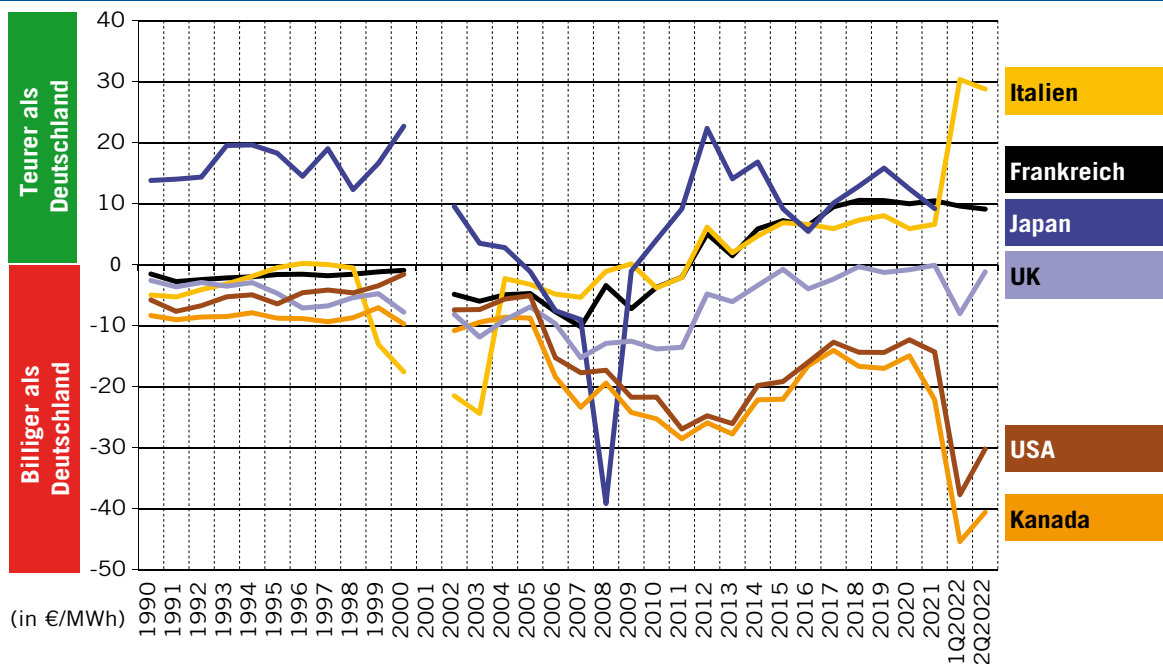
3 Vgl. Europäische Kommission, *Green Deal Industrial Plan*, 01.02.2023, abrufbar unter https://ec.europa.eu/commission/press-corner/detail/en/ip_23_510 (zuletzt abgerufen am 23.05.2023).

Abbildung 2.14: Preisdifferenz Strom Industrie zu Deutschland (inkl. Steuern) in den G7-Staaten



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Preisdaten der Internationalen Energieagentur (IEA)

Abbildung 2.15: Preisdifferenz Gas Industrie zu Deutschland inkl. Steuern in den G7-Staaten



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Preisdaten der Internationalen Energieagentur (IEA)

➤ Als Gegengewicht zum IRA legte die EU-Kommission den *Green Deal Industrial Plan* vor, um im Wettbewerb mit den USA und China nicht ins Hintertreffen zu geraten.

Die EU-Kommission will vor allem die bestehende Möglichkeit der Förderung von Projekten von gemeinsamem Interesse vereinfachen. Darunter werden für die *grüne* Transformation wichtige Projekte verstanden, wie die Produktion von Batterien, Solarpanels, Windturbinen, Wärmepumpen, Elektrolyseuren, Technologien für die Abscheidung und Nutzung bzw. Speicherung von CO₂ sowie den Abbau und die Verarbeitung seltener Erden. Als konkrete Antwort auf den IRA ist vorgesehen, dass Unternehmen, denen Subventionen für Investitionen in Drittländern in Aussicht gestellt werden, vom jeweiligen EU-Staat Mittel in derselben Höhe bekommen können. Damit soll einer Verzerrung im Standortwettbewerb entgegen gewirkt werden. Die Staats- und Regierungschefs der EU haben eine erste Debatte über den Plan beim Sondertreffen des Europäischen Rats am 09. und 10. Februar 2023 geführt, allerdings ohne, dass Beschlüsse gefasst wurden. Auch der reguläre März-Gipfel ging ohne konkrete politische Vorgaben zu Ende.

Mitte März 2023 hat die EU-Kommission eine Gesetzgebung für die Förderung von *Clean Energy*-Technologien vorgeschlagen (*Net Zero Industry Act* – NZIA⁴), die konkrete Ziele für Technologien, wie Photovoltaik, Elektrolyseure, Batterien, Abscheidung und Speicherung von CO₂ sowie Wärmepumpen, setzt. Zusätzlich sieht ein Verordnungsvorschlag für kritische Rohstoffe,⁵ wie Kobalt, Kupfer oder Seltene Erden, für 2030 konkrete Zielwerte für Förderung, Verarbeitung und Recycling vor. Ein neuer europäischer Investitionsfonds, zu dem die EU-Kommission für den Sommer 2023 Vorschläge angekündigt hat, dürfte nach Einschätzung von Beobachtern wenig Erfolg haben, weil für die Finanzierung neuer zusätzlicher Ausgaben keine Unterstützung in den Hauptstädten gesehen wird.

Fazit

Die mit dem IRA verfolgte Industriepolitik begünstigt die Produktion in den USA und bewirkt damit einen zusätzlichen wirtschaftlichen Vorteil für Investitionen in das Land. Auch bereits vor Verabschiedung des IRA waren die USA ein attraktives Ziel für ausländische Investoren. Neben der Größe des Binnenmarkts und der Verfügbarkeit von Fachkräften haben die Vergrößerung der Differenz in den Energiepreisen und die Förderinstrumente des IRA die Attraktivität des Standorts USA weiter vergrößert. Als Konsequenz ist bereits zu beobachten, dass relevante Investitionen in Deutschland überdacht werden oder ein Wettbewerb um immer höhere Subventionen in Gang gesetzt werden könnte.

4 Vgl. Europäische Kommission, Net Zero Industry Act, 16.03.2023, unter https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act_en (zuletzt abgerufen am 23.05.2023).

5 Vgl. Europäische Kommission, European Critical Raw Materials Act, 16.03.2023, abrufbar unter https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/european-critical-raw-materials-act_de (zuletzt abgerufen am 23.05.2023).

2.3 Der weltweite LNG-Markt: Möglichkeiten und Grenzen

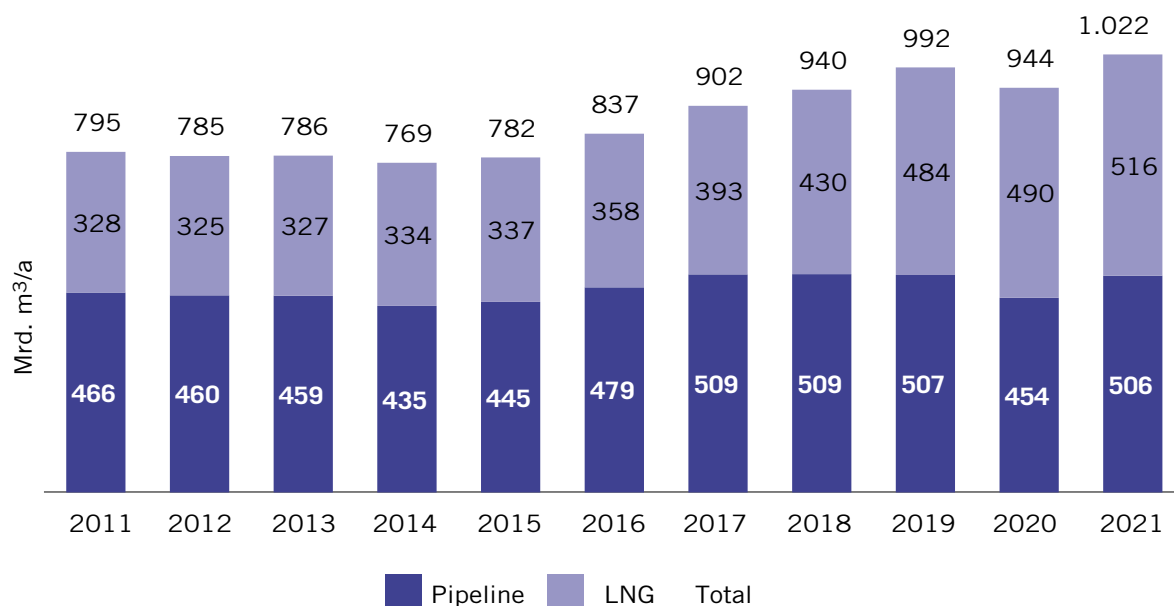
- **Der weltweite Handel mit Flüssigerdgas (LNG) ist dank hoher Investitionen in die Infrastruktur in den vergangenen 10 Jahren um 57 % auf über 500 Mrd. m³ Gas p. a. gewachsen.**
- **Nach dem plötzlichen Lieferausfall großer Mengen russischen Pipeline-Gases hat Europa seine LNG-Importe 2022 um 60 Mrd. m³ erhöht – LNG wurde zu einem äußerst knappen Gut.**
- **Mittels schwimmender Terminals wurde und wird in Deutschland und der Europäischen Union die Importkapazität schnell erhöht. Der Abschluss von Lieferverträgen ist jedoch eine größere Herausforderung.**

Die starke Kürzung der russischen Erdgaslieferungen in die Europäische Union (EU) sowie das Bestreben, möglichst bald von russischen Energielieferungen unabhängig zu werden, haben im Jahr 2022 das verflüssigte Erdgas (*Liquefied Natural Gas, LNG*) als schnell verfügbare Alternative ins öffentliche Interesse gerückt. Andere, schnell umsetzbare Optionen des Erdgasbezugs gibt es, jedenfalls in der erforderlichen Größenordnung, tatsächlich nicht. Die konventionellen Erdgasreserven in der EU gehen zur Neige, und große Pipeline-Projekte zur Anbindung weit entfernt gelegener Erdgasfelder (etwa im Mittleren Osten, im kaspischen Raum oder in der Barentssee) wären mit Bauzeiten von mehreren Jahren verbunden. Das ist angesichts der klimapolitischen Notwendigkeit eines Erdgasausstiegs bis Mitte oder Ende der 2040er Jahre ein kaum lohnendes Unterfangen. Daher wurde von politischen Entscheidern die Notwendigkeit gesehen, die Importinfrastruktur für LNG in Deutschland

und der EU schnell auszubauen. Sofern nicht der vollständige Bedarf auf dem globalen LNG-Spotmarkt beschafft werden soll, müssten zudem langfristige LNG-Lieferverträge abgeschlossen werden.

LNG ermöglicht den Transport von Erdgas mit Schiffen über sehr große Entfernungen und sogar über Ozeangrenzen hinweg. Die Verflüssigung ist technisch anspruchsvoll und aufwendig, da eine Kühlung auf unter -160 °C erforderlich ist. Daher lohnt sich der Transport von Erdgas als LNG nur über große Distanzen. Auf kürzeren Entfernungen ist in aller Regel der Pipeline-Transport die günstigere und energetisch effizientere Option. Darin liegt auch der Grund, warum beim Aufbau der europäischen Gaswirtschaft in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts zunächst fast ausschließlich auf ein Fernleitungsnetz für Erdgas gesetzt wurde und LNG praktisch keine Rolle spielte. Es wurden zunächst die nahe gelegene

Abbildung 2.16: Entwicklung des weltweiten LNG-Handels und des interregionalen Erdgashandels über Pipelines, 2011-2021



Quelle: BP Statistical Review 2022, Team Consult-Analyse

nen Gasvorkommen erschlossen, die sich leicht über Pipelines mit den Verbrauchszentren verbinden ließen. Die in der Nähe der Verbrauchszentren gelegenen Vorkommen gehen jedoch gerade in Europa mehr und mehr zur Neige, weshalb Erdgas zunehmend aus weiter entfernten Lagerstätten beschafft werden muss, solange es nicht durch andere Energieträger substituiert wird. Dadurch gewann LNG, gemessen am Anteil am interregionalen Gashandel, immer mehr an Bedeutung.

Der Transport von LNG lohnt sich nur über große Distanzen. Auf kürzeren Entfernungen ist der Pipeline-Transport die günstigere und energetisch effizientere Lösung.

Während der interregionale Erdgashandel über Pipelines zwischen 2011 und 2021 nur um ca. 10 % zunahm, wuchs der LNG-Handel im gleichen Zeitraum um 57 % auf 516 Mrd. m³ p. a. und übertraf im Jahr 2020 erstmals den interregionalen Gashandel über Pipelines. Im Jahr 2021 wurden 372 Mrd. m³ (72 %) von Ländern im Asien-Pazifik-Raum importiert, während Europa lediglich 108 Mrd. m³ (21 %) importierte. Die größten LNG-Importeure im Jahr 2021 waren China und Japan (mit jeweils über 100 Mrd. m³) sowie Südkorea und Taiwan. Auf der Exportseite kamen 2021 die großen drei LNG-Produzen-

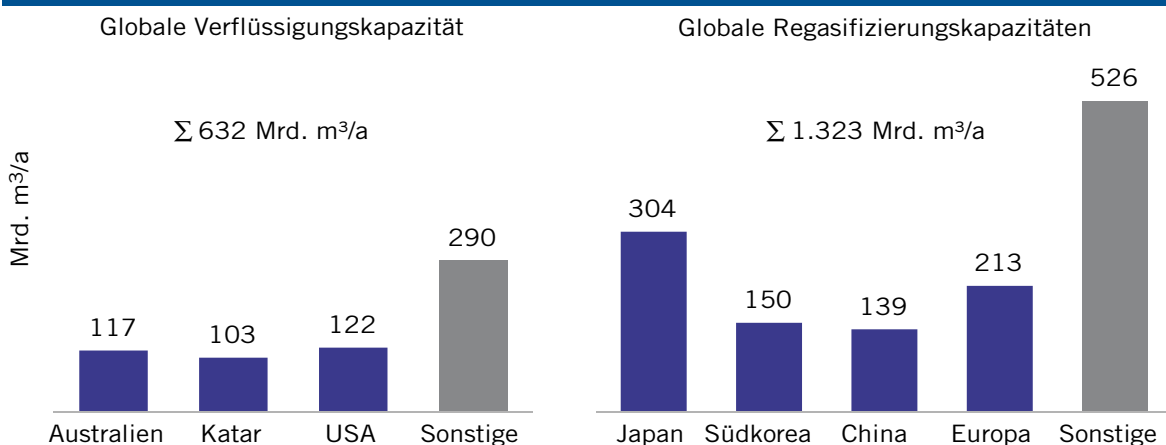
ten USA, Katar und Australien zusammen auf 310 Mrd. m³, was 60 % des Markts entspricht, während sich der Rest des Marktes auf einige mittelgroße und viele kleine Exporteure verteilte.¹

Asien ist ein attraktiver Absatzmarkt für LNG-Produzenten

Asien war und ist aus mehreren Gründen für LNG-Verkäufer aus aller Welt ein sehr attraktiver Absatzmarkt. Aufgrund der geografischen Gegebenheiten gibt es für mehrere asiatische Staaten, wie z. B. Japan und Südkorea, keine Gelegenheit zum Import von Erdgas über Pipelines, sodass diese Länder schon früher als Europa in großem Umfang LNG importierten. Darüber hinaus wies Asien in den letzten Jahrzehnten die größten Wachstumsraten im Gasverbrauch auf, was vor allem durch das chinesische und indische Wirtschaftswachstum und auch das zunehmende Bemühen um den Ersatz von Kohle durch Erdgas bedingt war. Zudem werden asiatische Länder voraussichtlich über das Jahr 2050 hinaus LNG importieren, während sich europäische Länder zum Ziel gesetzt haben, bis 2045 oder 2050 aus dem Verbrauch von Erdgas und damit auch dem Import von LNG auszusteigen. Im LNG-Geschäft mit seiner hohen Kapitalintensität und langen Investitionszyklen stellt es einen

¹ BP p.l.c., Statistical Review of World Energy 2022, London 2022.

Abbildung 2.17: Die globale Kapazitätssituation auf Verflüssigungs- und Regasifizierungsseite



Quelle: GIIGNL 2022, Team Consult-Analyse

Europa ohne Türkei. Angaben in Originalquelle in mtpa (Millionen Tonnen p.a.), Umrechnungsfaktor 1.340 Standardkubikmeter Gas pro Tonne.

Vorteil dar, eine Perspektive für langfristiges Geschäft bieten zu können.

Schließlich gibt es in Asien, anders als in Amerika und Europa, zumeist keine inländischen Gashandelsmärkte und keinen regulierten Netzzugang für potenzielle Wettbewerber. Dies erlaubt den asiatischen LNG-Importeuren den Abschluss langfristiger Lieferverträge mit einer Preisbindung an ausländische Handelsmärkte (z. B. den amerikanischen *Henry Hub*) oder an die Preise anderer Energierohstoffe wie Erdöl. Sie können die vereinbarten Vertragspreise für LNG mit einem Aufschlag zur Deckung der eigenen Kosten in der Regel an die eigenen Gaskunden weitergeben. Dies verschafft asiatischen Importeuren Spielräume in der Vertragsgestaltung und damit die Möglichkeit, in Vertragsverhandlungen auf die Wünsche der LNG-Produzenten einzugehen.

Die große zusätzliche LNG-Nachfrage Europas trifft auf ausgelastete Exportkapazitäten

Anfang 2022 betrug die weltweite Kapazität zur Regasifizierung und damit zum Import von LNG 1.323 Mrd. m³/a. Sie lag damit mehr als doppelt so hoch wie die weltweite Kapazität zur Verflüssigung und damit zum Export von LNG in Höhe von 632 Mrd. m³. Diese Kapazitätssituation führt dazu, dass die Verflüssigungskapazitäten im jährlichen Mittel in aller Regel hoch ausgelastet sind (zu ca. 90 %), während die Regasifizierungskapazitäten im Durchschnitt Auslastungen von unter 50 % aufweisen.² Die relative Unterauslastung der Regasifizierungs- im Vergleich zu den Verflüssigungsanlagen erklärt auch, warum Importländer zwar kurzfristig ihre Importe erhöhen können, Exportländer aber nicht im gleichen Maße ihre Exporte. Das bedeutet, dass die erhebliche kurzfristige Erhöhung der LNG-Importe eines Landes oder einer Region zwangsläufig zulasten anderer Importländer bzw. -regionen geht.

Die kurzfristige Erhöhung von LNG-Importen eines Landes oder einer Region erfolgt zwangsläufig zulasten anderer Importländer bzw. regionen.

Bis einschließlich 2021 hat Europa (hier verstanden als die EU zzgl. des Vereinigten Königreichs Großbritannien

und Nordirland sowie der Schweiz) ca. 150 Mrd. m³/a an Erdgas über Pipelines aus Russland importiert.³ Von diesen russischen Lieferungen nach Europa werden künftig Erdgasmengen in einer Größenordnung von 100 Mrd. m³/a voraussichtlich dauerhaft entfallen. Auch, wenn mittel- und langfristig der europäische Erdgasverbrauch aufgrund der Dekarbonisierung und bedingt durch höhere Importpreise und ein Ausweichverhalten der Verbraucher sinken wird, müssen zur Sicherung des Energiebedarfs die fehlenden Mengen kurzfristig, neben Substitution und Einsparungen, durch andere Gasimporte ersetzt werden. Beiträge durch eine Erhöhung der innereuropäischen Gasproduktion und Lieferungen über Pipelines aus Norwegen, Nordafrika und Aserbaidschan sind eng begrenzt, sodass der größte Teil durch zusätzliche LNG-Importe gedeckt werden muss. Damit erhöhte sich die Nachfrage im globalen LNG-Markt schlagartig. Die zusätzlichen Importe Europas betragen bereits 2022 ca. 60 Mrd. m³ – für eine vollständige Ersetzung der fehlenden Lieferungen aus Russland durch LNG müssten sich die LNG-Importe im Vergleich zu früheren Jahren (bis einschließlich 2021) um bis zu 100 Mrd. m³ erhöhen. Das entspräche ca. einem Fünftel des globalen LNG-Markts von etwa 500 Mrd. m³/a. Der weltweite LNG-Markt wurde somit in kürzester Zeit zu einem ausgeprägten Verkäufermarkt.

Die schwierige Lage Europas im Verkäufermarkt für LNG

In einer schwierigen Lage befinden sich nun die Unternehmen und Länder Europas, deren Gaseinkauf bis vor kurzem einen hohen Anteil russischen Erdgases aufwies. Die nun entfallenen Mengen aus Russland mussten kurzfristig durch andere Lieferungen ersetzt werden. Dies führte im Jahr 2022 zu einer stark erhöhten Nachfrage nach und einem reduzierten Angebot an Erdgas an den europäischen Handelsmärkten. Das Ergebnis war eine Preisexplosion auf Spitzenpreise von zeitweise mehr als 200 €/Megawattstunde (MWh) – das entsprach im Vergleich zum Großhandelsmarkt-Preisniveau der Vorjahre mehr als einer Verzehnfachung. Dieser starke Preisanstieg schlug vollständig auf den LNG-Spotmarkt durch, d. h., zum kurzfristigen Erwerb von LNG außerhalb langfristiger Lieferverträge auf Spot-Basis mussten auch diese hohen Preise gezahlt werden. Solch hohe Preise reflektieren weniger die Grenzkosten des globalen LNG-Angebots als vielmehr die Opportunitätskosten der-

² Vgl. GIGNL, The LNG Industry in 2021 Neuilly-sur-Seine 2022., S. 3 (LNG-Handel 373 mtpa, Verflüssigungskapazität 462 mtpa, Regasifizierungskapazität 993 mtpa).

³ Im Jahr 2020 waren es z. B. 149,6 Mrd m³ in die EU inkl. Vereinigtem Königreich, vgl. BP p.l.c., BP Statistical Review of World Energy 2021, London 2022.

jenigen Gasverbraucher, die aus dem Markt gedrängt werden und auf ihren Verbrauch (teilweise) verzichten.⁴

Die Notwendigkeit zum Import zusätzlicher LNG-Mengen auf Spotbasis betrifft vor allem das kontinentale Nordwesteuropa. Einerseits ist hier aufgrund der bis Anfang 2022 erheblichen Importe russischen Pipeline-Erdgases der Zusatzbedarf beträchtlich. Andererseits waren die Importkapazitäten für LNG, und damit auch die bisherigen Importe, begrenzt. Die Importkapazitäten werden mittels schwimmender LNG-Terminals, sog. *FSRUs* (*Floating Storage and Regasification Unit*) stark ausgeweitet, und erste Terminals in den Niederlanden (Eemshaven) und Deutschland (Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Lubmin) sind im Winter 2022/2023 bereits in Betrieb gegangen. Weitere kommen bis Ende 2023 hinzu.

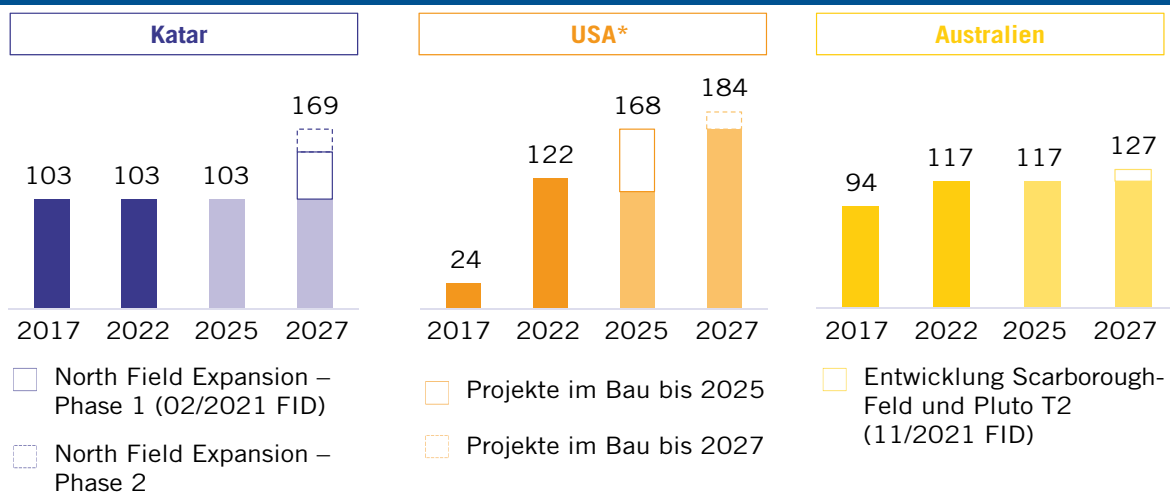
➤ Eine Ausweitung des LNG-Angebots ist nur durch zusätzliche Verflüssigungsterminals und eine Ausweitung der Erdgasförderung möglich.

⁴ Grenzkosten sind die Kosten, die durch die Produktion einer zusätzlichen Mengeneinheit anfallen. Sie sind in einem wettbewerblichen Markt mit vielen Anbietern und vielen Nachfragern preisbestimmend. Opportunitätskosten sind hier die Kosten des Verzichts auf den Verbrauch einer Mengeneinheit.

Beschränkend für den Import zusätzlicher LNG-Mengen nach Nordwesteuropa sind nach der Kapazitätsausweitung durch FSRUs nun weniger die Regasifizierungskapazitäten, es ist vielmehr das globale Angebot. Aufgrund des oben gezeigten Verhältnisses von Verflüssigungs- zu Regasifizierungskapazitäten sind die Verflüssigungskapazitäten stets stark ausgelastet. Bei den Preisen, die 2022 auf dem Spotmarkt für LNG gezahlt wurden, war dies umso mehr der Fall. Mit anderen Worten: Eine Ausweitung des LNG-Angebots ist nur durch zusätzliche Verflüssigungsterminals und eine entsprechende Ausweitung der Erdgasförderung möglich. Wegen der langen Planungs- und Bauzeiten von Verflüssigungsterminals gibt es hier eine Vorlaufzeit von mehreren Jahren, bevor neue Terminals gebaut sind und in Betrieb gehen können. Es lässt sich daher für die Jahre 2023 bis 2025 gut abschätzen, wie sich die globale Verflüssigungskapazität entwickeln wird. Bei einer Betrachtung der großen drei Exporteure – USA, Katar, Australien – zeichnet sich, außer bei den USA, keine nennenswerte Ausweitung der Exportkapazität in den nächsten zwei Jahren ab. Der LNG-Markt wird daher zumindest bis 2025 angespannt und ein Verkäufermarkt bleiben.

Das LNG-Geschäft ist von mehrjährigen Investitionszyklen geprägt. In den vergangenen Jahren wurde die Verflüssigungskapazität insbesondere in den USA stark ausgeweitet; zuletzt kam das LNG-Terminal *Calcasieu Pass* mit einer Kapazität von 6,9 Mrd. m³ hinzu. Die nächste Runde an Erweiterungen ist hauptsächlich für die Jahre

Abbildung 2.18: Erweiterungen der Verflüssigungskapazität in Katar, USA und Australien (in Mrd. m³/a)



Quelle: GIIGNL 2022, EIA 2023, Australian Government, Team Consult-Analyse.

*basierend auf Baseload Nameplate Capacity

Angaben in Originalquelle in mtpa (Millionen Tonnen p.a.), Umrechnungsfaktor 1.340 Standardkubikmeter Gas pro Tonne.

ab 2025 zu erwarten. Auch, wenn vor allem die Projekteure in den USA sich um eine Beschleunigung bemühen, die evtl. dazu führen wird, dass manche Kapazitäten bereits 2024 in Betrieb gehen. Zumindest in den kommenden 24 Monaten wird aber im Wesentlichen die bestehende Verflüssigungskapazität den Mehrbedarf in Europa wie auch das von China getriebene und im Jahr 2022 und Anfang 2023 vorübergehend pausierende Nachfragewachstum in Asien befriedigen müssen. Es lässt sich damit absehen, dass LNG bis mind. Ende 2024 global ein knappes Gut bleiben wird.

Aus diesem Grund beziehen sich Berichte über angelegte, in Verhandlung befindliche oder bereits geschlossene neue, mehrjährige LNG-Lieferverträge für Europa zumeist auf Lieferzeiträume ab 2025 oder später – vorher gibt es kaum Zusatzmengen, die an Europa als Abnehmer zu vermarkten wären.

Die Krux mit den Langfristverträgen

Auf europäischer Seite besteht die Neigung, die zusätzlichen LNG-Importe zumindest teilweise über neue Langfristverträge zu beziehen, um Liefersicherheit zu erlangen und nicht dauerhaft mit einem zu großen Anteil der Importe den Zufälligkeiten und *Launen* des Spotmarkts ausgesetzt zu sein. Auch auf der Lieferantenseite besteht grundsätzlich ein Interesse an Langfristverträgen, schon um die Amortisation von Investitionen abzusichern. Im derzeitigen Verkäufermarkt ist aber die Verhandlungsposition (potenzieller) europäischer Importeure entsprechend schwach. Abgesehen davon, dass Langfristverträge im Gasgeschäft stets komplexe Vertragswerke sind, deren Aushandlung oft mehrere Jahre dauert, treten in der aktuellen Situation einige weitere Schwierigkeiten hinzu.

Die höhere Attraktivität des asiatischen Marktes für Lieferländer wurde oben bereits erwähnt. In diesen Märkten gibt es *Gatekeeper*, mit denen man als Produzent Langfristverträge schließen muss, um Zugang zum Markt zu erhalten. In Europa hingegen ist das heute nicht mehr der Fall. Hier reicht aus Produzentensicht die langfristige Buchung von Kapazität an einem LNG-Importterminal, um stets Marktzugang zu haben und damit die Option, verfügbare Mengen in die europäischen Handelsmärkte zu den hiesigen Handelsmarktpreisen liefern zu können – oder nicht zu liefern, wenn keine Mengen verfügbar sind. Eine Lieferzusage mit Mindestmengen und festem Lieferort würde die Flexibilität des Produzenten einschränken, das LNG stets in die Region zu liefern, die gerade die höchsten Preise zahlt. Für diesen Verlust an

Flexibilität wäre aus Produzentensicht ein Aufschlag auf den Handelsmarktpreis nötig, dem europäische Importeure kaum zustimmen können, da sie diese Zusatzkosten im stark wettbewerblichen Vertriebsgeschäft in der Regel nicht an ihre Kunden weitergeben können. Im Fall von LNG aus US-amerikanischer Herkunft kommt die dortige inländische Verwendungskonkurrenz für Gas hinzu, die sich im Preis am Henry Hub ausdrückt. Amerikanische Exporteure müssen stets mind. den Henry-Hub-Preis (zzgl. eines Aufschlags) erzielen, um eine positive Marge zu erwirtschaften. Das erschwert Lieferzusagen für Zeiträume jenseits des *liquiden Horizonts* der Handelsmärkte in den USA und Europa.

Etablierte LNG-Exporteure wie Katar haben zudem eine Erfahrung in Erinnerung, die auch die Produzenten von Pipeline-Gas machen mussten, sofern sie Langfristverträge mit europäischen Importeuren hatten. Aufgrund von Änderungen der europäischen Regulierung und dadurch ausgelöster Marktänderungen wurden die Preisformeln in Langfristverträgen in langjährigen und oft vor (Schieds-) Gerichten ausgetragenen Auseinandersetzungen von Öl-Indexierung auf Hub-Indexierung umgestellt. Hinzu kam ein Verbot von Destinationsklauseln und entsprechenden Anpassungen in bestehenden Verträgen. Dies wurde von den Exporteuren als ein nachträglicher und von ihnen nicht gewollter Eingriff in bestehende Abmachungen und Verträge empfunden. Es ist demnach davon auszugehen, dass dieses Vorgehen noch immer Bedenken auslöst, dass sich ein solcher Vorfall wiederholen könnte. Die Diskussionen und Gesetzesinitiativen zu einem EU-Energiekrisenbeitrag mit dem Ziel der Abschöpfung von *Übergewinnen*⁵ dürften hier sicherlich nicht zur Entspannung beitragen, sondern solchen Bedenken eher noch neuen Auftrieb verleihen.

⁵ Nach der Verordnung (EU) 2022/1854 haben die im Erdöl-, Erdgas-, Kohle- oder Raffineriebereich tätigen Unternehmen in den Wirtschaftsjahren 2022 und 2023 einen obligatorischen Solidaritätsbeitrag in Höhe von mind. 33 % auf den Anteil am Gewinn zu leisten, der den 1,2-fachen Durchschnittsgewinn der Wirtschaftsjahre 2018-2021 übersteigt.

2.4 Globaler Ausbau erneuerbarer Energien

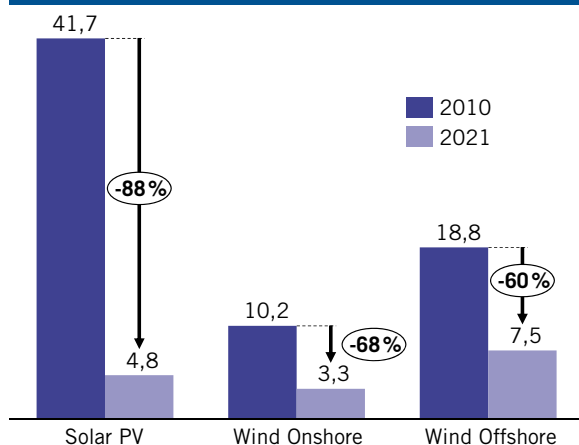
- **Bezogen auf den Kapazitätswachst sind, erneuerbare Erzeugungsarten mit ca. 80 % des Zubaus deutlich dominant gegenüber konventionellen Erzeugungsarten.**
- **Hinsichtlich der installierten Leistung und der produzierten Strommengen dominiert global weiterhin die Wasserkraft.**
- **Von 2012 bis 2021 verzeichnete Asien mit über 200 % Wachstum global gesehen die größten Zuwachsraten bei den erneuerbaren Erzeugungskapazitäten.**

Die weltweite Ausbaudynamik der erneuerbaren Energien (EE) war – allen Krisen zum Trotz – in den vergangenen Jahren sehr signifikant. Die Gründe sind offensichtlich: Erneuerbare sind aufgrund ihrer Kostenreduktion gegenüber konventioneller Erzeugung zunehmend attraktiv geworden. Dazu haben auch technologische Innovationen sowohl auf der Seite der Produktionsprozesse (u. a. Skaleneffekte und Automatisierung) als auch Effizienzsteigerungen der Anlagen selbst (wie bspw. Wirkungsgradsteigerungen von Photovoltaik (PV)-Modulen und größere Windturbinen) beigetragen.

Die positive öffentliche Meinung zu Erneuerbaren und die ambitionierten Ausbauziele vieler Länder tragen dazu bei, dass auch in den kommenden Jahren und Jahrzehnten mit einem deutlichen, voraussichtlich sogar noch weiter beschleunigten, Ausbau zu rechnen ist. Mit Blick auf den Kapazitätswachst sind Erneuerbare mit ca. 80 % des Zubaus mittlerweile deutlich dominant gegenüber den konventionellen Erzeugungsarten. Dies stellt eine Vervielfachung des Anteils gegenüber der Jahrtausendwende und eine Verdoppelung im Vergleich zu 2010 dar.¹

¹ Vgl. Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), Renewable Energy Statistics 2023, Abu Dhabi 2023, S. 3.

Abbildung 2.19: Vergleich der weltweiten durchschnittlichen Stromgestehungskosten für PV und Windenergie [USD-Cent₂₀₂₁/kWh]



Quelle: Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), 2022

Aktueller Ausbaustand

Derzeit sind weltweit über 3.000 Gigawatt (GW) an erneuerbaren Energien installiert (ca. 28 % der weltweiten Stromerzeugungskapazitäten), mit einem jährlichen Zubau von ca. 300 GW.² Die installierte Leistung der Windenergie hat sich 2021 gegenüber 2010 mehr als vervierfacht.³ Ende 2022 waren global fast 900 GW Windenergieleistung installiert (On- und Offshore). Die größten Zuwachsraten erlebt derzeit die Offshore-Windenergie. Allein von 2020 auf 2021 stieg die weltweit installierte Kapazität um mehr als 60 % auf insgesamt 56 GW.⁴

➤ **Nahezu 60 % der globalen erneuerbaren Stromerzeugung stammten im Jahr 2020 aus der Wasserkraft.**

Das schnellste Wachstum war hingegen bei der PV zu verzeichnen, die auch die größten Kostenminderungen durchlaufen hat. Seit 2010 hat sich die installierte PV-Leistung um den Faktor 21 erhöht.⁵ 2022 hat die PV mit einem Zubau von ca. 190 GW etwa 60 % des Anstiegs der globalen Erneuerbaren-Kapazitäten auf sich vereint. Für 2023 wird ein Zubau von nahezu 200 GW erwartet. Ende 2022 waren global etwa 1.050 GW PV-Leistung installiert.⁶

Sowohl hinsichtlich der installierten Leistung als auch der produzierten Strommengen dominiert global weiterhin die Wasserkraft. Aufgrund der gegenüber Wind- und Solarenergie deutlich geringeren Zubauraten wird die Wasserkraft in Bezug auf die installierte Leistung in den kom-

² Vgl. Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), Renewable Energy Statistics 2023, Abu Dhabi 2023, S. 2.

