



Energie für Deutschland

Fakten, Perspektiven und Positionen
im globalen Kontext | 2026



**SCHWERPUNKTTHEMA
GEOPOLITISCHE FRAGMENTIERUNG –
DREI SZENARIEN FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ**

Impressum

Energie für Deutschland 2026
Redaktionsschluss: Juli 2026

Herausgeber:

Weltenergierat – Deutschland e.V.
Breite Straße 29 | 10178 Berlin
Deutschland
T (+49) 30 2061 6750
E info@weltenergierat.de
www.weltenergierat.de
 World Energy Council – Germany

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

Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer

Redaktion:

Redaktionsgruppe *Energie für Deutschland*, Vorsitz: Prof. Dr. Hans-Wilhelm Schiffer
Maira Kusch, Anna Molchanova, Anne Petzold, Snjezana Tomic, Josefine Zurheide

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: © DrPhatPhaw – stock.adobe.com
S. 128-129: © World Energy Council

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

was für ein Jahr! Die Internationale Energieagentur hat die Energiekrise infolge der militärischen Konflikte in der Golfregion und der Sperrung der Straße von Hormus als die größte seit ihrem Bestehen bezeichnet. Wie verwundbar viele Volkswirtschaften sind, wenn ein solches internationales Nadelöhr blockiert wird, ist in diesem Jahr so sichtbar geworden wie noch nie. Schon die Drohung einer Hormus-Blockade ließ Transportkosten steigen und verunsicherte globale Lieferketten weit über den Energiesektor hinaus. Für Deutschland und Europa liegt darin eine klare Handlungsaufforderung: Resilienz, Diversifizierung und eine aktivere Rolle in internationalen Kooperationsräumen als Grundvoraussetzungen für Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit zugleich.

Der jahrzehntelange Trend einer durch den Markt getriebenen und durch internationale Institutionen und Vereinbarungen abgesicherten Globalisierung weicht immer mehr Einflüssen, in denen Energie zunehmend Instrument und Ziel von geopolitischer Macht wird. Für uns Grund genug, dieser Entwicklung das Schwerpunktkapitel unserer diesjährigen *Energie für Deutschland* zu widmen: Unter dem Titel „Geopolitische Fragmentierung – Drei Szenarien für Energiewirtschaft und Klimaschutz“ zeichnet Dr. Jacopo Maria Pepe von der Stiftung Wissenschaft und Politik drei mögliche Zukunftsbilder der Weltordnung – von moderater Konkurrenz bis hin zu offenen Großraumkonflikten – und zeigt, was sie für Energie-sicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Klimaschutz in Deutschland und Europa bedeuten könnten.

Gleichzeitig gilt: Die Weltwirtschaft wächst weiter – der Energieverbrauch jedoch entkoppelt sich zunehmend davon. Während die Wirtschaftsleistung der G20-Staaten 2025 um rund 3 % zulegen sollte, stieg ihr Energieverbrauch nur um 1,4 % – deutlich langsamer als in den Vorjahren. Getragen wird dies vor allem vom beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien: Wind- und Solarstrom legten erneut um 9 % zu, bei einem weltweiten Rekordzubau von 692 Gigawatt, überwiegend getrieben durch Photovoltaik in China. Fossile Energieträger bleiben dennoch das Rückgrat der Energieversorgung und decken weiterhin über 80 % des Primärenergiebedarfs der G20. China überholte die USA 2025 zudem als weltweit größter Ölverbraucher. Die weltweiten CO₂-Emissionen blieben insgesamt stabil – ein wichtiger Zwischenschritt, der für das Erreichen langfristiger Klimaziele allein jedoch nicht ausreicht.

Neben diesen globalen und geopolitischen Entwicklungen greift unsere diesjährige Ausgabe in gewohnter Manier ein breites Spektrum weiterer energiepolitischer Themen auf, darunter aktuelle Vorhaben der Europäischen Kommission, sektorübergreifende Flexibilität für die Energiewende, Flüssiggas in der Industrie, Gesamtkosten des deutschen Stromsystems und aktuelle Entwicklungen in der internationalen Schifffahrt – ein Blick ins Inhaltsverzeichnis lohnt sich.

Wir wünschen Ihnen Freude bei der Lektüre sowie viele spannende Erkenntnisse.



Ihr

Stefan Kapferer
Präsident, Weltenergieerat – Deutschland e.V.



Ihr

Dr. Carsten Rolle
Geschäftsführer, Weltenergieerat – Deutschland e.V.

Inhaltsverzeichnis

1. Geopolitische Fragmentierung – Drei Szenarien für Energiewirtschaft und Klimaschutz	7
Executive Summary	8
1.1 Einleitung	10
1.2 Geopolitische Fragmentierung als struktureller Rahmen	11
1.3 Erwartete Auswirkungen auf die Energiewirtschaft und den Klimaschutz	24
1.4 Geopolitik und Energie: drei mögliche Zukunftsbilder geopolitischer Fragmentierung	29
1.5 Schlussfolgerungen und politische Handlungsempfehlungen	43
2. Energie in der Welt	47
2.1 Die globale Energielandschaft – Trends und Marktrealitäten	48
2.2 Länderprofil Saudi-Arabien	64
2.3 Aktuelle Entwicklungen in der internationalen Schifffahrt und der maritimen Wertschöpfungskette	70
2.4 Small Modular Reactors als neues Konzept für Kernenergie	75
3. Energie in der Europäischen Union	79
3.1 Zahlen und Fakten	80
3.2 Aktuelle Vorhaben der EU-Kommission	88
3.3 Sektorenübergreifende Flexibilität für die Energiewende	95

4. Energie in Deutschland	103
4.1 Zahlen & Fakten	104
4.2 Gesamtkosten des deutschen Stromsystems	117
4.3 Flüssiggas in der Industrie – Rolle und Perspektiven im Energiesystem der Zukunft	124
5. WEC intern	127
World Energy Council und Weltenergierat – Deutschland e.V.	128
5.1 Veröffentlichungen 2025/2026	129
5.2 Young Energy Podcast	130
5.3 Gremien des Weltenergierat – Deutschland e.V.	132
Abkürzungsverzeichnis	135
Energieeinheiten	140

Schwerpunktthema:

Geopolitische Fragmentierung – Drei Szenarien für Energiewirtschaft und Klimaschutz



Der Weltenergierat – Deutschland e. V. dankt dem Autor des Schwerpunktkapitels, Dr. Jacopo Maria Pepe (Stiftung Wissenschaft und Politik, SWP), herzlich für die vorliegende Analyse und Bewertung.

Executive Summary

Die internationale Energie- und Wirtschaftsordnung befindet sich in einer Phase tiefgreifender geopolitischer Fragmentierung, die über konjunkturelle Verwerfungen hinausgeht und einen strukturellen Umbau der globalen Ordnung markiert. Sie zeigt sich in der Politisierung wirtschaftlicher Interdependenzen und der Rückkehr militärischer Logiken in internationale Wirtschafts- und Energiebeziehungen. Die vormals markt- und effizienzgetriebene Globalisierung wird zunehmend durch eine geopolitisch geprägte Re-Globalisierung ersetzt. Energie ist damit nicht mehr nur ein ökonomisches Gut, sondern zugleich Instrument geoökonomischer Macht, industrieller Wettbewerbsfähigkeit und sicherheitspolitischer Stabilität. Umgekehrt wird Geopolitik zu einem zentralen Treiber energie- und technologiepolitischer Entwicklungen.

➤ Energie ist nicht mehr nur ein ökonomisches Gut, sondern ein Instrument geoökonomischer Macht, industrieller Wettbewerbsfähigkeit und sicherheitspolitischer Stabilität.

Diese Transformation vollzieht sich in einer multipolaren und asymmetrischen Weltordnung, geprägt durch die Konkurrenz zwischen den USA und China, den Aufstieg von *Swing Powers* wie Indien und Russland sowie regionalen Mittelmächten und Schlüsselregionen wie der Türkei, Indonesien, Brasilien, den Anrainerstaaten am Persischen Golf (Golfstaaten), Nordafrika und Zentralasien. Die Europäische Union (EU) bleibt wirtschaftlich bedeutend, weist jedoch eine begrenzte Fähigkeit zu einheitlichem geopolitischem Handeln auf. Parallel entstehen verdichtete regionale Wirtschafts- und Energieräume, insb. eine *strategische Ellipse* von Nord- und Ostafrika über Westasien und Kontinentaleurasien bis nach Süd- und Ostasien. Dort überlagern sich Energieflüsse, Rohstoffketten und industrielle Produktion mit sicherheitspolitischen Konfliktlinien. Dadurch steigen Verwundbarkeiten entlang kritischer Korridore sowie die Volatilität von Preisen, Investitionen und Lieferketten. Die EU ist zwar geographisch und ökonomisch Teil der Ellipse, allerdings geoökonomisch und geopolitisch zunehmend marginal.

Vor diesem Hintergrund lassen sich drei Szenarien unterscheiden, die weniger alternative Zukunftsbilder als unterschiedliche Intensitätsstufen derselben geopolitischen Dynamik darstellen. Sie beschreiben Entwicklungspfade der Fragmentierung und deren Folgen für die Energie- und Klimapolitik, Versorgungssicherheit und wirtschaftliche Entwicklung.

Im **Szenario polyzentrischer Konkurrenz** mit begrenzter Eskalation bleibt die Weltwirtschaft weitgehend integriert. Sie ist jedoch durch selektive Entkopplung, Industriepolitik und sicherheitspolitische Risikoprämien geprägt. Es entsteht eine instabile Integration, in der Energieflüsse global bleiben, politisch jedoch zunehmend beeinflusst werden und sich Klimatransformationen regional unterschiedlich entwickeln.

Das **Szenario eskalierter Großraumkonflikte** führt dagegen zu einer Verfestigung konkurrierender Machtblöcke, in denen zentrale Energie- und Handelsrouten dauerhaft politisiert oder unterbrochen werden. Lieferketten werden teilweise entkoppelt, Energiepreise steigen strukturell, Investitionszyklen verkürzen sich und die Energie- wie Klimapolitik werden weitgehend nationalisiert, wodurch internationale Koordination zunehmend geschwächt wird.

Demgegenüber steht ein drittes **Szenario funktional-institutionalisierter Koexistenz**, in dem trotz geopolitischer Konkurrenz selektive Kooperationsräume erhalten bleiben. Fragmentierung wird durch sektorale Regelwerke, bspw. die WTO-Handelsregeln oder das Pariser Klimaabkommen, regionale Energie- und Rohstoffarrangements sowie pragmatische Sicherheitskooperationen begrenzt. Swing Powers und Mittelmächte übernehmen Vermittlungsfunktionen zwischen den Machtzentren. Es entsteht ein fragmentierter, aber funktionsfähiger Multilateralismus mit begrenzter Investitionssicherheit und weiterhin gemeinsamen technologischen Standards in ausgewählten Bereichen.

Der Szenarienvergleich zeigt, dass künftig nicht mehr Globalisierung oder Deglobalisierung entscheidend sind, sondern der Grad ihrer politischen und sicherheitspolitischen Überformung. Über alle Szenarien hinweg zeichnen sich strukturelle Veränderungen ab, welche die Energie- und Industriepolitik grundlegend neu ausrichten. Zunächst entstehen keine getrennten fossilen und erneuerbaren Systeme, sondern hybride Energie- und Industriestrukturen. Strategisch entscheidend wird weniger der Zugang zu einzelnen Ressourcen als die Kontrolle ganzer Wertschöpfungsketten – von Rohstoffen und Produktion über Infrastruktur und Finanzierung bis zur Standardsetzung. Geopolitische Wirkung entfaltet diese Kontrolle jedoch nur im jeweiligen ordnungspolitischen Kontext: In kooperativen Konstellationen stärkt sie wirtschaftlichen Einfluss. In konfrontativen Szenarien beschleunigt sie Entkopplung und Blockbildung.

Die Energiewende verläuft damit nicht als global koordinierter Prozess, sondern als konfliktreichere, kostenintensivere und innovationsgetriebene Transformation.

Tabelle 1.1: Vergleich geopolitischer Ordnungsszenarien und ihrer energiepolitischen Implikationen

Dimension	Szenario 1: Polyzentrische Konkurrenz	Szenario 2: Eskalierte Großraumkonflikte	Szenario 3: Funktional- institutionalisierte Koexistenz
Rivalitätsintensität	mittel, episodisch	hoch, dauerhaft eskalierend	mittel, aber kanalisiert
Polstruktur	multipolar, flexible Mittelmächte	wenige geschlossene Großräume	multipolar mit institutionellen Brückenakteuren
Interdependenz	hoch, aber politisiert/ redundant	gering, blockintern	hoch, institutionell abgesichert
Energiemärkte	global, diversifiziert, teurer	blockgebunden, Preiszone	global, langfristige Verträge, koordiniert
Klimakooperation	ad hoc, funktional	konkurrierende, inkompatible Regime	sektoral institutionalisiert

Quelle: Eigene Darstellung

Die Energie-, Rohstoff- und Wirtschaftsdiplomatie verschränken sich zunehmend mit der Außen- und Sicherheitspolitik. Zugleich verschiebt sich die Zielhierarchie der Energiepolitik: Energiesicherheit und Wettbewerbsfähigkeit werden nun höher gewichtet als die Dekarbonisierung. Erforderlich sind redundante Import- und Transportstrukturen, technologische Diversifizierung, strategische Reserven und ein wirksamer Schutz kritischer Infrastruktur.