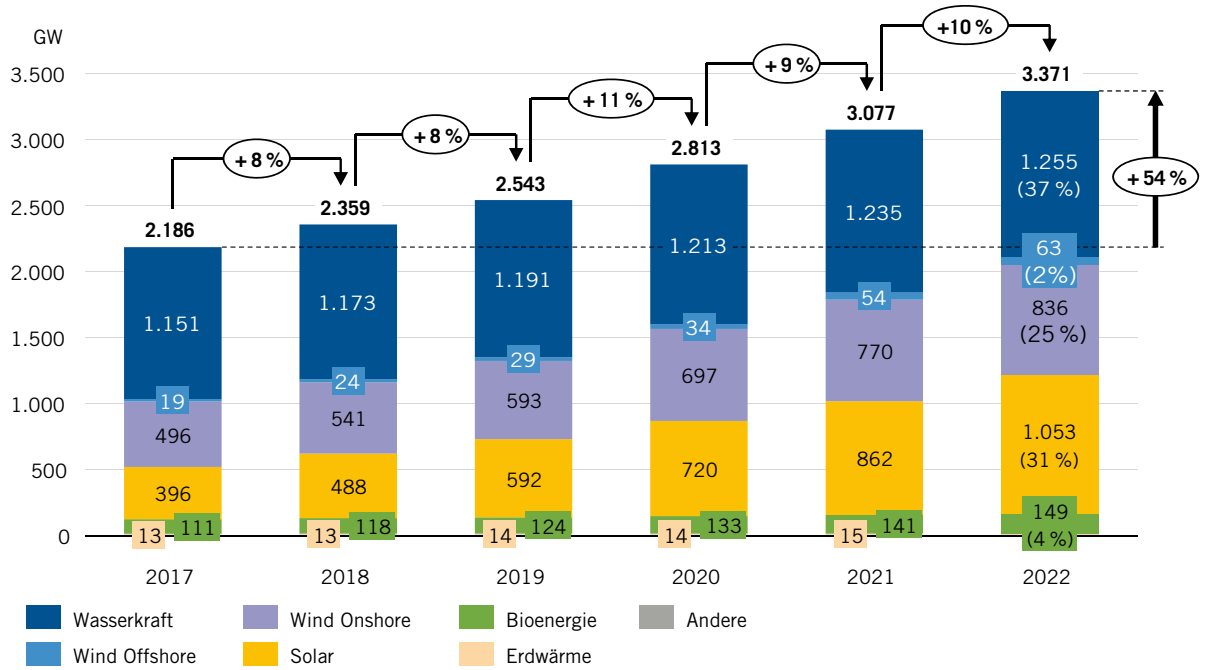
³ Vgl. Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5 °C Pathway, Abu Dhabi 2022, S. 42.

⁴ Vgl. Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), Renewable Energy Statistics 2023, Abu Dhabi 2023, S. 26 ff.

⁵ Vgl. Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5 °C Pathway, Abu Dhabi 2022, S. 42.

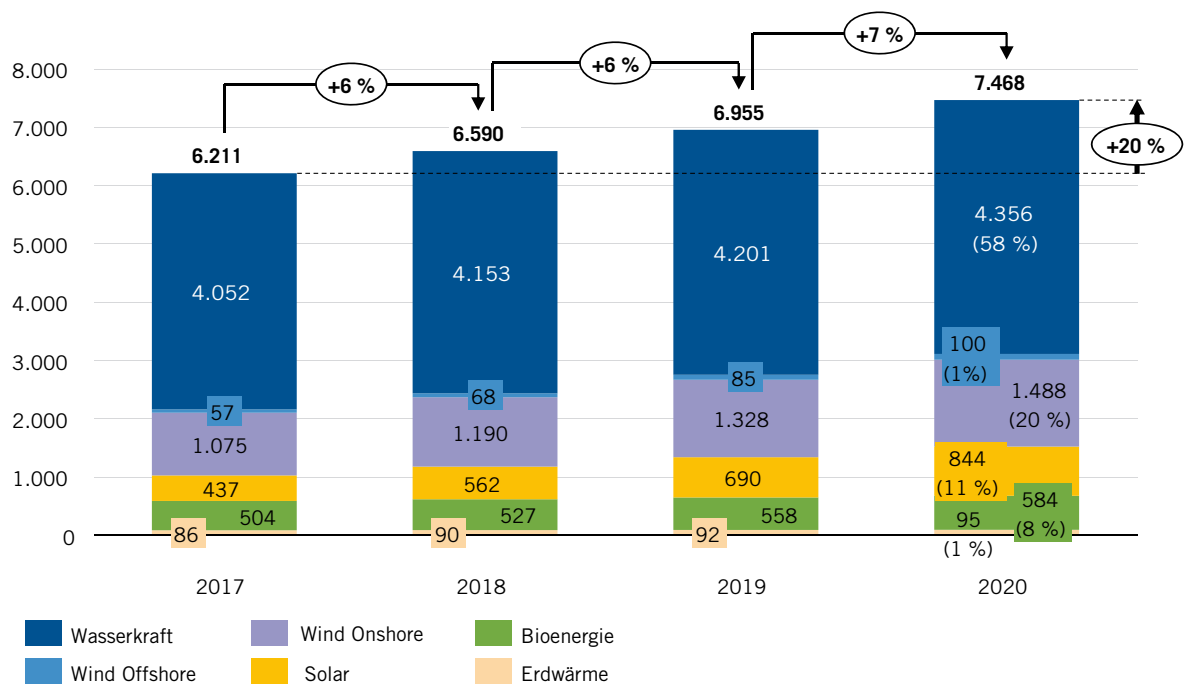
⁶ Vgl. Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), Renewable Energy Statistics 2023, Abu Dhabi 2022, S. 21.

Abbildung 2.20: Weltweite Erneuerbaren-Erzeugungskapazität nach Energieträgern in GW

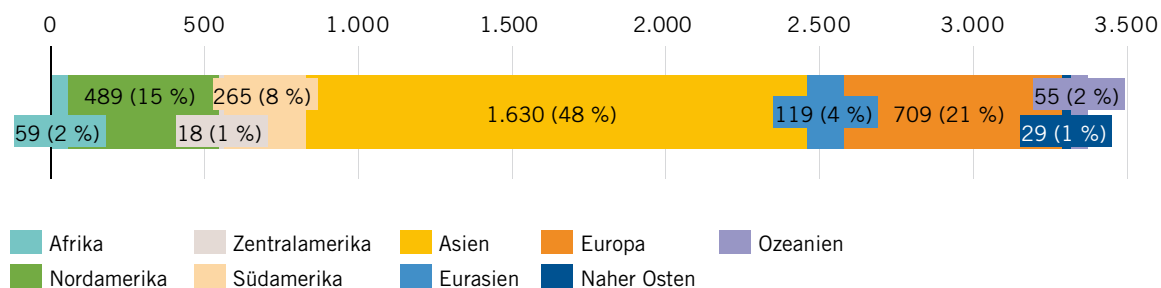


Quelle: Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), 2023

Abbildung 2.21: Wachstum der Stromerzeugung aus Erneuerbaren in TWh



Quelle: Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), 2022

Abbildung 2.22: Erneuerbare Erzeugungskapazität 2022 nach Region in GW⁹

Quelle: Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), 2023

menden Jahren aber überflügelt werden. Dies wird jedoch in der näheren Zukunft noch nicht für die produzierte Strommenge gelten. Im Jahr 2020 stammten noch nahezu 60 % der globalen erneuerbaren Stromerzeugung aus der Wasserkraft.⁷

Betrachtet man die regionale Verteilung der globalen Erzeugungskapazitäten aus Erneuerbaren, so fällt auf, dass sich mittlerweile etwa die Hälfte der Leistung in Asien befindet (Stand: Ende 2021). An zweiter Stelle rangieren Europa mit etwa einem Fünftel der weltweiten Kapazität und Nordamerika mit etwa einem Siebtel. Derzeit werden etwa 42 % der globalen Erneuerbaren-Stromerzeugung in Asien produziert. Europa nimmt auch hier mit ca. 19 % den zweiten Platz ein, dicht gefolgt von Nordamerika.⁸

Für Länder des globalen Südens leisten Off-Grid-Kapazitäten mittlerweile einen wichtigen Beitrag zur Energieerzeugung.

Im Jahrzehnt von 2012 bis 2021 hatte Asien mit über 200 % Wachstum auch die global größten Zuwachsraten zu verzeichnen. In Europa waren es im selben Zeitraum etwa 64 % und in Nordamerika etwa 75 %.¹⁰

Aufgrund der hohen Bedeutung der Wasserkraft ist Mittel- und Südamerika mit 70 % derzeit die Region mit dem global höchsten EE-Anteil an der Stromerzeugung. In Europa liegt der Anteil bei etwa 40 %, in Nordamerika bei etwa 25 %.¹¹

Ein wichtiger Beitrag zur globalen Entwicklung für die Länder des globalen Südens geht mittlerweile von sog. *Off-Grid*-Kapazitäten aus. Dies ist die kleinteilige, dezentrale und meist netzunabhängige Erzeugung, insb. durch PV, die für Beleuchtungszwecke oder netzunabhängige Heimsysteme genutzt wird. Global sind ca. 12,4 GW Off-Grid-Leistung installiert.¹² Zwar ist der Anteil von Off-Grid-Systemen an der globalen Stromerzeugung sehr gering, doch konnten diese Systeme dazu beitragen, etwa 170 Mio. Menschen (zumindest partiell) zu elektrifizieren. Dies entspricht in etwa einer Verzehnfachung gegenüber 2010.¹³

Der globale Ausbau der Erneuerbaren beschleunigt sich weiter

In den kommenden Dekaden wird sich der EE-Ausbau global noch weiter beschleunigen. Hauptfaktoren sind hierbei der Klimaschutz und die deutlich gesunkenen Kosten der Erneuerbaren. Neben dem Wirtschaftswachstum ist die fortschreitende Elektrifizierung ein wesentlicher Grund für den deutlich wachsenden Strombedarf (insb. für Wärmeerzeugung, Verkehr und Wasserstoffproduktion), der wiederum künftig weitgehend aus erneuer-

7 Vgl. Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), Renewable Energy Statistics 2023, Abu Dhabi 2023, S. 9.

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

9 Eurasien: Armenien, Aserbaidschan, Georgien, Russische Föderation, Türkei

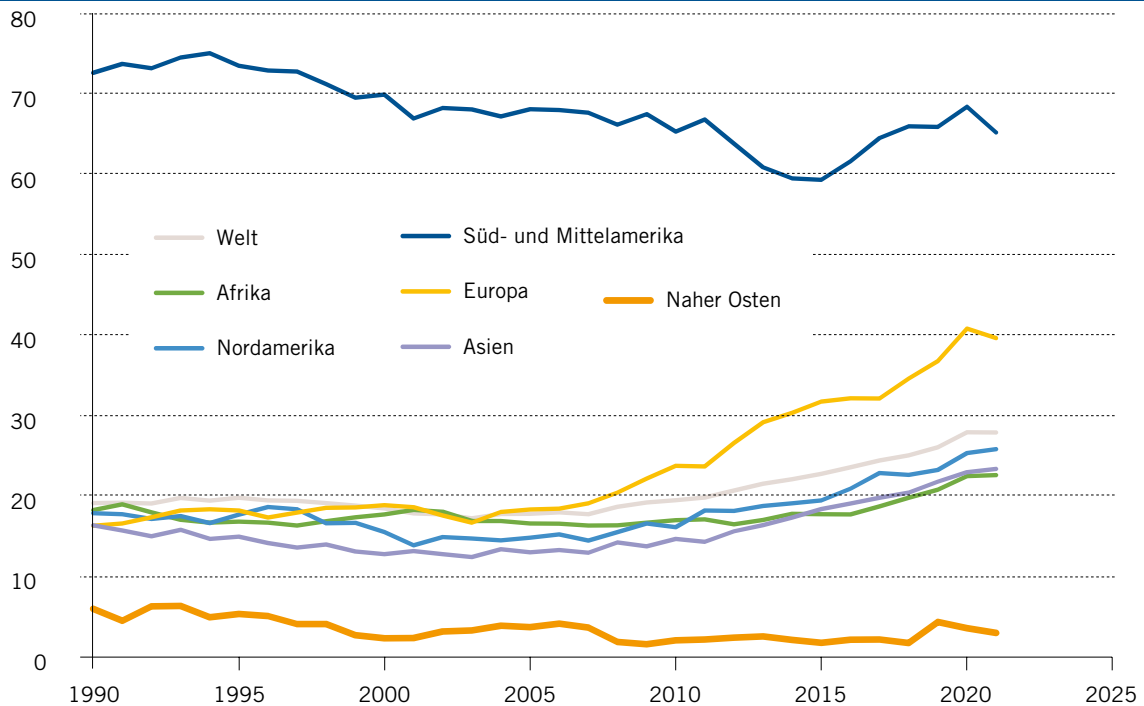
10 Vgl. Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), Renewable Energy Statistics 2022, Abu Dhabi 2022.

11 Vgl. BP p.l.c., Statistical Review of World Energy 2022, Sunbury-on-Thames 2022.

12 Vgl. Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), Renewable Capacity Statistics 2023, Abu Dhabi 2023, S. 44.

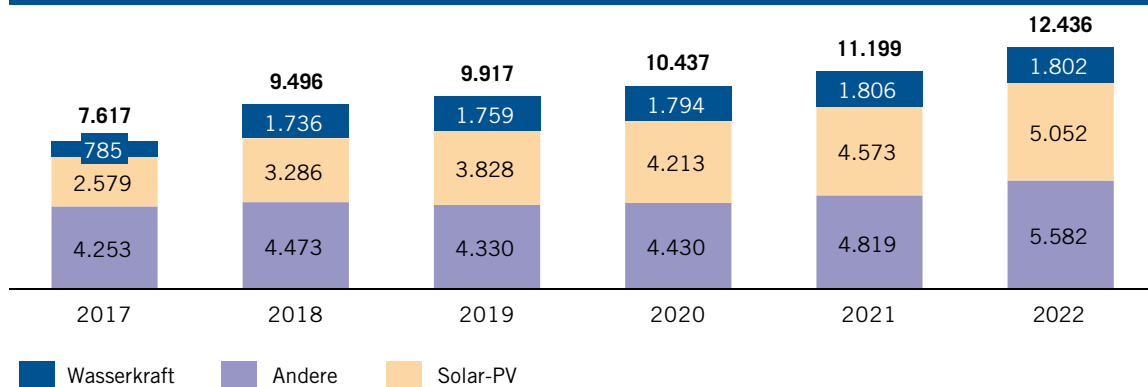
13 Vgl. Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5 °C Pathway, Abu Dhabi 2022, S. 158.

Abbildung 2.23: Anteil der EE-Stromerzeugung nach Regionen in %



Quelle: BP Statistical Review of World Energy, 2022

Abbildung 2.24: Weltweite Off-Grid-Kapazitäten in Megawatt (MW)



Quelle: Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), 2023

baren Quellen zu decken ist. Um das 1,5-Grad-Szenario¹⁴ zu erreichen, müssen im Jahr 2030 etwa 65 % der globalen Stromerzeugung aus regenerativen Energien

stammen.¹⁵ Hierzu sind grob ca. 10.000 bis 12.000 GW an erneuerbarer Erzeugungsleistung notwendig, also ein Zubau von 7.000 bis 9.000 GW gegenüber dem heutigen

14 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).

15 Vgl. Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), *World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5 °C Pathway*, Abu Dhabi 2022, S. 22.

Ausbaustand. Wurden bislang ca. 300 GW jährlich weltweit zugebaut, wird langfristig mit einem jährlichen (Netto-)Zubaubedarf von ca. 800 GW gerechnet – also etwa eine Verdopplung bis Verdreifachung gegenüber dem heutigen jährlichen Zubau.¹⁶

Im Jahr 2030 müssten zur Einhaltung des 1,5-Grad-Ziels gemäß derzeitigen Schätzungen etwa 3.300 GW Windenergie installiert sein, etwa das Vierfache der heutigen Kapazitäten. Davon werden etwa 380 GW Windenergie auf See sein, ca. das Siebenfache des Ausbaustands von 2021.

Bei der PV wird es etwa eine Versechsfachung geben müssen, d. h., ein Anstieg der weltweit installierten Leistung auf 5.200 GW. Auch die Wasserkraft wird weltweit nochmals mit ca. 30 % auf ca. 1.500 GW weiterwachsen. Andere Erneuerbare wie Biomasse werden bis 2030 auf ca. 750 GW ausgebaut, was einer Verfünffachung gegenüber 2021 entspricht.¹⁷

➤ Mit Blick auf 2030 wird sich die Bedeutung Asiens noch weiter verstärken.

In der regionalen Betrachtung wird sich mit Blick auf 2030 die herausgehobene Bedeutung Asiens noch weiter verstärken. Gemäß IRENA-1,5-Grad-Szenario werden in Asien im Jahr 2030 mehr als 5.400 GW erneuerbare Leistung installiert sein; in Europa werden es etwa 1.500 GW, in Nordamerika etwa 1.900 GW sein. Asien wird 2030 etwa die Hälfte der weltweiten Kapazitäten bei Onshore-Wind bereitstellen. Mit einem jährlichen Zubau von 210 GW jährlich wird Asien den PV-Zubau ebenfalls dominieren, wobei sich die Erwartungen vor allem auf China und Indien konzentrieren. Rund 50 % der weltweit installierten PV-Kapazitäten werden 2030 auf diese Region entfallen. In Europa und Nordamerika werden 2030 ca. 19 % bzw. 14 % der globalen PV-Leistung installiert sein.¹⁸

Fazit

Der starke globale Ausbautrend der erneuerbaren Energien wird sich in den kommenden Jahrzehnten noch weiter beschleunigen. Trotz Krisen und internationalen Spannungen verzeichneten Erneuerbare auch im vergangenen Jahr weltweit sinkende Kosten, zunehmende Akzeptanz und somit immense Ausbauraten – deutlich über denen von konventionellen Erzeugungstechnologien. Auch die fortschreitende Elektrifizierung anderer Sektoren, insb. von Wärme und Verkehr, und die wachsende Nachfrage nach Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen erhöhen den Strombedarf und setzen somit den EE-Ausbau zusätzlich unter Druck.

Bis 2030 müssen die Netto-Zubauraten von erneuerbaren Technologien von heute 300 GW auf etwa 800 GW jährlich steigen – mit Investitionen von etwa 1.3 Bio. USD jährlich, um das Ziel zu erreichen, 65 % der weltweiten Stromproduktion durch Erneuerbare zu decken. Aktuell machen Erneuerbare knapp über ein Viertel der Stromproduktion aus. Bislang dominiert Wasserkraft in Bezug auf global installierte Kapazität, wird jedoch in den kommenden Jahren von Wind- und Solarenergie überholt werden, deren massive Ausbauraten in Zukunft noch übertroffen werden müssen: Die Kapazität von Wind Onshore wird bis 2030 um das Vierfache, von PV um das Sechsfache und von Wind Offshore sogar um das Siebenfache wachsen müssen. Allen voran treibt Asien die Entwicklung voran, mit mittlerweile etwa der Hälfte der global installierten Erneuerbaren-Kapazität, gefolgt von Europa und Nordamerika. Insb. der PV-Ausbau wird außerdem durch Off-Grid-Kapazitäten im globalen Süden vorangetrieben, die dort einen wichtigen Beitrag zur Energiesicherheit und dem Weg aus der Energiearmut leisten.

¹⁶ Vgl. Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), Energy Transitions Outlook 2022: 1.5 °C Pathway, Abu Dhabi 2022, S. 40.

¹⁷ Vgl. Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5 °C Pathway, Abu Dhabi 2022, S. 70.

¹⁸ Vgl. Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA), World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5 °C Pathway, Abu Dhabi 2022, S. 63 ff.

Energie in der Europäischen Union

- 3.1 Zahlen & Fakten
- 3.2 Das Fit for 55-Paket der Europäischen Union auf der Zielgeraden
- 3.3 Krisenreaktionen: Von kurzfristigen Marktinterventionen zur strukturellen Marktdesignreform



3.1 Zahlen & Fakten

- In Folge des Angriffskriegs gegen die Ukraine stoppte Russland die Erdgaszufuhr in die Europäische Union (EU), was zu extrem hohen Gas- und Strompreisen führte.
- Der Anteil von Wind- und Solarstrom an der Bruttostromerzeugung in der EU lag mit 22,3 % zum ersten Mal über jenem der Erdgasverstromung (19,9 %).
- Ein deutlicher Rückgang der Stromproduktion aus Wasser- und Kernkraft im Vergleich zu 2021 wurde zum Teil durch einen Anstieg der Kohleverstromung kompensiert, weshalb die CO₂-Emissionen des EU-Stromsektors trotz einer geringeren Erzeugungsmenge um 3,9 % höher ausfielen als im Vorjahr.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

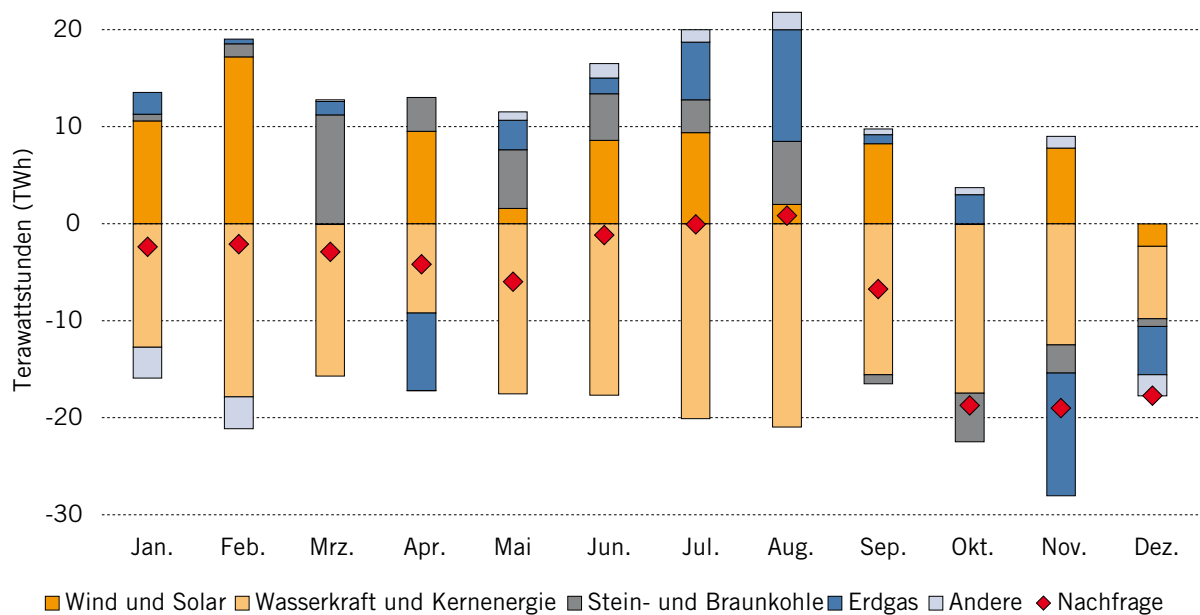
Die Wirtschaft in der Europäischen Union (EU) konnte im Jahr 2022 trotz der Auswirkungen des Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine wachsen.¹ Das EU-Statistikbüro Eurostat beziffert das um saisonale und Kalendereffekte bereinigte reale Wachstum des Bruttoinlandsprodukts (BIP) der EU im Jahr 2022 auf 3,5 %.² Damit schwächte sich das Wachstum im Vergleich zum Vorjahr zwar ab (+5,4 % betrug das BIP-Wachstum der EU in

2021), die Konjunktur zeigte sich jedoch robuster als noch Mitte des Jahres vor dem Hintergrund der Kriegsauswirkungen erwartet wurde.³ Grundlage für den Aufschwung war eine starke Dynamik im ersten Halbjahr, angetrieben von einer guten Konsumstimmung nach den Lockerungen von COVID-19-Eindämmungsmaßnahmen. Im zweiten Halbjahr machten sich die durch den Krieg ausgelösten wirtschaftlichen Schockwellen deutlicher be-

1 Mögliche Abweichungen in den statistischen Angaben zwischen den einzelnen Artikeln der *Energie für Deutschland* ergeben sich durch unterschiedliche Quellen bzw. Abgrenzungen der Daten.
 2 Vgl. Eurostat, GDP stable and employment up by 0.3 % in the euro area, 08.03.2023, abrufbar unter <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/16249744/2-08032023-AP-EN.pdf/30b3811c-f085-b7aa-c533-4733b1457ab9>. (zuletzt abgerufen am 02.05.2023).

3 In ihrer Sommerprojektion zur wirtschaftlichen Entwicklung der EU ging die EU-Kommission von einem Wirtschaftswachstum von 2,7 % für das Jahr 2022 aus. Vgl. Europäische Kommission, European Economic Forecast. Summer 2022, Juli 2022, abrufbar unter https://economy-finance.ec.europa.eu/document/download/cbc24af5-782d-461c-aabd-312793120e2e_en?filename=ip183_en.pdf (zuletzt abgerufen am 02.05.2023).
 4 Vgl. Ember (Hrsg.), European Electricity Review 2023, 31.01.2023, abrufbar unter <https://ember-climate.org/insights/research/european-electricity-review-2023/#supporting-material-downloads> (zuletzt abgerufen am 02.05.2023).

Abbildung 3.1: Abweichung der Stromproduktion und -nachfrage im Vergleich zum Jahr 2021 (in TWh)



Quelle: Ember⁴; Aurora Energy Research, 2023

merkbar. Der hohe Energiekosten- und Inflationsdruck, die geldpolitische Reaktion höherer Zinsen und ein schwächeres außenwirtschaftliches Umfeld führten zu einer wirtschaftlichen Stagnation im letzten Quartal.⁵

Entwicklung der Stromerzeugung- und nachfrage

Der Stromsektor der EU wurde im Jahr 2022 zusätzlich zu den Auswirkungen der russischen Invasion in die Ukraine durch zwei weitere Krisen auf eine extreme Belastungsprobe gestellt. Im Frühjahr und im Sommer waren weite Teile des europäischen Kontinents von einer außergewöhnlichen Dürre betroffen, wodurch so wenig Strom aus Wasserkraft erzeugt werden konnte, wie in den letzten 20 Jahren nicht.⁶ Zusätzlich fiel eine große Anzahl von französischen Atomkraftwerken wegen geplanter Revisionen, Korrosionsschäden und Kühlwassermangel aus. Der deutsche Atomausstieg trug weiter zu einer Reduktion der Erzeugungsmenge aus Kernenergie bei. Zusammengefasst belief sich der Erzeugungsausfall von Kern- und Wasserkraft im Vergleich zum Vorjahr auf 172 Terawattstunden (TWh), was in etwa dem jährlichen Stromverbrauch Polens entspricht. Ausge-

glichen wurde diese Stromlücke durch eine Zunahme der Kohleverstromung und eine geringere Nachfrage, vor allem aber durch einen deutlichen Anstieg der erneuerbaren Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie. Ohne den starken Beitrag der Erneuerbaren hätten fossile Kraftwerke in der EU noch wesentlich mehr ausgelastet und reaktiviert werden müssen, um eine Strommangellage zu verhindern.

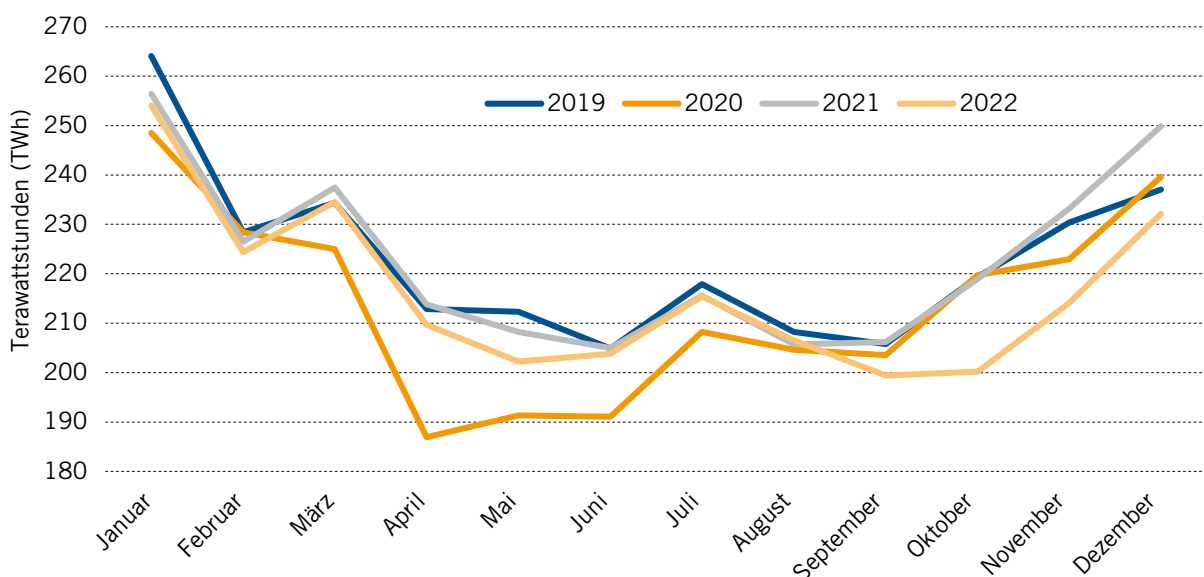
Rückgang der Stromnachfrage

Der Gesamtstromverbrauch der EU lag im Jahr 2022 bei 2.809 TWh und damit 2,7 % (-79 TWh) unter der Vorjahresnachfrage (2.888 TWh). Am deutlichsten fiel der Rückgang in der Slowakei aus (-8,1 %), gefolgt von Rumänien (-6,1 %) und Estland (-5,4 %). Die geringere Jahresnachfrage ist primär auf einen Stromverbrauchseinbruch im letzten Quartal zurückzuführen. Im Zeitraum von Oktober bis Dezember 2022 wurden in der EU 8,5 % weniger Strom als im Vergleichszeitraum 2021 nachgefragt. Dieser Rückgang liegt in seiner Größe nicht weit unter jenem des zweiten Quartals 2020, als sich der Stromverbrauch infolge der Maßnahmen zur Eindämmung der COVID-19-Pandemie um 9,6 % im Vergleich zum Vorjahresquartal verminderte. Gründe für die im Vergleich zu den Vorjahren sehr geringe Nachfrage in den letzten drei Monaten des Jahres 2022 waren außergewöhnlich milde Temperaturen und Einsparungen der industriellen und privaten Verbraucher als Reaktion auf die stark angestiegenen Preise in Folge der russischen Invasion in die Ukraine.

⁵ Vgl. Europäische Kommission, Herbstprognose 2022: Die EU-Wirtschaft an einem Wendepunkt, 11.11.2022, abrufbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_22_6782 (zuletzt abgerufen am 02.05.2023).

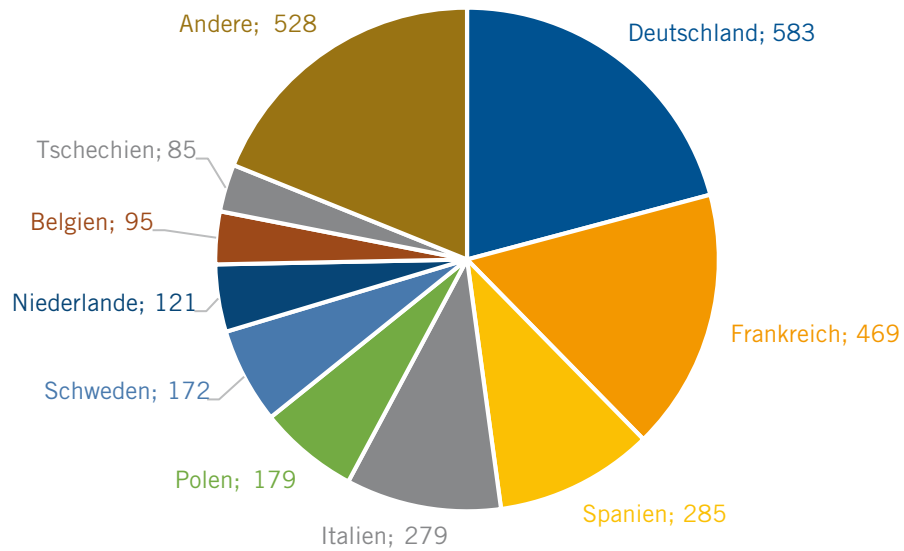
⁶ Vgl. Ember (Hrsg.), European Electricity Review 2023, 31.01.2023, abrufbar unter <https://ember-climate.org/insights/research/european-electricity-review-2023/> (zuletzt abgerufen am 02.05.2023).

Abbildung 3.2: Monatlicher Stromverbrauch in der EU von 2019 – 2022 (in TWh)



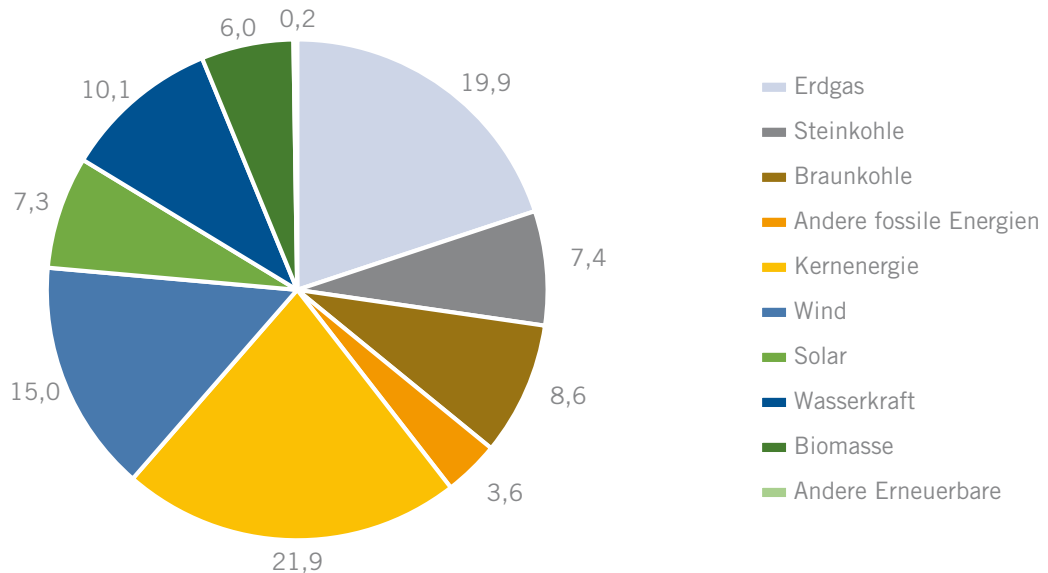
Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2023

Abbildung 3.3: Bruttostromerzeugung der EU27 2022 nach Mitgliedstaaten in TWh



Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2023

Abbildung 3.4: Bruttostromerzeugungsanteile nach Energiequellen in der EU im Jahr 2022 (in %)



Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2023

Stromproduktion

Die Gesamtstromproduktion in der EU im Jahr 2022 belief sich auf 2.795 TWh. Zuzüglich wurden netto 14 TWh an Strom aus Drittstaaten in die EU eingeführt. Mit 1.616 TWh entfiel mehr als die Hälfte (58 %) der Stromerzeugung auf die vier Mitgliedstaaten Deutschland, Frank-

reich, Spanien und Italien. Die Energiequelle mit dem größten Beitrag zur Stromversorgung war die Kernenergie mit knapp 22 % der Gesamterzeugung, gefolgt von Erdgas (19,9 %), Kohle⁷ (16 %), Wind (15 %) und Wasserkraft (10,1 %).

⁷ Stein- und Braunkohle.

Stromproduktion aus erneuerbaren Energien

Die von erneuerbaren Energien (EE) eingespeiste Bruttostromerzeugung erreichte im vergangenen Jahr 1.079 TWh und lag damit leicht über dem Niveau des Jahres 2021 (1.075 TWh). Der Anteil der Erneuerbaren an der Gesamtstromerzeugung lag bei 38,6 % (2021: 37,3 %) und somit leicht unter jenem der fossilen Energieträger (39,5 %).

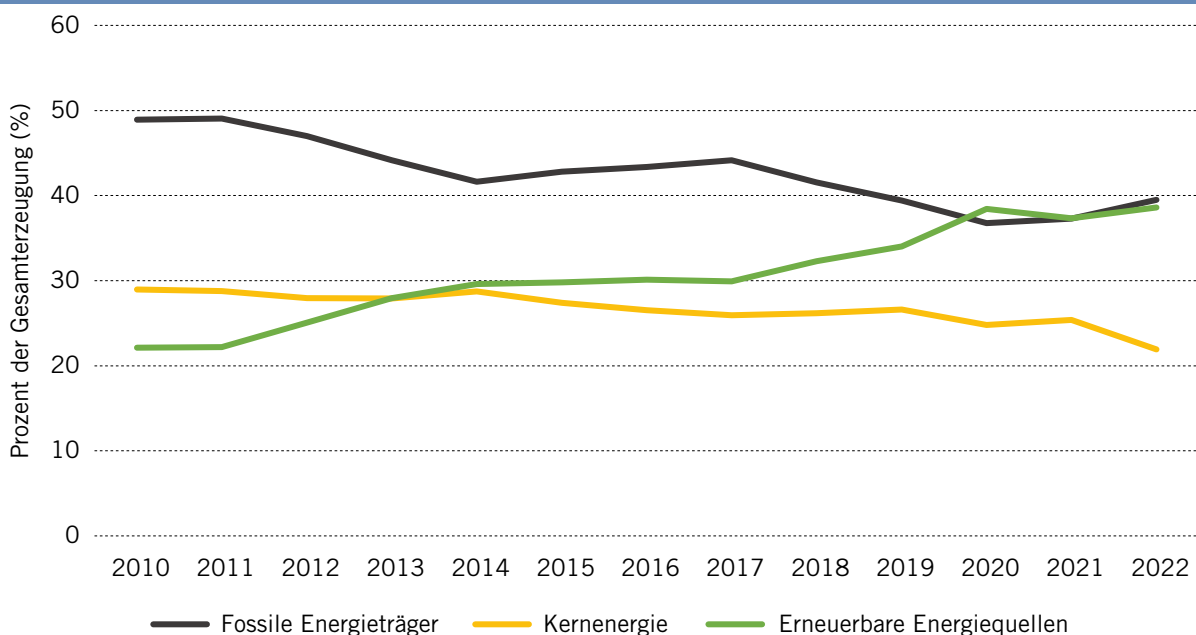
Betrachtet man nur die Wind- und Solarenergie, so fällt der Erzeugungsanstieg wesentlich deutlicher aus. Zum ersten Mal lag der Anteil von Wind- und Solarstrom an der Gesamterzeugung in der EU mit 22,3 % über jenem der Erdgasverstromung (19,9 %). Die erzeugte Strommenge aus Windenergie betrug 420 TWh, was einem Anstieg um 33 TWh (8,6 %) im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Damit ist Windenergie die erneuerbare Technologie mit dem größten Einzelbeitrag zur Gesamtstromerzeugung (15 %). Absolut gesehen, wurde mit 126 TWh in Deutschland der meiste Strom aus Windkraft generiert, während Dänemark mit einem Anteil von 55 % am nationalen Erzeugungsmix bei der prozentualen Menge im Vergleich der Mitgliedstaaten vorne liegt.