Auch die Industriepolitik gewinnt weiter an Bedeutung. Neben dem Aufbau eigener Produktionskapazitäten sichern Joint Ventures, Beteiligungen in Drittstaaten und langfristige Abnahmeverträge den Zugang zu externen Wertschöpfungskapazitäten und begrenzen geopolitische Risiken.

Klimapolitik entwickelt sich von einem kooperativen Globalregime zu einem Feld konkurrierender industriepolitischen Strategien. Dies erhöht kurzfristig Kosten und Fragmentierung, kann jedoch Innovationen beschleunigen. Umso wichtiger bleibt die Sicherung minimaler Koordinationsmechanismen zur Vermeidung einer vollständigen Zersplitterung von Märkten und Standards. Gleichzeitig gewinnt Klimaanpassung als sicherheits- und wirtschaftspolitische Aufgabe an Bedeutung, während Resilienz zum zentralen Ordnungsprinzip für den Umgang mit klimatischen und geopolitischen Schocks wird.

Die strategische Ellipse entwickelt sich dabei zum zentralen geoökonomischen Großraum der globalen Energiewirtschaft. Hier konzentrieren sich Machtverschiebun-

gen, die stärkere Verknüpfung von Energie- und Sicherheitspolitik, industrielle Konkurrenz und steigende Resilienzerfordernisse. Zugleich ist sie globaler Energiekorridor und geopolitischer Konflikt- wie Kooperationsraum. Vor diesem Hintergrund gewinnen multipolare Energie-Governance-Mechanismen an Bedeutung. Regionale und sektorale Abkommen sichern Interoperabilität in einer fragmentierten Ordnung und sind insb. im Wasserstoffbereich entscheidend, da dort Standards, Zertifizierungen und Marktstrukturen zumeist erst noch entstehen. Sie reduzieren Investitionsrisiken und stabilisieren internationale Wertschöpfungsketten.

Für Deutschland und die EU ergibt sich daraus ein verdichtetes strategisches Anforderungsprofil. Erstens müssen resiliente, diversifizierte und redundante Energie- und Rohstoffsysteme aufgebaut werden. Zweitens gilt es, selektive Kooperationsräume – etwa bei Wasserstoff, Netzinfrastruktur und kritischen Rohstoffen – aktiv mitzugestalten. Drittens erfordert die neue Lage eine stärkere Verzahnung von Industrie-, Energie-, Sicherheits-, Finanz-, Handels- und Innovationspolitik auf nationaler wie europäischer Ebene. Die langfristige Handlungsfähigkeit wird davon abhängen, ob diese Politikfelder zu einem kohärenten strategischen Gesamtsystem verbunden werden. Voraussichtlich werden sich nur so Versorgungssicherheit, industrielle Wettbewerbsfähigkeit und Klimatransformation unter Bedingungen geopolitischer Fragmentierung gleichzeitig sichern lassen.

1. Einleitung

Die internationale Ordnung befindet sich in einer Phase weitreichender geopolitischer Fragmentierung. Damit verbunden ist eine tiefe Krise der liberalen Weltordnung und der marktbasierter Globalisierung. Der Krieg Russlands gegen die Ukraine, die U.S.-Militärintervention in Venezuela, der jüngste Krieg Israels und der Vereinigten Staaten von Amerika (USA) gegen den Iran sind lediglich die aktuellsten und extremsten Ausprägungen geopolitischer Umbrüche. Längerfristige Trends, wie die strategische Rivalität zwischen den USA und China, die Konfrontation zwischen der Europäischen Union (EU) und Russland, die wachsende Entfremdung im transatlantischen Verhältnis sowie der Aufstieg Indiens und zunehmend selbstbewusst auftretender Mittelmächte wie der Türkei, Indonesiens, Brasiliens, den Ländern Zentralasiens, und der Region am Persischen Golf, verweisen auf eine systemische, konfliktreiche Ausdifferenzierung globaler Machtstrukturen. Diese Fragmentierung zeigt sich sowohl in der Politisierung von wirtschaftlichen Interdependenzen als auch in der Rückkehr militärischer Logiken in internationale Wirtschafts- und Energiebeziehungen. Geopolitik wird damit immer stärker zu einem zentralen Treiber energiepolitischer und technologischer Entwicklungen.

➤ Geopolitik wird immer stärker zu einem zentralen Treiber energiepolitischer und technologischer Entwicklungen.

Geopolitische Fragmentierung bedeutet allerdings nicht Deglobalisierung. Vielmehr zeichnet sich ein ergebnisoffener Trend in Richtung einer post-westlichen, post-liberalen Re-Globalisierung ab, die bestehende Interdependenzen teils auflöst, teils neu ordnet, regionalisiert und politisiert, und diese entlang geopolitischer Linien und neuer strategischer Achsen und Räume strukturiert. Für die Energiepolitik bedeutet dies einen tiefgreifenden Wandel: Resilienz wird vor Effizienz und Sicherheit vor Wettbewerb priorisiert.

Energieversorgung, Infrastrukturen, Rohstoffzugang, industrielle Wertschöpfung und die Energietransformation selbst werden zunehmend als sicherheitspolitische Kategorien verstanden. Die strategisch ausgerichtet und geopolitisch motivierte Rohstoff- und Außenpolitik einzelner Staaten, wie Russland, der Golfländer und nicht zuletzt der USA, sowie die strategische Steuerung von *grünen*

Industrie- und Technologiepolitiken¹ (wie im Falle Chinas) verdeutlichen, dass Energie zunehmend als geoökonomisches Instrument geopolitischer Macht eingesetzt wird.² Angriffe auf kritische Infrastruktur, Blockaden wichtiger Handelsrouten und *Choke Points*³, wie der Straße von Hormus, oder gar Versuche quasi-kolonialer Übernahme fremder Energieressourcen, wie im Falle Grönlands und Venezuelas, heben wiederum die zunehmende militärisch-sicherheitspolitische Dimension der Versorgung hervor.

Vor diesem Hintergrund werden in diesem Beitrag einige Kernthesen zu geopolitischer Fragmentierung formuliert, die anschließend in drei Szenarien operationalisiert werden, um die möglichen Folgen für die Energieversorgung, Klimapolitik und Wirtschaft zu analysieren.

- 1 Mit grünen Industrie- und Technologiepolitiken sind Politikansätze gemeint, die Industrie- und Innovationsentwicklung gezielt auf Dekarbonisierung, Energieeffizienz und umweltfreundliche Technologien ausrichten.
- 2 Als Beispiele können hier die Angriffe auf die Nord-Stream-Pipelines und Unterseekabel in der Nord- und Ostsee, aber auch Attacken auf Flüssigerdgas (LNG)- und Produktionsanlagen am Persischen Golf angeführt werden.
- 3 Choke Points sind Engpässe in globalen Verkehrs- und Versorgungsrouten, deren Kontrolle entscheidend für den reibungslosen Fluss von Handel, Energie oder Rohstoffen ist.

2. Geopolitische Fragmentierung als struktureller Rahmen

2.1 Die Rückkehr geopolitischer Logik und die Rolle von Geoökonomie

Die internationale Wirtschaftsordnung befindet sich gegenwärtig in einem tiefgreifenden Strukturwandel, der sich nicht allein als zyklische Anpassung, sondern als langfristige, systemische Transformation interpretieren lässt. Die Phase einer primär marktbasierten sowie auf Effizienz und Kostenminimierung ausgerichteten Globalisierung wird zunehmend von einer geopolitisch überformten Weltwirtschaft abgelöst. Eine wachsende Zahl an Wirtschafts- und Machtpolen gewinnt an Gestaltungsspielraum und Interessenkonflikte werden mit ökonomischen sowie militärischen Mitteln ausgetragen (*Multipolarismus*). Dieser Trend ist keineswegs neu, sondern zeichnet sich bereits seit der durch das Platzen der U.S.-Immobilienblase und die daraus resultierende Instabilität des internationalen Bankensystems ausgelösten globalen Wirtschafts- und Finanzkrise von 2008 deutlich ab. Sichtbar wird er insb. im Aufstieg neuer Wirtschafts- und Wachstumszentren in Asien – vor allem Chinas und Indiens – und anderen Regionen der Welt. Die Verschiebung von Wirtschaftswachstum, Produktion, Energienachfragezentren und Handelsflüssen zugunsten Asiens, Afrikas, Eurasiens und Lateinamerikas hat schon ab den frühen 2010er-Jahren zu einer schrittweisen Erosion westlich geprägter internationaler Energie- und Wirtschaftsinstitutionen beigetragen.⁴

Parallel dazu gerieten die liberale internationale Ordnung sowie ihre sicherheitspolitische Architektur zunehmend unter Druck. An ihre Stelle ist eine wachsende Pluralisierung wirtschaftlicher und politischer Ordnungsvorstellungen getreten. Globale Wirtschaftsinstitutionen, wie die Welthandelsorganisation (WTO), der Internationale Währungsfonds (IWF) oder die G-Formate (z. B. G20), werden seit langem marginalisiert und verlieren an Relevanz und Anerkennung. Ebenso wie zentrale Organe der sicherheitspolitischen Architektur der liberalen Weltordnung, wie die Vereinten Nationen (VN) oder die Organisation für Sicherheit und Zusammenarbeit in Europa (OSZE). Sie werden zunehmend herausgefordert durch alternative, meist regionale Institutionen und Foren, wie die Asiatische Infrastruktur-Investitionsbank (AIIB)-Bank, die Vereinigung der BRICS-Staaten, regionale Handelsabkommen,

regionale Integrationsformate wie die *Seidenstraße-Initiative*⁵ oder die Eurasische Wirtschaftsunion.

Seit dem Krieg Russlands gegen die Ukraine, der Verschärfung der systemischen Rivalität zwischen den USA und China und der Wiederwahl Donald Trumps zum U.S.-Präsidenten hat dieser Trend allerdings an Schwung gewonnen und ist in eine disruptive Phase eingetreten. In dieser neuen Konstellation werden wirtschaftliche Interdependenzen nicht länger ausschließlich als Quelle von Wohlstandsgewinnen verstanden, sondern zugleich als potenzielle Machtressource und als strategische Verwundbarkeit interpretiert. Diese Neubewertung markiert einen Paradigmenwechsel im Verständnis globaler Verflechtungen: Interdependenz ist nicht mehr neutral, sondern inhärent politisch.⁶

➤ **Es kam zu einem Paradigmenwechsel im Verständnis globaler Verflechtungen: Interdependenz ist nicht mehr neutral, sondern inhärent politisch.**

Zwei eng miteinander verflochtene Entwicklungen prägen diese Transformation in besonderem Maße. Erstens ist eine zunehmende Politisierung wirtschaftlicher Verflechtungen zu beobachten. Staaten und Staatengruppen bewerten Handels-, Energie-, Technologie- und Finanzbeziehungen verstärkt unter sicherheits- und machtpolitischen Gesichtspunkten. Strategische Abhängigkeiten – etwa bei fossilen Energieträgern, kritischen Rohstoffen wie Seltenen Erden, Halbleitern oder digitaler Infrastruktur – werden systematisch identifiziert, politisch problematisiert und aktiv gesteuert. Politische Instrumente wie Exportkontrollen, Investitionsprüfungen, Subventionen oder die gezielte Diversifizierung von Lieferketten sind Ausdruck dieser Entwicklung. In der Literatur wird dies häufig als Übergang von einer *efficiency-driven* zu einer *security-driven* Politik beschrieben, bei der Resili-

⁴ Vgl. Lesage, Dries/van de Graaf, Thijs/Westphal, Kirsten (Hrsg.), *Global energy governance in a multipolar world*, Farnham 2010.

⁵ Die Seidenstraßen-Initiative (*Belt and Road Initiative BRI*) ist ein 2013 von China gestartetes globales Infrastruktur- und Investitionsprogramm, das durch den Ausbau von Verkehrs-, Energie- und Digitalnetzwerken die wirtschaftliche Verflechtung zwischen China, Asien, Afrika und Europa stärken soll.

⁶ Vgl. Hilpert, Hanns Günther/Lohmann, Sascha (Hrsg.), *Mehr Macht, weniger Markt. Denken und Handeln in der geoökonomischen Zeitenwende*, SWP-Studie 16/2025, Berlin 2025.

enz und strategische Autonomie gegenüber Effizienzgewinnen an Bedeutung gewinnen.⁷

Diese Politisierung manifestiert sich besonders deutlich in der Nutzung von Lieferketten als geopolitischem Instrument. Globale Wertschöpfungsketten werden nicht mehr primär als ökonomisch optimal betrachtet, sondern zunehmend als Hebel zur Durchsetzung politischer Interessen eingesetzt. Sanktionen, Handelsbeschränkungen, Exportkontrollen oder die gezielte Förderung *freundlicher* Produktionsstandorte (*friend-shoring*) sind Beispiele für diese Entwicklung. Empirische Analysen zeigen, dass insbesondere große Volkswirtschaften wie die USA, China und die EU, ferner aber auch Indien und Japan, systematisch versuchen, ihre strukturelle Position in globalen Netzwerken zu nutzen, um Abhängigkeiten zu erzeugen oder zu reduzieren.⁸

Zweitens lässt sich eine deutliche Rückkehr militärischer Macht in die internationale Wirtschaftsordnung beobachten. Diese Entwicklung widerspricht der langen dominierenden Annahme, wirtschaftliche Verflechtung wirke per se konfliktmindernd.