Die Stromerzeugung aus Solarenergie wuchs um fast ein Viertel (24 %), von 164 TWh im Jahr 2021 auf 203 TWh im Jahr 2022. Deutschland war mit 59 TWh der bedeutendste Erzeuger (+9.6 TWh gegenüber 2021). Die Niederlande hatten mit 14 % (17 TWh) den höchsten prozentualen Anteil der Solarstromerzeugung an ihrem Strommix und verzeichneten im letzten Jahr einen Zuwachs von 51 % (+5.8 TWh). Grundlage für die starken Erzeugungszuwächse bildete ein deutlicher Ausbau der installierten Kapazitäten. 41 Gigawatt (GW) an Photovoltaik (PV)-Anlagen kamen im Jahr 2022 in der EU ans Netz, womit der Zubau 47 % über dem des Vorjahres lag.

➤ Zum ersten Mal lag der Anteil von Wind- und Solarstrom an der Gesamterzeugung in der EU mit 22,3 % über jenem der Erdgasverstromung (19,9 %).

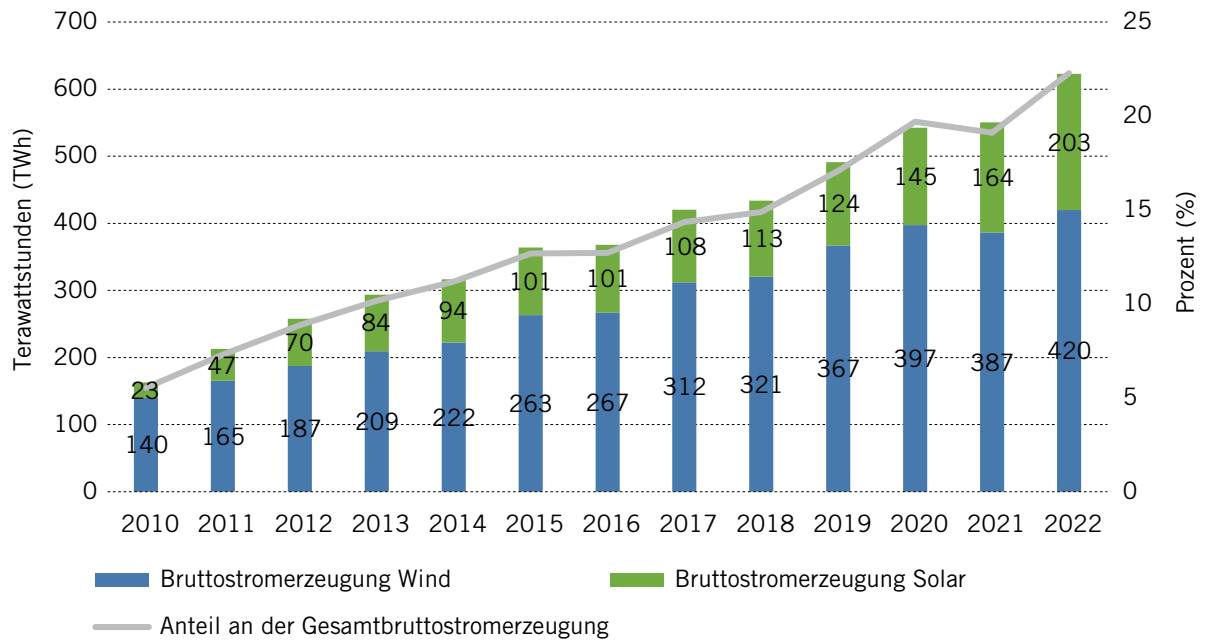
Die Wasserkraft steuerte mit 283 TWh nach der Windkraft die zweitgrößte Menge an erneuerbarem Strom bei (10,1 % der Gesamterzeugung). Im Vorjahresvergleich bedeutete dies einen deutlichen Einbruch der Erzeugung um 19 % (-66 TWh). Grund war eine in weiten Teilen

Abbildung 3.5: Entwicklung der Anteile an der Bruttostromerzeugung von Kernenergie, fossilen Energieträgern und Erneuerbaren in der EU (in %)



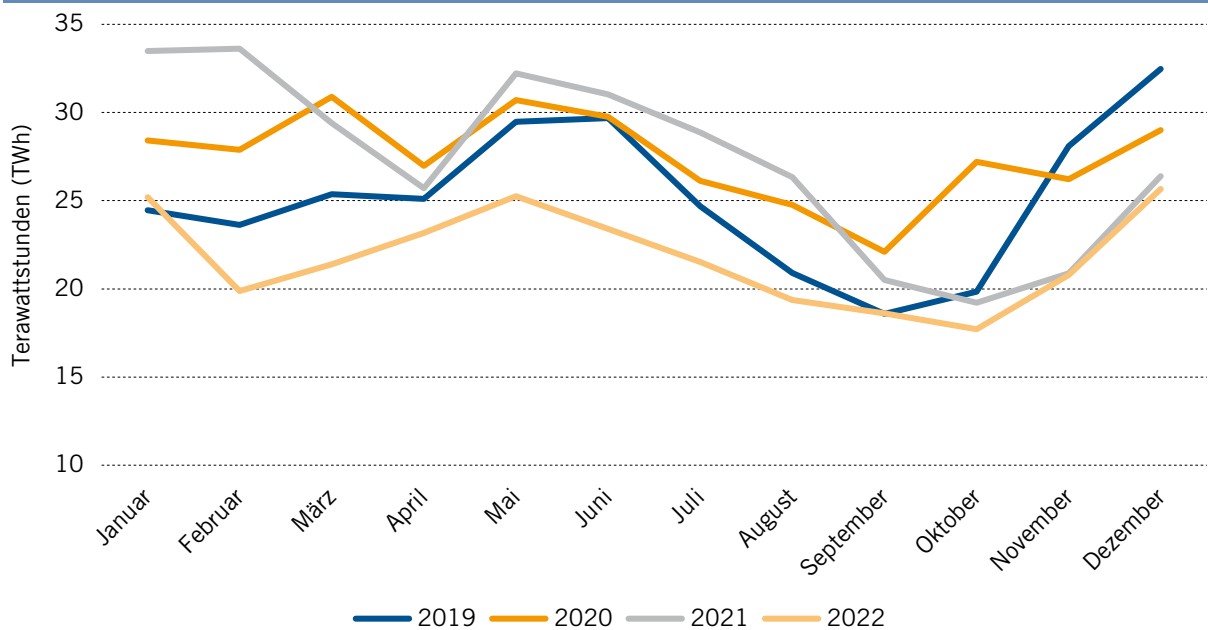
Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2023

Abbildung 3.6: Entwicklung der Bruttostromerzeugungsmengen aus Wind- und Solarenergie (in TWh)



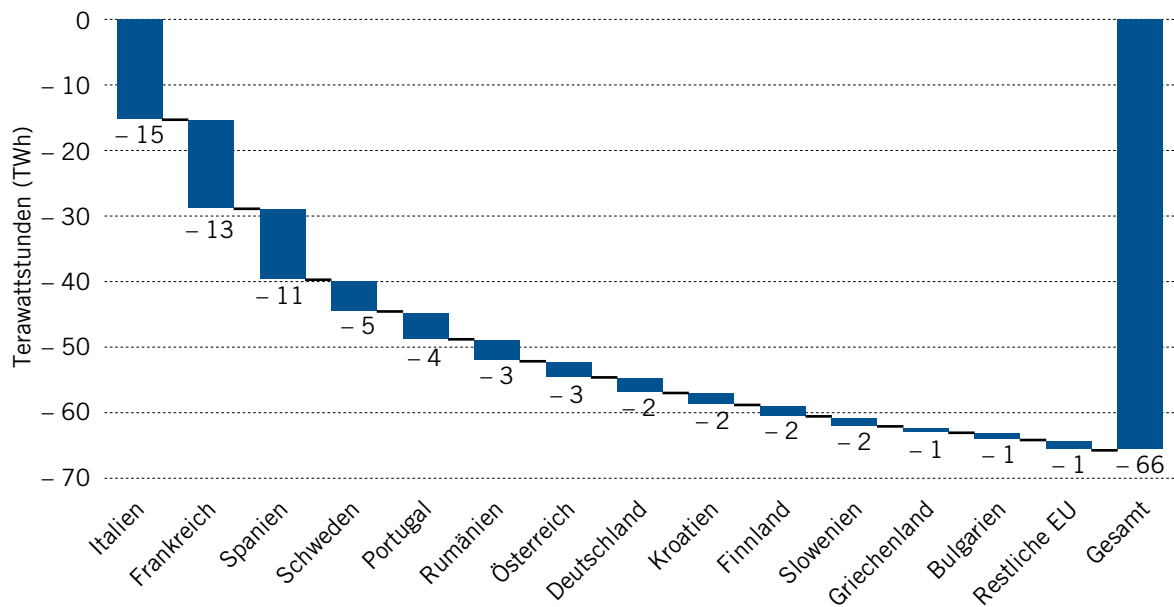
Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2023

Abbildung 3.7: Monatliche Stromerzeugung von Wasserkraftwerken in der EU von 2019 – 2022 (in TWh)



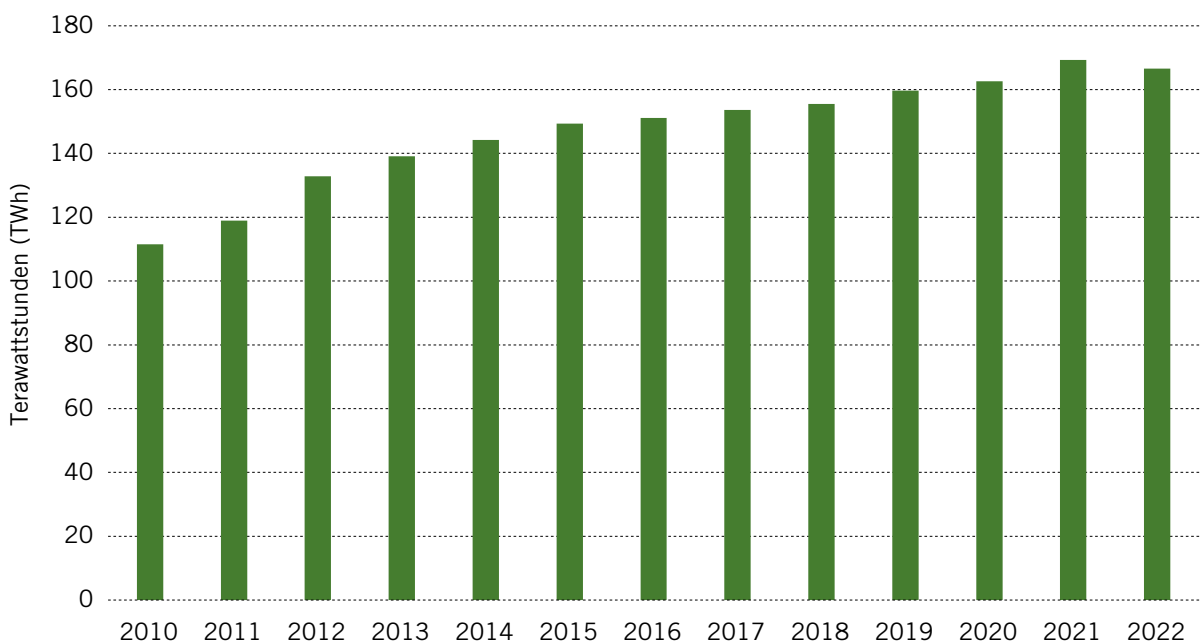
Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2023

Abbildung 3.8: Rückgang der jährlichen Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Mitgliedstaaten von 2021 auf 2022 (in TWh)



Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2023

Abbildung 3.9: Entwicklung der jährlichen Erzeugung von Strom aus Bioenergie in der EU (in TWh)



Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2023

Europas außergewöhnlich niederschlagsarme erste Jahreshälfte, welche zu teils dramatisch niedrigen Flusspegelständen führte. Frankreich (-23 %), Italien (-34 %) und die iberische Halbinsel (-37 %) waren besonders stark von dem Rückgang der Stromerzeugung aus Wasserkraft betroffen. Die Gesamtkapazität von Wasserkraftwerken in der EU ist seit dem Jahr 2000 nahezu unverändert geblieben. Abgesehen vom *Repowering* bestehender Anlagen, bei dem alte gegen neue und ggf. technisch leistungsfähigere Anlagenteile ersetzt werden, ist das Potenzial für zusätzliche Energie aus Wasserkraft in der EU begrenzt.

Auch die Stromerzeugung aus Biomasse war in der EU im letzten Jahr mit 167 TWh leicht rückläufig (-2,8 TWh). Dies war zwar der erste Rückgang seit dem Jahr 1996, bereits in den letzten sieben Jahren stieg die Produktion jedoch nur noch moderat an. Der Anteil am Strommix lag mit 6,0 % im vergangenen Jahr nur leicht über dem Produktionsanteil im Jahr 2015 (5,2 %). Gründe für das nachlassende Produktionswachstum sind u.a. die begrenzte Verfügbarkeit von nachhaltiger Biomasse, sinkende Kosten anderer Erneuerbaren, wie Wind- und Solarenergie, und die Infragestellung der Nachhaltigkeit einiger Biomasseerzeugungsformen (z. B. die Nutzung von Wäldern als Biomassequelle).

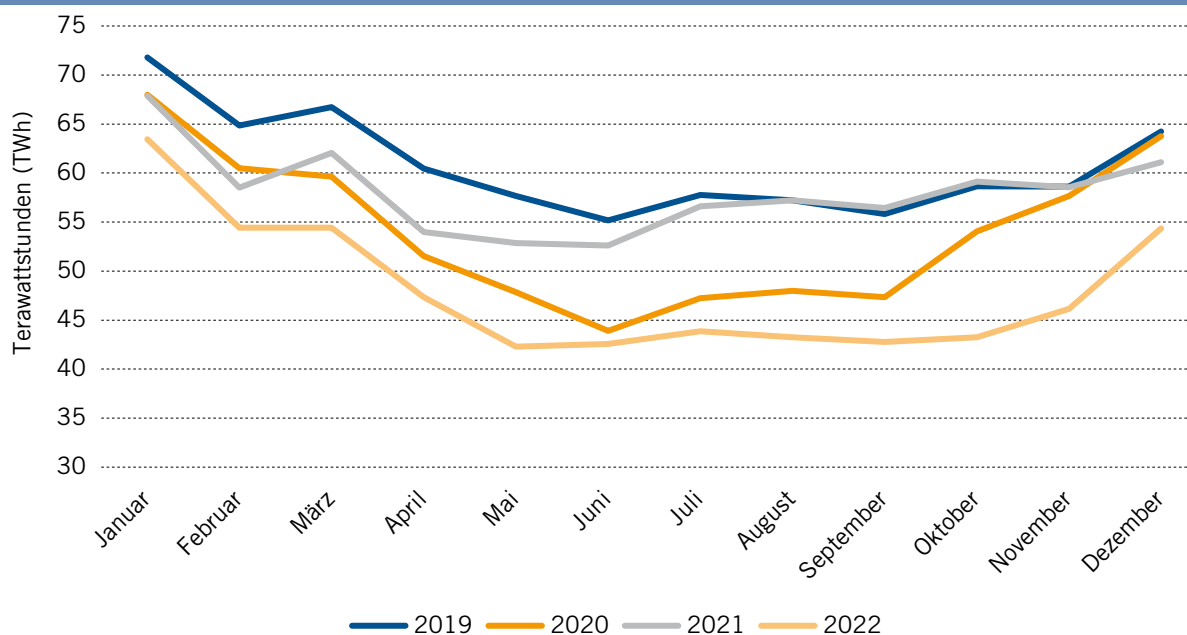
➤ **Im Vorjahresvergleich verringerte sich die Stromerzeugung aus Wasserkraft um 19 % (66 TWh). Wasserkraft steuerte aber nach der Windkraft immer noch die zweitgrößte Menge an erneuerbarem Strom in der EU bei (283 TWh).**

Konventionelle Stromerzeugung

Im Gegensatz zu den Erneuerbaren war die Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern 2022 in der EU rückläufig. Kernkraft, Kohleverstromung, Gasverstromung und sonstige fossile Erzeugungstechnologien produzierten zusammengenommen 1.716 TWh Strom (61,4 % der Gesamterzeugung). Das entsprach einer Reduktion von 85 TWh im Vergleich zum Jahr 2021.

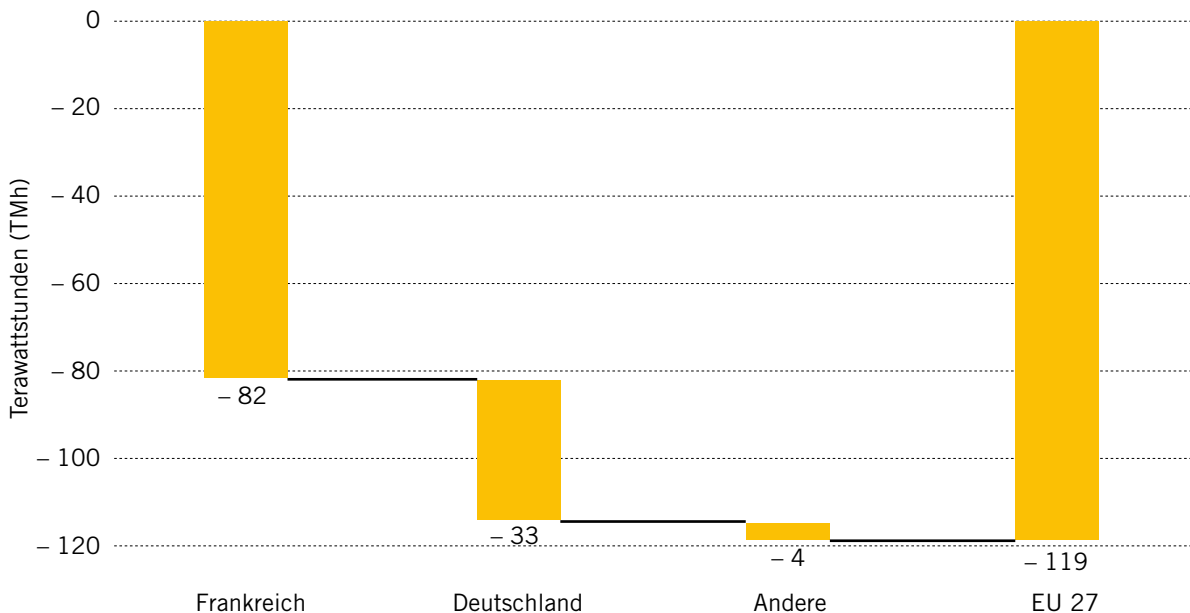
Mit 22 % (613 TWh) der Stromerzeugung blieb Kernenergie zwar die bedeutendste Erzeugungstechnologie im Strommix der EU im Jahr 2022. Sie erreichte allerdings den niedrigsten Anteil seit 40 Jahren. Gegenüber

Abbildung 3.10: Monatliche Stromerzeugung von Kernkraftwerken in der EU von 2019 – 2022 (in TWh)



Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2023

Abbildung 3.11: Rückgang der jährlichen Stromerzeugung aus Kernkraft nach Mitgliedstaaten von 2021 auf 2022 (in TWh)



Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2023

dem Vorjahr ging die Produktion um 16 % (-119 TWh) zurück. Grund dafür war vor allem die außergewöhnlich geringe Verfügbarkeit der Atomkraftwerke in Frankreich (-82 TWh) wegen geplanter Revisionen und Ausfällen in Folge von Korrosion und Kühlwassermangel. Hinzu kam die im Zuge des Atomausstiegs zum Jahresende 2021 erfolgte Außerbetriebnahme von drei Kernkraftwerksblöcken in Deutschland, die einen Erzeugungsrückgang von weiteren 33 TWh bedeutete. In den übrigen Mitgliedstaaten mit Kernkraftwerken ging die Erzeugung im Mittel nur leicht zurück. Mit der Abschaltung der letzten drei Kernkraftwerke in Deutschland Mitte April 2023 sowie einer weiterhin unterdurchschnittlichen Verfügbarkeit des französischen Atomkraftwerksparks dürfte dieser Trend auch im aktuellen Jahr weiter anhalten.

➤ **Mit 613 TWh erreichte die Kernenergie ihren niedrigsten Anteil seit 40 Jahren. Trotz allem blieb sie mit 22 % der Stromerzeugung die bedeutendste Erzeugungstechnologie im Strommix der EU im Jahr 2022.**

Die außergewöhnlich geringe Verfügbarkeit der Atomkraftwerke in Frankreich führte auch dazu, dass Europa größter Nutzer von Kernenergie streckenweise zu einem Stromimporteur wurde und die Sicherung der Stromversorgung nur durch substantielle Stromimporte aus europäischen Nachbarländern sichergestellt werden konnte.

Mit Hilfe von Kohlekraftwerken wurde im Jahr 2022 mehr Strom erzeugt als im Vorjahr. Die Produktionsmenge belief sich auf 447 TWh (16 % der Gesamterzeugung) – was einem Anstieg von 6,7 % (28 TWh) im Vergleich zu 2021 entspricht. Am größten war der absolute Zuwachs in Deutschland (+17 TWh, +10 %), gefolgt von Italien (+7,2 TWh, +51 %). Entgegen dem allgemeinen Trend war die Kohleverstromung in Polen leicht rückläufig (-2,5 TWh, -2,7 %). Dennoch blieb Polen mit Abstand der EU-Mitgliedstaat mit der größten Bedeutung von Kohle für die Stromerzeugung. Dies spiegelt sich in einem Kohleanteil von fast 70 % am gesamten Erzeugungsmix wider. Nur in Deutschland wurde, absolut betrachtet, mehr Kohle verstromt (Deutschland: 181 TWh, Polen: 124 TWh).

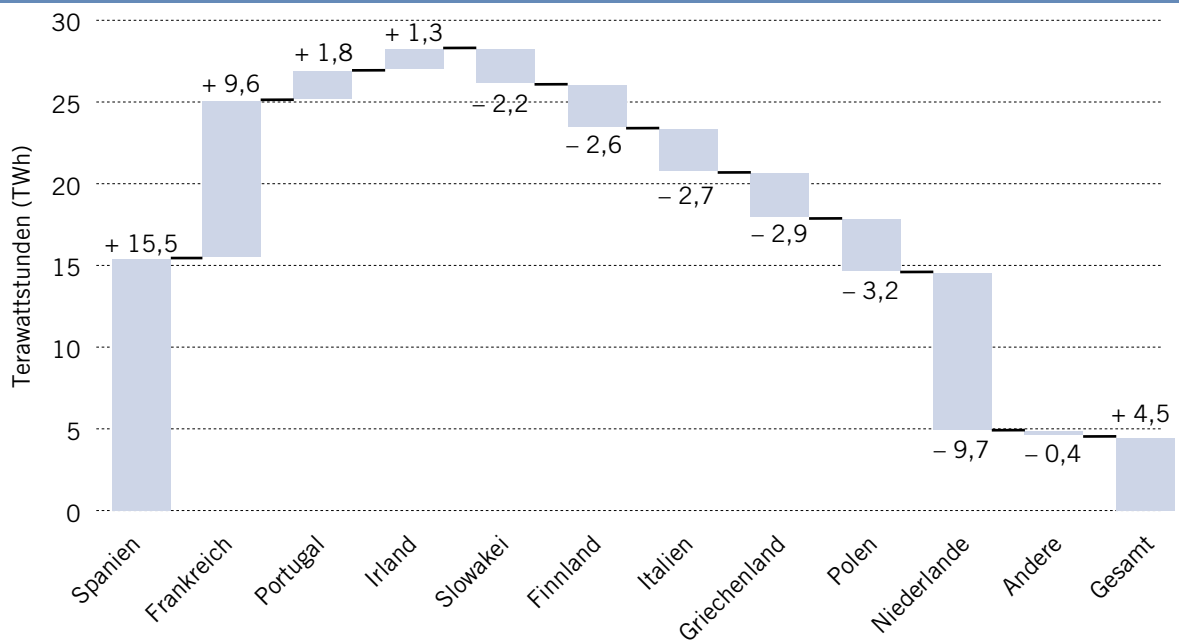
Der Anstieg der Kohleverstromung ist mit Blick auf die CO₂-Emissionen des EU-Energiesektors eine schlechte Nachricht. Dem Zuwachs liegt allerdings kein ganzjähriger Trend zugrunde. Vielmehr handelte es sich um ein

Abbildung 3.12: Monatliche Stromerzeugung von Kohlekraftwerken in der EU von 2021 – 2022 (in TWh)



Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2023

Abbildung 3.13: Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Gaskraftwerken nach Mitgliedstaaten von 2021 auf 2022 (in TWh)



Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2023

auf die Monate März bis August konzentriertes Phänomen, das sich mit der niedrigen Stromerzeugung aus Kernenergie und Wasserkraft bei gleichzeitig hohen Gaspreisen erklären lässt. Das Zusammenspiel dieser Effekte führte dazu, dass die Erzeugungslücke in vielen Mitgliedstaaten durch Kohlekraftwerke geschlossen wurde. In den letzten vier Monaten des Jahres lag die Kohleverstromung dann wieder unter dem Niveau des Vorjahres.

Erdgaskraftwerke steuerten im Jahr 2022 mit einer Gesamterzeugung von 557 TWh 20 % zur Stromproduktion in der EU bei. Trotz des starken Anstiegs der operativen Kosten durch den Krisenzustand auf den Erdgasmärkten hat die Gasverstromung damit im Vergleich zum Vorjahr sogar leicht zugelegt (+0,8 %). Dabei konzentrierte sich der Zuwachs regional auf Frankreich und die Iberische Halbinsel – und damit auf jene Länder, die stark von dem Ausfall von Kern- und Wasserkraft betroffen waren und über keine oder nur geringe Kohlekraftwerkskapazitäten verfügen. Frankreich erzeugte im Vergleich zum Vorjahr 29 % mehr Strom aus Gasturbinen, Spanien 22 %. In Spanien ist der Zuwachs auch auf einen Eingriff der Regierung in die Gaspreisbildung zurückzuführen.⁸ Absolut belief sich der Zuwachs in beiden Ländern zusammengenommen auf 25 TWh.

⁸ Siehe nächster Abschnitt *Entwicklung der Strompreise*.

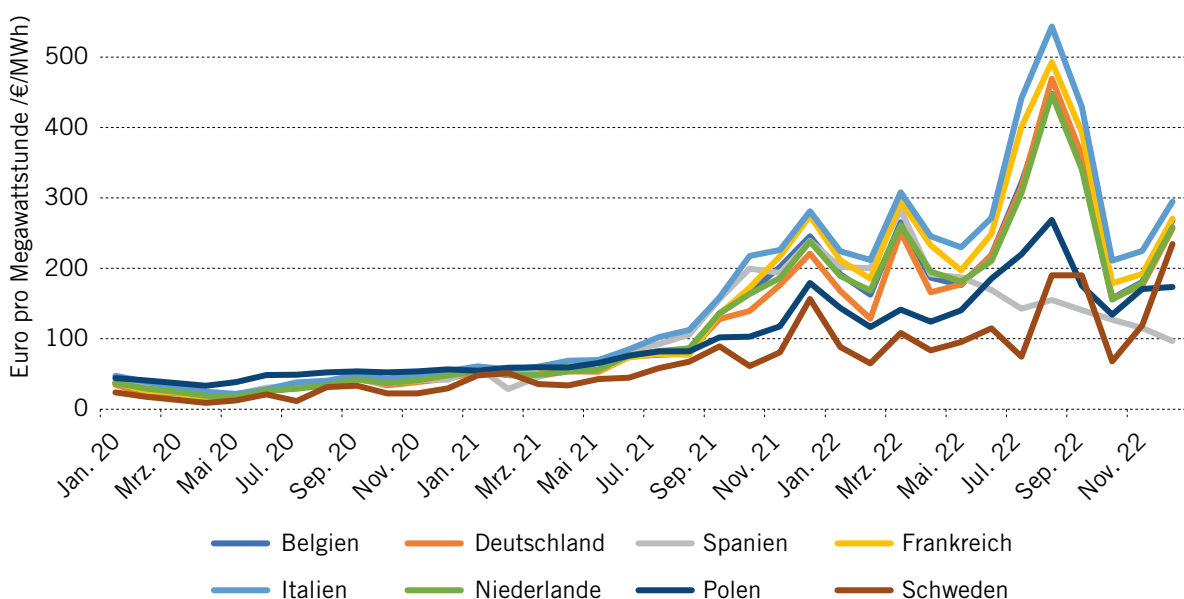
In der Mehrzahl der übrigen Mitgliedstaaten war die Gasverstromung hingegen rückläufig. In den Niederlanden führte der starke Zuwachs von Wind- und Solarenergie zu einer deutlichen Verdrängung von Erdgaskraftwerken am Strommarkt. Die Erzeugung fiel dort um fast 10 TWh (-17 %) im Vergleich zum Vorjahr. Italien blieb trotz eines leichten Rückgangs Spitzenreiter bei dem Anteil von Gasverstromung am nationalen Erzeugungsmix (51 %).

Entwicklung der Strompreise

Der Umstand, dass Russland die Ausfuhren von Gas nach Europa sukzessive drosselte und sie ab dem Sommer dann vollständig stoppte, führte nicht nur an den Gasmärkten zu nie dagewesenen Preisanstiegen, sondern entfaltete auch eine Wirkung an den Strommärkten. Der Preis für Strom an den europäischen Spotmärkten betrug im Jahresdurchschnitt 235 €/MWh. Damit lag das Preisniveau sieben Mal höher als im Jahr 2020 und doppelt so hoch wie im Jahr 2021, als die Preise zum Jahresende bereits deutlich angestiegen waren.⁹

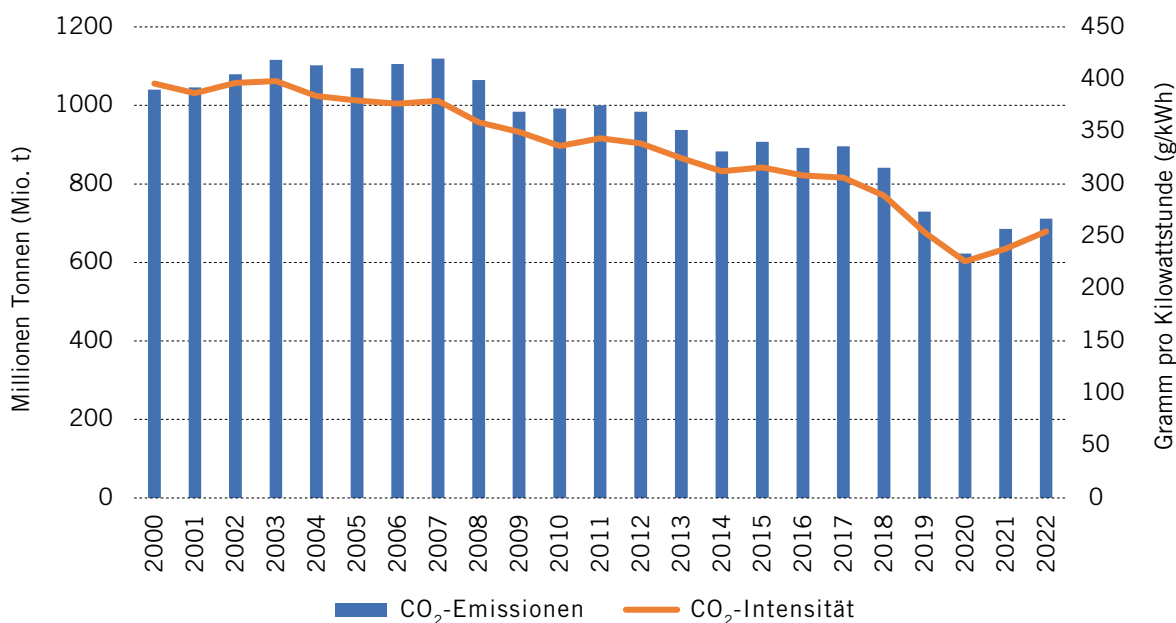
⁹ Vgl. Kern et al., *European day-ahead electricity prices in 2022*, 20.01.2023, abrufbar unter <https://www.ffe.de/en/publications/european-day-ahead-electricity-prices-in-2022/> (zuletzt abgerufen am 02.05.2023).

Abbildung 3.14: Entwicklung der Strompreise auf Monatsbasis der größten Strommärkte der EU (in €/MWh)



Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2023

Abbildung 3.15: Entwicklung der CO₂-Emissionen des Stromsektors und der CO₂-Intensität der Stromerzeugung in der EU



Quelle: Ember; Aurora Energy Research, 2023

2022 lag das Strompreisniveau sieben Mal höher als 2020 und doppelt so hoch wie 2021.

Trotz eines durchschnittlich sehr hohen Preisniveaus gab es erhebliche Unterschiede zwischen den Mitgliedstaaten. In Italien, einem Land mit sehr hohem Anteil an Gas im Strommix, mussten die höchsten Preise für Strom gezahlt werden (bis zu 543 €/MWh im Monatsdurchschnitt im August 2022). Wesentlich niedriger waren die Preise hingegen in den skandinavischen Ländern, in Polen und auf der Iberischen Halbinsel. Dies hatte jeweils unterschiedliche Gründe. Die skandinavischen Länder verfügen über einen sehr hohen Anteil an erneuerbarer Stromerzeugung mit niedrigen Gestehungskosten. In Polen ist Kohle der wichtigste Energieträger zur Stromproduktion. Daher waren diese Länder in Bezug auf die Stromerzeugung weniger von den steigenden Gaspreisen betroffen. In Spanien und Portugal hingegen ist die Entkopplung von der Preisrallye auf anderen europäischen Strommärkten auf einen politischen Eingriff in die Preisbildung zurückzuführen. Die Regierungen beider Länder beschlossen, den Preis für Erdgas, das zur Verstromung genutzt wird, auf 40 €/MWh zu deckeln und somit indi-

rekt für niedrigere Strompreise zu sorgen als durch die freie Preisentwicklung entstanden wären.

Durch den Beschluss Spaniens und Portugals, den Preis für Erdgas, das zur Verstromung eingesetzt wird, auf 40 €/MWh zu deckeln, entkoppelten die Regierungen den Strom- vom Gaspreis und sorgten somit für niedrigere Strompreise als in vielen anderen Ländern Europas.

Entwicklung der CO₂-Emissionen im Stromsektor

Die Stromerzeugung in der EU verursachte im Jahr 2022 712 Mio. t CO₂, was laut Hochrechnungen von Ember 5,7 % der weltweiten Emissionen des Stromerzeugungssektors entsprach. Damit stiegen die Emissionen im Vergleich zum Vorjahr um 3,9 % (26 Mio. t CO₂) leicht an. Die durchschnittliche CO₂-Intensität der Stromerzeugung der EU betrug 255 g CO₂/kWh. Die Zunahme an Emissionen steht in Zusammenhang mit der geringen Stromproduktion aus emissionsfreier Atom- und Wasserkraft im ersten Halbjahr 2022, welche teilweise durch die Verstromung fossiler Brennstoffe kompensiert werden musste.

Zusammenfassung und Ausblick

2022 war ein Jahr der multiplen Krisen für den Energie- und Stromsektor der EU. Infolge des Angriffskriegs gegen die Ukraine drosselte Russland seine Gasexporte zunächst und stoppte diese schließlich sogar vollständig. Der Lieferstopp führte zu großer Unsicherheit und die Erdgaspreise am Referenzhandelsplatz TTF schossen von einem bereits sehr hohen Niveau von über 100 €/MWh zum Ende 2021 auf durchschnittlich 240 €/MWh im August 2022. Aufgrund des ökonomischen Prinzips der *Merit Order*¹⁰ übertrugen sich die hohen Gaspreise auf den Strommarkt und führten auch dort zu nie dagewesenen Preisausschlägen auf zwischenzeitlich über 500 €/MWh in vielen Mitgliedstaaten. Zeitgleich wurde der Stromsektor von historisch niedrigen Erzeugungsmengen aus Kern- und Wasserkraft auf eine zusätzliche Belastungsprobe gestellt. Die resultierende Erzeugungslücke von 172 TWh (etwa 6 % der Jahresstromnachfrage in der EU) musste teilweise durch Kohlekraftwerke geschlossen werden, infolgedessen die CO₂-Emissionen des Stromsektors im zweiten Jahr in Folge einen Anstieg verzeichneten.

Die Emissionsbilanz hätte aber noch wesentlich schlechter aussehen können, wenn das Jahr 2022 nicht auch gleichzeitig ein Rekordjahr in Bezug auf die Erzeugung von Wind- und Solarstrom gewesen wäre. Die beiden erneuerbaren Technologien steuerten zusammen 623 TWh (22,3 %) zur Bruttostromerzeugung bei – und damit zum ersten Mal überhaupt mehr als Gaskraftwerke. Das bedeutete einen signifikanten Zuwachs von 72 TWh (+13,2 %) im Vergleich zum Vorjahr und gibt Anlass zur Hoffnung, dass die Emissionen im Jahr 2023 wieder sinken könnten.