Die aktuelle Entwicklung widerspricht der lange dominierenden Annahme, wirtschaftliche Verflechtung wirke per se konfliktmindernd.

Stattdessen zeigt sich, dass militärische Konflikte, territoriale Kontrolle sowie die Sicherung strategischer Räume und Infrastrukturen wieder zentrale Einflussfaktoren für wirtschaftliche Prozesse darstellen. Kriege und militärische Spannungen wirken sich unmittelbar auf Handelsströme, Energiepreise, Investitionsentscheidungen und die Stabilität globaler Märkte aus. Die physische Zerstörung von Energieinfrastruktur, die Militarisierung von Seewegen oder die Blockade strategischer Engpässe (choke

points) verdeutlichen, wie eng militärische und ökonomische Dynamiken miteinander verwoben sind.⁹

Insb. im Energiesektor wird diese Verschränkung zwischen Sicherheits-, Militär-, Energie- und Industriepolitik sichtbar. Die Kontrolle über Fördergebiete, Transportwege und kritische Infrastrukturen – von Pipelines und LNG¹⁰-Terminals über Offshore-Windparks bis hin zu Stromnetzen und Unterseekabeln – gewinnt im Kontext geopolitischer Rivalitäten zunehmend an strategischer Bedeutung. Gleiches gilt für grüne Industrie- und Schlüsseltechnologien, etwa in der Batterieproduktion, bei Elektrolyseuren oder Halbleitern, sowie für den Zugang zu kritischen Rohstoffen, welche für die Energie- und Technologietransformation unverzichtbar sind.

Gleichzeitig erhöhen militärische Konflikte und die Logik geopolitischer Konfrontation die Volatilität von Energiepreisen und erschweren langfristige Investitionsentscheidungen, was wiederum Rückwirkungen auf die globale Energietransformation und Klimapolitik hat. Die internationale Wirtschaftsordnung ist damit nicht nur durch ökonomische Konkurrenz, sondern zunehmend auch durch sicherheitspolitische Konfliktlinien strukturiert.¹¹

Diese doppelte Entwicklung – die Politisierung wirtschaftlicher Interdependenzen und die Rückkehr militärischer Macht – verändert die Rahmenbedingungen für Energieversorgung, industrielle Transformation und makroökonomische Stabilität grundlegend. Sie führt zu einer potenziellen Fragmentierung der globalen Ordnung in teilweise konkurrierende ökonomische und politische Blöcke, innerhalb derer unterschiedliche Normen, Standards und Sicherheitslogiken gelten, und stellt eine der zentralen Herausforderungen für offene Volkswirtschaften wie Deutschland und die EU dar, welche traditionell stark von globaler Integration profitiert haben.

7 Vgl. Farrell, Henry/Newman, Abraham L., Weaponized Interdependence: How Global Economic Networks Shape State Coercion, in: International Security, Bd. 44, Nr. 1, 2019, S. 42–79, Gereffi, Gary/Pananond, Pavida/Tell, Fredrik/Fang, Tony, Industrial Policy and Global Value Chains in an Era of Disruptions, in: Journal of International Business Policy, Bd. 8, Nr. 3, 2025, abrufbar unter <https://link.springer.com/journal/42214> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

8 Vgl. Aiyar, Shekhar/Chen, Jiaqian/Ebeke, Christian H./Garcia-Saltos, Roberto/Gudmundsson, Tryggvi/Ilyina, Anna/Kangur, Alvar/Kunaratkul, Tansaya/Rodriguez, Sergio L./Ruta, Michele/Schulze, Tatjana/Soderberg, Gabriel/Trevino, Juan P., Geoeconomic Fragmentation and the Future of Multilateralism. International Monetary Fund Staff Discussion Notes, Nr. 2023/001, 2023, abrufbar unter <https://doi.org/10.5089/9798400229046.006> (zuletzt abgerufen 01.07.2026).

9 Vgl. International Institute for Strategic Studies (IISS), The Maritime Economy and 21st Century Confrontation. Research Paper, Mai 2025, abrufbar unter <https://www.iiss.org/research-paper/2025/05/the-maritime-economy-and--21st-century-confrontation/> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026); FERI Institut, Global Choke Points: Maritime Engpässe als unterschätzter Risikofaktor für Weltwirtschaft und Geopolitik. Cognitive Briefing, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.feri-institut.de/media/cvqcg4y3/cognitive-briefing-global-choke-points.pdf> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

10 LNG steht für Liquefied Natural Gas, also verflüssigtes Erdgas.

11 Vgl. Shell International, The 2026 Energy Security Scenarios: Challenges to the Transition. Scenarios Paper, London 2026, abrufbar unter https://www.shell.com/news-and-insights/scenarios/the-2026-energy-security-scenarios/_jcr_content/root/main/section_664131450/promo_copy/links/item0.stream/1768810403872/8b4495f80c08a92df53b780af870073b0e5a6742/the-2026-energy-security-scenarios.pdf (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

Vor diesem Hintergrund gewinnt das Konzept der Geoökonomie wieder erheblich an analytischer und politischer Relevanz. Geoökonomie bezeichnet den strategischen Einsatz wirtschaftlicher Instrumente zur Verfolgung politischer und machtpolitischer Ziele. Dazu zählen u.a. Industriepolitik, Exportkontrollen, Investitionsregime wie bspw. staatliche Regeln und Kontrollmechanismen für ausländische Direktinvestitionen, Subventionsprogramme, Zölle sowie der selektive Zugang zu Märkten und Technologien, aber auch die Anwendung von Sanktionen und Markteintrittsbeschränkungen. Geoökonomische Strategien zielen darauf ab, die eigene wirtschaftliche Leistungsfähigkeit zu stärken, technologische Souveränität zu sichern und zugleich die Handlungsspielräume anderer Akteure zu beeinflussen oder einzuschränken.¹²

Allerdings ist Geoökonomie – anders als oft suggeriert – weder ein neues Phänomen noch ist sie als Ersatz klassischer Geopolitik zu verstehen, sondern vielmehr als de-

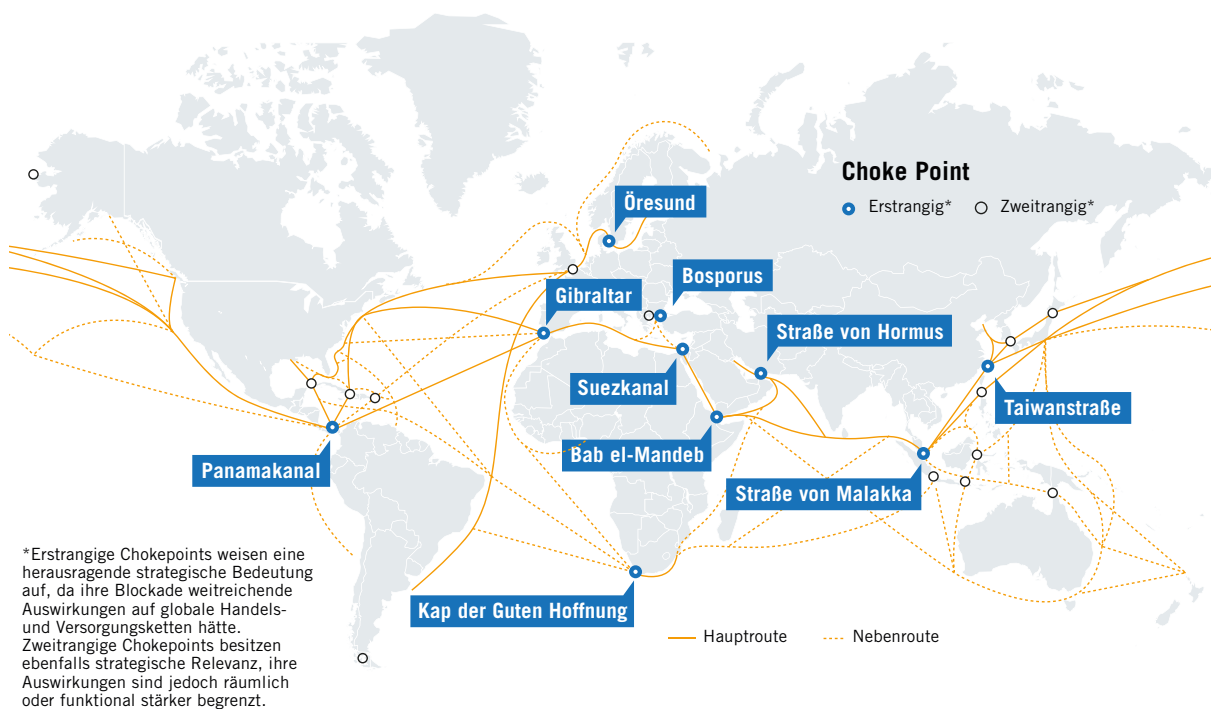
ren Ergänzung. Bereits Edward Luttwak – der Urvater des Begriffs Geoökonomie – argumentierte Ende der 1990er-Jahre, dass wirtschaftliche Konkurrenz in einer globalisierten Welt zunehmend die Rolle militärischer Konflikte zwischen Großmächten übernehme, weil hohe wirtschaftliche Interdependenz die Kosten militärischer Auseinandersetzungen so stark erhöhe, dass Staaten verstärkt auf wirtschaftliche statt militärische Mittel zur Durchsetzung ihrer Interessen zurückgreifen würden.¹³ Unter den Bedingungen einer liberalen, marktbasierter Globalisierung würden Staaten somit weiterhin Einfluss auf Wirtschaftsbeziehungen nehmen. Kriege fänden allerdings nur noch in „the backyards of world politics“¹⁴ statt.

12 Vgl. Blackwill, Robert D./Harris, Jennifer M., War by Other Means: Geoeconomics and Statecraft. Harvard University Press, Cambridge 2016.

13 Vgl. Luttwak, Edward N., From Geopolitics to Geo-Economics: Logic of Conflict, Grammar of Commerce. In: The National Interest, Nr. 20, 1990.

14 Luttwak, Edward, Turbocapitalism, New York 1999, S. 128.

Abbildung 1.1: Maritime Transportwege und deren strategische Engpässe



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von FERI Cognitive Finance Institute, 2025

Harte geopolitische Faktoren sind wieder zu zentralen Determinanten internationaler Politik geworden.

Die aktuelle Entwicklung deutet jedoch auf eine andere Dynamik hin. *Harte* geopolitische Faktoren – insb. territoriale Kontrolle, Zugang zu Ressourcen, die Sicherung strategischer Räume, die Neuordnung und die Verschiebung von Grenzen durch militärische Mittel bis hin zu potenziellen Großmachtkriegen – sind wieder zu zentralen Determinanten internationaler Politik geworden. Militärische Machtprojektion, Abschreckung und sicherheitspolitische Partnerschaften ohne feste Bündnisse gewinnen parallel zur geoökonomischen Instrumentalisierung wirtschaftlicher Beziehungen an Bedeutung. Militärische Fähigkeiten allein reichen in einer hochgradig verflochtenen Weltwirtschaft nicht aus, um nachhaltigen Einfluss auszuüben. Umgekehrt stoßen rein geoökonomische Strategien ohne glaubwürdige sicherheitspolitische Absicherung an ihre Grenzen. Die Effektivität wirtschaftlicher Zwangsmaßnahmen oder industriepolitischer Strategien hängt zunehmend auch von der Einbettung in ein breiteres machtpolitisches Umfeld ab, das militärische und sicherheitspolitische Komponenten einschließt.

Die Rückkehr dieser integrierten Form von Geopolitik und Geoökonomie markiert somit eine neue Phase der internationalen Ordnung, in der wirtschaftliche Effizienz, politische Macht und militärische Sicherheit nicht mehr getrennt voneinander gedacht werden können, sondern als miteinander verflochtene Dimensionen eines zunehmend konflikthaften globalen Systems verstanden werden müssen.

2.2 Multipolare Akteursstruktur

Die gegenwärtige Transformation der internationalen Ordnung manifestiert sich nicht nur in einer veränderten Qualität von Interdependenzen, sondern auch in einer grundlegenden Neuordnung der globalen Akteurs- und Raumstruktur. Diese Neuordnung verläuft weder linear noch kohärent, sondern ist durch Überlagerungen, Machtasymmetrien und regionale Differenzierungen geprägt. Sie lässt sich am treffendsten als eine Phase der Re-Globalisierung unter veränderten Vorzeichen be-

schreiben, in der sich neue Machtzentren, Interaktionsräume und Verflechtungsmuster herausbilden.¹⁵

Im Jahr 2025 stieg der Welthandel mit Gütern im Vergleich zum Vorjahr weiter um fast 6 % auf 26,5 Bio. USD.

Im Gegensatz zu häufig formulierten Diagnosen einer umfassenden Deglobalisierung deutet die empirische Evidenz auf eine anhaltend hohe Intensität globaler Verflechtung hin, allerdings bei gleichzeitiger regionaler Verschiebung. Der Welthandel mit Gütern erreichte 2022 ein Rekordniveau von rund 24 Bio. U.S.-Dollar (USD) und stabilisierte sich trotz geopolitischer Spannungen 2023/24 auf hohem Niveau. Im Jahr 2025 stieg der Welthandel mit Gütern im Vergleich zum Vorjahr weiter um fast 6 % auf 26,5 Bio. USD.¹⁶ Gleichzeitig verändern sich allerdings die Handelsflüsse weiter: Der Süd-Süd-Handel (also der Waren- und Dienstleistungsaustausch zwischen Entwicklungs- und Schwellenländern) nimmt seit zwei Jahrzehnten kontinuierlich zu und macht inzwischen mehr als ein Viertel des globalen Warenhandels aus, wobei er 2025 ein Volumen von rund 6,8 Bio. USD erreichte und schneller wuchs als der Welthandel insgesamt.¹⁷

Parallel dazu verdichten sich Handelsströme innerhalb regionaler Cluster: neben dem transatlantischen, dem europäischen-chinesischen und dem U.S.-Amerikanischen-chinesischen Handel, ist dies insb. innerhalb Asiens sowie entlang der Energie- und Handelsachsen

15 Vgl. World Economic Forum (WEF), *Reglobalization: Rewiring the world economy for a new era of growth*. Davos Agenda/WEF Stories, 2026, abrufbar unter <https://www.weforum.org/stories/2026/01/reglobalization-world-economy-growth/> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

16 Vgl. World Trade Organization (WTO), *World Trade Statistical Review 2025: World Trade Statistics*, Genf 2025, Chart 1: Growth in merchandise trade value and volumes (exports), abrufbar unter https://www.wto.org/english/res_e/statistics_e/world_trade_statistics_e.htm (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

17 Vgl. United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD), *Global Trade Update* (March 2026): *Reforming Trade Rules to Drive Development*. UN Trade and Development, März 2026, Grafik: *South-South Trade Outpaces World Trade and Developing Countries' Exports to the North*, abrufbar unter <https://unctad.org/publication/global-trade-update-march-2026-reforming-trade-rules-drive-development> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

zwischen dem Nahen Osten¹⁸, Afrika, Kontinentaleurasien und Ostasien, bzw. China zu beobachten. Diese bilden heute einen zentralen Teil der globalen Nachfrage- und Angebotsstruktur.¹⁹

Auch bei den Direktinvestitionen zeigt sich keine lineare Deglobalisierung, sondern eine Umstrukturierung der globalen Kapitalflüsse. Die weltweiten Zuflüsse ausländischer Direktinvestitionen (*Foreign Direct Investment, FDI*) lagen bei rund 1,3 Bio. USD im Jahr 2023 und stiegen nach vorläufigen Schätzungen 2025 wieder auf etwa 1,6 Bio. USD an.²⁰

Ein erheblicher Teil der globalen Direktinvestitionen entfällt weiterhin auf Entwicklungs- und Schwellenländer. Diese vereinten 2025 rund 877 Mrd. USD an FDI-Zuflüssen auf sich und machten damit etwa 55 % der weltweiten Direktinvestitionen aus. Besonders Asien blieb dabei die wichtigste Zielregion internationaler Kapitalströme. Trotz rückläufiger globaler Investitionsdynamiken blieb das entwicklungsökonomische Asien auch 2025 die weltweit wichtigste Zielregion für Direktinvestitionen (40 % der weltweiten FDIs) und vereinte rund 70 % aller FDI-Zuflüsse in Entwicklungsökonomien auf sich.²¹

➤ Diese Entwicklungen lassen sich als Ausdruck einer post-westlichen Re-Globalisierung interpretieren, die weniger universalistisch und regelbasiert, sondern stärker räumlich strukturiert, politisch geprägt und durch eine wachsende Rolle nicht-westlicher Akteure getragen ist.

Diese Entwicklungen lassen sich als Ausdruck einer post-westlichen Re-Globalisierung interpretieren, die weniger universalistisch und regelbasiert, sondern stärker räumlich strukturiert, politisch geprägt und durch eine wachsende Rolle nicht-westlicher Akteure getragen ist. Diese Re-Konfiguration geht mit der Herausbildung einer neuen politischen Ordnung einher, die weder die bipolare Struktur des Kalten Kriegs noch die relative Unipolarität der post-1990er-Jahre widerspiegelt. Stattdessen entsteht eine tendenziell multipolare, asymmetrische und dynamische Ordnung, in der materielle Machtressourcen gegenüber ideologischen Trennlinien an Bedeutung gewinnen.²² Die daraus resultierende Ordnung ist inhärent instabiler und konfliktgetriebener. Zwar bleibt internationale Kooperation bestehen, doch sie wird selektiver und themenspezifischer, während Konflikte globaler und systemischer werden. Das bedeutet, dass sie nicht nur einzelne Länder oder begrenzte territoriale oder ökonomische Fragen betreffen, sondern häufig die gesamte globale Ordnung.

Die gegenwärtige Akteurslandschaft der internationalen Ordnung lässt sich entsprechend als mehrschichtiges, funktional differenziertes und zugleich hochdynamisches Gefüge beschreiben, in dem sich klassische Großmächte, strategisch autonome Swing Powers²³ sowie regionale Mittelmächte überlagern. In diesem System ist weniger formale Bündniszugehörigkeit entscheidend, als vielmehr flexible Partnerschaften, selektive Kooperation und die Fähigkeit einzelner Akteure, ihre Position in wirtschaftlichen Netzwerken, sicherheitspolitischen Arrangements und infrastrukturellen Korridoren zu nutzen.

18 Vgl. KPMG/Energy Institute/Kearney, Statistical Review of World Energy 2025, 74th Edition, 2025, abrufbar unter <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/sk/pdf/2025/Statistical-Review-of-World-Energy-2025.pdf> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026), S. 35 und 44; Asia House, The Middle East Pivot to Asia. Research & Analysis/Publication, London, aktualisierte Ausgabe 2025, abrufbar unter <https://www.asiahouse.org/publications/the-middle-east-pivot-to-asia/> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

19 Vgl. KPMG/Energy Institute/Kearney, Statistical Review of World Energy 2025, 74th Edition, 2025, abrufbar unter: <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/sk/pdf/2025/Statistical-Review-of-World-Energy-2025.pdf> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026), S. 35 und 44; Asia House, The Middle East Pivot to Asia. Research & Analysis/Publication, London, aktualisierte Ausgabe 2025, abrufbar unter <https://www.asiahouse.org/publications/the-middle-east-pivot-to-asia/> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

20 Vgl. United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD), World Investment Report 2024: Investment Facilitation and Digital Government, Genf 2024, abrufbar unter <https://unctad.org/publication/world-investment-report-2024> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026); United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD), Global Investment Trends Monitor No. 50/2026, abrufbar unter [diaeiainf2026d1_en.pdf](https://unctad.org/news/developing-asia-leads-investment-among-developing-regions-patterns-shift-within-region), (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

21 Vgl. United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD), Global Investment Trends Monitor No. 50/20, S. 3, abrufbar unter [diaeiainf2026d1_en.pdf](https://unctad.org/news/developing-asia-leads-investment-among-developing-regions-patterns-shift-within-region), (zuletzt abgerufen am 01.07.2026); United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD), Developing Asia leads investment among developing regions as patterns shift within the region, abrufbar unter <https://unctad.org/news/developing-asia-leads-investment-among-developing-regions-patterns-shift-within-region> (zuletzt abgerufen am 07.07.2026).

22 Vgl. Perthes, Prof. Dr. Volker, Die Multipolarisierung der Welt. Ein geopolitischer Wegweiser. Die entstehende Weltordnung verstehen, Suhrkamp Verlag, Berlin 2026.

23 Diese Staaten zeichnen sich durch die Fähigkeit aus, ihre außenpolitische Ausrichtung flexibel zu gestalten und gezielt zwischen konkurrierenden Machtzentren zu balancieren.

Im Zentrum dieser Struktur stehen zwei dominante, jeweils um die USA und China strukturierte, jedoch unterschiedlich organisierte Machtpole. Die USA bilden weiterhin den Kern einer global projizierenden Machtarchitektur, die sich insb. nach Donald Trumps Wiederwahl zunehmend die Hemisphäre entlang der Nord-Süd-Achse von der Arktis über Nord- und Südamerika als eigene privilegierte Einflussosphäre betrachtet und einzelne ausgewählte Partner in Europa, Ostasien und dem Indopazifik selektiv und transaktional andockt. Diese U.S.-zentrierte Ordnung hat den universalistischen und idealistischen Gestaltungsanspruch des kollektiven Westens der vergangenen Jahrzehnte zunehmend aufgegeben – zugunsten nationalistischer, merkantilistischer sowie teilweise isolationistischer und großräumiger Machtambitionen. Sie beruht aber weiterhin auf mehreren strukturellen Pfeilern globaler Relevanz. Dazu zählen:

- Militärische Überlegenheit der USA, untermauert durch Verteidigungsausgaben von zuletzt rund 954,3 Mrd. USD jährlich.²⁴
- Struktureller Einfluss auf das internationale Finanzsystem, insb. durch die Rolle des US-Dollars als Leitwährung mit einem Anteil von rund 57 % an den globalen Währungsreserven.²⁵
- Technologische Führungsposition in zentralen Zukunftssektoren wie digitalen Plattformen, Halbleitern und künstlicher Intelligenz.²⁶
- Energiepolitische Aufwertung infolge der sog. *Schiefergasrevolution*, die das Land zum weltweit größten Öl- und Gasproduzenten sowie zu einem bedeutenden Nettoexporteur fossiler Energieträger gemacht hat.²⁷

Geographisch konzentriert sich diese Ordnung zunehmend auf den amerikanischen Kontinent sowie auf ausgewählte maritime und sicherheitspolitische Einflussräume im Atlantik/Arktisraum, im Pazifik und im maritimen Eurasien. Sie weist damit Elemente einer Neuinterpretation

der Monroe-Doktrin²⁸ auf, die unter Präsident Donald Trump um geoökonomische, industriepolitische, sicherheitsstrategische und nicht zuletzt energiepolitische Elemente erweitert wurde²⁹. Europa ist in dieses Gefüge immer noch eng eingebunden, fungiert jedoch zunehmend als *peripherer Partner*: wirtschaftlich relevant, sicherheitspolitisch jedoch weiterhin abhängig und strategisch nur begrenzt autonom. Gleichzeitig verschiebt sich der geostrategische Fokus der USA – jenseits der eigenen Hemisphäre – zunehmend in dem Raum zwischen dem Arabischem Meer und dem Südchinesischen Meer im Süden (Indo-Pazifik) und zwischen Grönland und Alaska im Norden, was die relative Bedeutung Europas weiter relativiert.

Rund 70 % aller Staaten unterhalten inzwischen intensivere Handelsbeziehungen mit China als mit den USA.

Demgegenüber steht ein China-zentrierter Machtpol, der weniger als kohärenter Block, denn als Interaktionsraum entlang einer losen Ost-West-Achse zu verstehen ist. China fungiert hierbei als ökonomischer Gravitationskern: Mit einem Anteil von rund 19 % am globalen Bruttoinlandsprodukt (BIP) auf Basis der Kaufkraftparität – und damit mehr als der Anteil der USA oder der EU jeweils einzeln – dominiert China mittlerweile den Welthandel. Rund 70 % aller Staaten unterhalten inzwischen intensivere Handelsbeziehungen mit China als mit den USA. Das Land strukturiert und dominiert weite Teile globaler Handels- und Produktionsnetzwerke – von der Rohstoffgewinnung und Weiterverarbeitung bis hin zu grünen Industrie- und Energietechnologien.³⁰ Diese ökonomische Zentralität wird durch eine aktive Infrastruktur- und Investitionspolitik flankiert, insb. in Entwicklungs- und Schwellenländern, die darauf abzielt, bei Maximierung eigener wirtschaftlicher und politisch-militärischer Unab-

24 Vgl. Stockholm International Peace Research Institute (SIPRI), SIPRI Military Expenditure Database, 2025, abrufbar unter <https://www.sipri.org/databases/milex> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

25 Vgl. International Monetary Fund (IMF), Currency Composition of Official Foreign Exchange Reserves (COFER), 2025, abrufbar unter <https://data.imf.org/en/news/imf%20data%20brief%20march%2027> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

26 Vgl. World Intellectual Property Organization (WIPO), Global Innovation Index 2025, Genf 2025, abrufbar unter <https://www.wipo.int/web-publications/global-innovation-index-2025/en/global-innovation-tracker.html> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

27 Vgl. U.S. Energy Information Administration (EIA), The United States set record energy production in 2025, again, 11.05.2026, abrufbar unter <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=67684&> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026); U.S. Energy Information Administration (EIA), U.S. energy facts – imports and exports, abrufbar unter <https://www.eia.gov/energyexplained/us-energy-facts/imports-and-exports.php> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

28 Die Monroe-Doktrin von 1823 ist ein außenpolitisches Prinzip der USA, das europäische Interventionen in der westlichen Hemisphäre ablehnt und im Gegenzug eine amerikanische Nichteinmischung in europäische Angelegenheiten vorsieht.

29 Vgl. Kaplan, Robert D., The Return of Marco Polo's World: War, Strategy, and American Interests in the Twenty-First Century, Random House, New York, 2018; McCarthy, Daniel, The Return of the Monroe Doctrine, in: Modern Age, Vol. 65, No. 2, 2023, S. 15-27.