¹⁰ Das Merit Order-Prinzip bezieht sich auf die Praxis, Stromerzeugungsquellen in der Reihenfolge ihrer Grenzkosten einzusetzen, wobei die günstigsten Quellen zuerst und die teuersten Quellen zuletzt eingesetzt werden. Das Kraftwerk, das als letztes erforderlich ist, um die Nachfrage zu erfüllen (die teuerste Stromquelle) bestimmt den Strompreis für alle Erzeugungsquellen.

3.2 Das Fit for 55-Paket der Europäischen Union auf der Zielgeraden

- Die europäischen Co-Gesetzgeber haben sich auf zentrale Elemente des Fit for 55-Pakets geeinigt.
- Durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine wurden die Ambitionen des Pakets nochmals angehoben.
- Zentrale Elemente des Legislativpakets müssen nun in nationales Recht der EU-Mitgliedstaaten überführt werden.

Mit der Vorlage des *Fit for 55*-Pakets im Sommer 2021 gab die Europäische Kommission den Startschuss für die konkrete Umsetzung der Ziele des im Dezember 2019 von der damals neuen Kommissionspräsidentin Dr. Ursula von der Leyen ausgerufenen „European Green Deal¹“. Ziel war es, den klima- und energiepolitischen Rahmen der Europäischen Union (EU) an den neuen, im EU-Klimagesetz verankerten, Ambitionen zur Treibhausgasminde- rung bis 2030 (mind. -55 %) und 2050 (Klimaneutralität) auszurichten.²

Kernelemente des Pakets sind die Anhebung der Zielvorgaben für den Ausbau der erneuerbaren Energien (*Renewable Energy Directive, RED*), für Energieeffizienz (*Energy Efficiency Directive, EED*) sowie für den Aufbau einer Ladeinfrastruktur für alternative Kraftstoffe (*Alternative Fuels Infrastructure Directive, AFI*). Mit der Stärkung des EU-Emissionshandelssystems (*EU Emission Trading Sys-*

tem, ETS) sowie der Einführung eines zweiten, separaten Handelssystems für die Bereiche Gebäude und Straßenverkehr (*ETS 2*) soll darüber hinaus die marktgetriebene CO₂-Minderung gestärkt werden. Das neu eingeführte CO₂-Grenzausgleichssystem (*Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM*) hat zum Ziel, sog. *Carbon-Leakage*³ in Drittstaaten und damit auch die Verlagerung der energieintensiven Industrie zu vermeiden, indem auch Importe bestimmter Produkte in die EU entsprechend ihres CO₂-Gehalts bepreist werden. Außerdem sollen Drittstaaten dazu animiert werden, ebenfalls CO₂-Bepreisungssysteme einzuführen.

1 COM(2019) 640 final vom 11.12.2019.

2 Vgl. *Energie für Deutschland 2022*, Art. 3.2.

3 Wenn die Reduktion von CO₂-Emissionen im Inland zu höheren Emissionen im Ausland führt – etwa, indem Industriezweige mit hohen Treibhausgasemissionen ihre Produktion in Staaten mit weniger ambitionierten Klimavorgaben umsiedeln – spricht man von einer Emissionsverlagerung (Carbon Leakage).

Abbildung 3.16: Kernelemente des Fit for 55-Pakets



EU-Emissionshandelssystem (ETS): Anhebung der Treibhausgas-Reduktionsvorgaben für Industrie und Energiewirtschaft bis 2030 sowie Einführung eines separaten ETS 2 für die Bereiche Gebäude und Straßenverkehr.



Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED): Anhebung der EU-Ziele für den Anteil erneuerbarer Energien in den Bereichen Gebäude, Industrie, Wärme/Fernwärme und Verkehr sowie Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren für den Ausbau von erneuerbaren Energien, Netzen und Speichern.



Energieeffizienz-Richtlinie (EED): Anhebung der EU-Ziele zur Reduktion des Primär- und Endenergieverbrauchs sowie Vorgaben zur Energieeffizienz von Fernwärme, KWK-Anlagen und Energienetzen.



Verordnung über den Aufbau einer Infrastruktur für Alternative Kraftstoffe (AFI): Einführung leistungsbasierter Ausbauziele für die öffentliche Ladeinfrastruktur basierend auf der Anzahl zugelassener Elektro- und Hybridautos sowie Zielvorgaben für den Ausbau von Wasserstoff-Tankinfrastruktur.

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

REPowerEU und die Auswirkungen der Energiekrise

Der Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine im Februar 2022 und die damit einhergehende Energiekrise wirkten sich auch auf die zu diesem Zeitpunkt zwischen dem Europäischen Parlament und dem Rat der EU laufenden Verhandlungen zum Fit for 55-Paket aus. So führen die veränderten Rahmenbedingungen einerseits zu einer Verschiebung der Prioritäten von Klimaschutz in Richtung der Gewährleistung einer sicheren und bezahlbaren Energieversorgung. Gleichzeitig werden gerade der beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) sowie zusätzliche Anstrengungen im Bereich Energieeffizienz als zentrale Elemente zur Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten sowie der Senkung der Energiepreise identifiziert.

Der beschleunigte Ausbau der Erneuerbaren sowie zusätzliche Anstrengungen im Bereich Energieeffizienz werden als zentrale Elemente zur Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten sowie der Senkung der Energiepreise angesehen.

In Reaktion auf den Krieg legte die EU-Kommission daher im Mai 2022 mit dem *REPowerEU*-Paket Vorschläge zur schnellen Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieimporten aus Russland und zur Beschleunigung der Energiewende vor. Das Paket beinhaltet u. a. auch Vorschläge zur Erhöhung des Ambitionsniveaus des Fit for 55-Pakets im Bereich erneuerbare Energien und Energieeffizienz sowie Maßnahmen zur Beschleunigung des Erneuerbaren-Ausbau.

Zwar führten die Energiekrise und die ergänzenden Vorschläge aus dem *REPowerEU*-Paket zu kleineren Verzögerungen in den Verhandlungen zwischen dem Parlament, dem Rat der EU und der Kommission, dennoch konnten die EU-Gesetzgeber sich bis zum ersten Quartal 2023 zu nahezu allen Einzelvorschlägen einigen.

Kernelemente ausgewählter Einzeldossiers

Im Folgenden werden ausgewählte Einzeldossiers näher betrachtet, die sukzessive beschlossen wurden:

- EU-Emissionshandelssystem (EU ETS)

Als zentrales Instrument zur Treibhausgas-Minderung in der Industrie und der Energiewirtschaft ist das EU ETS das Herzstück des Fit for 55-Pakets. Durch die Kombination aus einem angehobenen linearen Reduktionsfaktor sowie der Absenkungen des Caps⁴ (*Rebasing*) 2024 und 2026 soll bis 2030 eine Treibhausgas-Reduktion von 62 % gegenüber 2005 in diesen Sektoren erreicht werden. Gleichzeitig wird der Anwendungsbereich mit der schrittweisen Aufnahme des Schiffsverkehrs bis 2026 sowie der nach einer vorherigen Folgenabschätzung möglichen Aufnahme der Verbrennung von Siedlungsabfällen ab 2028 auf zusätzliche Sektoren ausgeweitet.

Umstritten war in den Verhandlungen insbesondere die geplante Abschaffung der freien Zuteilung von Emissionszertifikaten für die im internationalen Wettbewerb stehende Industrie, die nach Auffassung der EU-Kommission mit der Einführung des CBAM nicht mehr benötigt würde. Schlussendlich soll die freie Zuteilung für die vom CBAM erfassten Sektoren nun schrittweise zwischen 2026 und 2034 auf null reduziert werden.

Nicht minder kontrovers diskutiert wurde die Einführung eines zweiten, separaten Emissionshandelssystems (ETS 2) für Inverkehrbringer von Brennstoffen in den Bereichen Gebäude und Straßenverkehr, die insbesondere im Parlament und bei einigen Mitgliedstaaten auf viel Skepsis traf. Als Kompromiss wurde dessen Einführung um ein Jahr auf 2027 verschoben. Im Falle anhaltend hoher Energiepreise ist sogar eine Verschiebung um ein weiteres Jahr möglich. Anders als noch im Kommissionsvorschlag vorgesehen, sollen dafür nun auch die nicht vom EU ETS erfassten Prozessemissionen der Industrie mit in das System einbezogen werden. Zur Dämpfung starker Preisanstiege ist vorgesehen, dass bei Erreichen eines CO₂-Preises von 45 €/t einmalig automatisch 20 Mio. Emissionszertifikate aus der Marktstabilitätsreserve ausgeschüttet werden. Während die EU-Kommission in ihrer Folgenabschätzung zum Fit for 55-Paket unter Annahme der vollständigen Erreichung anderer sektoraler EU-Ziele (Erneuerbaren-Ausbau, Energieeffizienz, CO₂-Flottengrenzwerte) von einem Preisniveau im ETS 2 von etwa 45–50 €/t CO₂ bis 2030 ausgeht⁵, liegen die Preiserwartungen von Marktanalysten aufgrund der teilweise sehr hohen Vermeidungskosten in den betroffenen Sektoren im dreistelligen Bereich. Daher bestehen Zweifel, ob der vorgesehene Preiskorrekturmechanismus starke Auswir-

4 Beim Cap handelt es sich um die Obergrenze, die festlegt, wie viele Treibhausgas-Emissionen die ETS-pflichtigen Anlagen insgesamt ausstoßen dürfen.

5 Vgl. SWD (2021) 601 final vom 14.07.2021.

kungen auf die Preisentwicklung in den Sektoren haben kann, die im Jahr 2020 noch 1,5 Mrd. t CO₂ emittierten.

- Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED)

Kernelement der überarbeiteten Richtlinie ist die deutliche Anhebung des verbindlichen EU-Ziels für den EE-Anteil am Endenergieverbrauch bis 2030 von bislang 32 % auf 42,5 %. Über ein indikatives *top-up* von 2,5 % soll ein Erneuerbaren-Anteil von bis zu 45 % erreicht werden. Auch weitere Sektorziele für die Bereiche Gebäude, Wasserstoff in der Industrie, Wärme, Fernwärme und Verkehr wurden eingeführt oder signifikant erhöht.

Der EE-Ausbau steht nun auch auf EU-Ebene im überragenden öffentlichen Interesse.

Die größte Neuerung der RED sind jedoch die neuen Vorgaben zur Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren für den EE-Ausbau sowie von Energiespeichern und Netzen. Sie regeln u. a., dass der Erneuerbaren-Ausbau nun auch auf EU-Ebene im *überragenden öffentlichen Interesse* steht. Darüber hinaus werden Mitgliedstaaten zur Ausweisung von sog. Beschleunigungsgebieten für den Ausbau regenerativer Energien und von Stromnetzen verpflichtet, in denen Erleichterungen beim Natur- und Artenschutz gelten.

Hoch umstritten waren bis zum Schluss die Regelungen für die Anerkennung von Biomasse als erneuerbarer Energieträger. Im Endeffekt bleibt nachhaltige Holzbiomasse weiterhin vollständig auf die Erneuerbaren-Ziele anrechenbar. Betreiber von Biomasse-Anlagen müssen zukünftig jedoch noch stärker die Einhaltung des Kaskadenprinzips⁶ beachten und höhere Treibhausgasminde-rungen über die gesamte Wertschöpfungskette vorweisen. Zudem sollen Mitgliedstaaten die Unterstützung für die Nutzung von Holzbiomasse zur reinen (*oder ungekoppelten*) Stromerzeugung auslaufen lassen.

- Energieeffizienz-Richtlinie (EED)

Im Mittelpunkt der Richtlinie steht die Anhebung der Energieeffizienzziele. Bis 2030 soll EU-weit der Endenergieverbrauch um 11,7 % gegenüber 2020 gesenkt werden. Die Mitgliedstaaten müssen über indikative nationale Beiträge zur Erreichung des verbindlichen unionsweiten

Ziels beitragen. Zusätzlich zu den übergeordneten Zielvorgaben wird die jährliche nationale Einsparverpflichtung ebenfalls deutlich angehoben. Zwischen 2024 und 2030 muss im Durchschnitt eine jährliche Einsparung von 1,49 % erzielt werden. Bis Ende 2030 muss die Einsparung 1,9 % erreicht haben.

Ein weiteres Kernelement der überarbeiteten EED ist die erstmalige Verankerung des *energy efficiency first*-Prinzips im EU-Recht.⁷ Das heißt, Mitgliedstaaten müssen bei großen Investitionen die Energieeffizienz künftig stärker berücksichtigen. Das gilt auch für den Bau und Betrieb von Energienetzen, wobei hier neben der Energieeffizienz u. a. auch Kosten- und Systemeffizienz sowie die Versorgungssicherheit Berücksichtigung finden. Zudem enthält die Richtlinie eine Verpflichtung zur Aufstellung lokaler Pläne für die Wärme- und Kälteversorgung für Städte mit mehr als 45.000 Einwohnern und verschärft die Definitionen für effiziente Fernwärmesysteme und hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK).

Nächste Schritte

Nach der formellen Verabschiedung der politischen Einigungen und dem offiziellen Inkrafttreten der Rechtsakte müssen die Vorgaben aus den Richtlinien von den EU-Mitgliedstaaten nun in nationales Recht überführt werden. Gleichzeitig muss die EU-Kommission Details zur Implementierung über Sekundärgesetzgebung in sog. delegierten Rechtsakten festlegen. Die Mitgliedstaaten haben dafür 1,5 Jahre nach der Veröffentlichung im EU-Amtsblatt Zeit. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Bundesregierung die Implementierungen u. a. im Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG), Bundesim-missionsschutzgesetz (BImSchG), Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG), dem Energieeffizienz-Gesetz (EnEff-G), dem Gesetz zur kommunalen Wärmeplanung, der Biomassestrom- und Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung schneller umsetzen wird.

⁶ Entsprechend des Kaskadenprinzips soll Biomasse so effizient wie möglich zunächst stofflich verwendet werden, bevor am Ende des Produktlebenszyklus die energetische Nutzung erfolgt.

⁷ Vgl. C(2021) 7014 vom 28.09.2021.

3.3 Krisenreaktionen: Von kurzfristigen Marktinterventionen zur strukturellen Marktdesignreform

- In der Energiekrise gab es eine Reihe von politischen Marktinterventionen, die sowohl die Verbesserung der Versorgungssituation als auch Reaktionen auf stark gestiegene Energiepreise adressierten.
- Unter dem Eindruck der Energiekrise wurden zahlreiche tiefgreifende Markteingriffe und Marktdesignanpassungen diskutiert.
- Die Vorschläge der Europäischen Kommission zur Reform des Strommarkts halten an bisherigen Elementen des Marktdesigns fest und konzentrieren sich auf punktuelle Verbesserungen und Ergänzungen.

Als Reaktion auf die hohen Energiepreise kam es seit Herbst 2021 in der Europäischen Union (EU) zu zahlreichen politischen Reaktionen und Eingriffen in die Energiemärkte. Zunächst einigte sich die EU-Kommission mit den EU-Mitgliedstaaten im Rahmen der sog. *Energie-Toolbox* auf Kompensationsmaßnahmen, wie z. B. Steuererlässe und Direktzahlungen an Konsumenten, die die Energiemärkte nicht verzerren.¹ Zudem wurde die europäische Energieregulierungsagentur (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) damit beauftragt, die Funktionsfähigkeit der europäischen Strom- und Gasmärkte zu untersuchen. Die europäische Finanzmarktaufsicht (European Securities and Markets Authority, ESMA) bekam das Mandat, die Funktionsweise des europäischen Emissionshandels zu begutachten. Beide Berichte, die im Frühjahr 2022 vorgelegt wurden, kamen

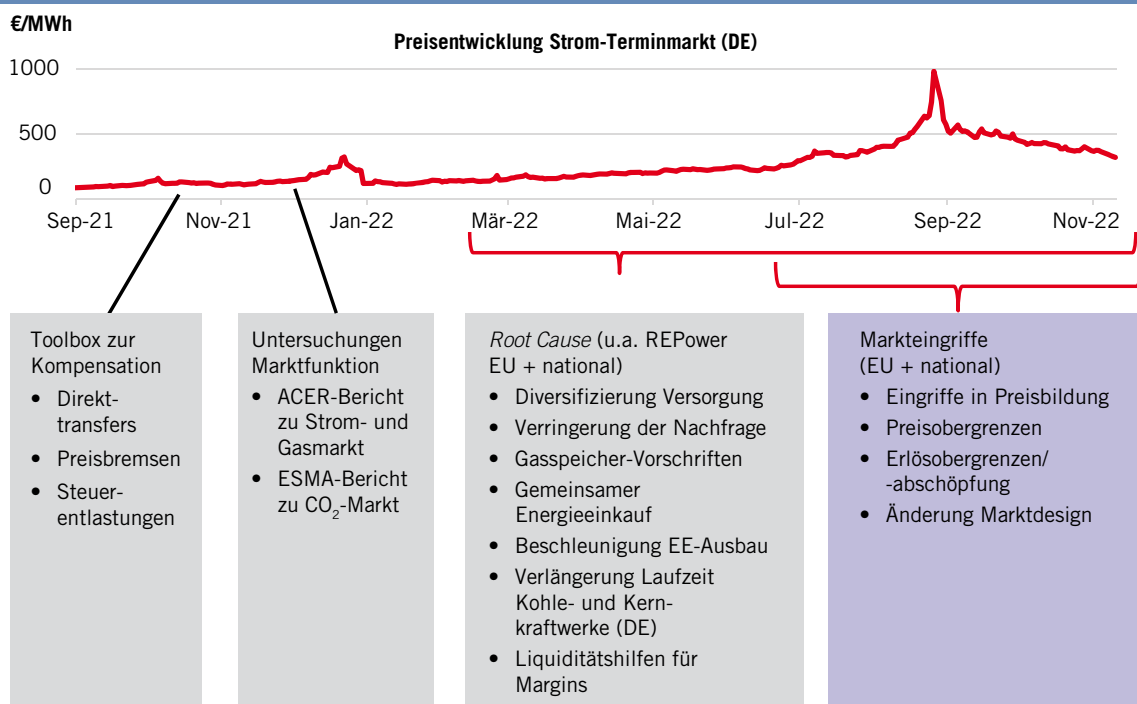
zu dem Ergebnis, dass die Energiemärkte² und der CO₂-Markt³ in Europa funktionieren. Insbesondere wurde festgestellt, dass hohe Energiepreise nicht im europäischen Energiemarktdesign begründet liegen. Weiterhin machten beide Behörden in ihren Berichten Vorschläge zur weiteren Verbesserung der regulatorischen Rahmenbedingungen für die untersuchten Märkte.

1 Vgl. COM(2021) 660 final vom 13.10.2021.

2 Vgl. Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design, 29.04.2022, abrufbar unter <https://www.acer.europa.eu/events-and-engagement/news/press-release-acer-publishes-its-final-assessment-eu-wholesale> (zuletzt abgerufen am 26.05.2023).

3 Vgl. European Securities and Markets Authority (ESMA), Final Report on Emission Allowances and associated Derivatives, 28.03.2022, abrufbar unter [esma70-445-38_final_report_on_emission_allowances_and_associated_derivatives.pdf](https://www.esma.europa.eu/press-material/press-conferences-and-news/esma-final-report-on-emission-allowances-and-associated-derivatives) (zuletzt abgerufen am 26.05.2023).

Abbildung 3.17: Politische Reaktionen in der Energiekrise



Quelle: European Energy Exchange AG (EEX), 2022

Getrieben durch die Preisentwicklung an den Energiemärkten infolge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine hielt die politische Debatte über die Funktionsweise der Energiemärkte und weitere Markteingriffe das gesamte Jahr 2022 über an. In der Folge kam es zu einer Reihe krisenbedingter Marktinterventionen und politischer Initiativen zur langfristigen Reform des regulatorischen Rahmens und Designs der Energiemärkte, die auch im Jahr 2023 anhalten und Teil der zukünftigen energiepolitischen Debatte sein dürften.

Maßnahmen zur Energiesicherheit

Als unmittelbare Reaktion auf den russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine haben die EU und ihre Mitgliedstaaten ihren Fokus auf Maßnahmen der Energiesicherheit gelegt. Mit dem sog. *REPowerEU*-Plan wurden im Frühjahr 2022 Schritte eingeleitet, die Energieversorgungssicherheit der EU zu gewährleisten und die Energieimportabhängigkeit von Russland schnellstmöglich zu beenden.⁴ Dazu wurde vereinbart, Maßnahmen zur Diversifizierung der Energieversorgung, zur Senkung des Energieverbrauchs und zum beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien (EE) zu treffen. Konkret einigten sich die EU-Kommission und die Mitgliedstaaten bis zum Sommer auf neue Vorgaben für Gasspeicher (u. a. Mindestfüllstände), Einsparziele beim Gasverbrauch und eine verstärkte Zusammenarbeit beim Gaseinkauf.⁵

➤ Mit dem REPowerEU-Plan wurden Schritte eingeleitet, die Energieversorgungssicherheit der EU zu gewährleisten und die Energieimportabhängigkeit von Russland schnellstmöglich zu beenden.

Hinzu kamen entsprechende nationale Maßnahmen, wie z. B. in Deutschland das Gasspeichergesetz⁶, das Ersatz-

kraftwerkereithaltungsgesetz⁷ oder die Novelle des Energiesicherungsgesetzes.⁸ Ziel dieser Maßnahmen war vor allem die Sicherstellung der Energieversorgung und dazu die Möglichkeit, bei Bedarf staatlich in die Energiemärkte eingreifen zu können. Von einigen dieser Eingriffsmöglichkeiten wurde im Laufe des Jahres 2022 Gebrauch gemacht, u. a. im Falle der Treuhänderschaft⁹ und späteren Verstaatlichung¹⁰ von Gazprom Germania GmbH (jetzt Securing Energy for Europe GmbH, SEFE) sowie bei der Speicherbefüllung¹¹ durch den Marktgebietsverantwortlichen Trading Hub Europe (THE).

Maßnahmen zur Eindämmung von Energiepreisen und Volatilität

Einigen EU-Ländern gingen diese Maßnahmen nicht weit genug. Es begann eine politische Diskussion darüber, den Einfluss des hohen Gaspreises auf die Strompreise zu verringern. Im Zuge dieser Debatte stellten einzelne Akteure, wie Spanien, Portugal und Griechenland, immer wieder das Marktdesign und die Preisbildung an den Energiemärkten grundsätzlich in Frage und legten eigene Vorschläge für Markteingriffe bzw. Änderungen vor.¹²

4 Vgl. COM(2022) 230 final vom 18.05.2022.

5 Vgl. COM(2022) 360 final vom 20.07.2022 sowie Verordnung (EU) 2022/1032 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29.06.2022 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2017/1938 und (EG) Nr. 715/2009 im Hinblick auf die Gasspeicherung.

6 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Gasspeichergesetz im Bundestag verabschiedet, 25.03.2022, abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/03/20220325-gasspeichergesetz-im-bundestag-verabschiedet-wichtiger-beitrag-fur-versorgungssicherheit.html> (zuletzt abgerufen am 26.05.2023).

7 Vgl. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Ersatzkraftwerkereithaltungsgesetz, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/EKBG/start.html> (zuletzt abgerufen am 26.05.2023).

8 Vgl. Deutscher Bundestag, Bundestag nimmt Energiesicherheitsgesetz an, 12.05.2022, abrufbar unter <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2022/kw19-de-energiesicherungsgesetz-891872> (zuletzt abgerufen am 26.05.2023).

9 Vgl. Deutsche Bundesregierung, Bundesregierung sichert Treuhandverwaltung der Gazprom Germania längerfristig ab und gewährt KfW-Darlehen, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, 14.06.2022, abrufbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/pressemitteilungen/bundesregierung-sichert-treuhandverwaltung-der-gazprom-germania-laengerfristig-ab-und-gewaehrt-kfw-darlehen-um-versorgungssicherheit-zu-gewaehrleisten-2052496> (zuletzt abgerufen am 26.05.2023).

10 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Sicherung der Gasversorgung: Bundesregierung überführt Gasunternehmen SEFE ins Eigentum des Bundes – Kapitalmaßnahmen angeordnet, 14.11.2022, abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/11/20221114-sicherung-der-gasversorgung-bundesregierung-uberfuert-gasunternehmen-sefe-ins-eigentum-des-bundes.html> (zuletzt abgerufen am 26.05.2023).

11 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Bundesregierung sieht deutliche Fortschritte bei der Sicherstellung der Gasversorgung – Speicherfüllstände stärker gestiegen als erwartet – Ausspeicherpfad im Winter wird so möglich, 28.08.2022, abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/Gas/bundesregierung-sieht-deutliche-fortschritte.html> (zuletzt abgerufen am 26.05.2023).

12 Vgl. Europäischer Rat, Tagung des Europäischen Rates (24. und 25. März 2023), 25.03.2022, abrufbar unter <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-1-2022-INIT/de/pdf> (zuletzt abgerufen am 26.05.2023).

Bei dem sog. *iberischen Mechanismus*¹³ handelt es sich um einen Preisdeckel, der seit dem 14. Juni 2022 in Spanien und Portugal auf das zur Stromerzeugung verwendete Gas angewendet wird. Seine Laufzeit wurde (vorerst) auf ein Jahr begrenzt. Die betroffenen Gaskraftwerke dürfen in ihren Angeboten im Strommarkt keinen Gaspreis über dem Deckel einpreisen, unabhängig vom tatsächlichen Marktpreis für Gas. Das senkt zwar die Kosten für den aus Gaskraftwerken produzierten Strom, führt aber dazu, dass Gaskraftwerke Strom zu einem niedrigeren Preis als ihre eigenen Kosten verkaufen müssen. Um die Gaskraftwerke im Markt zu halten, bekommen sie einen Ausgleich für die Differenz zwischen dem Marktpreis für Gas und dem staatlich begrenzten Gaspreis für Gaskraftwerke. Dieser Ausgleichsbetrag wird auf alle Stromverbraucher umgelegt.

➤ Im Zuge der Debatte über den Einfluss eines hohen Gaspreises auf die Strompreise stellten einzelne Akteure, wie Spanien, Portugal und Griechenland, immer wieder das Marktdesign und die Preisbildung an den Energiemärkten in Frage und legten eigene Vorschläge für Markteingriffe vor.

Die Effekte des Mechanismus sind ambivalent. Obwohl der Deckel für Gas mit 40 €/Megawattstunde (MWh) gestartet ist, konnten begünstigte Endverbraucher im Durchschnitt nur mit einer Vergünstigung des Stroms um 15 % profitieren.¹⁴ Gleichzeitig verdoppelte sich der Anteil der Gaskraftwerke im Produktionsmix und damit der Gasverbrauch in der Stromerzeugung. Zudem profitieren nicht alle Kunden von dem Deckel, sondern nur Kunden mit variablen Tarifen. Jene mit langfristigen Fixtarifen sehen sich letztlich mit höheren Kosten konfrontiert, da sie nicht vom künstlich gesenkten Großhandelspreis am Stromspotmarkt profitieren, aber gleichzeitig die Kompensationsumlage für das verbilligte Kraftwerksgas zah-

len müssen. Dennoch wird eine Ausdehnung des iberischen Mechanismus auf die gesamte EU (und Anrainerstaaten) in einigen anderen EU-Staaten wie Österreich diskutiert.¹⁵

Seitens Griechenlands¹⁶ ist ein anderer Mechanismus vorgeschlagen worden, der auf eine Trennung des Strommarkts in mehrere Segmente hinauslaufen würde. Laut dem griechischen Modell würden die Erzeugungskapazitäten mit volatiler Erzeugung und jene mit geringeren Grenzkosten aber hohen Investitionskosten – im Wesentlichen Erneuerbare und Kernkraft – mit einem regulierten Preis versehen. Nur die verbliebenen Technologien sollen ihre Erlöse durch einen Marktmechanismus erhalten. Im Ergebnis käme es zu einer Zweiteilung des Strommarkts: Zunächst würden die regulierten Teilnehmer ihre Mengen bieten und den regulierten Preis erhalten, indem sie die Mehrerlöse im Rahmen eines *Differenzkontrakts* (*Contract for Difference, CFD*) an den Staat abführen. In einem zweiten Schritt würde die verbleibende Stromnachfrage durch fossile Erzeuger mit relevanten Grenzkosten zu den bisher üblichen Marktbedingungen bedient.

Maßnahmen zur Abschöpfung und Umverteilung

Nachdem einzelne EU-Länder bereits nationale Maßnahmen zur Abschöpfung von Zufallsgewinnen im Energiebereich ergriffen und die Energiepreise Ende August neue Rekordhöhen erreicht hatten, kam es auch auf EU-Ebene zu politischen Beschlüssen bezüglich Erlösobergrenzen, der Abschöpfung von Zufallsgewinnen und der Verwendung dieser Einnahmen zur staatlichen Subventionierung von Energieverbraucherpreisen. In einer Situation, in der die Verbraucher hohen Preisen ausgesetzt sind, die auch der Wirtschaft der Union schaden, sollen gemäß der am 06. Oktober 2022 in Kraft getretenen EU-Notfallverordnung (EU) 2022/1854¹⁷ die außergewöhnlichen Markterlöse von Erzeugern mit niedrigeren Grenzkosten vorübergehend begrenzt werden, indem auf diese Markterlöse aus dem Stromverkauf in der EU eine Obergrenze von 180 €/MWh für Markterlöse angewandt

13 Vgl. Staatsanzeiger Spanien, Königliches Dekret 10/2022, 13.05.2022, abrufbar unter <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-7843#:~:text=Ayuda-,Real%20Decreto%2Dley%2010%2F2022%2C%20de%2013%20de%20mayo,electricidad%20en%20el%20mercado%20mayorista> (zuletzt abgerufen am 26.05.2023) sowie C(2022) 3942 final vom 08.06.2022.

14 Vgl. Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), Mecanismo Ibérico, 14.05.2022, abrufbar unter <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/mecanismo-iberico/> (zuletzt abgerufen am 26.05.2023).

15 Vgl. Österreichische Energieagentur, Empirische Analyse der iberischen Strompreisobergrenze, 21.12.2022, abrufbar unter <https://www.energyagency.at/aktuelles/ak-paper-analysis-of-iberion-price-cap> (zuletzt abgerufen am 26.05.2023).

16 Vgl. Europäischer Rat, Proposal for a power market design in order to decouple electricity prices from soaring gas prices – Information from the Greek delegation, 22.07.2022, abrufbar unter: <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-11398-2022-INIT/en/pdf> (zuletzt abgerufen am 26.05.2023).

17 Vgl. Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates vom 6. Oktober 2022 über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise.

wird. Weiterhin wurde ein sog. Solidaritätsbeitrag für die Sektoren Gas, Öl und Kohle beschlossen, wonach Gewinne von Unternehmen aus diesen Sektoren zusätzlich besteuert werden.

Allerdings lässt die Verordnung den Mitgliedstaaten weitgehend freie Hand in der Ausgestaltung, was einen Flickenteppich an unterschiedlichen Maßnahmen verursacht hat. Die Umsetzungen durch die Mitgliedstaaten bestätigen die Befürchtung eines solchen europäischen Flickenteppichs. Einige Länder, darunter auch Deutschland,¹⁸ setzten die Erlösobergrenze im Sinne der Notfallverordnung um oder gehen sogar noch darüber hinaus, indem technologiespezifische Erlösobergrenzen teilweise deutlich unterhalb der 180 €/MWh angewandt werden. Andere Länder, z. B. Österreich,¹⁹ setzen die Erlösobergrenze weniger komplex und ähnlich einer Steuer um. Weitere Länder, darunter Estland und Lettland,²⁰ haben erklärt, die Erlösobergrenze zwar formell umzusetzen, indem die Zufallsgewinne ermittelt werden, diese aber zugunsten von zusätzlichen Investitionen in Erneuerbare nicht abgeschöpft werden.

Preisobergrenze auf dem Großhandelsmarkt für Erdgas

Den Abschluss der Markteingriffe im Jahr 2022 bildete der am 19. Dezember von den EU-Mitgliedstaaten vereinbarte Preisdeckel für den Großhandelsmarkt für Erdgas.²¹ Der sog. *Marktkorrekturmechanismus* ist befristet auf ein Jahr und greift nur unter bestimmten Bedingungen. So muss der Monatskontrakt für das Marktgebiet TTF drei Arbeitstage lang 180 €/MWh übersteigen und gleichzeitig drei Tage lang 35 €/MWh höher als ein globaler Referenzpreis für Flüssigerdgas (*Liquefied Natural*

Gas, LNG) sein. Sobald der Gaspreis unter dem Grenzwert liegt, wird der Korrekturmechanismus wieder deaktiviert. Allerdings gilt der Preisdeckel, sobald er aktiviert ist, mind. für 20 Arbeitstage. Zusätzlich handelt es sich um einen dynamischen Deckel, d. h., die Auslöseschwelle setzt sich zusammen aus dem LNG-Referenzpreis auf den Weltmärkten plus 35 €. Der gedeckelte Preis an den europäischen Großhandelsmärkten für Erdgas kann dabei auch über 180 €/MWh liegen, wenn der LNG-Preis entsprechend hoch ist und den Abstand von 35 € einhält. Tritt der Korrekturmechanismus in Kraft, so gilt er für alle Kontrakte mit Laufzeiten zwischen einem Monat und einem Jahr, die an regulierten Märkten gehandelt werden. Für bilaterale Geschäfte im außerbörslichen *Over the Counter (OTC)*-Handel gilt der Mechanismus nicht. Aufgrund großer Bedenken hinsichtlich der Risiken für die Versorgungssicherheit und die Stabilität der Finanzmärkte sind mehrere Vorbehalte eingebaut, um den Mechanismus wieder außer Kraft setzen zu können.

Strukturelle Reform des Strommarktdesigns

Die politischen Reaktionen beschränken sich indes nicht nur auf Krisenreaktionen. Die EU-Kommission hatte bereits im Laufe des Jahres 2022 angekündigt, neben den bereits ergriffenen Notfallmaßnahmen zusätzlich weitere Vorschläge für eine Reform des EU-Strommarktdesigns vorlegen zu wollen.²² Dazu hat die Kommission Anfang 2023 eine Stakeholder-Konsultation durchgeführt und kurze Zeit später am 14. März 2023 einen Vorschlag für ein Reformpaket veröffentlicht.²³ Das entsprechende EU-Gesetzgebungsverfahren zur Umsetzung der Reform soll, wenn möglich, noch bis Ende 2023, spätestens jedoch bis zur Wahl des neuen EU-Parlaments im Frühjahr 2024, abgeschlossen werden.

Ziele der Reform sind, den EU-Strommarkt so weiterzuentwickeln, dass ein beschleunigter EE-Ausbau, eine verringerte Abhängigkeit von Gas, ein besserer Schutz von Verbrauchern vor Preisschwankungen und Preisspitzen und eine bessere Wettbewerbsfähigkeit der EU-Industrie erreicht werden.

Grundsätzlich wird das Marktdesign als robust und in Verbindung mit dem integrierten Energiebinnenmarkt als vorteilhaft angesehen. Daher sollen zentrale Elemente

18 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Gas- und Strompreisbremse, 19.12.2022, abrufbar unter [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strom-gaspreis-bremse.html#:~:text=Der%20Strompreis%20f%C3%BCr%20private%20Verbraucher,80%20Prozent%20des%20prognostizierten%20Verbrauchs \(zuletzt abgerufen am 26.05.2023\).](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strom-gaspreis-bremse.html#:~:text=Der%20Strompreis%20f%C3%BCr%20private%20Verbraucher,80%20Prozent%20des%20prognostizierten%20Verbrauchs (zuletzt abgerufen am 26.05.2023).)

19 Vgl. Bundesgesetzblatt Österreich, Bundesgesetz über den Energiekrisenbeitrag-Strom, BGBl I Nr. 220/2022, 29.12.2022, abrufbar unter [https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20012141 \(zuletzt abgerufen am 26.05.2023\).](https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20012141 (zuletzt abgerufen am 26.05.2023).)

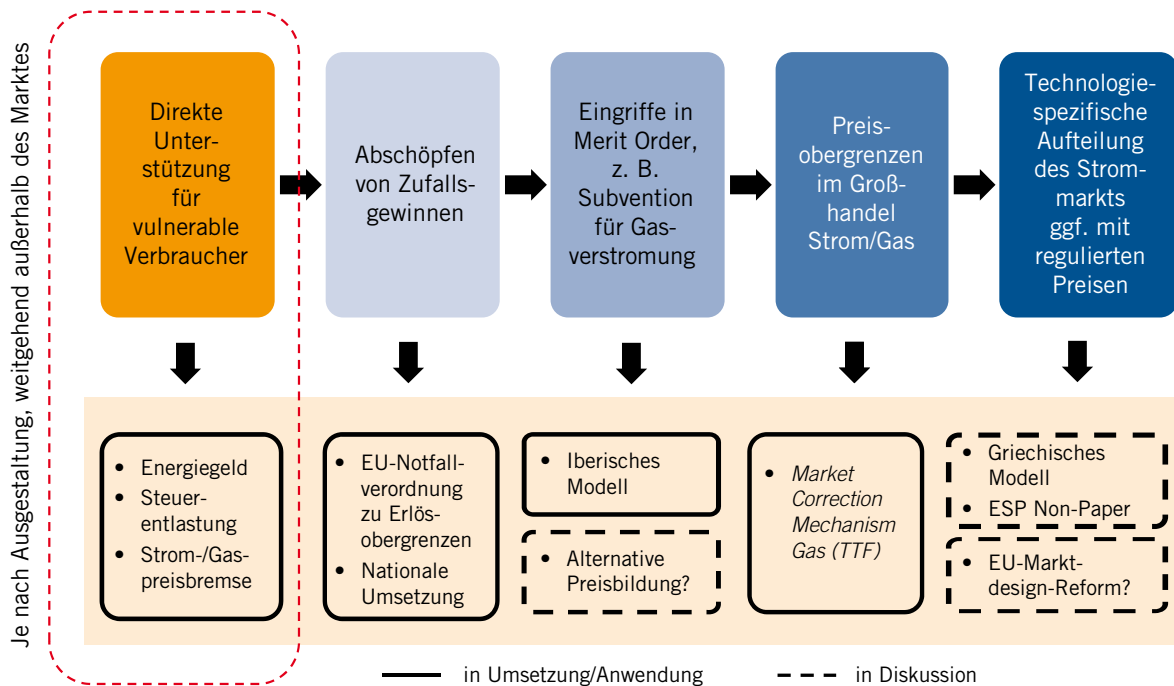
20 Vgl. Europäischer Rat, Proposal for a Council Regulation an emergency intervention to address high energy prices, 06.10.2022, abrufbar unter [https://www.consilium.europa.eu/media/59404/cm04715-xx22.pdf \(zuletzt abgerufen am 26.05.2023\).](https://www.consilium.europa.eu/media/59404/cm04715-xx22.pdf (zuletzt abgerufen am 26.05.2023).)

21 Vgl. Europäischer Rat, Ratsverordnung 2022/0393(NLE), Proposal for a Council Regulation Establishing a market correction mechanism to protect citizens and the economy against excessively high prices, 19.12.2022, abrufbar unter [https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-16241-2022-INIT/en/pdf \(zuletzt abgerufen am 26.05.2023\).](https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-16241-2022-INIT/en/pdf (zuletzt abgerufen am 26.05.2023).)

22 Vgl. Europäische Kommission, Hohe Energiepreise: Von der Leyen kündigt Reform des EU-Strommarktdesigns an, 30.08.2022, abrufbar unter [https://germany.representation.ec.europa.eu/news/hohe-energiepreise-von-der-leyen-kundigt-reform-des-eu-strommarktdesigns-2022-08-30_de \(zuletzt abgerufen am 26.05.2023\).](https://germany.representation.ec.europa.eu/news/hohe-energiepreise-von-der-leyen-kundigt-reform-des-eu-strommarktdesigns-2022-08-30_de (zuletzt abgerufen am 26.05.2023).)

23 Vgl. COM(2023) 148 final vom 14.03.2023.

Abbildung 3.18: Bandbreite und Eingriffstiefe von Markteingriffen



Quelle: European Energy Exchange AG (EEX), 2022

wie die grenzkostenbasierte Preisbildung (*Merit Order*-Prinzip²⁴) beibehalten werden. Auch andere tiefgreifendere Reformvorschläge, wie eine technologiespezifische Aufteilung des Strommarkts oder eine dauerhafte Erlösabschöpfung, sind nicht vorgesehen.

Stattdessen soll das Marktdesign punktuell weiterentwickelt und ergänzt werden, um den Strommarkt robuster und effizienter zu machen, um mit den Herausforderungen einer klimaneutralen Transformation umgehen zu können und um auf potenzielle zukünftige Krisen besser vorbereitet zu sein. Zunächst sollen die bestehenden Kurzfristmärkte (*Spotmärkte*) weiter optimiert werden, um größere EE-Mengen integrieren zu können, z. B., indem die Vorlaufzeit zwischen Handel und Lieferzeitpunkt weiter verkürzt wird. Große Bedeutung misst der Reformvorschlag dem Einsatz von Flexibilitätsoptionen, wie im Bereich der Nachfragesteuerung und der Speicher zu, um die Abhängigkeit des Strommarkts vom Einsatz von Gas zur Stromerzeugung zu reduzieren. Dazu werden neue, separate Instrumente wie ein sog. *Peak-Shaving-Produkt* zur Nachfragereduktion sowie ein Fördermechanismus für Speicher vorgeschlagen.

Ein weiterer Fokus der Reformen liegt auf der Stärkung von Langfristverträgen, mit denen sich einerseits Investitionen in Erneuerbare sowie Back-up-Kapazitäten anreizen, und andererseits stabile Preise mit Blick auf die Wettbewerbsfähigkeit der EU-Industrie erreichen lassen. Dazu schlägt die Kommission zum einen vor, marktbasierete Instrumente, wie Stromterminmärkte und bilaterale Langfristverträge (*Power Purchase Agreement, PPA*), zu stärken, indem z. B. Hürden abgebaut werden und Versorger zu mehr langfristiger Absicherung (*Hedging*) verpflichtet werden sollen. Zweitens sollen im Bereich der Förderung erneuerbarer Energien zukünftig nur noch sog. 2-seitige Differenzkontrakte (CfD) möglich sein, bei denen zwar für die Erzeuger ein Erlös staatlich garantiert wird, Mehrerlöse am Strommarkt aber abgeschöpft werden.

Einen besonderen Schwerpunkt legt der Reformvorschlag auf den Verbraucherschutz und die Teilhabemöglichkeit von Verbrauchern. So soll es EU-weit verpflichtend werden, Verbrauchern fixe Stromtarife anzubieten, gleichzeitig aber auch die Möglichkeit zu eröffnen, mehrere Verträge abschließen zu können, z. B. als Kombination aus fixen und variablen Tarifen. Weiterhin soll das, was in Deutschland schon Standard ist, zukünftig EU-weit gelten: Das Prinzip der Grund- und Ersatzversor-

²⁴ Vgl. *Energie für Deutschland 2023*, Art. 3.1.

Abbildung 3.19: Überblick zu den Reformvorschlägen für das EU-Strommarktdesign

Unveränderte Marktdesign-Elemente	Stabileres und effizienteres Marktdesign	Preise und Wettbewerbsfähigkeit	Verbraucherschutz und -teilhabe
<ul style="list-style-type: none"> • Beibehaltung der grenzkostenbasierten Preisbildung (Merit Order) • Keine Aufteilung des Strommarkts in nicht-fossil und fossil • Keine Überführung der krisenbedingten temporären Erlösabschöpfung 	<ul style="list-style-type: none"> • Optimierung der Spotmärkte, u. a. Handel näher an <i>Realtime</i> • Einführung sog. <i>Peak-Shaving-Produkte</i> zur Reduzierung der Nachfrage • Einführung von Flexibilitätsprodukten bzw. Förderrahmen für Flexibilität und Speicher 	<ul style="list-style-type: none"> • Stärkung von Langfristverträgen (PPA) und Terminmärkten • Vorgaben für Versorger zur langfristigen Absicherung (Hedging) • Erneuerbaren-Förderung über 2-seitige Differenzkontrakte (CfD) 	<ul style="list-style-type: none"> • Erweiterung von Vertragsrechten (Recht auf Fixvertrag, Recht auf mehrere Verträge, z. B. fix und variabel) • Einführung von Grundversorgern in allen EU-Mitgliedstaaten • Recht auf <i>Energy-Sharing</i> für Prosumer • Überführung und Institutionalisierung von Krisenmaßnahmen – weiterhin Möglichkeit für regulierte Preise
Verbesserung bei Monitoring und Aufsicht über Energiemärkte: Überarbeitung der REMIT-Verordnung			

Quelle: European Energy Exchange AG (EEX), 2023.

gung. Mit Blick auf die Teilhabe von Verbrauchern sollen die Beteiligungsmöglichkeiten an Erneuerbaren-Projekten verbessert und das sog. *Energy-Sharing* ermöglicht werden, indem z. B. Verbraucher zu sog. *Prosumern* werden und ihre Nachbarn mit Strom aus der eigenen Erneuerbaren-Anlage mitversorgen können. Außerdem schlägt die Kommission vor, einen Teil der Krisenmaßnahmen zum Schutz der Verbraucher vor sehr hohen Preisen zu überführen und zu institutionalisieren. Konkret soll es den Mitgliedstaaten auch zukünftig erlaubt sein, bei Vorliegen bestimmter Kriterien, die eine Krisensituation rechtfertigen, Verbraucherpreise zu regulieren und zu subventionieren.

Neben den Reformvorschlägen für das Marktdesign enthält der Kommissionsvorschlag auch eine Überarbeitung der Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT). Es ist vorgesehen, dass ACER und die nationalen Regulierungsbehörden verbesserte Möglichkeiten für die Aufsicht des Energiemarkts erhalten, u. a., indem die Datenqualität erhöht und die Befugnisse der Behörden erweitert werden sollen.

Fazit

Als Reaktion auf die Energiekrise und die zweitweise sehr hohen Energiepreise in Europa reagierten die politischen Verantwortlichen mit unterschiedlichen Marktinterventionen. Diese Notfallmaßnahmen dienten einerseits der Verbesserung der Versorgungssituation und andererseits dem Schutz der Verbraucher vor den Auswirkungen hoher Energiepreise. Unter dem Eindruck der Energiekrise entwickelte sich nach und nach eine Debatte über strukturelle Reformen des Strommarktdesigns. Als vorläufiges Ergebnis hat die EU-Kommission einen entsprechenden Vorschlag für eine Strommarktreform vorgelegt. Ziel ist, das Marktdesign mit Blick auf die Herausforderungen einer klimaneutralen Transformation sowie potenzieller zukünftiger Krisensituationen robuster und effizienter zu machen. Die Vorschläge der EU-Kommission halten dabei an den wesentlichen Elementen des Marktdesigns, wie bspw. der grenzkostenbasierten Preisbildung (Merit Order), fest und konzentrieren sich stattdessen auf punktuelle Verbesserungen und Ergänzungen.

Energie in Deutschland

- 4.1 Zahlen & Fakten
- 4.2 Die kommunale Wärmeleitplanung
- 4.3 Erdgaspotenziale in Deutschland
- 4.4 100 Jahre Weltenergieerat – Deutschland



4.1 Zahlen & Fakten

- **Der Energieverbrauch in Deutschland hat sich 2022 um 5,4 % im Vergleich zum Vorjahr auf 401,6 Mio. t SKE verringert. Haupttreiber dieser Entwicklung waren der Anstieg der Energiepreise, die Invasion Russlands in die Ukraine und die witterungsbedingt gesunkene Heizenergie-Nachfrage.**
- **Die Einfuhren von Erdöl, Erdgas und Steinkohlen aus Russland haben sich 2022 stark vermindert.**
- **Erneuerbare Energien trugen 2022 mit 46,2 % zur Deckung des Brutto-Stromverbrauchs im Inland bei.**
- **Die Treibhausgas-Emissionen waren 2022 um 40,4 % niedriger als im Jahr 1990.**

Eckdaten des deutschen Energiemarktes

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland belief sich im Jahr 2022 auf 11.769 Petajoule.¹ Das entspricht 401,6 Mio. t Steinkohleeinheiten (SKE) bzw. 278 Mio. t Öleinheiten. Der gegenüber 2021 verzeichnete Rückgang um 5,4 % ist Ergebnis teils gegenläufig wirkender Faktoren. Die Zunahme der Wohnbevölkerung um 1,0 Mio. im Vergleich zum Vorjahr hat sich verbrauchssteigernd ausgewirkt. Vom Verlauf des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt +1,9 %) gingen nur geringe Impulse aus. Gedämpft wurde der Energieverbrauch durch die stark gestiegenen Energiepreise und durch die milde Witterung. 2022 hat der Primärenergieverbrauch den niedrigsten Stand seit der Wiedervereinigung erreicht. Der für 2022 ermittelte Verbrauchswert lag um 107,0 Mio. t SKE (entsprechend 21 %) unter dem Vergleichswert des Jahres 1990 von 508,6 Mio. t SKE. Pro Einheit preisbereinigtes Bruttoinlandsprodukt (BIP) hat sich der Primärenergieverbrauch 2022 gegenüber dem Vergleichswert des Jahres 1990 halbiert. Die fortgesetzte Verbesserung der Energieeffizienz, der Strukturwandel zulasten der energieintensiven

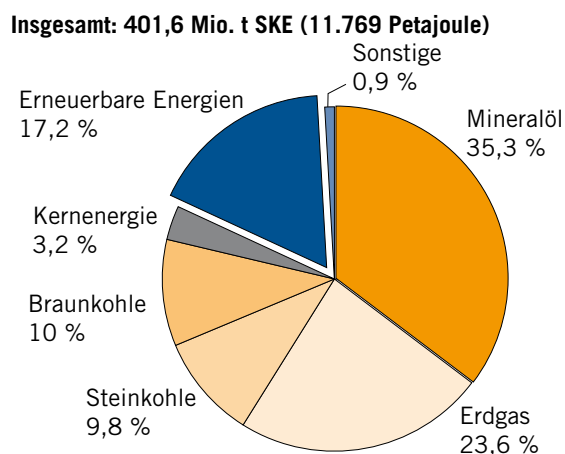
Industrie sowie Veränderungen im Energiemix erklären nach den Berechnungen und Erhebungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. die Entkoppelung von Wirtschaftsleistung und Energieverbrauch während der letzten Jahrzehnte. Der 2022 realisierte Primärenergieverbrauch entspricht 104 kg SKE pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt. Im weltweiten Durchschnitt war der Energieverbrauch 2022 – gemessen an der Wirtschaftsleistung – doppelt so hoch wie in Deutschland. Der deutsche Primärenergieverbrauch pro Einwohner lag 2022 bei 4,80 t SKE. Die Treibhausgas-Emissionen sind 2022 um knapp 2 % auf 746 Mio. t CO₂-Äquivalente gesunken. Damit wurde der Vergleichswert des Jahres 1990 um 40,4 % unterschritten.

Energieimporte

Deutschlands eigene Energiereserven sind gering. Deshalb ist das Land in besonders hohem Ausmaß auf Importe angewiesen. Der Anteil der Importe an der Deckung des Primärenergiebedarfs betrug 2022 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.

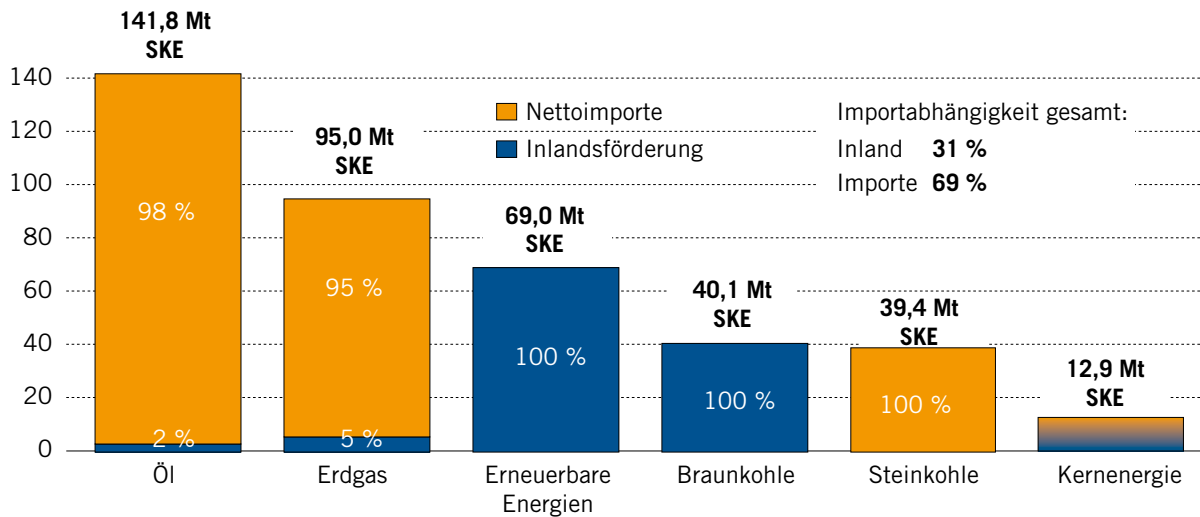
¹ Mögliche Abweichungen in den statistischen Angaben zwischen den einzelnen Artikeln der *Energie für Deutschland* ergeben sich durch unterschiedliche Quellen bzw. Abgrenzungen der Daten.

Abbildung 4.1: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2022



Anteile in %		
	1990	2022
Fossile Energien	87,5	79,6
Kernenergie	11,2	3,2
Erneuerbare	1,3	17,2

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Stand: 04/2023

Abbildung 4.2: Energie-Importabhängigkeit Deutschlands im Jahr 2022 in Mio. t

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Stand: 04/2023 (Prozentzahlen als Anteile der Inlandsförderung am jeweiligen Primärenergieverbrauch errechnet); einschließlich Sonstiger Energien, wie o. a. Außenhandels saldo Strom, von 3,4 Mio. t SKE ergibt sich der gesamte Primärenergieverbrauch von 401,6 Mio. t SKE.

Die Deckung des Energieverbrauchs erfolgte 2022 zu 31 % durch heimische Energien. Von der gesamten Primärenergie-Gewinnung in Deutschland in Höhe von 124,4 Mio. t SKE entfielen 2022 rund 69,2 Mio. t SKE auf Erneuerbare. Es folgt Braunkohle mit 40,7 Mio. t SKE. Die inländische Gewinnung an Erdgas belief sich 2022 auf 5,2 Mio. t SKE, an Mineralöl auf 2,5 Mio. t SKE sowie an sonstigen Energien, wie zum Beispiel den nicht-biogenen Anteil im Hausmüll, auf 6,8 Mio. t SKE.

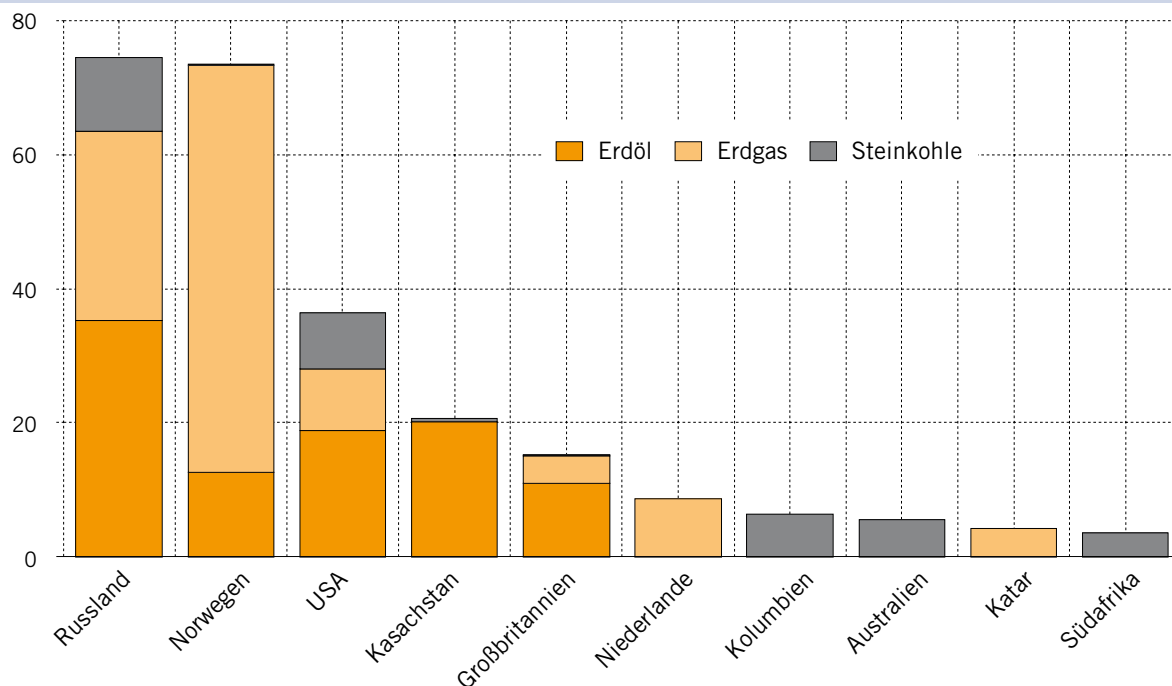
Importierte Energien deckten 69 % des Energieverbrauchs. Die Importe an Rohöl und Mineralölprodukten sind hinsichtlich der Menge unter allen Energieträgern am höchsten – gefolgt von Erdgas und Steinkohle. Die bedeutendsten Energie-Rohstofflieferanten der Bundesrepublik Deutschland waren 2022 Russland, Norwegen und die USA. Die Einfuhrmengen an Rohöl, Steinkohle und an Erdgas aus Russland dürften sich zwar im Vergleich zu 2021 fast halbiert haben. Trotzdem stand Russland auch 2022 bei Rohöl und Steinkohle noch an erster Stelle im Ranking der größten Lieferländer für Deutschland. Bei Erdgas hat Norwegen 2022 Russland als stärkstes Lieferland abgelöst. Neben Erdgas hat Deutschland auch Rohöl aus Norwegen bezogen. Die USA standen in der Rangliste der Lieferländer für Deutschland bei Steinkohlen auf dem zweiten und bei Rohöl auf dem dritten Platz. Zudem wurde verflüssigtes Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) aus den USA über Importterminals in nordwesteuropäischen Nachbarländern bezogen. Weitere für Deutschland wich-

tige Ursprungsländer waren Kasachstan und das Vereinigte Königreich Großbritannien und Nordirland für Erdöl, Niederlande und Katar für Erdgas sowie Kolumbien, Australien und Südafrika für Steinkohlen.

Russland stand auch 2022 bei Rohöl und Steinkohle noch an erster Stelle der für Deutschland wichtigsten Energie-Rohstofflieferanten. Bei Erdgas wurde Russland durch Norwegen von Platz eins verdrängt.

Der Wert der Energieeinfuhren nach Deutschland hat von 105,8 Mrd. € im Jahr 2021 um 88,3 Mrd. € (entsprechend 83,5 %) auf 194,1 Mrd. € zugenommen. Damit entsprechen die Einfuhren an Energierohstoffen und -erzeugnissen 13,0 % des Werts der gesamten Einfuhren von Waren in die Bundesrepublik Deutschland (2021: 8,8 %), der sich 2022 auf 1.494 Mrd. € (2021: 1.204 Mrd. €) belief. Die außenwirtschaftliche Energie-Nettorechnung (Einfuhren minus Ausfuhren) betrug im vergangenen Jahr 135,8 Mrd. €. Das waren 66,8 Mrd. € (entsprechend 97 %) mehr als 2021. Dieser Anstieg erklärt sich vor allem durch die Entwicklung bei Erdgas und

Abbildung 4.3: Energie-Rohstofflieferanten Deutschlands 2022 – Top Ten, Angaben in Mio. t SKE



Quelle: Prof. Dr. Schiffer, Hans-Wilhelm; Datenquellen: Rohöl und Steinkohle: Basis Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.; Erdgas: Bruegel, April 2023

Öl. Die Netto-Öleinfuhren machten mit 65,1 Mrd. € rund 48 % der deutschen Energierechnung aus. Die zweitwichtigste Position hielten die Nettoeinfuhren an Erdgas mit 63,3 Mrd. €. Der Einfuhrwert von Kohlen hat sich binnen Jahresfrist auf 12,6 Mrd. € fast verdreifacht. Für Strom überstieg der Wert der Ausfuhren den Wert der Einfuhren um 5,2 Mrd. €.

Strom

2022 betrug die gesamte Brutto-Stromerzeugung 577,3 Terawattstunden (TWh). Unter Abzug des Eigenverbrauchs der Kraftwerke von 30,7 TWh ermittelt sich für 2022 eine Netto-Stromerzeugung von 546,5 TWh. Die Struktur der Brutto-Stromerzeugung nach Einsatzenergien zeigte 2022 folgendes Bild:

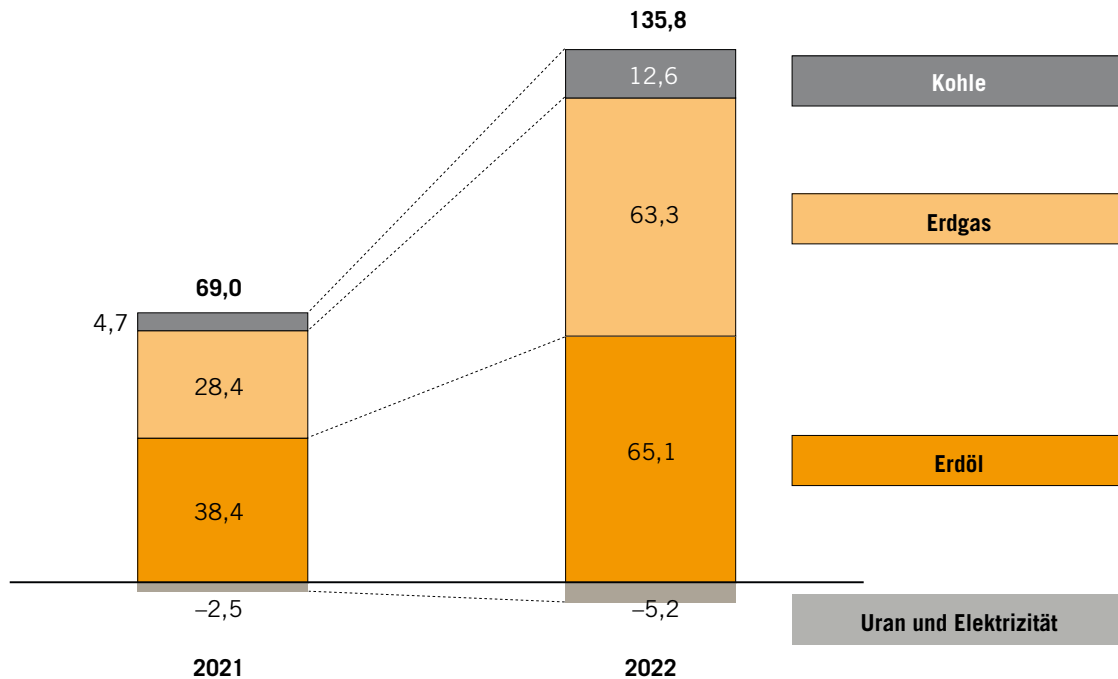
- Erneuerbare 44,0 %,
- Braunkohle 20,1 %,

Tabelle 4.1: Energie-Importrechnung der Bundesrepublik Deutschland

Energieträger	Einfuhr		Ausfuhr		Saldo	
	2021	2022	2021	2022	2021	2022
	Mrd. €					
Erdöl	54,7	93,2	16,3	28,1	38,4	65,1
Erdgas	40,5	73,7	12,1	10,3	28,4	63,3
Kohle	5,3	13,7	0,6	1,0	4,7	12,6
Uran	0,5	1,0	0,8	1,1	-0,2	-0,1
Elektrizität	4,8	12,5	7,1	17,6	-2,3	-5,2
Insgesamt	105,8	194,1	36,8	58,3	69,0	135,8

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

Abbildung 4.4: Außenwirtschaftliche Energierechnung Deutschland 2021 und 2022, Nettoeinfuhren (Einfuhren minus Ausfuhren) in Milliarden €



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

Tabelle 4.2: Netto-Nennleistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland

Energieträger ¹⁾	Ende 2021 Megawatt (MW)	Ende 2022 ¹⁾ Megawatt (MW)
Braunkohle	19.740	18.502 ³⁾
Kernenergie	8.113	4.055
Steinkohle	18.488	18.461 ³⁾
Erdgas	30.160	31.187 ³⁾
Mineralölprodukte	4.684	4.679 ³⁾
Erneuerbare Energien	138.932	148.748
davon:		
Windkraft onshore	55.958	58.077
Windkraft offshore	7.787	8.129
Lauf- und Speicherwasser	5.614	5.621
Photovoltaik	60.108	67.399
Biomasse	9.411	9.463
Geothermie	54	59
Übrige konventionelle Energien	6.340	6.270
Insgesamt³⁾	226.457	231.902

1) Gesamtheit der Kraftwerke und Stromerzeugungsanlagen in Deutschland einschließlich der Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes, die vorwiegend der Eigenversorgung dienen.

2) Vorläufig, teilweise geschätzt

3) Davon in Reserven, befristete Strommarktrückkehr oder Stilllegung zum 31.12.2022: Braunkohle: 1.886 MW befristete Strommarktrückkehr aus Braunkohlen-Sicherheitsbereitschaft; 176 Stilllegung zum 31.12.2022 noch nicht enthalten; installierte Leistung ab 01.01.2023 18.326 MW; Steinkohle: 6.436 MW in Netzreserve oder befristete Strommarktrückkehr; Erdgas: 1.382 MW in Netzreserve, 1.263 MW in Kapazitätsreserve, 1.571 MW vorläufig stillgelegt; Mineralöl: 1.612 MW in Netzreserve, 196 MW vorläufig stillgelegt

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

Quelle: Vgl. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, VGB PowerTech e.V., BNetzA, Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand 05/2023.

- Erdgas 13,8 %,
- Steinkohle 11,2 %,
- Kernenergie 6,0 %,
- Mineralöl 0,8 %,
- Sonstige Energien 4,1 %.

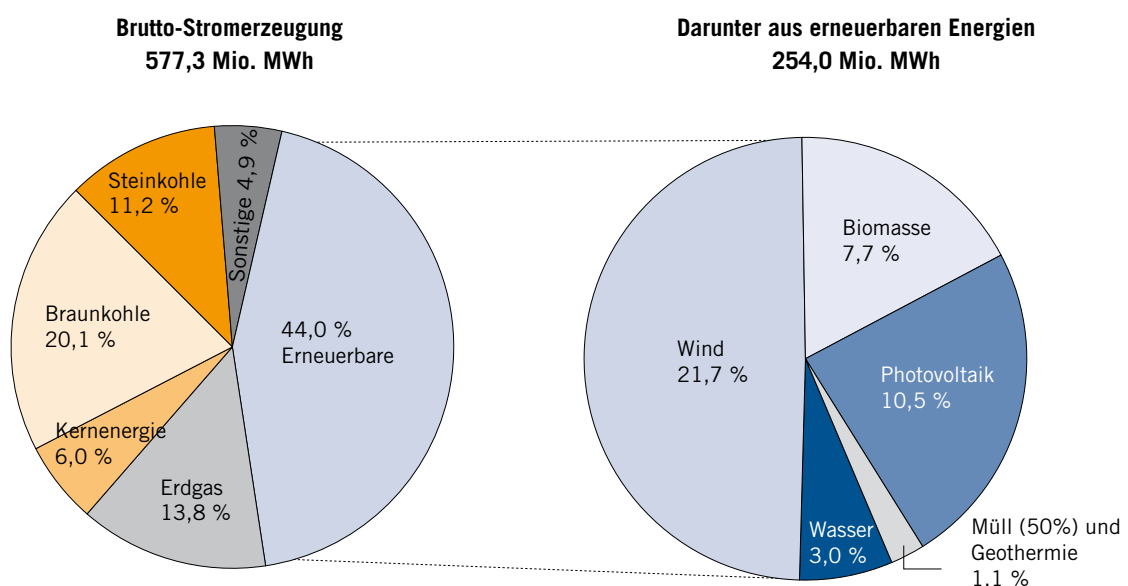
Die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen belief sich Ende 2022 auf 231,9 Gigawatt (GW) netto. Mit 148,7 GW entfielen 64 % auf erneuerbare Energien (EE). Die Kraftwerksleistung auf Basis konventioneller Energien verteilte sich mit 31,2 GW auf Erdgas, mit 18,5 GW auf Steinkohle, mit 18,5 GW auf Braunkohle, mit 4,1 GW auf Kernenergie und mit 4,7 GW auf Öl. Des Weiteren trugen Müllkraftwerke sowie Anlagen unter anderem 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 so groß wie die Jahreshöchstlast.

Die Erzeugung an deutschen Standorten wurde ergänzt durch Einfuhren von Elektrizität, die 2022 rund 49,6 TWh betragen. Die Ausfuhren an Strom beliefen sich 2022 auf 77,7 TWh. Im Vergleich zum Vorjahr verminderten sich die Stromeinfuhren um 4,2 %. Die Stromausfuhren nahmen um 10,5 % zu. Der Saldo aus Exporten und Importen belief sich 2022 auf 28,1 TWh gegenüber 18,6 TWh im Jahr 2021.

Der Energiemix in der Stromerzeugung wurde 2022 stark durch die Witterung und Preiseffekte sowie die Ende 2021 erfolgte Stilllegung der Kernkraftwerksblöcke Grohnde, Brokdorf und Gundremmingen C beeinflusst. Die Witterung sorgte für eine sehr starke Windstromerzeugung vor allem in den beiden ersten Monaten des Jahres. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik (PV) konnte um knapp ein Fünftel gegenüber dem Vorjahr zulegen, auch bedingt durch den deutlichen Zubau an Anlagen. Der starke Anstieg der Erdgaspreise hat zu einer verminderten Inanspruchnahme von Gaskraftwerken geführt. Die Stromerzeugung aus Steinkohle und aus Braunkohle erhöhte sich aufgrund der kritischen Versorgungssituation mit Erdgas. Demgegenüber halbierte sich die Stromerzeugung aus Kernenergie.

Der Brutto-Inlandsstromverbrauch erreichte 2022 rund 549,2 TWh nach 568,5 TWh im Jahr 2021. Der Nettoverbrauch an Strom von 483,4 TWh (ohne Netzverluste, Pumparbeit und Kraftwerkseigenverbrauch) verteilte sich 2022 mit 39,0 % auf die Industrie, mit 28,8 % auf private Haushalte, mit 27,6 % auf Handel, Gewerbe und Dienstleistungen, mit 2,5 % auf den Verkehr und mit 2,1 % auf den Energieverbrauch im Umwandlungssektor (wie z. B. in Raffinerien). Im Vergleich zum Vorjahr hat sich der Netto-Stromverbrauch um 4,2 % verringert. Ausschlaggebend für die Reduktion des Stromver-

Abbildung 4.5: Energiemix in der Stromerzeugung 2022



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Stand: 04/2023

brauchs der Industrie waren Produktionsrückgänge als Folge der gestiegenen Energiepreise.

Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien waren im Jahr 2022 mit 254,0 TWh (2021: 233,9 TWh) bzw. 44,0 % an der Brutto-Stromerzeugung in Deutschland beteiligt (2021: 39,8 %). Die Aufteilung nach Technologien stellt sich wie folgt dar:

- Windenergie 125,3 TWh (2021: 114,7 TWh)
- Photovoltaik (PV) 60,8 TWh (2021: 49,3 TWh)
- Biomasse 44,6 TWh (2021: 44,3 TWh)
- Wasserkraft 17,5 TWh (2021: 19,7 TWh)
- Müll (nur erneuerbarer Anteil gerechnet – 50 %) 5,6 TWh (2021: 5,8 TWh)
- Geothermie 0,2 TWh (2021: 0,2 TWh).

Insgesamt nahm die Stromerzeugung aus Erneuerbaren 2022 um 8,3 % gegenüber 2021 zu.

Nach Angaben der Deutsche WindGuard GmbH (DWG) wurden im Jahresverlauf 2022 in Deutschland 551 Windenergieanlagen (WEA) an Land mit einer Leistung von insgesamt 2.403 MW zugebaut. Von den insgesamt erfassten 551 WEA handelt es sich bei 103 Anlagen mit einer Leistung von 423 MW um *Repowering*². Im Jahr 2022 wurde die Stilllegung von 246 WEA mit einer Gesamtleistung von 266 MW erfasst. Damit ergibt sich für 2022 ein Netto-Zubau von 305 WEA mit 2.137 MW. Zum 31. Dezember 2022 stieg der kumulierte Anlagenbestand auf 28.443 WEA mit zusammen 58.106 MW.

Zum 31. Dezember 2022 waren in Deutschland 1.539 Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) mit einer Leistung von insgesamt 8.136 MW in Betrieb. Davon haben 38 Anlagen mit einer Leistung von zusammen 342 MW im Jahr 2022 erstmals in das Stromnetz eingespeist. Von den insgesamt 1.539 OWEA mit Netzeinspeisung entfielen zu dem genannten Zeitpunkt 1.307 Anlagen mit 7.040 MW auf die Nordsee und 232 Anlagen mit 1.096 MW auf die Ostsee.

Die installierte PV-Leistung (netto) hat sich von 58.728 MW zum Jahresende 2021 auf 65.800 MW zum Jahresende 2022 erhöht. Damit erreichte der PV-Zubau den höchsten Wert seit 2012, als knapp 8.200 MW PV-Leistung installiert worden war. Der deutliche Zubau an Anla-

gen hat sich positiv auf die PV-Stromerzeugung ausgewirkt.

An fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse (einschließlich Deponie- und Klärgas sowie Klärschlamm) wurden im Jahr 2022 etwa 44,6 TWh Strom gewonnen; dies entspricht einem leichten Zuwachs von 0,7 %. Zusätzlich der anteiligen Erzeugung in Müllkraftwerken (aus biogenen Abfällen) wurden 2022 in Deutschland insgesamt 50,2 TWh Strom aus biogenen Energieträgern produziert.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft ist aufgrund ungünstigerer Wasserverhältnisse um 11,2 % niedriger ausgefallen als 2021.

Ende 2022 entfielen auf Windanlagen 45 % der insgesamt in Deutschland auf Basis erneuerbarer Energien installierten Stromerzeugungskapazität.

Die Leistung aller auf EE-Basis installierten Anlagen vergrößerte sich bis zum Jahresende 2022 gemäß Angaben des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft auf 146.964 MW (Ende 2021: 137.682 MW). Damit waren Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien zu 64 % an der in Deutschland insgesamt installierten Erzeugungskapazität beteiligt. Davon entfielen jeweils 29 % auf Wind- und Solaranlagen.