30 Vgl. Internationaler Währungsfonds (IWF), World Economic Outlook Database – GDP based on PPP share of world total, 2025, abrufbar unter <https://www.imf.org/external/datamapper/PPPSH@WEQ/EU/CHN/USA> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026); Rajah, Roland/Albayrak, Ahmed, China versus America on Global Trade. Lowy Institute Data Snapshot, Sydney, 1/2025, abrufbar unter <https://lowy-institute.github.io/publications/2025/RAJAH-ALBAYRAK-china-versus-america-on-global-trade.pdf> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

Tabelle 1.2: Vergleich zentraler geopolitischer Machtressourcen der USA und Chinas

Dimension	USA	China
Militärmacht	954,3 Mrd. USD (2025)	359 Mrd. USD (2025)
Finanzmacht, Anteil an globalen Währungsreserven	US-Dollar: 56,8 %	Renminbi: 1,95 %
Technologieführerschaft	Digitale Plattformen, Halbleiter, KI	Solarmodule (~ 80 %), Batteriezellen (~70 %) der Weltproduktion
Energieproduktion	Größter Öl-/Gasproduzent, Nettoexporteur	Größter Produzent und Verbraucher fossiler Energie, führend bei erneuerbaren Energien und sauberen Energietechnologien
Wirtschaftsgewicht (BIP, Kaufkraftparität)	~14,8 % des globalen BIP	~ 19 % des globalen BIP

Quelle: Eigene Darstellung

hängigkeit, Weltwirtschaft und Weltordnung nach chinesischem Vorbild zu formen. Seit dem Start der sog. *Seidenstraße-Initiative (Belt and Road Initiative)* im Jahr 2013 wurden Infrastrukturprojekte sowie Investitionen in fossile, grüne und Rohstoffprojekte im Umfang von fast 1,4 Bio. USD angekündigt oder finanziert, insb. entlang transregionaler Land-See-Korridore in Asien, Afrika und Europa.³¹

Russland nimmt in diesem Gefüge eine ambivalente Rolle ein, insb. nach dem Beginn des Russland-Ukraine-Kriegs: Einerseits als privilegierter militärischer und rohstoffbasierter Partner Chinas in Eurasien und im Arktisraum. Andererseits als zunehmend asymmetrisch abhängiger Akteur mit begrenzten technologischen und finanziellen Kapazitäten.³² Insgesamt handelt es sich somit weniger um einen geschlossenen Gegenblock zum U.S.-Pol als um einen funktional integrierten, politisch jedoch heterogenen Raum.

Zwischen und teilweise quer zu den beiden Polen USA und China positionieren sich sog. Swing Powers oder Halb-Pole, deren Bedeutung in der gegenwärtigen Ordnung deutlich zunimmt. Dazu zählen insb. Russland und Indien, wenngleich mit deutlichen Unterschieden. Russland ist auf dem ersten Blick keine klassische Swing Power: durch ideologische Ablehnung der westlichen Ordnung, ökonomische Restriktionen und zunehmende Abhängigkeiten von China ist ihr Handlungsspielraum eingeschränkt.³³ Das Land bleibt aber, trotz seiner strukturellen Schwächung und seiner engen Partnerschaft mit China, ein zentraler sicherheitspolitischer Akteur in diesem Kreis, vor allem aufgrund seiner atomaren Abschreckungsfähigkeiten und seiner Rolle als Energie- und Rohstofflieferant auf den Energiemärkten, was sein Gestaltungsmachtpotenzial erhöht. Die Beziehung zu China ist zwar solide, aber zweckgebunden und keineswegs in einem formellen Bündnis institutionalisiert.

➤ Indien gewinnt ökonomisch und geopolitisch an Gewicht.

Indien entwickelt sich hingegen sogar zur prototypischen Swing Power der multipolaren Ordnung. Mit jährlichen

31 Vgl. Green Finance & Development Center, China Belt and Road Initiative Investment Report 2025, Shanghai 2025, abrufbar unter <https://greenfdc.org/china-belt-and-road-initiative-bri-investment-report-2025/> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

32 Russlands gesamtes Handelsvolumen mit asiatischen Partnern erreichte 2024 rund 520 Mrd. USD und überschritt damit 70 % des gesamten Außenhandels des Landes. Dies unterstreicht Moskaus strategische Hinwendung nach Asien, während der Austausch mit Europa infolge der Sanktionen deutlich zurückging. Vgl. TAdviser, Russia's Foreign Trade (2024 Data), abrufbar unter https://www.tadviser.ru/index.php/%D0%A1%D1%82%D0%B0%D1%82%D1%8C%D1%8F_%D0%92%D0%BD%D0%B5%D1%88%D0%BD%D1%8F%D1%8F_%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B3%D0%BE%D0%B2%D0%BB%D1%8F_%D0%A0%D0%BE%D1%81%D1%81%D0%B8%D0%B8 (auf Russisch), (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

33 Vgl. S&P Global, China Data: Russian crude imports up 24 % to 2.15 mil b/d in 2023, 22.01.2024, abrufbar unter <https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/crude-oil/012224-china-data-russian-crude-imports-up-24-to-215-mil-bd-in-2023> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026); Reuters, Russia's Pipeline Gas Exports to China Seen Up 25 % This Year, Source Says, 22.12.2025, abrufbar unter <https://www.reuters.com/business/energy/russias-pipeline-gas-exports-china-seen-up-25-this-year-source-says-2025-12-22/> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

BIP-Wachstumsraten von über 6 %, einer rasch wachsenden Bevölkerung und einer zunehmenden Integration in globale Wertschöpfungsketten gewinnt das Land sowohl ökonomisch als auch geopolitisch an Gewicht.³⁴ Sein Handelsvolumen hat sich in den letzten Jahren kräftig entwickelt, und es positioniert sich zunehmend als alternativer Produktionsstandort in globalen Lieferketten.³⁵ Gleichzeitig verfolgt Indien eine Strategie der *multi-alignment*, die es erlaubt, sowohl mit westlichen Staaten als auch mit nicht-westlichen Akteuren zu kooperieren, ohne sich dauerhaft festzulegen. Diese strategische Fle-

xibilität macht Indien zu einem zentralen Scharnierakteur in der entstehenden Ordnung.³⁶

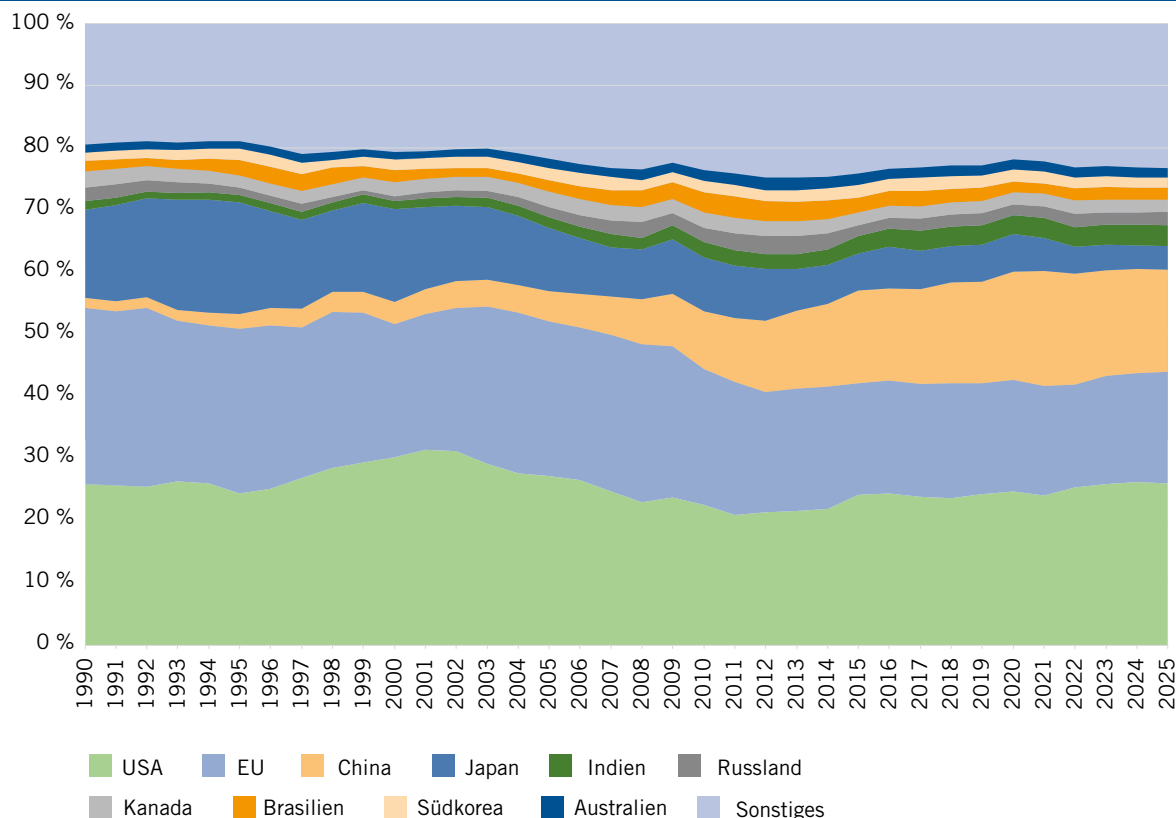
Ergänzt wird dieses Gefüge durch eine Vielzahl von kleineren, aber bedeutenden Mittelmächten, die zwar nicht über globale Machtprojektion verfügen, jedoch in ihren jeweiligen Regionen zunehmend eigenständige strategische Rollen einnehmen. Staaten wie Brasilien, Indonesien, Südafrika und die Türkei nutzen ihre geographische Lage, demografische Dynamik und wirtschaftliche Ressourcen, um als regionale Knotenpunkte zu agieren. Indonesien kontrolliert zentrale maritime Engpässe im Indopazifik, Brasilien fungiert als führende Wirtschaftsmacht Lateinamerikas und bedeutender Rohstoffexporteur,

34 Vgl. International Monetary Fund (IMF), World Economic Outlook DataMapper – India, 2025, abrufbar unter <https://www.imf.org/external/datamapper/profile/IND> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

35 Vgl. Germany Trade & Invest (GTAI), Wirtschaftsausblick Indien, 23.04.2026, abrufbar unter <https://www.gtai.de/de/trade/indien-wirtschaft/wirtschaftsausblick> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

36 Vgl. Miller, Manjari Chatterjee, India's Multialignment and the Democratization of the International Order. Council on Foreign Relations (CFR), 16.10.2024, abrufbar unter <https://www.cfr.org/articles/indias-multialignment-and-the-democratization-of-the-international-order> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

Abbildung 1.2: BIP-Entwicklung der zehn größten Volkswirtschaften von 1990 bis 2025 sowie Anteile am Gesamt-BIP



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten der Weltbank-Gruppe

während die Türkei ihre Position als Brücke zwischen Europa, dem Nahen Osten und Zentralasien aktiv geopolitisch nutzt.³⁷

Parallel dazu gewinnen regionale Gruppierungen an Bedeutung. Südostasien hat sich zu einem der dynamischsten Produktions- und Handelsräume der Welt entwickelt, mit stark wachsenden intra-regionalen Handelsströmen. Die Golfregion etablierte sich – zumindest bis zum Ausbruch des Iran-Kriegs – nicht nur als globaler Energiehub, sondern zunehmend auch als Finanz- und Investitionszentrum mit wachsender Rolle in Infrastrukturprojekten und neuen Energietechnologien. Zentralasien wiederum gewinnt durch seine Funktion als Transitregion für Energie- und Transportkorridore an strategischer Bedeutung, insb. im Kontext wachsender Land-See-Verbindungen zwischen Europa und Asien.

Eine besondere Stellung nimmt Japan ein. Als hochentwickelte Industrienation mit enger Anbindung an die USA bleibt es integraler Bestandteil des westlichen Systems, entwickelt jedoch zunehmend eigene sicherheitspolitische Handlungsspielräume. Die schrittweise Erhöhung der Verteidigungsausgaben sowie Anpassungen in der sicherheitspolitischen Doktrin deuten auf eine vorsichtige, aber klare Bewegung hin zu größerer strategischer Autonomie. Gleichzeitig bleibt Japan ein zentraler Akteur in technologischen Schlüsselindustrien und ein wichtiger Gegenspieler Chinas in Asien.

Die EU schließlich erscheint in dieser Konstellation als *contested space in-between* mit einem Anteil von rund 14 % am globalen BIP und hoher Bedeutung im Weltmarkt. Sie bleibt ein zentraler wirtschaftlicher Akteur. Gleichzeitig fehlt es ihr an kohärenter geopolitischer und militärischer Handlungsfähigkeit. In der entstehenden Ordnung ist sie daher sowohl Partner als auch potenzielles Objekt geopolitischer Einflussnahme und ist zunehmend politischen Fliehkräften und Desintegrationsgefahren ausgesetzt. Ihre zukünftige Rolle hängt maßgeblich davon ab, ob es ihr gelingt, strategische Autonomie in Schlüsselbereichen – etwa Energie, Technologie und Sicherheit – zu entwickeln und interne Fragmentierungen zu überwinden.

Insgesamt ergibt sich somit kein stabiles multipolares Gleichgewicht, sondern ein dynamisches, überlappen-

des System aus Machtzentren, flexiblen Partnerschaften und funktionalen Netzwerken.

2.3 Neue strategische Räume

Parallel zur Verschiebung der Akteursstruktur gewinnt auch die räumliche Dimension der internationalen Ordnung an Bedeutung. Die entstehende geopolitische Ordnung lässt sich tatsächlich nicht nur entlang staatlicher Machtzentren beschreiben, sondern zunehmend auch entlang strategischer Räume, in denen wirtschaftliche, energetische und sicherheitspolitische Interessen besonders stark miteinander verflochten sind. Geopolitischer Einfluss materialisiert sich momentan somit weniger in klar abgegrenzten Blöcken als in der Kontrolle (noch) vernetzter Räume und Korridore.

Ein solcher Schlüsselraum bildet sich derzeit in Form einer erweiterten Neuauflage der „strategischen Ellipse“³⁸. Anders als die historische strategische Ellipse, ist diese weniger ausschließlich durch die Verortung von traditionellen Gas- (und Öl)vorkommen zwischen dem postsowjetischen Raum und dem Nahen Osten definiert. Sie bezeichnet vielmehr einen geopolitischen und geökonomischen fluiden Interaktionsraum, der sich von Nord- und Ostafrika über Westasien und Kontinentaleurasien bis nach Süd- und Ostasien erstreckt. In diesem befinden sich nicht nur Energieressourcen, sondern Energieflüsse, Rohstofflieferketten, Industrieproduktion, wirtschaftliche Interdependenzen, infrastrukturelle Verflechtungen und sicherheitspolitische Rivalitäten verdichten und überlagern sich räumlich. In diesem Raum befindet sich zugleich die Mehrzahl der politisch aufstrebenden Akteure (mit der wichtigen Ausnahme der USA).³⁹

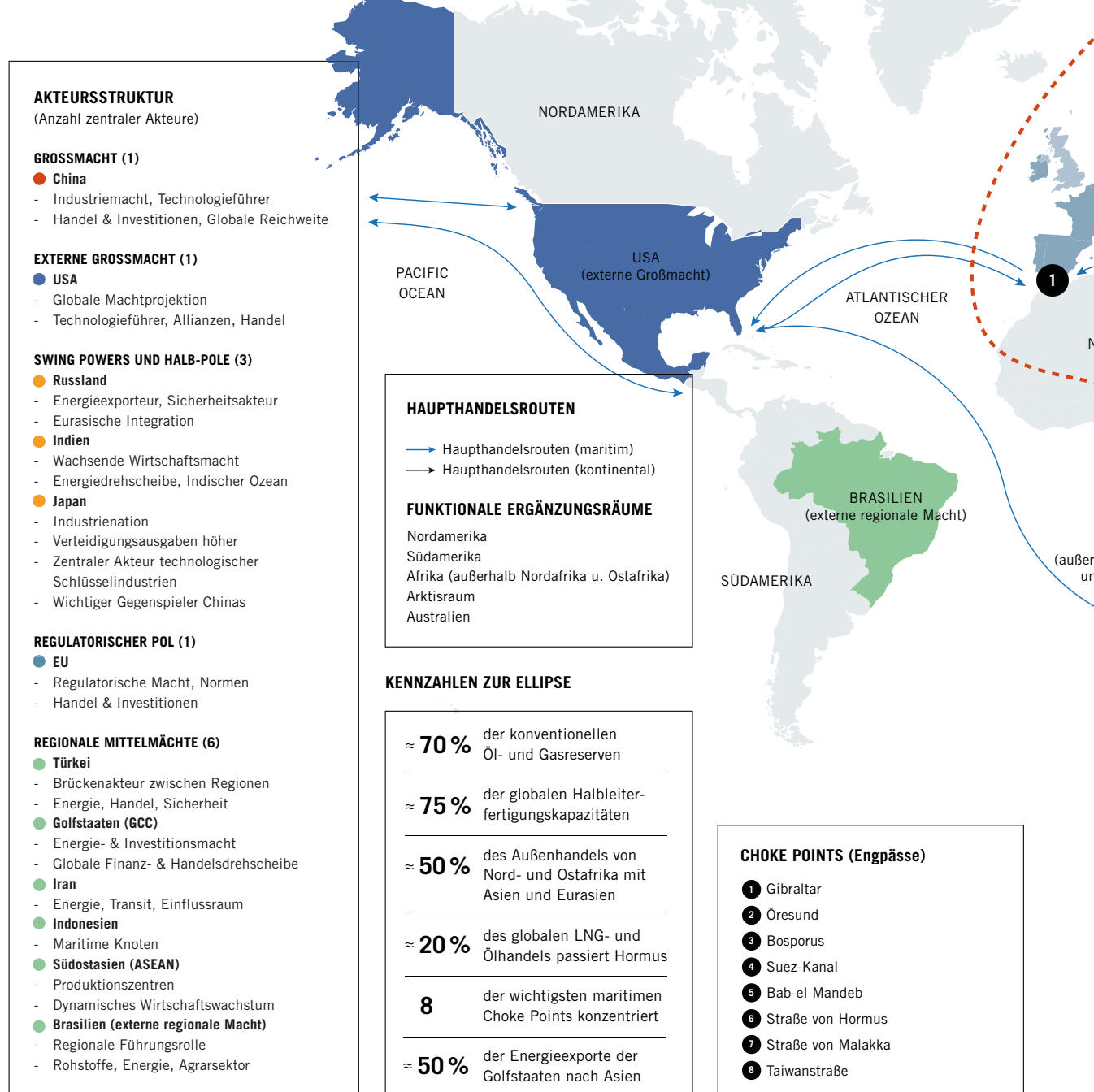
37 Vgl. Spektor, Matias, Rise of the Nonaligned: Who Wins in a Multipolar World?, In: Foreign Affairs, Vol. 104, No. 1, Januar/Februar 2025; Vgl. Lippert, Barbara/Mair, Stefan (Hrsg.), Mittlere Mächte – einflussreiche Akteure in der internationalen Politik. SWP-Studie 2024/S 01, Berlin 2024.

38 Deutsche Gesellschaft für Osteuropakunde e. V., Strategische Ellipse und globale Gasvorkommen, in: Osteuropa, 54 (2004), H. 9–10: Europa unter Spannung. Energiepolitik zwischen Ost und West, Berlin: BWV 2004.

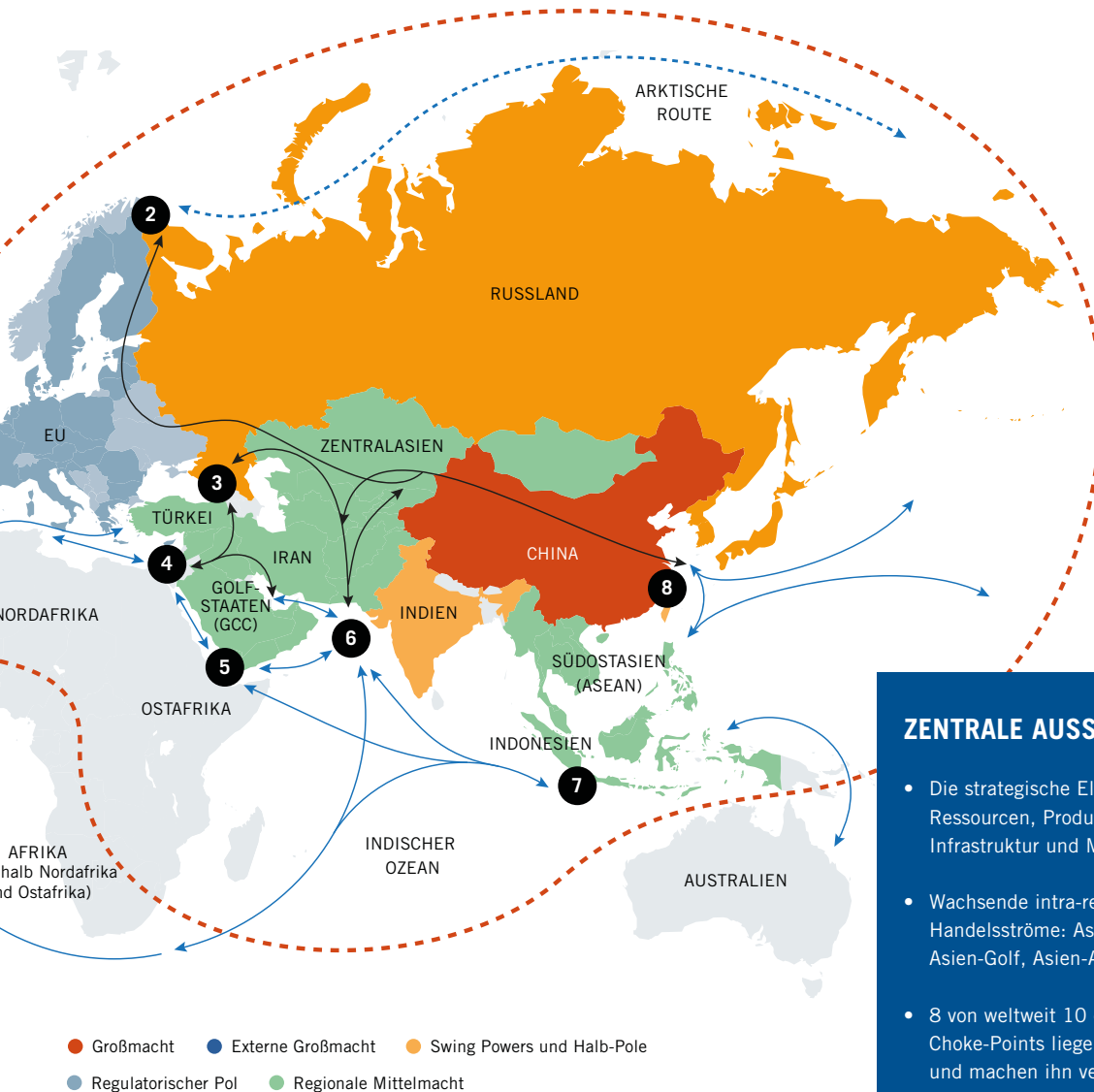
39 Vgl. Brands, Hal, The Eurasian Century: Hot Wars, Cold Wars, and the Making of the Modern World, W. W. Norton, New York: 2025; Calder, Kent E., Super Continent: The Logic of Eurasian Integration, Stanford University Press, Stanford 2019.

Abbildung 1.3: Geopolitischer Schlüsselraum: Die strategische Ellipse 2.0 – Zentrum vernetzter Macht, Ressourcen und K

Ein fluider Interaktionsraum von Nord- und Ostafrika über Westasien und Kontinentaleurasien bis nach Süd- und Ostasien, in dem Energie, Handel, Infrastruktur und geopolitische Interessen verdichtet und verflochten sind.



Korridore



ZENTRALE AUSSAGEN

- Die strategische Ellipse bündelt Ressourcen, Produktion, Handel, Infrastruktur und Macht.
- Wachsende intra-regionale Handelsströme: Asien-Asien, Asien-Golf, Asien-Afrika.
- 8 von weltweit 10 erstrangigen Choke-Points liegen in dem Raum und machen ihn verwundbar.
- Infrastrukturkorridore schaffen Alternativen zu Land- und Seewegen.
- Nicht-fossile Energien und Technologien gewinnen stark an Bedeutung.
- Regionalisierung der Sicherheit und neue Governance-Formate nehmen zu.
- Zukunft zwischen Kooperation und Interdependenz oder Fragmentierung und Konflikt.

DISCLAIMER Diese Karte und die dargestellten Routen haben einen stark skizzenhaften und symbolischen Charakter. Verläufe, Abgrenzungen und Routenführungen sind vereinfacht dargestellt und erheben keinen Anspruch auf vollständige geografische, politische oder infrastrukturelle Genauigkeit oder auf Vollständigkeit. Die dargestellten, verzerrten Grenzen stellen keine politische Wertung oder Stellungnahme zu aktuellen Konflikten dar, sondern sind einer graphischen Vereinfachung geschuldet.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von U.S. Energy Information Administration/IEA/UN Comtrade, Clarksons und S&P Global

➤ Die entstehende geopolitische Ordnung lässt sich nicht nur entlang staatlicher Machtzentren beschreiben, sondern zunehmend auch entlang strategischer Räume. Ein solcher Schlüsselraum bildet sich derzeit in Form einer Neuauflage der *strategischen Ellipse*.

Während andere Räume – Südamerika, der afrikanische Kontinent sowie insb. der Arktisraum – an strategischer Bedeutung gewinnen, bleiben sie gegenwärtig funktionale Ergänzung der strategischen Ellipse. Der Zugang zu Energie- und Rohstoffquellen bleibt dabei zwar zentral: ca. 70 % der konventionellen Öl- und Gasreserven entfallen auf Staaten innerhalb oder am Rand der *Ellipse*. Die strategische Ellipse bündelt jedoch nicht nur Ressourcen und Produktionskapazitäten, sondern immer mehr auch die Dynamik globaler Handels-, Industrie- und Investitionsströme. Diese Ströme sind zunehmend differenziert und weniger Europa-zentriert. Somit ist die EU zwar geografisch und ökonomisch Teil der Ellipse, allerdings geökonomisch und geopolitisch zunehmend marginal.