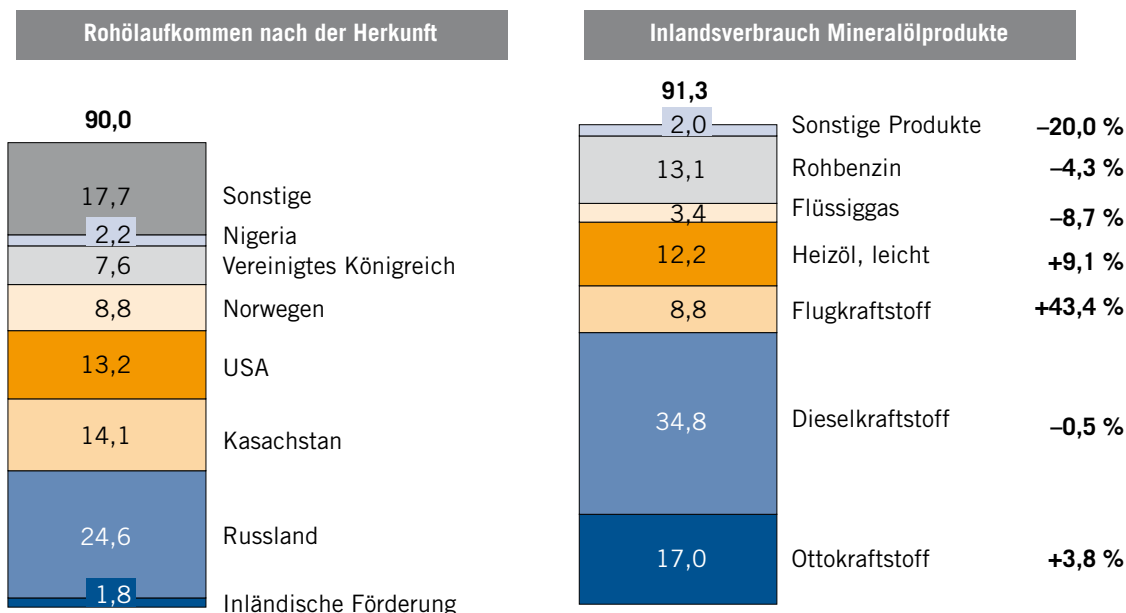
Der Endenergieverbrauch an erneuerbaren Energien betrug im Jahr 2022 rund 770 Petajoule (PJ). Dieser verteilte sich nach Verbrauchssektoren wie folgt: 112 PJ entfielen auf die Industrie, 123 PJ auf den Verkehr sowie 534 PJ auf Haushalte sowie den GHD-Sektor (Gewerbe/Handel/Dienstleistungen). Im Vergleich zum Vorjahr hat der Endenergieverbrauch an erneuerbaren Energien 2022 um 0,9 % zugenommen.

Mineralöl

Die Basis für die Versorgung mit Mineralöl sind die Rohöleinfuhren, da rechnerisch nur knapp 2 % des Bedarfs aus inländischer Förderung gedeckt werden können. Sie beliefen sich 2022 (2021) auf 88,2 (81,4) Mio. t. Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 35,7 (36,8) Mio. t zur Bedarfsdeckung bei. Die inländi-

² Unter Repowering werden in dieser Statistik WEA bezeichnet, für deren Errichtung eine Altanlage im selben oder angrenzenden Landkreis abgebaut wurde.

Abbildung 4.6: Herkunft des Rohöls und Inlandsverbrauch Mineralölprodukte 2022 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: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Stand: 04/2023

sche Rohölförderung verminderte sich um 4,5 % auf 1,8 Mio. t im Jahr 2022.

2022 wurde Deutschland aus insgesamt 30 Staaten mit Rohöl versorgt. Die Bezugsregionen für Lieferungen von Rohöl nach Deutschland haben sich 2022 im Vergleich zu den Vorjahren deutlich verschoben. Wesentliche Ursache für diese strukturellen Veränderungen sind die Beschlüsse der Europäischen Union (EU) zur Verhängung eines Embargos gegen russisches Öl, als unmittelbare Folge des Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine seit Mitte Februar 2022. Die erste Stufe der EU-Sanktionen hatte einen Stopp der Rohöleinfuhren auf dem Seeweg vorgesehen, der ab dem 5. Dezember 2022 in Kraft getreten war.

Trotz des Rückgangs der Lieferungen war Russland auch 2022 noch der für Deutschland größte Rohöllieferant. Auf den Plätzen zwei und drei folgten nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen Kasachstan und die USA, die ihre Marktanteile gegenüber dem Vorjahr deutlich erhöhten. Den vierten Platz der bedeutendsten Ursprungsländer nahm 2022 Norwegen ein, gefolgt vom Vereinigten Königreich.

Auf die fünf wichtigsten Rohöllieferanten Deutschlands (Russland, Kasachstan, USA, Norwegen und das Vereinigte Königreich) entfielen 2022 gut drei Viertel der Importmengen.

Der Inlandsverbrauch an Mineralölprodukten betrug 2022 rund 91,3 Mio. t (2021: 88,6 Mio. t). Das entsprach einem Zuwachs von 3,0 %. Hauptprodukte sind die vor allem im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe (Ottomotorkraftstoff: 17,0 Mio. t; Dieselmotorkraftstoff: 34,8 Mio. t), das leichte Heizöl mit Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt (12,2 Mio. t), Flugkraftstoff (8,8 Mio. t), Rohbenzin (13,1 Mio. t) und Flüssiggas (*Liquefied Petroleum Gas, LPG*) (3,4 Mio. t).

Der Absatz an Ottomotorkraftstoff ist mit 17,0 Mio. t um 3,8 % gestiegen. Die Nachfrage nach Dieselmotorkraftstoff hat sich leicht abgeschwächt, und zwar um 0,5 % im Vergleich zum Vorjahr. Der Absatz von leichtem Heizöl hat 2022 im Vergleich zu 2021 um 9,1 % zugenommen. Nach Einschätzung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen ist

es 2022 trotz der starken Erhöhung des Heizölpreises zu einem Aufbau der Tankbestände gekommen. Der tatsächliche Verbrauch dürfte entsprechend niedriger ausgefallen sein als die 2022 statistisch erfasste Ansatzmenge an Heizöl. Der Absatz von Flugkraftstoff hat sich nach den pandemie-bedingten massiven Einbußen in den Jahren 2020 und 2021 um 43,4 % erhöht. Der Absatz an Rohbenzin ist 2022 im Vergleich zum Vorjahr um 4,3 % auf 13,1 Mio. t gesunken.

Die Aufteilung des gesamten Inlandsabsatzes nach Verbrauchsbereichen stellte sich 2022 wie folgt dar: Zwei Drittel entfielen auf den Verkehrssektor. Das verbleibende Drittel verteilte sich auf die Industrie sowie den Sektor Haushalte/Gewerbe/Dienstleistungen. Der Einsatz von Öl in Kraftwerken war gering.

Erdgas

Der Primärenergieverbrauch an Erdgas betrug 2022 (2021) rund 773,0 (917,4) TWh. Der Erdgasabsatz belief sich unter Berücksichtigung von Eigenverbrauch und statistischen Differenzen 2022 (2021) auf 768,9 (901,8) TWh. Das entsprach einem Rückgang im Vorjahresvergleich von 14,7 %. In allen Verbrauchssektoren, außer dem Verkehrssektor, wurden 2022 Rückgänge verzeichnet.

Die Nachfrage der Industrie verringerte sich im Jahr 2022 um 17,1 % auf 274,2 TWh. Ursachen waren der

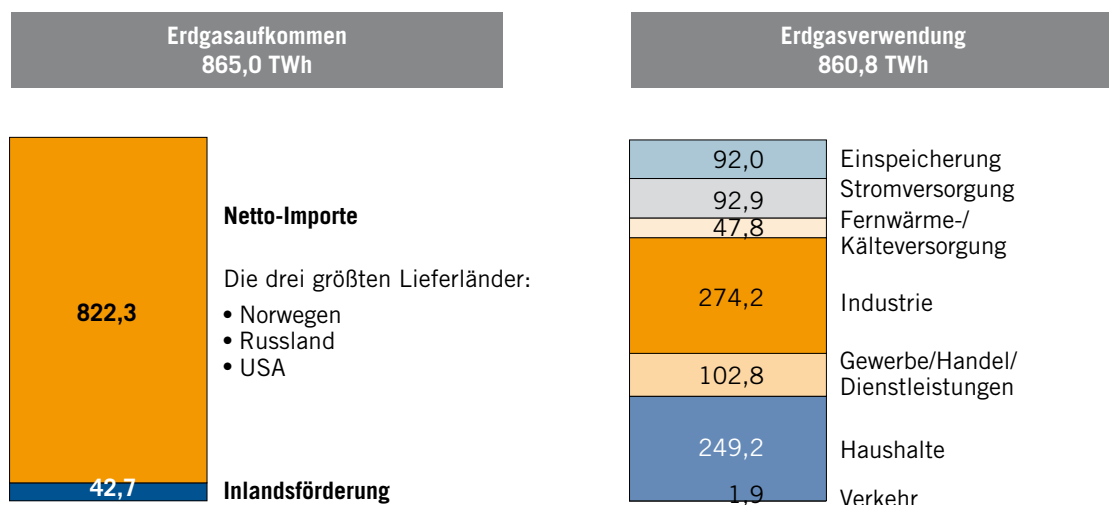
preisinduzierte Ersatz von Erdgas durch andere Energien, wie Kohle oder Mineralölprodukte, Einsparmaßnahmen sowie Produktionseinschränkungen als Folge der extrem gestiegenen Erdgaspreise. Hinzu kamen Probleme bei der Lieferung von Vorleistungsgütern, wie elektrischen Bauelementen.

Der Erdgasverbrauch des Sektors Gewerbe/Handel/Dienstleistungen ist 2022 um 7,4 % im Vergleich zum Vorjahr auf 102,8 TWh gesunken. Im Unterschied zur Industrie wird Erdgas in diesem Sektor überwiegend zur Deckung des Raumwärmebedarfs eingesetzt. Der Rückgang erklärt sich durch Witterungseffekte, aber auch durch Einsparungen infolge der hohen Preise.

Die Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen zeigen für die privaten Haushalte einen Rückgang des Erdgasverbrauchs um 13,5 % auf 249,2 TWh. Auch hier waren die wesentlichen Auslöser der temperaturbedingt verringerte Heizenergiebedarf sowie Einsparungen aufgrund der hohen Preise.

Der Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung ging vor allem wegen der hohen Preise zurück. 2022 verringerte sich der Absatz um 16,7 % auf 92,9 TWh. Die 2022 höheren Temperaturen sorgten zudem für einen geringeren Bedarf an Fernwärme. Der Absatz zur Fernwärme-/Kälteversorgung fiel 2022 mit 47,8 TWh um 17,3 % niedriger aus als 2021.

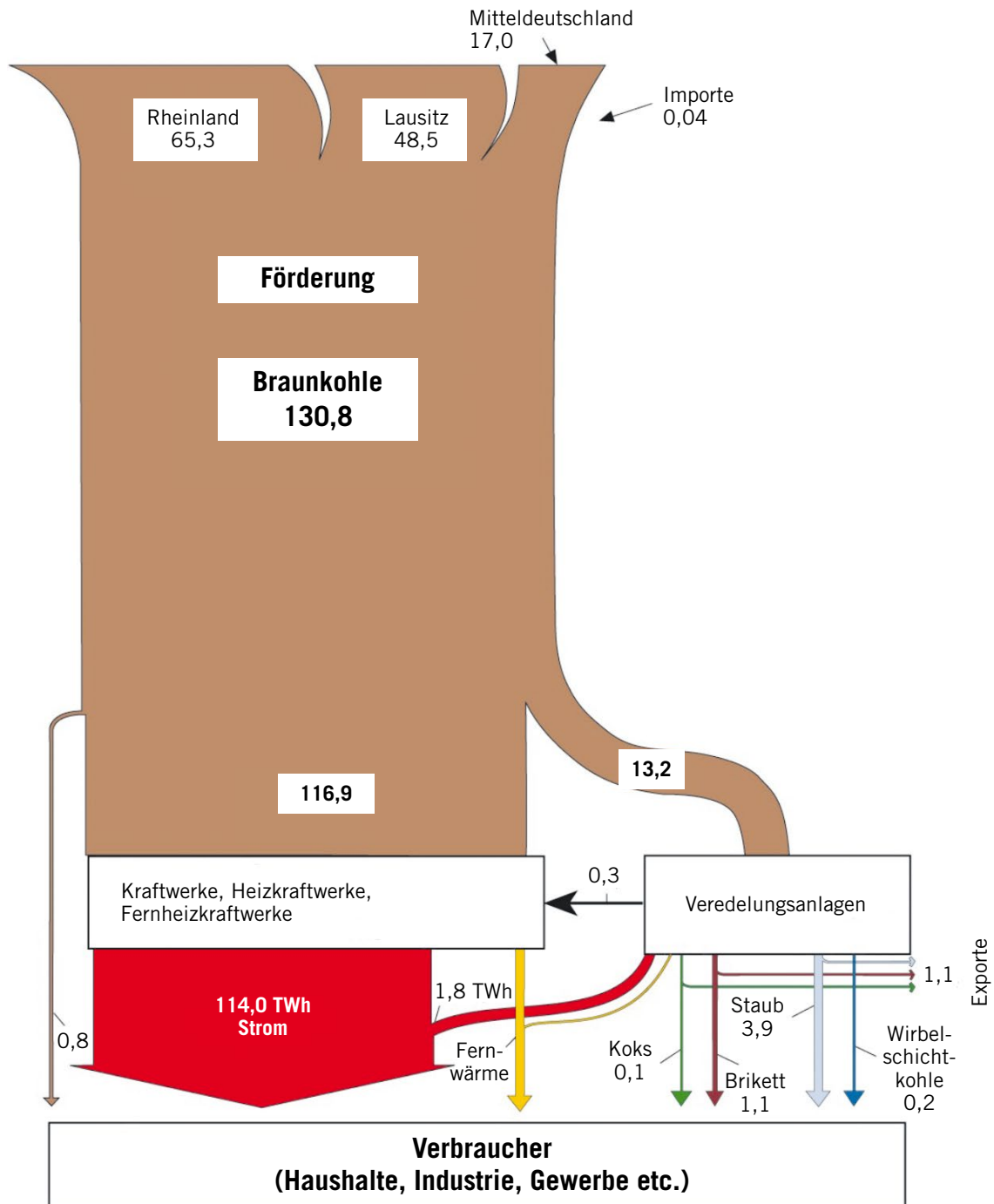
Abbildung 4.7: Erdgasaufkommen und -absatz in Deutschland 2022



Das Erdgasaufkommen unterscheidet sich von der Erdgasverwendung durch Eigenverbrauch und statistische Differenzen

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, April 2023

Abbildung 4.8: Braunkohlenförderung und deren Verbrauch in Deutschland 2022



Alle Daten, soweit nicht anders angegeben, in Mio. t (Bestandsveränderung nicht dargestellt)

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft; Stand 03/2023

Im Verkehrssektor stieg der Absatz um 4,3 % auf 1,9 TWh. Allerdings ist der Verkehr mit lediglich 0,2 % am Gesamtabsatz von Erdgas beteiligt.

Deutschland verfügt nur über geringe Erdgasvorkommen. 95 % des Erdgasbedarfs werden durch Importe gedeckt. Norwegen hat im Jahr 2022 Russland als Herkunftsland Nr. 1 für Einfuhren von Erdgas abgelöst. Der Anteil von Russland hat sich – gegenüber 52 % im Vorjahr – im Jahr 2022 halbiert. Daneben wurde Deutschland aus niederländischen Vorkommen sowie mit LNG aus verschiedenen Staaten, wie vor allem USA und auch Katar, über die in Nordwesteuropa bestehenden Importterminals versorgt. Die USA rangierten 2022 an dritter Stelle in der Rangliste der für Deutschland wichtigsten Erdgaslieferanten.

➤ 95 % des Erdgasbedarfs werden durch Importe gedeckt. Wichtigster Lieferant war 2022 Norwegen.

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 Mitteldruck- und
- 132.300 km auf Niederdruckleitungen.

Hinzu kommen 170.200 km Hausanschlussleitungen.

Zur Infrastruktur gehört auch eine Vielzahl von Untertagespeichern. Die deutschen Untertage-Gasspeicher können nach Angaben des BDEW 250 TWh Erdgas aufnehmen. Das entspricht einem Drittel der in Deutschland im Jahr 2022 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 waren 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 wurde, erst im Mai eingesetzt. Ende Oktober war ein im Vergleich zu Vorjahren deutlich geringerer Füllstand von 70 % verzeichnet worden. Ende 2021 hatte der Füllstand nur noch gut 50 % betragen. Das war weit weniger als sonst zu diesem Zeit-

punkt üblich. Nach einem Rückgang des Speicherstandes auf etwa 25 % im März 2022 konnte in der Folge, trotz des Ausbleibens der Erdgaslieferungen aus Russland, bis Herbst 2022 eine Auffüllung der Speicher auf praktisch 100 % erreicht werden – allerdings verbunden mit extrem hohen Kosten für die Beschaffung.

Braunkohle

In Deutschland wurden 2022 rund 130,8 Mio. t Braunkohle – entsprechend 40,7 Mio. t SKE – gefördert, und zwar ausschließlich im Tagebau. Die Fördermenge des Jahres 2022 war um 3,6 % höher als im Vorjahr (126,3 Mio. t). Verglichen mit dem Durchschnitt der letzten fünf Jahre zeigt sich jedoch ein rückläufiger Trend.

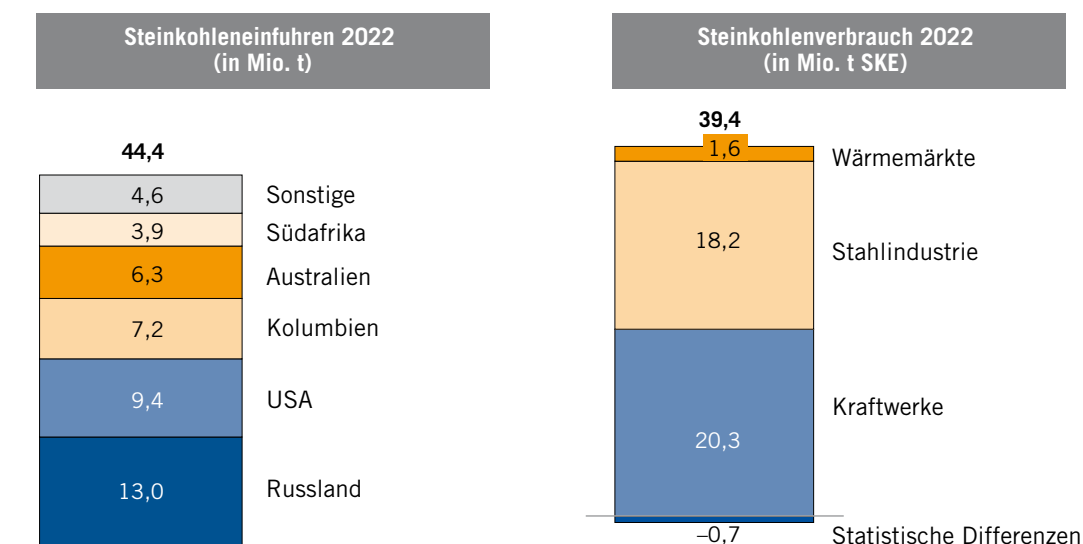
Die deutsche Braunkohlenförderung konzentrierte sich 2022 auf drei Regionen: Das Rheinische Revier im Westen von Köln, das Lausitzer Revier im Nordosten von Dresden und das Mitteldeutsche Revier in der Umgebung von Leipzig. 2022 entfielen von der Gesamtförderung 50 % auf das Rheinland, 37 % auf die Lausitz und 13 % auf Mitteldeutschland.

Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung. 2022 wurden 116,9 Mio. t Braunkohle an Kraftwerke der allgemeinen Versorgung geliefert. Das entsprach 89,4 % der gesamten Inlandsgewinnung. Der 2022 verzeichnete Anstieg des Einsatzes von Braunkohle zur Stromerzeugung ist vor allem auf die veränderte Wettbewerbssituation als Folge einer Vervielfachung der Erdgaspreise zurückzuführen.

➤ Die inländische Braunkohlengewinnung erhöhte sich 2022 um 3,6 %, unterschritt aber dennoch die Vergleichsmenge des Jahres 2019.

Nach den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung repräsentieren die Veredelungsbetriebe den wichtigsten Abnahmebereich der Rohbraunkohle. 2022 wurden 13,2 Mio. t zur Veredelung von Braunkohle in feste Produkte und in Kraftwerken des Braunkohlenbergbaus eingesetzt (2021: 13,9 Mio. t). Neben Strom und Wärme wurden dort 5,275 Mio. t marktgängige Produkte, wie Braunkohlenstaub (3,9 Mio. t), Brikett (1,1 Mio. t), Wirbelschichtkohle (0,2 Mio. t) – einem Braunkohleveredelungsprodukt, das in Wirbelschichtkesseln eingesetzt wird – und Koks (0,1 Mio. t), hergestellt. An sonstige Abnehmer wurden 0,8 Mio. t Braunkohle abgesetzt, ins-

Abbildung 4.9: Steinkohlenverbrauch in Deutschland 2022



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Stand: 04/2023

besondere zur Stromerzeugung in Industriekraftwerken außerhalb des Braunkohlenbergbaus.

Steinkohle

Im Jahr 2022 betrug der Primärenergieverbrauch an Steinkohle 39,4 Mio. t SKE. Er überschritt damit das Vorjahresniveau von 37,9 Mio. t SKE um 4,2 %. 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 2022 um rund 8 % im Vergleich zum Vorjahr auf 44,4 Mio. t gestiegen. Pauschal umgerechnet in Steinkohleneinheiten entspricht dieser Wert nach Ermittlungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen einer Einfuhr in Höhe von gut 38 Mio. t SKE. Davon entfielen 67,0 % auf Kraftwerkskohle, 25,9 % auf Kokskohle, 1,9 % auf Anthrazit und Briketts sowie 5,2 % auf Steinkohlenkoks.

Das von der EU gegen Russland verhängte Steinkohle-Embargo führte zu starken Einbußen von Importen aus Russland. Nach diesem Embargo war der EU-Import von russischer Steinkohle zunächst noch gestattet, wenn die zugrunde liegenden Kohlenlieferungsverträge vor dem 9. April 2022 geschlossen worden waren. Seit dem 11. August 2022 gilt ein striktes Einfuhrverbot von russischer Kohle. Insgesamt gelangten 2022 noch 13 Mio. t

Kohle aus russischer Förderung nach Deutschland. Dies entsprach einem Anteil von 29 % an den gesamten deutschen Steinkohle-Importen. Russland blieb damit auch im Jahr 2022 die bedeutendste Provenienz für deutsche Steinkohle-Einfuhren, allerdings mit einem deutlich reduzierten Anteil. Im Vergleich zum Vorjahr verringerten sich die Steinkohlenimporte aus Russland um 36,6 %. Die USA waren 2022 das zweitwichtigste Lieferland für Steinkohlen nach Deutschland, gefolgt von Kolumbien, Australien und Südafrika.

90 % der Steinkohleinfuhren nach Deutschland stammten 2022 aus nur fünf Staaten: Russland, USA, Kolumbien, Australien und Südafrika.

Nach Verbrauchssektoren stellte sich die Entwicklung wie folgt dar:

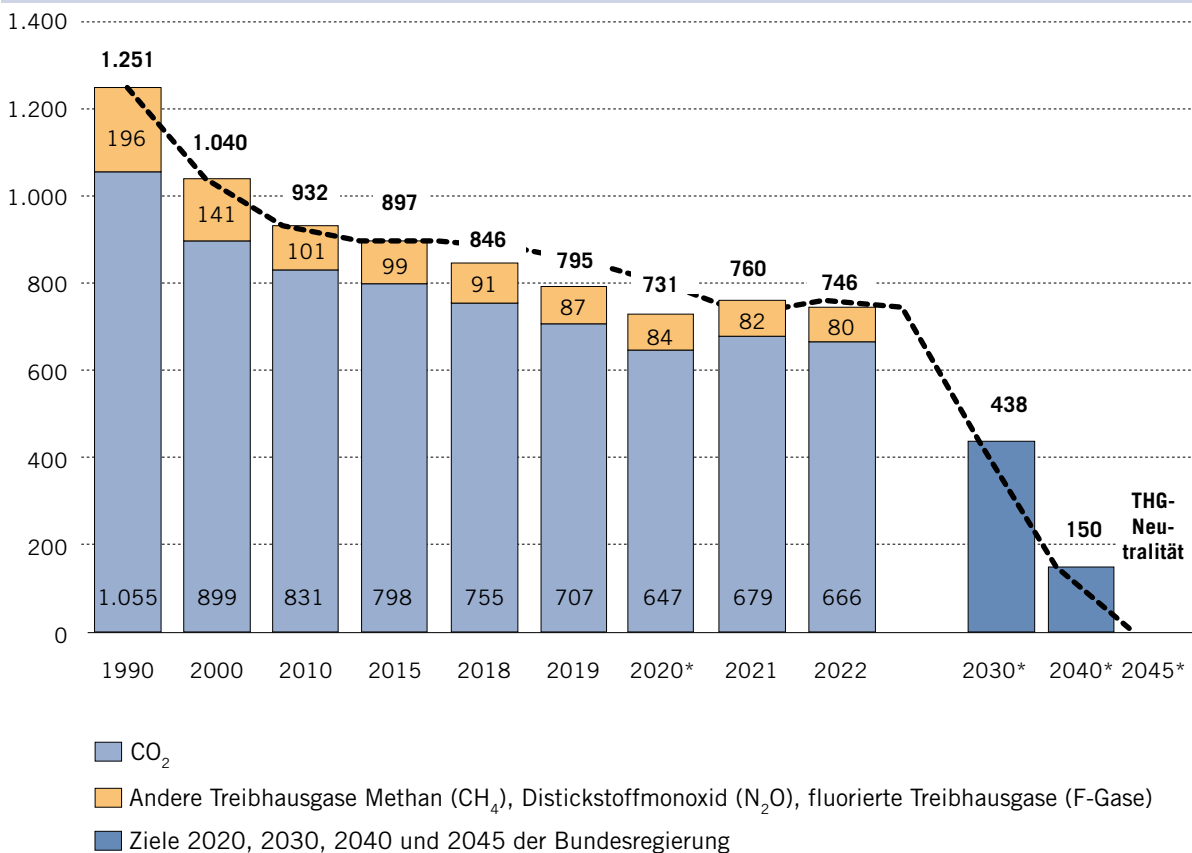
- Der Steinkohleneinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung erhöhte sich 2022 um 16,2 % im Vergleich zum Vorjahr auf 20,3 Mio. t SKE. Der Einsatz in der Kraftwirtschaft war mit einem Anteil von 51,5 % am Primärenergieverbrauch von Steinkohle beteiligt.

- Der Verbrauch der inländischen Stahlindustrie nahm 2022 um 2,2 % auf 18,2 Mio. t SKE ab. Dies ist im Wesentlichen auf den Rückgang der Erzeugung von Roheisen als Vorprodukt von Rohstahl zurückzuführen. Damit erreicht der Anteil der Stahlindustrie am Primärenergieverbrauch von Steinkohle 46,2 %.
- Der Verbrauch im Wärmemarkt (Gießereien, Fernheizkraftwerke, Kleingewerbe und private Haushalte) verringerte sich 2022 um 10,5 % auf 1,6 Mio. t SKE.

Kernenergie

Der Primärenergieverbrauch an Kernenergie halbierte sich 2022 im Vergleich zu 2021. Damit deckte die Kernenergie 2022 nur noch 3,2 % des Primärenergieverbrauchs. Die Kernkraftwerke in Deutschland erzeugten im Jahr 2022 noch 34,7 TWh Strom gegenüber 69,1 Mrd. kWh im Jahr 2021. Grund für den Rückgang ist die zum Jahresende 2021 erfolgte Stilllegung der Blöcke Grohnde, Brokdorf und Gundremmingen C mit einer Leistung von zusammen 4.058 MW. Damit war die installierte Leistung der Kernenergie von 8.113 MW auf 4.055 MW zum Jahresende 2022 zurückgegangen. Die verbliebenen drei Blöcke sind zum 15. April 2023 außer Betrieb genommen worden.

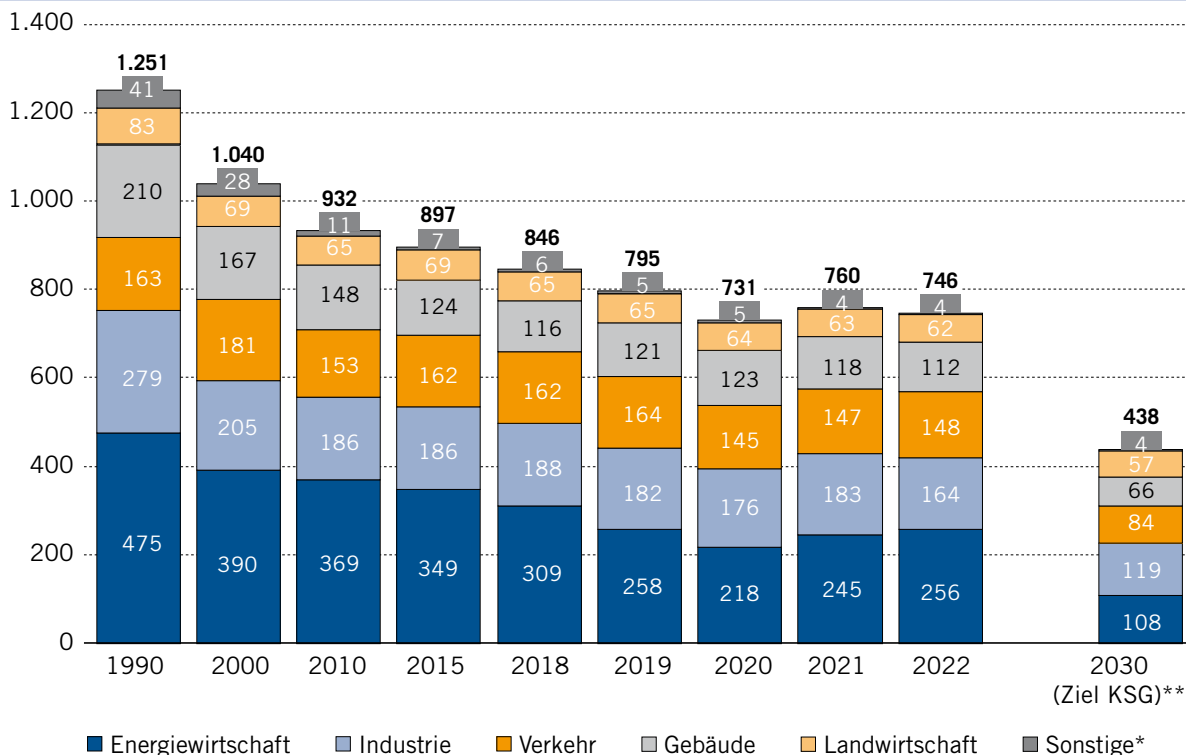
Abbildung 4.10: Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2022 und Ziele bis 2045
(in Mio. t CO₂-Äq)



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

Quellen: Umweltbundesamt, Nationales Treibhausgasinventar 1990–2021, EU-Submission, Januar 2023 sowie Umweltbundesamt, Pressemitteilung vom 15. März 2023

Abbildung 4.11: Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2022 nach Sektoren und Zielvorgabe für 2030 gemäß des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) in Mio. t CO₂-Äquivalenten
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-Äquivalent.
 Quellen: Umweltbundesamt, Pressemitteilung vom 15.03.2023 (Zahlen für 1990 bis 2022) sowie Klimaschutzgesetz 2021 (am 31. August 2021 in Kraft getreten)

CO₂-Emissionen

Die Treibhausgas-Emissionen in Deutschland haben 2022 – einschließlich Industrieprozesse und Landwirtschaft – 746 Mio. t CO₂ Äquivalente betragen. Das entspricht im Vergleich zu 2021 einem Rückgang um 1,9 %. Wichtigste Ursachen waren die Verringerungen der Verbräuche in der Industrie und im Gebäudesektor. Im Zeitraum 1990 bis 2022 sanken die gesamten Treibhausgas-Emissionen um 40,4 %. Von den gesamten Treibhausgas-Emissionen entfielen 2022 mit 666 Mio. t rund 89 % auf CO₂.

Nach Sektoren haben sich die Treibhausgas-Emissionen 2022 unterschiedlich entwickelt. Im Energiesektor war ein Anstieg um 10,7 Mio. t im Vergleich zum Vorjahr zu ver-

zeichnen. Grund ist, dass ein vermehrter Einsatz von Stein- und Braunkohle zur Stromerzeugung notwendig war. Ein starker Rückgang erfolgte in der Industrie. Auch im Gebäudesektor verminderten sich die Emissionen als Folge des verringerten Heizenergiebedarfs leicht. Im Verkehrssektor und in der Landwirtschaft blieb das Treibhausgas-Emissionsniveau 2022 dagegen praktisch konstant.

Fazit und Ausblick

2022 stellte für den deutschen Energiemarkt ein herausforderndes Jahr dar. Die Energiepreise stiegen, u. a. infolge des Russland-Ukraine-Kriegs, auf ein nie dagewesenes Niveau. Der Aspekt der Energieversorgungssicherheit, der in den letzten Jahren vernachlässigt worden war, rückte verstärkt in den Fokus der Energiedebatte. Dieser

Entwicklung wurde durch eine stärkere Diversifizierung der Energielieferanten, den Bau von LNG-Terminals sowie beschleunigte Genehmigungsverfahren im Energiebereich Rechnung getragen.

Perspektivisch strebt Deutschland bis 2045 Treibhausgas-Neutralität an. Als Zwischenschritt soll bis 2030 eine Minderung der Treibhausgas-Emissionen um 65 % im Vergleich zu 1990 erreicht werden. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Deckung des inländischen Brutto-Stromverbrauchs soll bis 2030 auf 80 % gesteigert werden. Dazu bedarf es einer massiven Beschleunigung und Verstärkung des Ausbaus insbesondere von Wind- und Solaranlagen. In Sektoren, die sich durch den Einsatz von Elektrizität nur schwer dekarbonisieren lassen, wird erneuerbarem Wasserstoff eine Schlüsselrolle beigemessen. In Deutschland soll nach den Vorstellungen der Bundesregierung bis 2030 eine Elektrolysekapazität von mindestens 10 GW aufgebaut werden. Ein Umsteuern im Bereich Gebäudewärme wird als weiteres zentrales Element für das Erreichen der klimapolitischen Ziele und zur Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern angesehen.

Der Koalitionsausschuss der *Ampel*-Koalition hat am 28. März 2023 ein Modernisierungspaket für Klimaschutz und Planungsbeschleunigung beschlossen. Darin sind die wesentlichen Vorhaben aufgelistet, die sich auf die verschiedenen Sektoren erstrecken. Zu den wichtigsten Bausteinen gehören:

Die Einhaltung der nationalen Klimaschutzziele soll zukünftig anhand einer sektorübergreifenden und mehrjährigen Gesamtrechnung überprüft werden. Zukünftig werden alle Sektoren aggregiert betrachtet. Wenn die Projektionsdaten in zwei aufeinanderfolgenden Jahren zeigen, dass mit den aggregierten Jahresemissionen bis zum Jahr 2030 das Gesamtminderungsziel nicht erreicht wird, beabsichtigt die Bundesregierung, Maßnahmen zu beschließen, die sicherstellen, dass das Minderungsziel bis 2030 dennoch erreicht wird. Dazu haben alle für die Sektoren verantwortlichen Bundesministerien, insbesondere jene, in deren Zuständigkeitsbereich die Sektoren liegen, die die Zielverfehlung verursacht haben, mit Minderungsmaßnahmen beizutragen.

Die nationalen Maßnahmen zur Emissionsminderung werden durch die Reformpläne der EU unterstützt, den europäischen Emissionshandel auszuweiten. Ab voraussichtlich 2027 soll der europäische Emissionshandel II gelten, der eine CO₂-Bepreisung auch für die Sektoren Wärme und Verkehr in der gesamten EU vorsieht. Die Bundesregierung wird einen Vorschlag für den Übergang vom bereits bestehenden nationalen Brennstoffemis-

sionshandelsgesetz zum europäischen Emissionshandelssystem sowie für die Architektur der europäischen und nationalen Klimapolitik ab 2030 erarbeiten.

Die Vorhaben zur Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung richten sich vor allem auf den verstärkten EE-Ausbau. Dazu soll unter anderem der Handlungsspielraum für Kommunen erweitert werden, Flächen für Windenergie auszuweisen. Flächen entlang von Autobahnen und Schienen sollen zum Ausbau erneuerbarer Energien genutzt werden. Ferner beabsichtigt die Koalition, eine Novelle des Bundes-Immissionsschutzgesetzes auf den Weg zu bringen, um Industrie- und Windenergieanlagen an Land sowie Elektrolyseure für Wasserstoff verfahrensrechtlich zu beschleunigen.

Ein ganzes Bündel von Maßnahmen wird zur Emissionsminderung im Verkehrssektor vorgesehen. Dazu gehört unter anderem ein CO₂-Zuschlag von 200 €/t CO₂ auf die Lkw-Maut, der ab 1. Januar 2024 erhoben werden soll. Die dadurch aufgebrachtten finanziellen Mittel sollen überwiegend für Investitionen in die Schiene genutzt werden. Der Schienengüterverkehr soll bis 2030 einen Marktanteil von 25 % erreichen. Es wird das Ziel bekräftigt, dass bis 2030 in Deutschland 15 Mio. vollelektrische Fahrzeuge zugelassen sind. Ferner soll die Ladeinfrastruktur verstärkt ausgebaut werden. Die Bundesregierung hat sich, so der Wortlaut im Beschlussdokument, mit Erfolg auf europäischer Ebene dafür eingesetzt, dass Fahrzeuge, die ausschließlich mit E-Fuels betankt werden können, auch nach 2035 in der EU zugelassen werden können.

Neben dem beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien soll die Energieeffizienz zur Verminderung der Treibhausgas-Emissionen und zur Reduzierung der Abhängigkeit von fossilen Energieimporten weiter verbessert werden. Es wird beabsichtigt, die Beschlüsse der Europäischen Energieeffizienz-Richtlinie (EED) zeitnah in nationales Recht zu überführen. Mit der Vorzeichnung eines langfristigen Zielpfades soll Planungs- und Investitionssicherheit gewährleistet werden.

Im Koalitionsausschuss am 24. März 2022 ist ferner beschlossen worden, gesetzlich festzuschreiben, dass ab dem 1. Januar 2024 möglichst jede neu eingebaute Heizung zu 65 % mit erneuerbaren Energien betrieben werden soll. Der hierzu vorgelegte Gesetzentwurf soll noch vor der parlamentarischen Sommerpause 2023 im Bundestag verabschiedet werden. Mit der gesetzlichen Regelung wird ein technologieoffener Ansatz verfolgt und es wird darauf geachtet, dass ausreichend Übergangszeiträume und Härtefallregelungen zur Verfügung stehen.

4.2 Die kommunale Wärmeleitplanung

- **Die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung ist ein Schlüsselement für das Erreichen unserer Klimaziele.**
- **Die kommunale Wärmeleitplanung wird zu einem zentralen Baustein der strategischen Planung für die zukünftige Wärmeversorgung auf kommunaler Ebene.**
- **Eine ambitionierte und durch digitale Tools flankierte kommunale Wärmeplanung eröffnet die Chance, die Wärmeversorgung erfolgreich zu dekarbonisieren und die Infrastruktur integriert weiterzuentwickeln.**

Wärme- und Kälteanwendungen machen über 50 % des Energieverbrauchs in Deutschland aus. Während Deutschland bei der Dekarbonisierung des Stromsektors bedeutende Erfolge vorweisen kann, zeigt sich im Wärmesektor ein anderes Bild, was auch der höheren Komplexität des Wärmemarkts geschuldet ist.

Zum einen ist Wärme kein homogenes Handelsgut (*Commodity*). Wärme variiert, je nach Nutzung, erheblich hinsichtlich des Temperaturniveaus, dem Lastgang und Transportmedium. Als Nutzenergie kann Wärme nicht in den energiewirtschaftlich gängigen Sparten für sich gedacht werden, sondern muss über alle Sektoren hinweg – im Sinne der Sektorenkopplung – verstanden werden. Wärme kann zum Verbraucher z. B. über ein Stromnetz zur Versorgung einer Wärmepumpe gelangen. Sie kann

auch als heißes Wasser oder Dampf über ein Wärmenetz transportiert werden oder als Wasserstoff in einem Gasnetz den Weg zum Verbraucher finden.

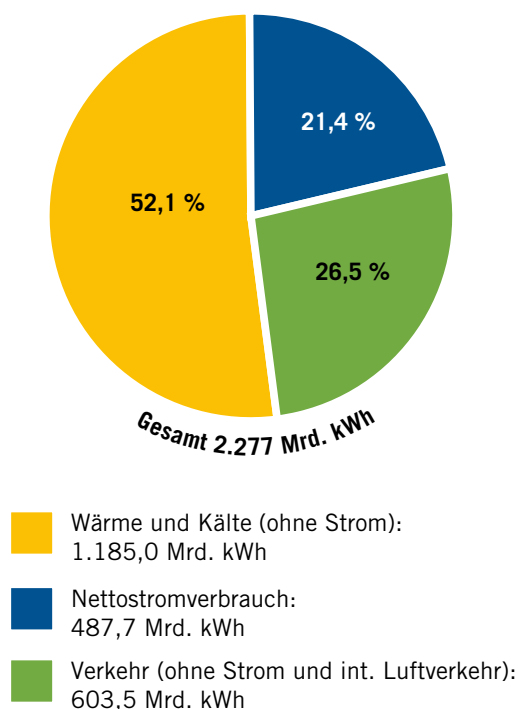
➤ **Wärme ist keine homogene Commodity. Sie muss als Nutzenergie im Sinne der Sektorenkopplung über alle Sektoren hinweg verstanden werden.**

Darüber hinaus ist die Wärmeversorgung sehr heterogen organisiert, sodass es z. B. keine zentralen Stakeholder analog zu den Stromnetzbetreibern und -versorgern gibt, die die Energiewende koordinieren. Für die Wärmeversorgung sind neben den Fernwärmeversorgern überwiegend die Wärmenutzer, also Unternehmen und Gebäudeeigentümer, selbst verantwortlich – die Wärmeversorgung ist also größtenteils dezentral organisiert.

Zum anderen ist die Wärmewende nicht nur ein Erzeugungsthema, sondern ebenfalls ein Effizienzthema. Denn einer der wichtigsten Hebel im Rahmen der Wärmewende war und ist die Anhebung der Energieeffizienzstandards. Obwohl diese Standards dazu geführt haben, dass neue Gebäude mittlerweile sehr effizient sind und nur einen geringen Wärmebedarf aufweisen, liegt die Herausforderung vor allem in der energetischen Sanierung des Gebäudebestands.

Das Alter des Gebäudebestands spiegelt sich auch im Energiemix des Wärmesektors wider, wo fossile Energieträger, vor allem Erdgas und Heizöl, dominieren. Mit diesen Energieträgern lassen sich die in älteren Gebäuden benötigten Heiz-Vorlauftemperaturen meist einfacher und wirtschaftlicher erreichen als mit neuen, ökologisch besseren Optionen, wie dem Heizen mit einer elektrischen Wärmepumpe. Für die Umstellung dieser älteren öl- oder gasbeheizten Gebäude auf eine effiziente Versorgung durch Wärmepumpen ist eine weitreichende energetische Gebäudesanierung in vielen Fällen Voraussetzung. Vor allem für einen Großteil der Wohngebäude (ca. 67 % des Bestands), der vor 1978 und somit noch vor der Einführung der ersten Wärmeschutzverordnung für

Abbildung 4.12: Endenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2020



Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien (AEE), 2021

Gebäude (1977) errichtet wurde, dürfte dies zutreffen.¹ Die Sanierung des Gebäudebestands in Deutschland indes ist sehr kapitalintensiv und liegt in der Verantwortung der Gebäudeeigentümer. Eine Erhöhung der Sanierungsrate von aktuell knapp 1 % p. a. auf mind. 2–2,5 %, um die Dekarbonisierungsziele bis 2045 zu erreichen, wird durch aktuelle Bedingungen wie bspw. den Fachkräftemangel und steigende Zinsen erschwert.

Rechtlicher Rahmen, Verpflichtungen, Bausteine und Förderung

Die Politik in Deutschland hat die Herausforderungen im Wärmebereich erkannt und eine Reihe von Gesetzesinitiativen auf den Weg gebracht, welche der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung neuen Schwung geben sollen. Hierzu zählt vor allem die Ankündigung einer bundesweit verpflichtenden Durchführung von kommunalen Wärmeplänen. Diese kommunale Wärmeleitplanung (oder Wärmeplanung) setzt an den grundlegenden Herausforderungen der Wärmewende an: Die kommunale Planung soll den Aus- und Umbau einer dezentralen Wärmewende koordinieren, um die Dekarbonisierungsziele zu erreichen und den Aufbau ineffizienter und möglicherweise redundanter Infrastrukturen zu vermeiden.

Die Kommune ist hier grundsätzlich in einer guten Ausgangsposition. Sie kann als Verwalter und Eigentümer zahlreicher Liegenschaften, als Energieverbraucher, aber auch als Eigentümer und Konzessionär von Energieversorgungsunternehmen und deren Infrastrukturen erheblichen Einfluss auf die Wärmeversorgung ausüben. Darüber hinaus können Kommunen im Rahmen der Bauleitplanung und des Städtebaus die Entstehung und Weiterentwicklung der Wärmeinfrastruktur steuern.² Als Akteure vor Ort sind Kommunen gut vernetzt, kennen oftmals die Bedarfe des ansässigen Gewerbes und der Industrie besser als auswärtige Akteure und haben einen guten Überblick über Potenziale und Synergien für neue Infrastrukturen.

Die kommunale Wärmeleitplanung ist allerdings nicht als Detailplanung von Maßnahmen, wie Neu- und Ausbau von Infrastruktur, zu verstehen. Sie ist vielmehr ein strategisches Planungsinstrument auf Ebene der Kommunen,

das die strukturellen Leitplanken einer zukünftigen, sicheren und klimaneutralen Stadt- und Wärmeplanung absteckt.³ Die kommunale Wärmeleitplanung ist somit der Landes- und Regionalplanung der Länder sowie z. B. der Flächennutzungsplanung nachgelagert, jedoch den konkreten Plänen und Konzepten von Infrastrukturbetreibern und den Bebauungsplänen der Gemeinden vorgelagert. Die kommunale Wärmeleitplanung soll technologieoffen einen Pfad skizzieren, wie Gebäude, Quartiere, Straßenzüge und Stadtteile sich zukünftig klimaneutral mit Wärme versorgen können – von der Wärmepumpe über moderne Wärmenetze bis hin zum Einsatz klimaneutraler Gase wie Biomethan oder erneuerbaren Wasserstoffs.

Obwohl die gesetzliche Grundlage zur bundesweit verpflichtenden Wärmeleitplanung noch nicht vorliegt, sind durch einen ersten Referentenentwurf des „Gesetz[es] für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze“ erste Details bekannt. So ist geplant, dass kommunale Wärmepläne, je nach Größe der Kommune, bis 2026 bzw. spätestens 2028 für kleinere Kommunen erstmalig abgeschlossen, neue Wärmenetze mind. mit 65 % Erneuerbaren betrieben und bestehende Wärmenetze bis 2030 mind. zu 50% dekarbonisiert werden müssen. Davon abgesehen, starten bereits einige Kommunen in verschiedenen Bundesländern mit ersten Aktivitäten. Dabei dienen die Erfahrungen von Kommunen aus Baden-Württemberg und Schleswig-Holstein als Orientierung, wo Städte bereits an der Erstellung von Wärmeplänen arbeiten oder diese sogar abgeschlossen haben. Besonders Baden-Württemberg, wo die großen Kreisstädte bis Ende 2023 verpflichtet sind, eine kommunale Wärmeleitplanung vorzulegen, dient den anderen Bundesländern und auf der Bundesebene als Ausgangspunkt für eigene Vorgaben.

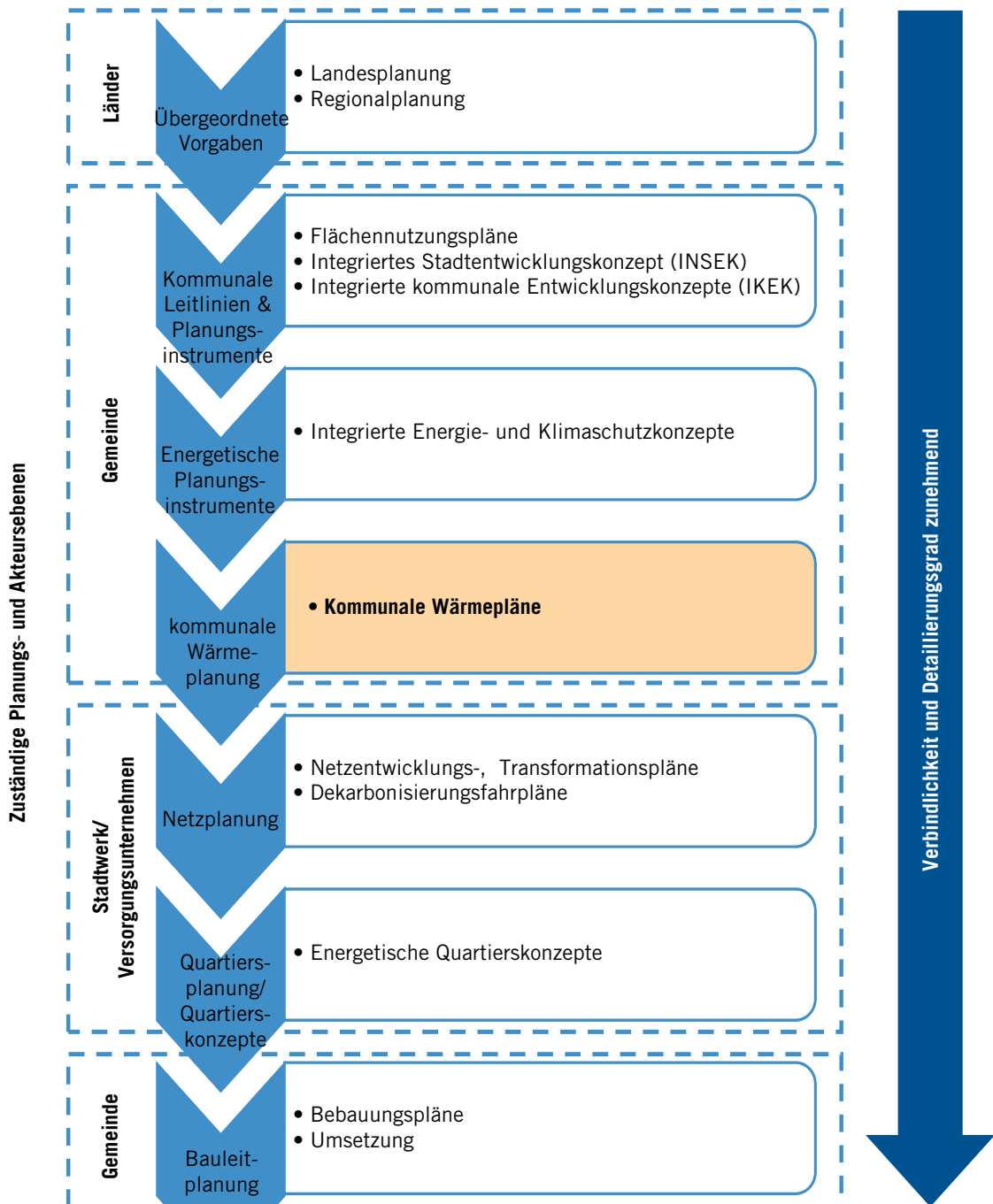
Die kommunale Wärmeleitplanung ist strukturell stark standardisiert. Im Kern besteht sie aus vier zentralen Modulen oder Arbeitsschritten: Der Bestandsanalyse, einer Szenarien-Entwicklung (inklusive Potenzialanalyse), der Entwicklung eines Zielszenarios sowie schließlich der Ausarbeitung einer Wärmewendestrategie. Darüber hinaus erfordert sie eine Verstetigungsstrategie, die gewährleisten soll, dass die Wärmeleitplanung in Zukunft regelmäßig geprüft und fortentwickelt wird. Die kommunale Wärmeleitplanung bleibt somit nicht eine einmalige Aktivität, sondern wird so zu einer echten kommunalen Daueraufgabe, die laut Gesetzesentwurf der Bundesre-

1 Vgl. Statistisches Bundesamt, Wohnungen nach Baujahr und Bundesländern 2018, abrufbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Tabellen/wohneinheiten-nach-baujahr.html> (zuletzt abgerufen am 30.05.2023).

2 Vgl. Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein (Hrsg.), Die kommunale Wärmeplanung, Kiel 2014, S. 6.

3 Vgl. AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V./DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (Hrsg.), Praxisleitfaden Kommunale Wärmeplanung, Frankfurt am Main/Bonn 2023, S. 5.

Abbildung 4.13: Einordnung der kommunalen Wärmeleitplanung im Planungsprozess



Quelle: AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V./DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2023⁴

4 Vgl. AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V./DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (Hrsg.), Praxisleitfaden Kommunale Wärmeplanung, Frankfurt am Main/Bonn 2023, S. 11.

gierung in der Zeit nach der Ersterstellung zwischen 2029–2045 kontinuierlich aktualisiert und geprüft werden muss.

Trotz des modularen Aufbaus unterscheiden sich Wärmepläne erheblich hinsichtlich des angestrebten Ambitionsgrads. So können Wärmepläne ausgehend von pauschalen Schätzungen und der Ausprägung standardisierter Szenarien bedingt aussagekräftig sein. Sie können aber auch durch Erhebung umfangreicher Datensätze, die Erstellung dynamischer Szenarien und die Implementierung eines sog. digitalen Zwillings ein mächtiges Werkzeug auf dem Weg zur Dekarbonisierung des Wärmesektors sein.

Bis zur Einführung einer bundesweiten Pflicht zur Wärmeleitplanung stehen den Kommunen für die freiwillige Durchführung Fördermittel zur Verfügung, die aktuell zwischen 90 % und 100 % der förderfähigen Kosten abdecken. Da sich die Förderbedingungen mit der Verpflichtung merklich reduzieren oder ganz entfallen und die Verpflichtung voraussichtlich auch Kommunen mit Einwohnern ab 10.000 betreffen wird, reicht eine Vielzahl von Gemeinden aktuell entsprechende Fördermittelanträge ein. Es ist wahrscheinlich, dass diese Gleichzeitigkeit bei der späteren Durchführung zu erheblichen Engpässen führen wird, z. B. bei den spezialisierten Dienstleistern, die mit der Umsetzung der kommunalen Wärmepläne beauftragt werden.

Durchführung und Herausforderungen

Die Erstellung eines kommunalen Wärmeplans kann komplex, der Koordinierungsaufwand groß und die Beschaffung und Analyse nutzbarer Daten eine Herausforderung sein. Meist stellt sich bereits vor der Entscheidung für die Erstellung einer kommunalen Wärmeleitplanung die Frage der personellen und finanziellen Ressourcen. Auch, wenn die unmittelbaren externen Kosten über die bestehenden Förderinstrumente abgedeckt sind, bleiben interne Kosten zu berücksichtigen. Zudem verfügen kleinere Gemeinden oft auch personell nicht über eine entsprechende Institution – wie bspw. ein Klimaschutzmanagement, welche die Durchführung der Wärmeleitplanung leiten und vorantreiben könnte. In einigen Fällen kann es daher bei kleineren Kommunen sinnvoll sein, sich mit anderen Gemeinden für die Wärmeleitplanung zusammenzuschließen und diese Aufgabe gemeinsam im *Konvoi* durchzuführen. Nicht selten kommt der übergeordneten Kreisebene in dieser Konstellation eine wichtige Koordinationsrolle zu.

Selbst bei Kommunen, die einen Klimaschutzmanager haben, darf nicht außer Acht gelassen werden, dass es sich bei der Wärmeleitplanung um ein komplexes Vorhaben handelt, das entsprechende strategisch-planerische Expertise erfordert. Daher wird die Erstellung auch weitere Ressourcen in der Kommune einbinden, bspw. in der Stadtplanung oder dem Tiefbau.

Bei der Wärmeleitplanung handelt es sich um ein komplexes Vorhaben, das strategisch-planerische Expertise erfordert.

Aber auch externe Akteure gilt es seitens der Gemeinde einzubinden und zielgruppenspezifisch anzusprechen. Neben dem beauftragten Dienstleister, der unmittelbar die Erstellung der Wärmeleitplanung übernimmt, sind u. a. Wohnungswirtschaft, Gewerbe und Industrie sowie die Bürger einzubinden. Gerade Bürgern, die als Gebäudeeigentümer bisher gewohnt waren, eigenständig die Wärmeversorgung ihrer Liegenschaften zu verantworten, muss rechtzeitig vermittelt werden, dass die Gemeinden zukünftig eine stärker steuernde Rolle übernehmen werden. So lässt sich etwa der Bau eines ökologisch sinnvollen Wärmenetzes meist nur bei entsprechenden Anschlussquoten wirtschaftlich darstellen. Die Durchsetzung entsprechender Anschlusszwänge seitens der Kommune kann hier sinnvoll sein, trifft aber nicht immer auf die Akzeptanz aller Bürger.

Eine Schlüsselrolle spielt die Einbindung der Energieversorgungsunternehmen als Infrastrukturbetreiber, Träger von wichtigem energiewirtschaftlichen Know-how und den Fähigkeiten, spätere Maßnahmen und Projekte zu realisieren. Zudem können besonders Energieversorger, wenn sie über die Grenzen der Kommune hinaus aktiv sind, eine regionale Perspektive einbringen, um bspw. interkommunale Synergien zu schaffen und zu gewährleisten, dass zukünftige Infrastrukturen auch regional ineinandergreifen. Der Aufbau und die Gewährleistung eines entsprechenden Stakeholder-Managements ist für die Kommune somit ein entscheidender Erfolgsfaktor für die kommunale Wärmeleitplanung.

Zusammenstellung und Erschließung einer geeigneten Datengrundlage

Die Aussagekraft einer kommunalen Wärmeleitplanung steht und fällt mit der Qualität der eingesetzten Daten. In Abhängigkeit des gewählten Ansatzes sowie der späteren

Ergebnisnutzung und der Verstetigungsstrategie können eine Vielzahl von Daten für die Wärmeleitplanung herangezogen werden.

Im Hinblick auf die in der Bestandsanalyse zentralen Bereiche der Ermittlung des kommunalen Wärmebedarfs sowie der bestehenden Versorgungsarten sind gebäude-spezifische Daten, wie der energetische Zustand der Gebäudehülle, Energieverbräuche oder Informationen zum Wärmeerzeuger oder Wärmenetz, sinnvoll. Bei der folgenden Szenario-Erstellung und Potenzialanalyse werden zusätzliche Daten herangezogen und Annahmen zu bestimmten Entwicklungen getroffen. Das können z. B. Daten und Annahmen hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien (Flächen, potenzieller Leistungszubau, Ausbaugeschwindigkeit), der Bedarfsentwicklung im Wärmebereich (Sanierungsraten im Gebäudebestand) oder dem Auf- und Ausbau leitungsgebundener Infrastrukturen sein (Stromnetz, Wärmenetz, Gasnetz). Auch kann es – je nach Ansatz – sinnvoll sein, weitere Daten hinzuzuziehen, wie etwa Verkehrsdaten, sozio-ökonomische Daten oder Landnutzungsdaten. Daten, über die die Kommunen nicht selbst verfügen, müssen entsprechend beschafft werden. Teilweise gibt es frei zugängliche Daten, wie Wärmekataster der Regierungsbezirke oder Länder, teilweise können Datenpakete in Kooperation mit Netzbetreibern oder anderen Stakeholdern zusammengestellt werden. Zum Teil müssen aber auch Daten hinzugekauft werden.

Die Menge möglicher Daten und deren Quellen macht deutlich, dass die Datenerhebung und Nutzung ohne entsprechendes energiewirtschaftliches Know-how und ohne den Einsatz eines geeigneten IT-Tools schwer abbildbar sind. Gerade angesichts der geforderten Verstetigungsaufgabe bietet sich der Aufbau eines digitalen Zwillings zur Aufbereitung georeferenzierter Daten, der Durchführung dynamischer Szenarien und die Planung sowie die Abschätzung des Einflusses konkreter Maßnahmen und Projekte auf die CO₂-Reduzierungsbemühungen an. Nicht zu unterschätzen sind auch Herausforderungen, die im Zusammenhang mit der Datenverarbeitung und den damit verbundenen Datenschutzmaßnahmen stehen.

Fazit

Die bundesweite Pflicht zur kommunalen Wärmeleitplanung wird spätestens für Ende 2023 erwartet. Die Herausforderungen für dieses komplexe Thema sind groß, aber als Chance verstanden, kann dieses Instrument als Basis für die Erarbeitung konkreter Schritte hin zu einer

CO₂-neutralen Wärmeversorgung auf kommunaler Ebene dienen. Hierzu kann es vorteilhaft sein, wenn Kommunen:

- Versuchen, den aktuell guten Förderrahmen bis zur verpflichtenden Wärmeleitplanung zu nutzen.
- Rechtzeitig Stadtwerke und Netzbetreiber als zentrale Stakeholdergruppe einbinden und noch vor dem Start der Wärmeleitplanung ein gemeinsames Vorgehen überlegen – auch unter Berücksichtigung der Datenverfügbarkeit und eventuell bereits vorhandener (Netz-)Transformationspläne oder weiterer wärmerrelevanter Projekte.
- Rechtzeitig ein Stakeholder-Management und später ein zielgruppenspezifisches Kommunikationskonzept aufsetzen, um Transparenz zu schaffen und die Akzeptanz bei betroffenen Gruppen (wie z. B. Bürgern) zu erhöhen.
- Die Erarbeitung ambitionierter Wärmepläne anstreben und dies mit der Entwicklung eines digitalen Zwillings verbinden, um aussagekräftige Ergebnisse zu erarbeiten und diese im Rahmen der Verstetigungsstrategie über viele Jahre nutzen und dynamisch anpassen zu können.

4.3 Erdgaspotenziale in Deutschland

- Die inländische Förderung von Erdgas deckt momentan knapp 6 % des Bedarfs in Deutschland ab. Die sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven in Deutschland liegen bei rund 42 Mrd. m³.
- Ohne die Erschließung weiterer Vorkommen wird die Produktion von Erdgas in Deutschland absehbar weiter abnehmen.
- In der deutschen Nordsee sind im Grenzbereich zu den Niederlanden gegenwärtig zwei Genehmigungen zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas vergeben.

Erdgas war mit einem Anteil von rund 24 % im Jahr 2022 laut der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. der zweitwichtigste Primärenergieträger in Deutschland. Obwohl der Anteil am Primärenergiemix infolge des Russland-Ukraine-Kriegs im Vergleich zum Vorjahr um 3 % sank,¹ spielt das Gas nach wie vor eine bedeutende Rolle bei der deutschen Energieversorgung. Deutschland importierte im vergangenen Jahr 95 % seines Erdgasbedarfs, hauptsächlich aus Norwegen und Russland.² Die geopolitischen Entwicklungen im Jahr 2022, allen voran

der russische Angriffskrieg auf die Ukraine ab Februar 2022, in dessen Folge sich die Energierohstoffeinfuhren aus Russland stark reduzierten und die Erdgaspreise an den Energiebörsen sich vervielfachten, führten eindrücklich die Folgen einer starken Abhängigkeit von einem einzigen Lieferland vor Augen. Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, einen Blick auf die nationalen Erdgasreserven und -ressourcen zu werfen, um eine Potenzialanalyse vorzunehmen.

1 Vgl. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Energieverbrauch in Deutschland. Daten für das 1. bis 4. Quartal 2022, abrufbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/01/quartersbericht_q4_2022.pdf (zuletzt abgerufen am 15.05.2023).

2 Vgl. für nähere Informationen auch *Energie für Deutschland 2023*, Art. 4.1.

3 Vgl. Welsby, Dan/Price, James/Py, Steve/Ekins, Paul, Unextractable fossil fuels in a 1.5 °C world, *Nature* 597(7875), S. 230–234.

4 Vgl. Shepherd, Mike, Factors influencing recovery from oil and gas fields, in M. Shepherd, *Oil field production geology: AAPG Memoir* 91, S. 37–46.

Mit Blick auf Erdgaspotenziale werden häufig die Begriffe Reserven und Ressourcen verwendet. Der größte Wert, der bei Erdgasmengen im geologischen Untergrund angegeben werden kann, ist die anfängliche oder ursprüngliche Gasmenge (*gas initially in place, GIIP*) – also die Gesamtmenge an Erdgas in einem bestimmten Feld, Gebiet oder einer Region. Diese Zahl vermittelt jedoch nur einen Teil der Informationen, die für die Schätzung der förderbaren Ressourcen erforderlich sind.³ Entscheidend ist der Anteil des Erdgases, der als gewinnbar eingeschätzt wird. Dieser kann – je nach den geologischen Bedingungen, der verwendeten Technologie, den bestehenden Regularien und den Preisen – erheblich variieren. Typische Gewinnungsfaktoren in Erdgasfeldern liegen zwischen 50 % und 80 %.⁴ Der Begriff *technisch förderbare Ressourcen* steht für die Erdgasmenge, die nach

Schätzungen mit der derzeit zur Verfügung stehenden Technologie grundsätzlich gefördert werden kann. Limitierend können darüber hinaus neben einem fehlenden Absatzmarkt jedoch wirtschaftliche, rechtliche, ökologische, politische und behördliche Bestimmungen sein.

Unter **Ressourcen** fallen sowohl Vorkommen, die bereits entdeckt aber nicht wirtschaftlich förderbar sind, als auch Vorkommen, die noch nicht entdeckt, aber aufgrund entsprechender geologischer Voraussetzungen möglich bzw. wahrscheinlich sind. Der Teil der Erdgasvorkommen, der nachgewiesen ist und zu gegenwärtigen Preisen und mit heutiger Technik förderbar ist, wird als **Reserven** bezeichnet. Reservenangaben werden häufig in Stufen unterteilt: Sichere Reserven und wahrscheinliche Reserven.

Erdgasförderung und -reserven in Deutschland

Die großmaßstäbliche Förderung von Erdgas begann in Deutschland in den 1960er Jahren. Die Fördermengen sind in den vergangenen Jahrzehnten von ehemals rund 30 Mrd. m³ im Jahr 1984 auf aktuell weniger als 6 Mrd. m³ gesunken. 2021 wurden in Deutschland 5,7 Mrd. m³ Erdgas gefördert.⁵ Diese Menge entspricht rund 6 % des inländischen Jahresverbrauchs. Erdgas wird in Deutschland gegenwärtig nur an Land gefördert. Aus dem einzigen deutschen Offshore-Erdgasfeld A6/B4 in der Nordsee (entdeckt 1974) wird seit 2021 kein Gas mehr gefördert.

➤ **Im Jahr 2021 wurden in Deutschland 5,7 Mrd. m³ Erdgas gefördert, was rund 6 % des inländischen Jahresverbrauchs entspricht.**

Von den rund 70 heute in Betrieb stehenden Erdgasfeldern wurden nur drei in den letzten 20 Jahren entdeckt.

5 Vgl. Landesamt für Bergbau Energie und Geologie (LBEG), Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2021, Hannover 2022.

Die stetige Abnahme der Erdgasreserven ist vorrangig auf die zunehmende Erschöpfung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Aber auch die Exploration und die Bohrtätigkeit auf Erdgas ist in den letzten Jahren stark zurückgegangen.

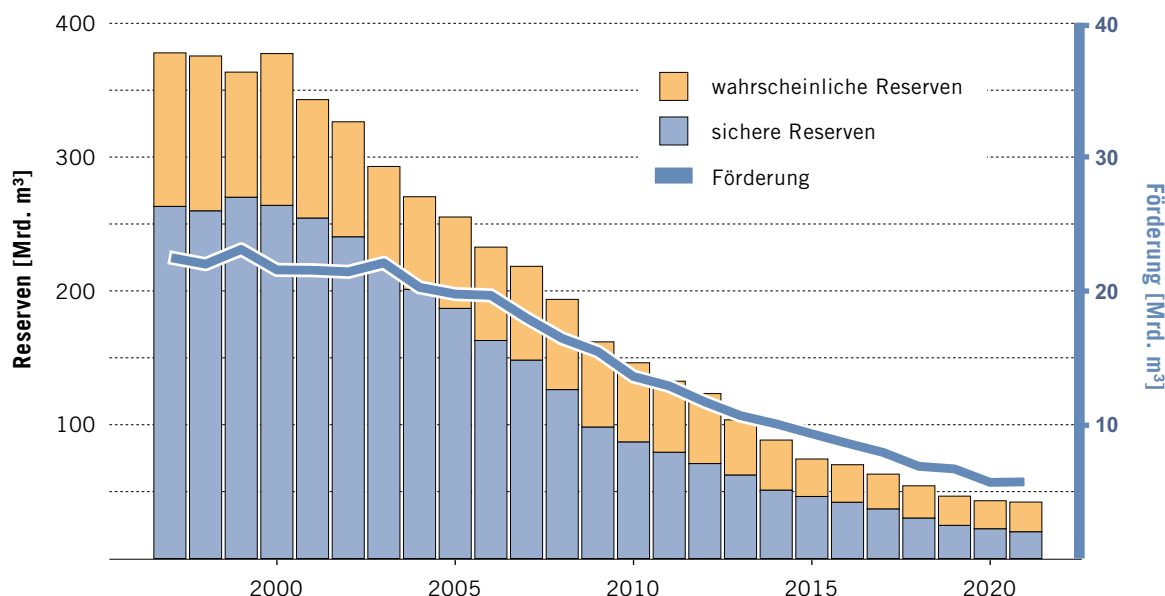
Erdgaspotenziale

Insgesamt übertreffen die Erdgasressourcen die Reserven um ein Vielfaches. Die Angaben zu nachgewiesenen, aber zurzeit nicht gewinnbaren Ressourcen in den bekannten Vorkommen sind nach Betreiberinformationen in den letzten 20 Jahren von rund 300 Mrd. m³ auf 169 Mrd. m³ (Ende 2021) gesunken.⁶ Zusätzlich gibt es Abschätzungen über Erdgasvorkommen, die aufgrund geologischer Gegebenheiten vermutet werden. Derartige unentdeckte Erdgasressourcen wurden für Deutschland im Jahr 1997 auf rund 300 Mrd. m³ geschätzt.⁷ Diese

6 Vgl. Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung (NLFb), Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2001, Hannover 2022; Landesamt für Bergbau Energie und Geologie (LBEG), Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2021, Hannover 2022.

7 Vgl. Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung (NLFb), Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben (GGA), Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 1997, Hannover 1998.

Abbildung 4.14: Entwicklung der inländischen Erdgasreserven sowie -förderung seit 1997



Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe auf Basis der Daten des Landesamts für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) Niedersachsen

Tabelle 4.3: Erdgasreserven, -förderung und -verbrauch in Deutschland

	Reserven (Stand 01.01.2022)			Förderung (2021)	Verbrauch
	sicher	wahrscheinlich	gesamt		
Erdgas [Mrd. m ³]	22,3	20,9	43,2	5,7	95,7

Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe; Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) Niedersachsen

Mengenangabe stammt aus dem Forschungsprojekt *Tiefengas*, das zu diesem Zeitpunkt abgeschlossen wurde.⁸ In diesem Projekt wurde eine regionalgeologische Analyse zur Erdgasführung der sehr alten und tief versenkten Speichergesteine (Karbon-Perm-Trias-Komplex) der Mitteleuropäischen Senke (südliches Permbecken), von der südlichen Nordsee über den Nordteil der Niederlande und Deutschlands bis nach Zentralpolen, durchgeführt. Im folgenden Jahr wurde diese Erdgasmenge für Deutschland aufgrund einer Neubewertung auf 50–150 Mrd. m³ reduziert.⁹

Das Onshore-Potenzial für Erdgas in Deutschland ist grundsätzlich in den bekannten kohlenwasserstoffhöflichen¹⁰ Provinzen in der norddeutschen Tiefebene, des Oberrheingrabens und des Molassebeckens vorhanden. Allerdings ist hier die Erkundung weit fortgeschritten und größere Neuentdeckungen sind unwahrscheinlich. Neben herkömmlichen Erdgasvorkommen gibt es zudem Lagerstätten in dichten Sandsteinen mit sehr niedriger Permeabilität (<0,6 milliDarcy (mD) in Deutschland). Diese werden als *Tight-Gas*-Lagerstätten bezeichnet und werden von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) mit 90 Mrd. m³ angegeben.¹¹ Diese Erdgasressource ist zu einem Teil in den nachgewiesenen aber zurzeit nicht gewinnbaren Ressourcen enthalten und zum anderen in den unentdeckten Erdgasressourcen.

Die Offshore-Exploration von Erdgas und Erdöl in der deutschen Nordsee begann ebenfalls in den 1960er-Jahren. Trotz intensiver Erkundung von Erdöl/Erdgas-

Unternehmen blieben die Funde im internationalen Vergleich bescheiden und bis auf das Gasvorkommen A6/B4 nicht wirtschaftlich.¹²

Offizielle umfassende Abschätzungen der Ressourcen liegen nicht vor. Lokal könnte ein begrenztes Potenzial vorhanden sein, wie z. B. im äußersten Nordwesten der deutschen Nordsee (dem sog. *Entenschnabel*¹³), oder im südwestlichsten Teil an der Grenze zu den Niederlanden.

Aktuelle Suche nach Erdgasvorkommen

Gegenwärtig sind in der deutschen Nordsee, im Grenzbereich zu den Niederlanden, zwei Genehmigungen zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas an die Firma ONE-Dyas (Niederlande) als Hauptkonsortialpartner vergeben. Von der niederländischen Seite aus wird die Erschließung des Erdgasfelds *NO5-A* mit einer geplanten Förderung von 1,5-2 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr angestrebt. Für das grenzüberschreitende Vorkommen werden Erdgasressourcen von rund 13 Mrd. m³ geschätzt. Für die weitere Umgebung auf deutscher und niederländischer Seite mit ähnlichen geologischen Verhältnissen könnten Ressourcen von 50 Mrd. m³ vorliegen.

Ein Potenzial für flache Erdgasvorkommen in Miozän-Pliozänen-Sandsteinen wird aufgrund geophysikalischer Daten im Bereich des Entenschnabels angenommen. Die Vorkommen finden sich generell in ähnlichen geologischen Gesteinsformationen, wie die höflichen Strukturen im niederländischen Sektor der Nordsee.¹⁴ Die möglichen deutschen Vorkommen sind jedoch kleiner und auf zahlreichere Vorkommen verteilt. Die *In-Place*-Erdgasmengen¹⁵ in den größten Strukturen werden insgesamt

8 Vgl. Bandlowa, Tatjana, Erdgasführung im Karbon-Perm-Trias-Komplex der Mitteleuropäischen Senke: regionalgeologische Analyse und Kriterien der Lagerstättenführung. Geologisches Jahrbuch. Reihe A: Allgemeine und regionale Geologie Bundesrepublik Deutschland und Nachbargebiete 151, S. 1-65.

9 Vgl. Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung (NLF), Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 1998, Hannover 1999.

10 Der Begriff *höflich* bezeichnet allgemein ein reiches Vorkommen an Rohstoffen.

11 Vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, BGR Energiedaten 2022 – Daten zu Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung, 05.01.2023, abrufbar unter https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/energiedaten_2022.html (zuletzt abgerufen am 15.05.2023).