Rund ein Fünftel des globalen LNG- sowie Ölhandels passiert die Straße von Hormus. Die Straße von Malakka zählt zu den wichtigsten asiatischen Transitkorridoren für LNG und Rohöl. Allein durch die Straße von Malakka wurden im ersten Halbjahr 2025 rund 23,2 Mio. Barrel Öl pro Tag transportiert, was etwa 29 % des weltweiten maritimen Ölhandels entspricht. Beide Seewege gehören damit zu den zentralen maritimen choke points der globalen Energieversorgung. Innerhalb der Ellipse konzentrieren sich acht der wichtigsten und geopolitisch anfälligsten *Würgepunkte* des Welt(energie)handels – der Suez-Kanal, Babel Mandeb, Hormus, Malakka und der Bosporus sowie Gibraltar und Oresund. Fünf davon befinden sich zwischen Nahost und Asien. Parallel dazu konzentrieren sich etwa 75 % der globalen Halbleiterfertigungskapazitäten in

Ostasien, was die technologische Dimension dieser neuen Machtgeographie unterstreicht.⁴⁰

Darüber hinaus zeigt sich, dass ein wachsender Anteil des Welthandels innerhalb dieses Raumes selbst stattfindet. In Ost- und Südostasien entfällt inzwischen jeweils mehr als die Hälfte des Außenhandels auf intraregionale Handelsbeziehungen, was die zunehmende wirtschaftliche Integration Asiens unterstreicht, während Handelsverbindungen zwischen dem Nahen Osten und Asien heute den Großteil der Energieexporte der Golfstaaten absorbieren.⁴¹

Über die fossilen Energiebeziehungen hinaus gewinnt aber insb. auch der nicht-fossile Energiehandel innerhalb der Ellipse stark an Bedeutung. Während der Handel zwischen Asien und Europa und zwischen Asien und Nordamerika weiterhin zentral und prägend für den Welthandel bleibt, zirkulieren industrielle Güter, Maschinen, Fahrzeuge, Elektronik sowie zunehmend auch Energietechnologien (z. B. Solarmodule, Batterien oder Netzeinfrastruktur) in wachsendem Umfang zwischen den asiatischen Produktionszentren und den Nachfrage- und Investitionsmärkten im Nahen Osten und in Afrika. China hat sich hierbei zum zentralen industriellen Knoten entwickelt, der große Teile des Handels mit Vorprodukten und Endgütern innerhalb der Ellipse organisiert.⁴² Gleichzeitig bauen auch Indien, die ASEAN-Staaten⁴³ und die Golf-Ökonomien ihre Rolle als industrielle und logistische Hubs aus.

Die jüngsten Entwicklungen im Kontext des Iran-Kriegs und der Krise in der Straße von Hormus 2026 haben jedoch die Verwundbarkeit dieser verdichteten Handelsräume offengelegt. Auslöser war eine Eskalation des mili-

40 Vgl. U.S. Energy Information Administration (EIA), About one-fifth of global liquefied natural gas trade flows through the Strait of Hormuz, 24.06.2025, abrufbar unter <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=65584> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026); U.S. Energy Information Administration (EIA), World Oil Transit Chokepoints, 2026, abrufbar unter https://www.eia.gov/international/content/analysis/special_topics/World_Oil_Transit_Chokepoints/ (zuletzt abgerufen am 01.07.2026); Semiconductor Equipment and Materials International (SEMI), Asia Dominates 75 % of Global Semiconductor Manufacturing Capacity, 25.09.2025, abrufbar unter https://www.ic-goodfind.com/cms/Article/get/article_id/15938/ (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

41 Vgl. Asian Development Bank (ADB), Asian Economic Integration Report 2025: Harnessing the Benefits of Regional Cooperation and Integration, Manila 2025, abrufbar unter https://www.icgoodfind.com/cms/Article/get/article_id/15938/ (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

42 Vgl. Asia House, The Middle East Pivot to Asia, Research & Analysis/Ppublication, London 2025.

43 ASEAN steht für Association of Southeast Asian Nations – eine Vereinigung südostasiatischer Staaten mit politischen, kulturellen und ökonomischen Zielen.

tärischen Konflikts zwischen Iran, den USA bzw. Israel, die zu gegenseitigen Angriffen auf Energieinfrastruktur und Tanker geführt hat. In der Folge hat der Iran mit einer Blockade bzw. dem Verminen der Straße von Hormus gedroht. Die daraus folgende, faktische Einschränkung eines der zentralen maritimen Korridore hat nicht nur Energieflüsse, sondern auch den Container- und Güterverkehr erheblich beeinträchtigt. Die Straße von Hormus ist nicht nur ein Schlüsselkorridor für Energie, Energieprodukte und Chemikalien, sondern auch eine zentrale Passage für den Handel zwischen Asien, dem Nahen Osten und Europa. Ihre Einschränkung führte zu steigenden Transportkosten, Verzögerungen und Umleitungen von Handelsströmen sowie zu einer generellen Verunsicherung globaler Lieferketten.

Die Auswirkungen gehen dabei deutlich über den Energiesektor hinaus. In Teilen Zentralasiens und des Nahen Ostens kam es bspw. infolge des Konflikts zu Unterbrechungen von Handelsbeziehungen, etwa durch steigende Versicherungs- und Logistikkosten oder temporäre Exportrestriktionen. Zugleich verstärken solche Krisen die Tendenz zur regionalen Verdichtung und Diversifizierung von Handelsrouten innerhalb der Ellipse. Staaten und Unternehmen haben die Bemühungen zum Ausbau alternativer Korridore – etwa über Landrouten durch Eurasien oder über maritime Umgehungsrouten – sowie zur stärkeren Nutzung regionaler Lieferketten intensiviert. In Asien wird diese Dynamik besonders deutlich, da ein Großteil der durch die Straße von Hormus transportierten Energie- und Handelsströme für asiatische Märkte bestimmt ist. Die Folge ist eine beschleunigte strategische Neuausrichtung auch in Länder der Ellipse, insb. in energieintensiven asiatischen Ländern, wo die Nachfrage nach alternativen Technologien und Industrieprodukten, vor allem im Bereich erneuerbarer Energien (EE), der Elektrifizierung und sauberer Energietechnologien steigen dürfte.

Die Folgen könnten mehr Investitionen in nicht-fossile Energieträger, Technologien (Kernenergie, Erneuerbare) und Infrastruktur sein, aber in auch Lagerkapazitäten, den Ausbau alternativer Transportwege und Lieferanten für fossile Energieträger (von Kontinentaleurasien bis zu den Arktisrouten und um das Kap der Guten Hoffnung) sowie perspektivisch eine stärkere Rolle nicht-westlicher Akteure bei der Absicherung und Organisation dieser Handelsräume. Diese letztere Entwicklung deutet auch auf eine zunehmende *Regionalisierung* maritimer Sicherheit hin, bei der küstennahe Handelsrouten verstärkt durch regionale Mächte abgesichert werden könnten – häufig in informellen oder Ad-hoc-Kooperationsformaten. Dies könnte die Resilienz globaler Lieferketten erhöhen,

birgt jedoch auch das Risiko konkurrierender Sicherheitsordnungen und fragmentierter Governance-Strukturen.

Insgesamt zeigt sich, dass die strategische Ellipse nicht nur ein Raum verdichteter Interdependenz ist, sondern auch ein Raum erhöhter systemischer Verwundbarkeit. Gerade die Kombination aus wachsendem intra-regionalen Handel – im fossilen sowie im nicht-fossilen Energiesektor – und hoher Abhängigkeit von wenigen kritischen Korridoren und logistischen Flaschenhälsen macht diesen Raum zum zentralen Schauplatz der Neuordnung globaler Handels- und Energieflüsse. Die Dynamik des Iran-Kriegs verdeutlicht dabei exemplarisch, wie schnell sich ökonomische Verflechtungen in diesem Raum verschieben, neu konfigurieren oder temporär fragmentieren können.

Die zukünftige Entwicklung der Ellipse dürfte sich daher entlang einer Spannbreite bewegen, welche globale Entwicklungen vorwegnimmt und mitprägt: von einer geopolitisch kompetitiven, polyzentrischen, aber weiterhin wirtschaftlich interdependenten Ordnung bis hin zu stärker fragmentierten, konfliktträchtigen und wirtschaftlich stärker entkoppelten Großräumen. Ebenso reicht das mögliche Spektrum von intensiver Konkurrenz und schwacher Governance bis zu Ad-hoc-Kooperationen, pragmatisch-funktionalen Arrangements und neuen institutionellen Formaten.

3. Erwartete Auswirkungen auf die Energiewirtschaft und den Klimaschutz

Der Zusammenhang zwischen Geopolitik und Energiemärkten ist komplex und verläuft keineswegs nur in eine Richtung. Vielmehr handelt es sich um eine wechselseitige Dynamik: Einerseits verändern sektorale Entwicklungen wie neue Fördertechnologien, neue Ersatzstoffe, Kostenverschiebungen oder neue Handelsrouten die geopolitischen Kräfteverhältnisse. Beispiele dafür sind die U.S.-amerikanische Schiefergasrevolution oder Chinas dominierende Rolle bei der Skalierung grüner Technologien. Andererseits prägen geopolitische Umbrüche, Machtverschiebungen und Veränderungen der internationalen Ordnung zunehmend die Struktur von Energiesystemen, Investitionsströmen und globalen Märkten.

Die zunehmende geopolitische Fragmentierung und die räumliche Neuordnung des internationalen Wirtschaftssystems verändern somit die globale Energieordnung in ihrer Tiefe und Breite. Sie verändert nicht nur die Struktur von Märkten, sondern auch die Logik von Investitionsentscheidungen, industrieller Organisation und klimapolitischer Steuerung. Dabei entsteht vorerst kein klarer Übergang von einer fossilen zu einer erneuerbaren Weltordnung, sondern vielmehr ein komplexes, überlagertes System konkurrierender Macht- und Produktionsregime, in dem unterschiedliche Ressourcen – von fossilen und mineralischen Rohstoffen über Technologien und Industrien bis hin zu Finanz- und Regulierungsinstrumenten – strategisch eingesetzt werden.

➤ **Staaten und Regionen unterscheiden sich weniger danach, ob sie fossile oder erneuerbare Energien nutzen, als danach, ob sie über industrielle Kapazitäten, den Zugang zu kritischen Rohstoffen oder finanzielle Steuerungsmacht verfügen.**

Zentral ist zunächst die Beobachtung, dass sich die neue Energieordnung nicht nur entlang einer binären Trennlinie zwischen sog. „Petro-“ und „grünen“ Staaten ausbildet.⁴⁴ Vielmehr verläuft der Wettbewerb entlang der Kon-

trolle zentraler Wertschöpfungsketten und systemischer Machtressourcen. Staaten und Regionen unterscheiden sich weniger danach, ob sie fossile oder erneuerbare Energien nutzen, sondern danach, ob sie über industrielle Kapazitäten, den Zugang zu kritischen Rohstoffen, technologische Innovationssysteme oder finanzielle Steuerungsmacht verfügen. China etwa dominiert große Teile der industriellen Wertschöpfungsketten für Energiewende-Technologien und kontrolliert erhebliche Anteile der globalen Produktion von Solarmodulen und Batterien, ist aber zugleich großer Produzent und Verbraucher fossiler Energien – mit wachsender Marktmacht, auch als Handelshub. Gleichzeitig bleiben klassische Energieproduzenten wie die Golfstaaten oder die USA zentrale Akteure in der globalen Öl- und Gasversorgung. Zugleich investieren die Golfstaaten verstärkt in grüne Industrien und Technologien und sind selbst zu großen internationalen Investoren in dem Bereich aufgestiegen. Hinzu kommt die strukturelle Finanzmacht der USA, insb. durch die Rolle des USD im globalen Energiemarkt, sowie die regulatorische Macht der EU, die über Normen und Standards – etwa im Bereich CO₂-Bepreisung oder Nachhaltigkeitskriterien – indirekt globale Märkte beeinflussen. Entscheidend ist, dass einige Akteure mehrere dieser Dimensionen gleichzeitig besetzen und gezielt miteinander verknüpfen: China verbindet industrielle Skalierung mit Infrastrukturpolitik, wobei es selbst ein großer fossiler Prosumer bleibt. Die USA kombinieren fossile Energieproduktion mit neuen Technologien, Finanz- und Innovationsmacht, und die Golfstaaten versuchen, ihre fossilen Einnahmen in neue energieindustrielle Wertschöpfung umzulenken.

Vor diesem Hintergrund gewinnt die Frage der Versorgungssicherheit eine neue strategische und komplexere Bedeutung. Die Politisierung wirtschaftlicher Interdependenzen und die zunehmende Unsicherheit globaler Märkte führen zu einer Rückkehr klassischer energiepolitischer Sicherheitslogiken. Ereignisse wie der Russland-Ukraine-Krieg oder der Iran-Krieg und die wiederkehrenden Spannungen an maritimen und kontinentalen Handelsstraßen und Routen haben die Verwundbarkeit globaler Energiesysteme verdeutlicht, aber auch den Wettbewerb um neue Energiesysteme angeheizt. Bereits begrenzte militärische Eskalationen oder Störungen können zu spürbaren Preisausschlägen, steigenden Versicherungsprämien für Tanker und Umleitungen von Handelsströmen führen. In Phasen erhöhter Spannung steigen nicht nur die physischen Risiken, sondern auch die wahrgenommenen geopolitischen Unsicherheiten, die sich unmittelbar in Preisaufschlägen niederschlagen.