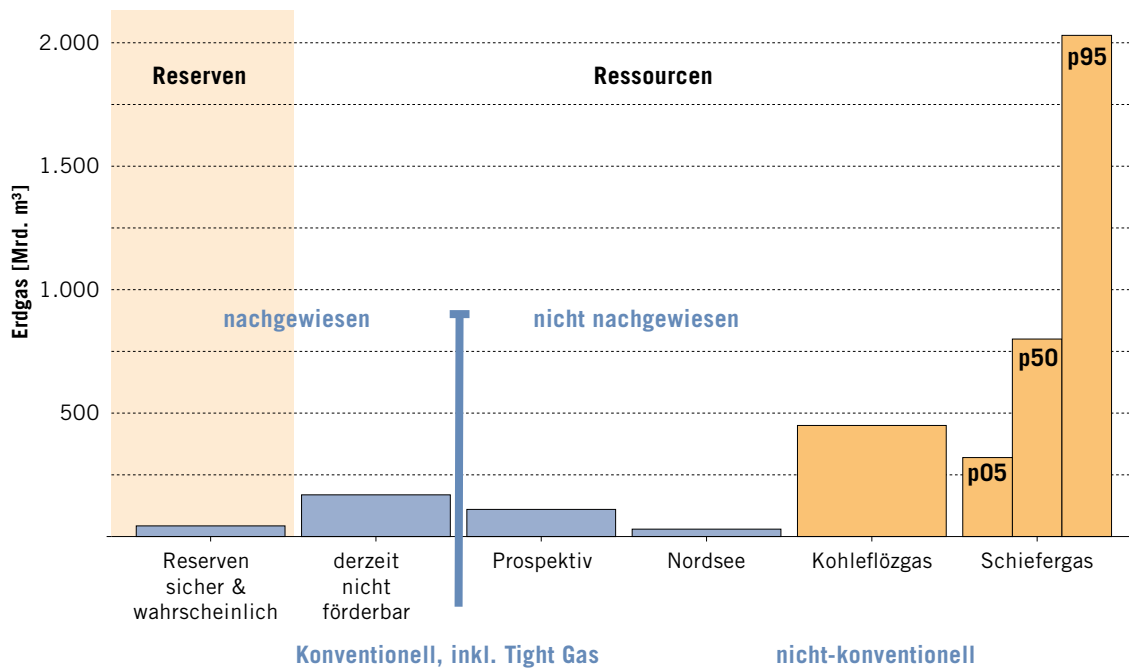
12 Vgl. Reinicke, Kurt, Ölprovinz Nordsee, in: Wissenschaftliche Gesellschaft zum Studium Niedersachsens e. V. (Hrsg.), Erdöl und Erdgas in Niedersachsen. Ursprünge, Entwicklungen, Perspektiven: Neues Archiv für Niedersachsen 1, Kiel/Hannover/Hamburg 2020.

13 Als Entenschnabel wird der äußerste Rand des zu Deutschland gehörenden Festlandssockels der Nordsee bezeichnet.

14 Vgl. Müller, Simon/Reinhardt, Lutz/Franke, Dieter/Gaedicke, Christoph/Winsemann, Jutta, Shallow gas accumulations in the German North Sea. Marine and Petroleum Geology 91, Volume 91, März 2018, doi: 10.1016/j.marpetgeo.2017.12.016, S. 139–151.

15 Siehe Infobox Erdgaspotenziale

Abbildung 4.15: Darstellung der Erdgasreserven und der verschiedenen Erdgasressourcen in Deutschland



Hinweis: Die Erdgasressourcen unterscheiden sich in die nachgewiesenen und die nicht nachgewiesenen Ressourcen. Für die Schiefergasressourcen wurde zur Darstellung der Spannweite die statistischen Größen p05, p95 und der Medianwert (p50) verwendet. Bei p05 beträgt die Wahrscheinlichkeit, dass der tatsächliche Wert höher liegt, 95 %, bei p95 entsprechend 5 %. Die Spannweite ist lediglich bei Schiefergas bekannt. Für die weiteren aufgeführten Ressourcen liegen keine statistischen Auswertungen vor.

Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)

auf 5–20 Mrd. m³ geschätzt. Vergleichbare Strukturen in den Niederlanden deuten an, dass etwa die Hälfte davon technisch förderbar sein könnte. Gegen eine wirtschaftliche Nutzung solcher Vorkommen in der deutschen Nordsee sprachen in der Vergangenheit ihre geringe Größe und die technischen Herausforderungen im Zusammenhang der Förderung.¹⁶

In der Ostsee erfolgte in den Jahren von 1975 bis 1990 eine systematische Erdöl- und Erdgasexploration im Staatsgebiet der ehemaligen Deutschen Demokratischen Republik (DDR). Dies erfolgte durch die gemeinsame Organisation Petrobaltic im Rahmen einer Kooperation von Sowjetunion, Polen und DDR. Als möglicherweise hoffig wurden im deutschen Teil 16 Strukturen eingeschätzt, von denen vier mittels Bohrungen untersucht wurden. Keine der Bohrungen traf Erdöl oder Erdgas an.

¹⁶ Vgl. Reinicke, Kurt, Ölprovinz Nordsee: in Wissenschaftliche Gesellschaft zum Studium Niedersachsens e. V. (Hrsg.), Erdöl und Erdgas in Niedersachsen. Ursprünge, Entwicklungen, Perspektiven: Neues Archiv für Niedersachsen 1, Kiel/Hannover/Hamburg 2020.

Im westdeutschen Teil der Ostsee wurde von 1984 bis 2000 Erdöl gefördert. Mögliche Erdgasressourcen werden nicht separat aufgeführt, sondern sind in den Gesamtressourcen enthalten.

Potenziale Kohleflözgas

Für Deutschland werden laut der BGR Kohleflözgasressourcen (*Coal Bed Methane, CBM*) von rund 450 Mrd. m³ abgeschätzt. Kohleflözgas ist in Deutschland in allen kohleflözführenden Karbonschichten zu erwarten und somit auch in den traditionellen Steinkohlenrevieren Ruhrkarbon (Ruhrrevier), Münsterland (Ibbenbürener Revier), Aachen-Erkelenzer Karbon (Aachener Revier), Saarkarbon (Saarrevier) sowie in den Steinkohlenrevieren im Erzgebirgischen Becken (Zwickau und Lugau-Oelsnitz). Ab den 1990er Jahren gab es in Nordrhein-Westfalen und im Saarland vereinzelte Versuche, Kohleflözgas in Deutschland zu fördern. Vereinzelte Testbohrungen im Saarland und in Nordrhein-West-

falen wurden aus technischen und/oder wirtschaftlichen Gründen eingestellt. Im französischen Lothringen wird Kohleflözgas hingegen bereits erfolgreich gefördert.

Potenziale an Schiefergas

In sedimentären Tongesteinen kann sich durch geologische Prozesse aus organischem Material Erdgas bilden. Ein Teil davon entweicht aus dem Muttergestein und sammelt sich unter Umständen in porösen und permeablen Speichergesteinen an – den konventionellen Vorkommen. Schiefergas hingegen stellt die Anteile der Kohlenwasserstoffe dar, die im Muttergestein verblieben sind. Eine sekundäre Anreicherung hat kaum stattgefunden, nicht zuletzt, weil die Durchlässigkeit der Tongesteine sehr gering ist. Die Vorkommen sind daher flächenhaft im Untergrund verbreitet. Die Erschließung dieser Vorkommen galt lange als technologisch zu aufwendig im Verhältnis zu den zu erwartenden Fördermengen und war wirtschaftlich wenig attraktiv. Schiefergasvorkommen werden u. a. daher zu den nicht-konventionellen Kohlenwasserstoff-Vorkommen gezählt.

Laut einer Abschätzung der BGR beträgt die Größenordnung der potenziellen Ressourcen an Schiefergas in über 1.000 m Tiefe in Deutschland zwischen rund 300 Mrd. m³ bis rund 2.000 Mrd. m³, im Median rund 800 Mrd. m³.¹⁷ In Deutschland steht man allerdings erst am Anfang der Erkundung dieser Ressourcen. Das drückt sich in der großen Spannweite der Potenzialabschätzung der BGR aus, die die technisch förderbaren Ressourcen ermittelt hat. Diese Ressourcen sind als *yet-to-find*, also unentdeckt, einzustufen. Die Förderung von Schiefergas in Deutschland hätte nach Bewertung der BGR das Potenzial, den Rückgang der Erdgasförderung in Deutschland abzufedern und die Abhängigkeit von Erdgasimporten zu dämpfen.

Zur Erschließung von Schiefergasvorkommen wäre jedoch der Einsatz hydraulischer Stimulation – also *Fracking*¹⁸ – erforderlich. In Deutschland gilt seit 2016 allerdings ein Verbot für den Einsatz der Fracking-Technologie

in Bezug auf eine Erdgasgewinnung aus Schiefer-, Ton-, Mergel- und Kohleflözgestein. Damit ist die Erschließung derartiger Vorkommen in der Praxis in Deutschland ausgeschlossen. Unabhängig davon, wäre eine kurzfristige Erschließung dieser Ressourcen auch nicht realistisch, da hierfür zunächst eine umfassende Erkundung potenzieller einzelner Vorkommen erforderlich wäre und die Erschließung nur schrittweise erfolgen könnte.

Fazit und Ausblick

Deutschland ist in hohem Maße von Erdgasimporten abhängig. Vor dem Hintergrund des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine und der starken Reduktion von Energieimporten aus Russland stellt sich die Frage, inwiefern sich die inländische Förderung an Erdgas in Deutschland potenziell steigern ließe.

Kurz- und mittelfristig können grundsätzlich nur Erdgasreserven erschlossen werden. Sichere und wahrscheinliche Reserven könnten gegenwärtig einmalig rund die Hälfte eines Jahresverbrauchs an Erdgas in Deutschland decken. Ob und in welchem Umfang Ressourcen, wie Schiefergasressourcen in der Praxis eine Rolle spielen können, ist offen. Hierfür wäre eine umfassende Erkundung der Vorkommen erforderlich. Ein Signal politischer Entscheidungsträger zur verstärkten Erdgasförderung in Deutschland ist jedoch nicht erkennbar und auch in der Bevölkerung ist zumindest das Thema Fracking umstritten. Somit wird auch künftig voraussichtlich eine hohe Importabhängigkeit von Erdgasimporten aus dem Ausland bestehen. Zumindest, bis fossiles Erdgas durch erneuerbare Gase, wie Wasserstoff, ersetzt sowie der Anteil von Erdgas am Primärenergiemix gesenkt wird, etwa durch einen verstärkten Erneuerbaren-Ausbau.

17 Vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Schieferöl und Schiefergas in Deutschland – Potenziale und Umweltaspekte, abrufbar unter https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Abschlussbericht_13MB_Schieferoelgaspotenzial_Deutschland_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (zuletzt abgerufen am 15.05.2023).

18 Bei der hydraulischen Stimulation (*hydraulic fracturing, Fracking*) werden in Erdöl- oder Erdgaslagerstätten in der Bohrungsumgebung mit hohem Wasserdruck kontrolliert Risse erzeugt oder erweitert, um den Gas- bzw. Erdölfluss aus dichten Gesteinen zum Bohrloch hin zu verbessern.

4.4 100 Jahre Weltenergieerat – Deutschland¹

- **1924 wurde die Weltkraftkonferenz als Vorgänger des World Energy Congress zur gemeinsamen Diskussion und Lösung anstehender energietechnischer und -politischer Fragen und Probleme gegründet.**
- **Die zweite Vollkonferenz 1930 in Berlin bot den gut 3.900 Teilnehmern ein reichhaltiges Programm mit Vorträgen auf höchstem Niveau, u. a. durch Albert Einstein. Daneben gab es Möglichkeiten zum ungezwungenen Kennenlernen und Austausch sowie Exkursionen in alle Teile des Deutschen Reichs.**
- **Nach dem Zweiten Weltkrieg konnte sich das bundesdeutsche Komitee der Weltkraftkonferenz ab den frühen 1950er Jahren wieder im internationalen Rahmen etablieren, während das Nationalkomitee der Deutschen Demokratischen Republik (DDR) erst 1969 Mitglied der Weltenergiekonferenz wurde.**

Ein Völkerbund für Energie und Energiewirtschaft

In den Jahren nach dem Ende des Ersten Weltkriegs entstand eine ganze Reihe von Initiativen auf verschiedenen Gebieten der Wirtschaft, Wissenschaft und Politik, um an die früheren, unterbrochenen oder zerstörten Kontakte und Beziehungen wieder anzuknüpfen oder sie neu aufzubauen. Der britische Elektronunternehmer Daniel N. Dunlop ergriff um 1920 die Initiative und bereitete einen Kongress vor, der Spezialisten in allen Fragen von Produktion, Transport, Speicherung und Verwendung von – vor allem elektrischer – Energie aus Forschung, Wirtschaft und Politik zusammenführen sollte. Nach den Jahren des Misstrauens und des Gegeneinanders während des Kriegs und danach sollten sich die Experten – getragen vom immer noch starken Glauben an den gemeinsamen Fortschritt – über den aktuellen Stand von Wissenschaft und Technologie austauschen. Außerdem sollten sie aktuelle Probleme und mögliche Lösungen diskutieren und sich auf Kooperationen und allgemeine Standards verständigen. Die *World Power Conference – Weltkraftkonferenz (WKK)*, wie sie auf Deutsch genannt wurde – sollte eine Art Völkerbund für den Bereich Energie und Energiewirtschaft werden.

Die Weltkraftkonferenz war zudem die erste internationale Initiative, bei der deutsche Vertreter auf der Grundlage völliger Gleichberechtigung eingeladen wurden, wenn auch erst nach der Zustimmung anderer wichtiger Länder, vor allem Frankreichs und der USA. Als diese Zustimmung eingetroffen war, traf sich im Frühjahr 1924 eine Initiativgruppe, aus der das *Deutsche Nationale Komitee (DNK)* der Weltkraftkonferenz hervorging. Daniel N. Dunlop verfolgte von Anfang an das Ziel, nicht einfach nur eine internationale Konferenz einzuberufen. Vielmehr

sollte der Austausch regelmäßig stattfinden, weshalb in den Teilnehmerländern nationale Komitees gegründet wurden.

➤ **Die Weltkraftkonferenz war die erste internationale Initiative nach dem Ersten Weltkrieg, zu der deutsche Vertreter gleichberechtigt eingeladen waren.**

Da die Einladung an Deutschland über die Deutsche Botschaft an das Auswärtige Amt gerichtet war, übernahm Letzteres die Initiative und lud seinerseits interessierte Vereine, Verbände und Technische Hochschulen zur Teilnahme ein. Zudem waren etliche Ministerien beteiligt, wobei die Hauptrolle fortan dem Reichswirtschaftsministerium zufiel. Unternehmen wurden zunächst nicht Mitglieder. Sie waren aber indirekt vertreten, da ihre Führungskräfte auch zum Leitungspersonal der erwähnten Vereine und Verbände gehörten. Besonders engagierten sich der Deutsche Verband technisch-wissenschaftlicher Vereine und der Verein Deutscher Ingenieure (VDI). Georg Klingenberg, der Vorsitzende des Letzteren und gleichzeitig Vorstandsmitglied eines der großen deutschen Elektrokonzerne – der AEG – wurde entsprechend zum ersten Vorsitzenden des DNK gewählt. Als er bereits im Folgejahr starb, folgte ihm Carl Köttgen, der Generaldirektor der Siemens-Schuckertwerke, in dieser Position.

Bei der ersten Vollkonferenz der WKK, die unter dem Thema *Die Weltressourcen an Energie und Kraftstoff und ihre vorteilhafteste Nutzung* stand, war Deutschland mit einer umfangreichen Delegation und einer hohen Zahl von Fachvorträgen vertreten. Eines der Ergebnisse der Konferenz war der Beschluss, künftig im Sechsjahresrhythmus Voll-, und in der Zwischenzeit, Teilkonferenzen mit engerem inhaltlichem Rahmen durchzuführen.

¹ Zum bevorstehenden 100. Gründungsjubiläum hat der Weltenergieerat – Deutschland e.V. die Erstellung einer Chronik in Auftrag gegeben. Sie wird die Entwicklung der unter dem Namen *Deutsches Nationales Komitee der Weltkraftkonferenz* gegründeten Organisation in den vergangenen einhundert Jahren nachzeichnen. An dieser Stelle werfen die Autoren bereits einige Schlaglichter auf die Geschichte. Das vollständigere, reichhaltige und komplexe Bild wird die im Herbst erscheinende Publikation bieten.

Die Weltkraftkonferenz 1930 in Berlin

Zur Vollkonferenz 1930 kündigte Italien eine Einladung nach Rom an. Die endgültige Einladung aber ließ auf sich warten. Drei Jahre später, im Jahr 1927, erklärten die italienischen Vertreter, dass es ihnen nicht möglich sei, die Finanzierung sicherzustellen. Kurzentschlossen schlug die US-Delegation vor, dass Deutschland als Gastgeber einspringen könnte, was allgemeine Zustimmung fand. Fortan arbeitete das DNK intensiv an der Vorbereitung der Vollkonferenz im Juni 1930 in Berlin. Die Veranstaltung unter der Leitung des Ingenieurs und Elektrotechnikers Oskar von Miller wurde ein voller Erfolg. Neben den fachlichen Vorträgen und Diskussionen für die registrierten Teilnehmer wurde der Öffentlichkeit eine Reihe von allgemeinen Vorträgen geboten, zu deren Auftakt Albert Einstein die Entwicklung des Raumproblems historisch darstellte. Dabei griff er auch auf seine spezielle Relativitätstheorie zurück.

➤ **Bei der Weltkraftkonferenz 1930 in Berlin stellte Albert Einstein die Entwicklung des Raumproblems historisch dar und griff dabei auch auf seine viel beachtete Relativitätstheorie zurück.**

Die Machtübertragung an die Nationalsozialisten im Januar 1933 hatte zunächst wenig Auswirkungen auf die sehr sachorientierte Arbeit des DNK. Zwei Jahre später aber kam es zu einem klaren Wechsel an der Spitze: Auf den politisch zurückhaltenden Manager Carl Köttgen folgte der nationalsozialistische Wirtschaftsfunktionär Carl Krecke. Unter dessen Führung nahmen deutsche Vertreter noch an der dritten Vollkonferenz 1936 in Washington teil und richteten 1938 die Teilkonferenz im gerade annektierten Wien aus. Nach Kriegsbeginn kam die Arbeit der WKK sowohl in Deutschland als auch in den übrigen Ländern zum Erliegen.

Neubeginn in West und Ost

Nach dem Ende des Zweiten Weltkriegs standen die Aktivitäten des DNK unter den Zeichen von Kontinuität und Diskontinuität zugleich. In der gerade entstandenen Bundesrepublik war die Gründungsversammlung in Düsseldorf 1950 vom Selbstverständnis bestimmt, an eine nach 1939 nur unterbrochene Entwicklung anzuknüpfen. Für

zwanzig Jahre prägte mit dem Präsidenten Heinrich Kost fortan ein Bergbaumanager und Verfechter der Kohlenwirtschaft das DNK. Die Verlagerung des Hauptsitzes von Berlin in die Düsseldorfer Hauptgeschäftsstelle des VDI markierte zudem die fortbestehende enge Verbindung zum Ingenieursverband.

1951 nahm der Internationale Exekutivrat der Weltenergiekonferenz die Bundesrepublik als gleichberechtigtes Mitglied auf. Das DNK konnte dies als großen Erfolg verbuchen, war es doch seine Ambition, als unabhängige, nichtstaatliche Organisation auch wieder im internationalen Rahmen den Dialog über politische Grenzen hinweg zu führen. Die Sogwirkung des Kalten Kriegs erschwerte übergreifende Kooperationen allerdings immer wieder und beeinflusste auch das Verhältnis zum Nationalkomitee der DDR. Dieses wurde – mit dem Energiewissenschaftler Hans-Joachim Hildebrand an seiner Spitze – an dem 1953 gegründeten Institut für Energetik in Leipzig angesiedelt und 1969 ebenfalls in die Weltenergiekonferenz aufgenommen. Hier waren es vor allem Wissenschaftler, die stets in enger Abstimmung mit der Sowjetunion den Kurs des Komitees bestimmten. Seit 1983 fungierte der Leipziger Institutsdirektor Bernhard Kahn als Präsident.

Von der Weltkraftkonferenz zum Weltenergierrat

1968 signalisierte die Umbenennung von *Weltkraftkonferenz* in *Weltenergiekonferenz* ein gewandeltes Selbstverständnis. Statt Fragen der Stromerzeugung, technischen Aspekten und Standardisierungsbestrebungen stand nun die Perspektive auf die zukünftige Gewinnung und Nutzung aller Energieformen im Vordergrund. Im Namen *Weltenergierrat (World Energy Council)* kommt seit 1990 der Anspruch einer größeren Dynamik der Gesamtorganisation zum Ausdruck.

Von Beginn an gehörte die globale Vernetzung zu den hervorstechenden Merkmalen der Weltkraftkonferenz. In den Nachkriegsjahren konnte zumindest das bundesdeutsche DNK davon rasch profitieren. An der 4. Weltkraftkonferenz in London 1950 durften deutsche Vertreter zwar nur informell teilnehmen. Vom Auswärtigen Amt unterstützt, zielte man von Düsseldorf aus aber bald schon nicht nur auf die Teilnahme als offizielles Mitglied, sondern gleich auf die Austragung der Weltkraftkonferenz 1956. Dies wäre „von nicht zu unterschätzender

Abbildung 4.16: Bundeskanzler Helmut Schmidt bei der 11. Weltenergiekonferenz in München



Quelle: Bundesregierung / Storz

Bedeutung für die Stellung Deutschlands in der Welt“². Im Gespräch waren hierfür wiederum Berlin, das Rheinland sowie das Ruhrgebiet. Doch war die Zeit für diesen Vorstoß noch nicht reif, sodass schließlich Wien den Zuschlag erhielt.

Erst ein halbes Jahrhundert nach der Berliner Tagung von 1930 fand im September 1980 die 11. Weltenergiekonferenz erneut auf deutschem Boden statt. Unter dem Generalthema *Energie für unsere Welt* diskutierten über 3.400 Teilnehmende in München die Wechselwirkungen zwischen Energie, Umwelt und Gesellschaft. Unter dem Eindruck der zweiten Ölpreiskrise 1979/1980 sah der als Gastredner geladene Bundeskanzler Helmut Schmidt in der Sicherung der Energieversorgung eine der zentralen Fragen der Zeit, nicht ohne auch auf die Klimaveränderungen als Folge erhöhten CO₂-Ausstoßes einzugehen.

Zu Beginn des neuen Jahrtausends bot die EXPO 2000 in Hannover für das DNK eine außergewöhnliche Gelegenheit, das Thema Energie für ein internationales Millionenpublikum zu präsentieren. Insgesamt kennzeichneten vielfältigere Publikationen und Veranstaltungen die

Präsentation nach außen und in die breitere Öffentlichkeit hinein. So wurden verschiedene interdisziplinäre Studien zur Grundlage für energiepolitische Entscheidungen. Seit 1990 führt der Weltenergie Rat regelmäßig eine Jahreskonferenz, den *Energietag*, durch.

Im Laufe der letzten einhundert Jahre wandelten sich die politischen und thematischen Einflüsse auf die Arbeit der Weltkraft- bzw. Weltenergiekonferenz bzw. des Weltenergie Rats immer wieder. Dies zeigen nicht zuletzt die gewachsene Fokussierung auf Umwelt-, Klima- und Nachhaltigkeitsaspekte und die aktuelle durch die weltpolitischen Ereignisse ausgelöste Energiedebatte. Im historischen Rückblick wird aber zugleich erkennbar, wie stark seit den 1920er Jahren auch Kontinuitätslinien die Entwicklung des heutigen Weltenergie Rat – Deutschland in seiner grundsätzlichen Form als nichtkommerzielles, regierungsfernes Forum zur Diskussion energiewirtschaftlicher und -politischer Fragen und Lösungsansätze bestimmten.

² Ministerialdirigent Dr. Werner Junker (Auswärtiges Amt) an den Präsidenten des DNK Dr. Heinrich Kost, 6. Juli 1953, Bundesarchiv B 102/41432.

WEC intern

World Energy Council und Weltenergierat – Deutschland e. V.

5.1 Publikationen 2022/2023

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 e.V.

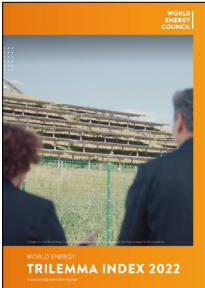
Der Weltenergieerat – Deutschland e.V. repräsentiert durch seine Mitglieder alle Energieträger und Technologien und ist die unabhängige Stimme für internationale Energiefragen in Deutschland. Ihm gehören Unternehmen der Energiewirtschaft, Verbände, wissenschaftliche Institutionen sowie Einzelpersonen 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

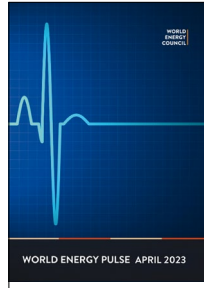
5.1 Publikationen 2022/2023



World Energy Trilemma Index I 2022

November 2022

Der World Energy Trilemma Index des World Energy Council erschien im 12. Jahr seines Bestehens in einer Zeit beispielloser Energieschocks und zahlreicher Krisen. Der Bericht bewertet 127 Staaten weltweit nach den drei Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks: Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit. Deutschland befindet sich, wie auch in den Vorjahren, auf Platz sieben. Auf den ersten drei Plätzen liegen Schweden, Dänemark und die Schweiz.



World Energy Pulse 2023

April 2023

Jedes Jahr befragt der World Energy Council sein globales Netzwerk zu aktuellen Energietrends, drängenden Energiefragen sowie den Auswirkungen der jüngsten globalen Krisen auf die Energiewende. Auf die Umfrage von April 2023 antworteten über 700 Führungskräfte und Entscheidungsträger aus dem Energiebereich. In der Umfrage zeigte sich die Mehrheit der Befragten besorgt, dass die Energiewende insgesamt zu langsam voranschreite. Neben nationalen Interessen wurden die hohen Kapitalkosten sowie der mangelnde Zugang zu Investitionen als Hindernisse identifiziert. Eine große Herausforderung bestehe deshalb darin, das globale Finanzsystem in Einklang mit den Zielen einer nachhaltigen Entwicklung zu bringen.

5.2 Gremien des Weltenergierrat – Deutschland

Präsidium

Dr. Uwe Franke (Präsident)
 Dr. Markus Krebber, RWE AG
 (Stellvertreter des Präsidenten)
 Prof. Dr. Norbert Schwieters (Schatzmeister)
 Kerstin Andreae, BDEW Bundesverband der
 Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
 Dr. Leonhard Birnbaum, E.ON SE
 Dr. Hans-Jürgen Brick, Amprion GmbH
 Dr. Johannes Bussmann, TÜV SÜD AG
 Stefan Dohler, EWE Aktiengesellschaft
 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)
 Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach, Uniper SE
 Mario Mehren, Wintershall DEA AG
 Hildegard Müller, Verband der Automobilindustrie e.V.
 (VDA)
 Dr. Klaus Schäfer, Covestro AG
 Andreas Schell, EnBW AG
 Patrick Wendeler, BP Europa SE

Ehrenpräsidenten

Dr. jur. Gerhard Ott
 Jürgen Stotz

Präsidialausschuss

Samuel Alt, Siemens Energy AG
 Andreas Becker, Enercon GmbH
 Reiner Block, TÜV SÜD AG
 Frank Dirk Colditz, Framatome GmbH
 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.
 Justin Müller, EWE Aktiengesellschaft
 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)
 Dr. Christoph Sievering, Covestro AG
 Sebastian Veit, Uniper SE

Geschäftsstelle

Dr. Uwe Franke (Präsident/Chair)
 Dr. Carsten Rolle (Geschäftsführer/Executive Director)
 Maira Kusch (Büroleiterin/Head of Office)
 Dr. Roman Buss (Referent/Senior Manager)
 Claudia Coffey (Referentin/Project Manager)
 Freya Onneken (Studentische Mitarbeiterin)
 Patrick Schölermann (Senior Manager)
 Snjezana Tomic (Manager Administration und Finanzen)

Redaktionsgruppe Energie für Deutschland

Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, RWE AG (Vorsitzender)
 Thierry Badouard, Enerdata
 Daniel Böhmer, Aurora Energy Research
 Dr. Dieter Franke, Bundesanstalt für Geowissenschaften
 und Rohstoffe (BGR)
 Géraldine Duffour, Enerdata
 Daniel Genz, Lausitz Energie Bergbau AG (LEAG)
 Robert Gersdorf, European Energy Exchange AG (EEX)
 Olaf Hermann, Deutscher Verband
 Flüssiggas e.V. (DVFG)
 Robin Höher, Siemens Energy AG
 Dr. Jörg Jasper, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Dr. Luis-Martín Krämer, e-regio GmbH & Co. KG

Dr. Stephan Krieger, BDEW Bundesverband der
 Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
 Moritz Mund, BDEW Bundesverband der Energie-
 und Wasserwirtschaft e.V.
 Jörg Philp, Summit Renewable Power GmbH
 Carsten Pöhl, BP Europa SE
 Dr. Stefanie Schwarz, DVGW Deutscher Verein
 des Gas- und Wasserfachs e.V.
 Mario Spitzmüller, TÜV Nord EnSys GmbH & Co. KG
 Prof. Dr. Stefan Ulreich, Hochschule Biberach
 Jens Völler, TEAM CONSULT G.P.E. GmbH
 Dr. Markus Wolf, Electric Power Research
 Institute (EPRI)
 Burkhard von Kienitz, E.ON SE

Young Energy Professionals

Frederik Abel, E.ON SE
 Zargham Sabz Ali, Green Fox Energy GmbH
 Johannes Antoni, Bundesministerium für
 Wirtschaft und Klimaschutz
 Daniel Bärenheuser, Accenture Nordics
 Laszlo Barrena, European Energy Exchange AG (EEX)
 Charlotte Bernts, Botschaft des Königreichs der
 Niederlande
 Lukas Bieber, E.ON SE
 Daniel Böhmer, Aurora Energy Research
 Marlen Sunnyi Bohne, Stiftung OFFSHORE-
 WINDENERGIE
 Ekaterina Bosch, HH2E AG
 Theresa Braun, E.ON impulse GmbH
 Lauritz Bühler, Technische Universität Dresden
 Jan Eustachi, European Energy Exchange AG (EEX)
 Arya Fazilat, 50Hertz Transmission GmbH
 Runtian Feng, Uniper SE
 Chiara Fenske, Aurora Energy Research
 Aleksandra Gabryjalowicz-Watla,
 Statkraft Markets GmbH
 Leonard Gerch, Horváth & Partners Management
 Consultants
 Claudia Günther, Potsdam-Institut für
 Klimafolgenforschung (PIK) e. V.
 Freia Harzendorf, Forschungszentrum Jülich GmbH
 Ulrike Hinz, WWF Deutschland
 Lilly Höhn, Bundesministerium der Finanzen
 Achmed Junusov, Open Grid Europe GmbH (OGE)
 Philipp Kaiser, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Patrizia Kraft, TEAG Thüringer Energie AG
 Dominik Lang, Stadtwerke Düsseldorf AG
 Maria Leis, Breakthrough Energy
 Nils Müller, Amprion GmbH / ENTSOE
 Sumin Nam, Rud Pedersen Public
 Affairs Germany GmbH
 Milan Niehaus, E.ON SE
 Verena Ommer, Zukunft-Umwelt-Gesellschaft gGmbH
 Maren Preuß, Sunfire GmbH
 Annkathrin Rabe, Statkraft Markets GmbH
 Clara Rehder, Uniper SE
 Gerrit Rolofs, NEOM
 Gero Roser, Bundesministerium der Finanzen
 Lara Schech, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Michaela Scheithauer, TU Bergakademie Freiberg
 Dr. Lukas Schmidt, E.ON SE
 Andreas Schröder, Independent Commodity
 Intelligence Services (ICIS)
 Katia Schubert, BDEW Bundesverband der Energie-
 und Wasserwirtschaft e. V.
 Laura Schwinger, Thüga AG
 Sebastian Seier, BET Büro für Energiewirtschaft
 und technische Planung GmbH
 Isabel Sigloch, Deutsche Kreditbank AG
 Michalina Sobolewska, ExxonMobil Central Europe
 Holding GmbH
 Irina Stamo, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
 Karoline Steinbacher, Guidehouse
 Sebastian Stiebel, Fraunhofer-Institut für Umwelt-,
 Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
 Carlos Tapias, Siemens Gamesa
 Caledonia Trapp, A.T. Kearney GmbH
 Johannes Wall, Ed. Züblin AG
 Sebastian Wimmer, DigiKoo GmbH
 Hergen Wolf, Sunfire GmbH
 Lisa Marie Wolf, European Energy Exchange AG (EEX)
 Anika Zwiener, Drees & Sommer

Mitglieder Weltenergieerat – 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
 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
 EDF Deutschland GmbH
 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 Aktiengesellschaft
 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
 Lausitz Energie Bergbau AG (LEAG)
 M.A.M.M.U.T Electric GmbH
 MAN Energy Solutions SE
 MEW Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland e.V.
 Mitsubishi Heavy Industries EMEA, Ltd., Duisburg Branch
 Oliver Wyman GmbH
 OMV Deutschland GmbH
 Open Grid Europe GmbH (OGE)
 Pepperl + Fuchs SE
 PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
 Propan Rheingas GmbH & Co. KG
 RWE AG
 Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
 Summit Renewable Power GmbH (Tochterunternehmen der Sumitomo Corporation)
 SunPlower Propeller GmbH
 TEAM CONSULT G.P.E. GmbH
 Technische Universität Bergakademie Freiberg
 TenneT TSO GmbH
 ThyssenKrupp Uhde GmbH
 Tree Energy Solutions 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
 Westfalen AG
 Wintershall Dea AG
 Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V. (en2x)
 50Hertz Transmission GmbH

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
AFI	Alternative Fuels Infrastructure Directive (Verordnung über den Aufbau einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe)
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
Bbl	One barrel of oil
bcm	Billion cubic meters (Milliarden Kubikmeter)
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage (Bioenergie mit CCS)
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
Bio.	Millionen
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BNatSchG	Bundesnaturschutzgesetz
bspw.	beispielsweise
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism (CO ₂ -Grenzausgleichsmechanismus)
CBM	Coal Bed Methane (Kohleflözgasressourcen)
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)
CH ₃ OH	Methanol
Commodity	Homogenes Handelsgut
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DBI	Deutsches Brennstoffinstitut
DDR	Deutsche Demokratische Republik
d. h.	das heißt
DNK	Deutsches Nationales Komitee
DRI	Direct reduced iron (direkt reduziertes Eisen)
DWG	Deutsche WindGuard GmbH
EE	Erneuerbare Energien
EED	Energy Efficiency Directive (Energieeffizienz-Richtlinie)
EHB	European Hydrogen Backbone
EnEff-G	Energieeffizienz-Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas (Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas)
ESMA	European Securities and Markets Authority
ETS	EU Emission Trading System (EU-Emissionshandelssystem)
EU	Europäische Union
EU27	Europäische Union aus 27 Mitgliedstaaten (seit 01.02.2020)

Abkürzung	Erläuterung
EU ETS	European Union Emissions Trading System (EU-Emissionshandelssystem)
evtl.	eventuell
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FSRUs	Floating Storage and Regasification Unit (schwimmende Speicher- und Regasifizierungseinheit)
ggf.	gegebenenfalls
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistungen
GH ₂	Gasförmiger Wasserstoff
GIIP	Gas initially in place (anfängliche oder ursprüngliche Gasmenge)
Gt	Gigatonne
GTP	Gasnetzgebiets-Transformationsplan
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HAZID	Hazard Identification
HAZOP-Analyse	Hazard and Operability
H ₂	Wasserstoff
IEA	Internationale Energieagentur
insb.	insbesondere
IPCEI	Important Project of Common European Interest (Wichtiges Projekt von Gemeinsamem Europäischen Interesse)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Zwischenstaatlicher Ausschusses für Klimaänderungen der Vereinten Nationen)
IRA	Inflation Reduction Act
IRENA	International Renewable Energy Agency (Internationale Organisation für Erneuerbare Energien)
ITRE	Committee on Industry, Research and Energy (Ausschuss für Industrie, Forschung und Energie)
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kt	Kilotonne
ktoe	Kilotonne Ölheiten
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
kW	Kilowatt
KWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)
LH ₂	Flüssigwasserstoff
Lkw	Lastkraftwagen
LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
LOHC	Flüssiger, organischer Wasserstoffträger
LPG	Liquefied Petroleum Gas (Flüssiggas)
m	Meter

Abkürzung	Erläuterung
mb	Millionen Barrel
MdEP	Mitglied des Europäischen Parlaments
mind.	mindestens
Mio.	Millionen
MMBtu	million British thermal units
Mrd.	Milliarden
Mt	Megatonne
Mtoe	Megatonne Rohöleinheiten
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NEP	Netzentwicklungsplan
NH ₃	Ammoniak
NWE	Nordwesteuropa
NZIA	Net Zero Industry Act
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung)
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries (Organisation erdölexportierender Länder)
OPEX	Operational Expenditure (Betriebskosten)
OTC	Over-the-Counter-Handel (außerbörslicher Handel)
OWEA	Offshore-Windenergieanlage
p. a.	per annum (pro Jahr)
PJ	Petajoule
Pkw	Personenkraftwagen
PPA	Power Purchase Agreement
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
PV	Photovoltaik
RED	Renewable Energy Directive (Erneuerbare-Energien-Richtlinie)
REMIT	Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes
RFNBOs	Renewable Fuels of non-biological origin (Erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs)
SEFE	Securing Energy for Europe GmbH
SKE	Steinkohleeinheiten
sog.	sogenannt/e/r
SUVs	Sport Utility Vehicles
t	Tonne
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
THE	Trading Hub Europe
THG	Treibhausgas
TW	Terawatt

Abkürzung	Erläuterung
TWh	Terawattstunde
u. a.	unter anderem
UN	United Nations (Vereinte Nationen)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen)
USA	United States of America (Vereinigte Staaten von Amerika)
USD	US-Dollar
US EPA	United States Environmental Protection Agency (US-Umweltschutzbehörde)
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VKU	Verein kommunaler Unternehmen e.V.
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage
WKK	World Power Conference (Weltkraftkonferenz)
z. B.	zum Beispiel
zzgl.	zuzüglich
€	Euro
§	Paragraph

Energieeinheiten

Zieleinheit	Mt SKE	Mt RÖE	Mrd. kcal	TWh*
Ausgangseinheit				
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

Mega = M = 10^6 = Million

Giga = G = 10^9 = Milliarde

Tera = T = 10^{12} = Billion

Peta = P = 10^{15} = Billionen