⁴⁴ Mitrova, Tatiana/Corbeau, Anne-Sophie, Petrostates and Electrostates in a World Divided by Fossil Fuels and Clean Energy. Center on Global Energy Policy (Columbia University), 2025, abrufbar unter <https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/petrostates-and-electrostates-in-a-world-divided-by-fossil-fuels-and-clean-energy/> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

Die Reaktion der Staaten auf diese Risiken ist vielschichtig. Sie reicht von der Diversifizierung von Lieferanten und Transportwegen über den Ausbau redundanter Infrastrukturen bis hin zur verstärkten Nutzung strategischer Reserven. Die EU hat bspw. seine Gasbezugsstruktur innerhalb weniger Jahre nach dem Beginn des Russland-Ukraine-Kriegs grundlegend umgestellt und ist deutlich stärker auf LNG-Importe aus den USA, Katar und anderen Lieferanten angewiesen. Parallel dazu investieren zahlreiche Länder wie Japan, Südkorea und die Staaten Südasiens in nationale Produktionskapazitäten (sowohl im Bereich der Erneuerbaren als auch in Atomkraft) welche zunehmend auch als Instrument strategischer Autonomie verstanden werden. Versorgungssicherheit wird damit wieder zu einem gleichrangigen Ziel neben Effizienz und Klimaschutz und prägt die energiepolitische Entscheidungslogik in wachsendem Maße.

➤ Lieferketten werden aus Resilienzgründen diversifiziert oder dupliziert, was u. a. die Kosten erhöht.

Diese Entwicklung hat erhebliche Auswirkungen auf Kostenstrukturen und Systemeffizienz. Die stärkere Politisierung von Energie- und Rohstoffmärkten führt dazu, dass globale Optimierung zunehmend durch regionale oder nationale Prioritäten ersetzt wird. Lieferketten werden aus Resilienzgründen diversifiziert oder dupliziert, was Skaleneffekte reduziert und die Kosten erhöht. Gleichzeitig enthalten Energiepreise zunehmend ein *Sicherheitsprämium*, das Risiken entlang von Transportwegen, politische Unsicherheiten und militärische Absicherung reflektiert. Die Erfahrungen der vergangenen Jahre, in denen vor allem die Gaspreise in der EU zeitweise extreme Höhen erreichten, zeigen, wie stark geopolitische Faktoren die Preisbildung beeinflussen können. Der Iran-Krieg und die Hormus-Krise haben wiederum das Potenzial, eine der größten Preis- und Versorgungskrisen auszulösen. Auch wenn sich die Märkte stabilisieren würden, bleibt ein strukturell erhöhtes Preisniveau bestehen, das Investitionsentscheidungen und Wettbewerbsfähigkeit beeinflusst.

Gleichzeitig entstehen neue industrielle Dynamiken. Die globalen Investitionen in die Energiewende haben ein historisch hohes Niveau erreicht. Bereits 2024 wurde doppelt so viel in emissionsfreie bzw. -arme Energien wie

in fossile Energien investiert.⁴⁵ Diese Investitionen verteilen sich jedoch nicht gleichmäßig, sondern führen zur Herausbildung neuer industrieller Cluster und Wertschöpfungsräume. In China dominieren weiterhin große Teile der Produktion von Batterien und Solartechnologien, während die EU versucht, durch gezielte industriepolitische Programme eigene Kapazitäten aufzubauen, und die USA auf ihren Vorsprung bei einigen Technologien wie Atomkraft noch aufbauen. Auch Länder in anderen Regionen, etwa in Südostasien oder im Nahen Osten, positionieren sich zunehmend als Produktionsstandorte oder als Knotenpunkte für Energie- und Rohstoffströme. Die Energiewende wird damit selbst zu einem Feld intensiver geoökonomischer Konkurrenz.

In diesem Kontext bleibt Energie ein zentrales Instrument geopolitischer Machtprojektion, erweitert sich jedoch über fossile Ressourcen hinaus auf Technologien, industrielle Kapazitäten und regulatorische Systeme. Staaten nutzen Exportkontrollen, Investitionsregime und Standards zunehmend strategisch, um Wettbewerbsvorteile zu sichern oder Abhängigkeiten zu erzeugen. Besonders relevant ist die Kontrolle über technologische Standards und industrielle Ökosysteme, da sie langfristig darüber entscheidet, welche Technologien sich global durchsetzen und wer an den entsprechenden Wertschöpfungsketten partizipiert. Die Fähigkeit, Märkte über Zertifizierungssysteme – etwa für erneuerbaren Wasserstoff (H₂) oder nachhaltige Lieferketten – zu strukturieren, wird zu einem wichtigen Machtinstrument.

Die Verschiebung dieser Machtstrukturen spiegelt sich unmittelbar in den globalen Handelsflüssen wider – und zunehmend auch in der wachsenden Bedeutung räumlich konzentrierter, strategisch verdichteter Korridore innerhalb der strategischen Ellipse. Bis zum Ausbruch des Russland-Ukraine-Kriegs im Jahr 2022 bildete bspw. die Russland-Europa-Verbindung eine wichtige transkontinentale Lieferachse. Bis zum Beginn des Iran-Kriegs 2026 stellte insb. die Achse Mittlerer Osten–Asien den dynamischsten Energieraum der Weltwirtschaft dar. Ein erheblicher Teil der globalen Energie- und petrochemischen Handelsströme konzentriert sich auf die Achse zwischen dem Persischen Golf und den asiatischen Nachfragezentren China, Indien, Japan und Südkorea, die bei Rohöl und LNG jeweils die wichtigsten Importregionen darstellen und in einzelnen Segmenten (vor allem

⁴⁵ Vgl. International Energy Agency (IEA), World Energy Investment 2024, 6/2024, abrufbar unter <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2024> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

LNG und Naphtha) über 50–70 % der weltweiten Nachfrage bzw. Handelsvolumina repräsentieren.⁴⁶

➤ 2025 entfielen mehr als 80 % der russischen Rohölexporte auf asiatische Märkte, besonders auf China und Indien.

Vor diesem Hintergrund verändern fossile Energieträger – geopolitisch bedingt – zwar nicht kurzfristig ihre strukturelle Bedeutung, wohl aber ihre geographischen Muster innerhalb dieser Ellipse. Russland hat seine Energieexporte seit 2022 massiv nach Osten umgelenkt, wobei China und Indien zu den wichtigsten Abnehmern geworden sind. 2025 entfielen bereits mehr als 80 % der russischen Rohölexporte auf asiatische Märkte, besonders auf China und Indien.⁴⁷ Indien bezog zeitweise über ein Drittel seiner Rohölimporte aus Russland, während China seine Pipeline- und Seelieferungen aus Russland kontinuierlich ausweitete.⁴⁸ Parallel dazu restrukturierte die EU seine Gasversorgung tiefgreifend und erhöhte den Anteil von LNG-Importen – insb. aus den USA und Katar. Die USA stiegen 2024 zum größten LNG-Exporteur der Welt auf. Europa absorbierte zeitweise über 50 % der U.S.-amerikanischen LNG-Ausfuhren.⁴⁹

Gleichzeitig intensivierten sich die Energiebeziehungen zwischen Asien und dem Golfraum erheblich. China importierte 2025 mehr als 50 % seines Öls aus dem Mittleren Osten. Saudi-Arabien (und inoffiziell Iran) blieben Chinas größte Rohöllieferanten mit Exporten von durch-

schnittlich etwa 1-1,5 Mio. Barrel pro Tag jeweils.⁵⁰ Auch für Indien gewann die Golfregion weiter an Bedeutung: Rund 45 % der indischen Rohölimporte kamen noch bis vor dem Kriegeausbruch aus dem Mittleren Osten.⁵¹ Japan und Südkorea blieben noch deutlich stärker abhängig. Damit entwickelte sich die Achse Golf-Asien bis zum Iran-Krieg zu einem der strategisch sensibelsten Energiehandelsräume der Weltwirtschaft. Sie bleibt auch weiterhin eine vitale Energiehandelsader.

Parallel dazu entstanden innerhalb derselben Achse neue Handelsmuster im Bereich grüner Technologien und kritischer Rohstoffe. Besonders China baute seine Beziehungen zum Golfraum und zu Zentralasien systematisch über fossile Energien hinaus aus. Saudi-Arabien, die Vereinigten Arabischen Emirate (VAE) und Katar positionierten sich zunehmend als Investoren und potenzielle Exportzentren für Wasserstoff, Ammoniak und grüne Industrieprodukte in Richtung Asien und Europa. Gleichzeitig intensivierte China seine industrielle Kooperation mit den Golfstaaten in den Bereichen Solartechnologie, Elektrofahrzeuge, Netztechnologien und Batterieproduktion. Chinesische Unternehmen beteiligen sich inzwischen an großen Solar- und H₂-Projekten in Saudi-Arabien und den Emiraten, während die Golfstaaten verstärkt Kapital in chinesische Clean-Tech- und Petrochemieprojekte investieren.⁵²

Diese *grüne* Kooperation weitet sich auch in Drittregionen aus, wie bspw. Nordafrika und Zentralasien. Hier hat sich zunehmend ein strategisches Dreieck China-Golf-Zentralasien entwickelt, in dem Energie-, Infrastruktur- und Technologiekorridore miteinander verschmelzen. Zentralasien fungiert dabei nicht nur als Transit- und Rohstoffraum, sondern zunehmend auch als Diversifizierungsachse golf-chinesischer Finanz-, Liefer- und

46 Vgl. Zero Carbon Analytics, Asian countries most at risk from oil and gas supply disruptions in Strait of Hormuz, abrufbar unter <https://zerocarbon-analytics.org/insights/briefings/asian-countries-most-at-risk-from-oil-and-gas-supply-disruptions-in-strait-of-hormuz/> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

47 Vgl. U.S. Energy Information Administration (EIA), Russia's oil exports have decreased modestly since 2022, shifting toward Asia, 07.08.2025, abrufbar unter <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=65885> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

48 Vgl. Verma Nidhi, India's Russian oil imports rise 11.7 % in Sept from Aug, data shows, Reuters vom 16.10.2024, abrufbar unter <https://www.reuters.com/business/energy/indias-russian-oil-imports-rise-117-sept-aug-data-shows-2024-10-16/> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026); Aizhu, Chen, China's crude oil imports from top supplier Russia reach new high in 2024, Reuters vom 20.01.2025, abrufbar unter <https://www.reuters.com/markets/commodities/chinas-crude-oil-imports-top-supplier-russia-reach-new-high-2024-2025-01-20/> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

49 Vgl. Jacobs, Trent, US Ranked as World's Top LNG Exporter in 2024, EIA Reports, in: Journal of Petroleum Technology (SPE), 02.04.2025, abrufbar unter <https://jpt.spe.org/us-ranked-as-worlds-top-lng-exporter-in-2024-eia-reports> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

50 Vgl. Corbeau, Anne-Sophie/Sandalow, David, Implications of the Conflict in the Middle East for China's Energy Security. Center on Global Energy Policy (Columbia University), 24.06.2025, abrufbar unter <https://www.energypolicy.columbia.edu/implications-of-the-conflict-in-the-middle-east-for-chinas-energy-security/> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

51 Vgl. Palit, Amitendu, India's Energy Security Challenge: Diversifying Crude Oil Imports. Institute of South Asian Studies (ISAS), National University of Singapore, 19.01.2026, abrufbar unter <https://www.isas.nus.edu.sg/papers/indias-energy-security-challenge-diversifying-crude-oil-imports/> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

52 Vgl. Middle East Council on Global Affairs, The China-Gulf Green Rush: Fueling Renewable Energy Cooperation, abrufbar unter <https://mecouncil.org/publication/the-china-gulf-green-rush-fueling-renewable-energy-cooperation/> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

Wertschöpfungsketten in Form gemeinsamer grüner Technologien und Industrieprojekte.⁵³

Besonders dynamisch entwickelten sich bis zum Iran-Krieg die globalen Handelsströme im Bereich grüner Technologien und *Clean-Tech*-Produkte – darunter Solarmodule, Batterien, Elektrofahrzeuge, Elektrolyseure und Wärmepumpen. China dominiert diese Handelsströme jedoch in nahezu allen zentralen Segmenten. Das Land kontrolliert über 80 % der weltweiten Produktionskapazitäten für Solarmodule, etwa 70 % der Batteriezellproduktion sowie große Teile der Raffinierungskapazitäten für Lithium, Kobalt und Graphit.⁵⁴ Allein 2024 exportierte China Solarmodule mit einer Gesamtkapazität von knapp 240 Gigawatt (GW). Die wichtigsten Absatzmärkte lagen in Europa, Südostasien und dem Mittleren Osten, aber die Zuwächse waren insb. in nicht-europäischen Märkten zu verzeichnen.⁵⁵ Parallel erreichten chinesische Exporte von Elektrofahrzeugen 2024 40 % (1,25 Mio.) der weltweiten Exporte von Elektrofahrzeugen.⁵⁶

Bemerkenswert ist die zunehmende geographische Diversifizierung chinesischer Clean-Tech-Handelsströme. Während Europa zunächst der wichtigste Absatzmarkt blieb, verschiebt sich ein wachsender Anteil chinesischer Exporte in Schwellen- und Entwicklungsländer. Jüngste Analysen der Internationalen Energieagentur (IEA) zeigen, dass sich die Exportdestinationen chinesischer Elektrofahrzeuge langsam, aber zunehmend von Europa in Richtung der *emerging markets* in Asien, Lateinamerika und den Nahen Osten verlagern, darunter vor allem Süd-

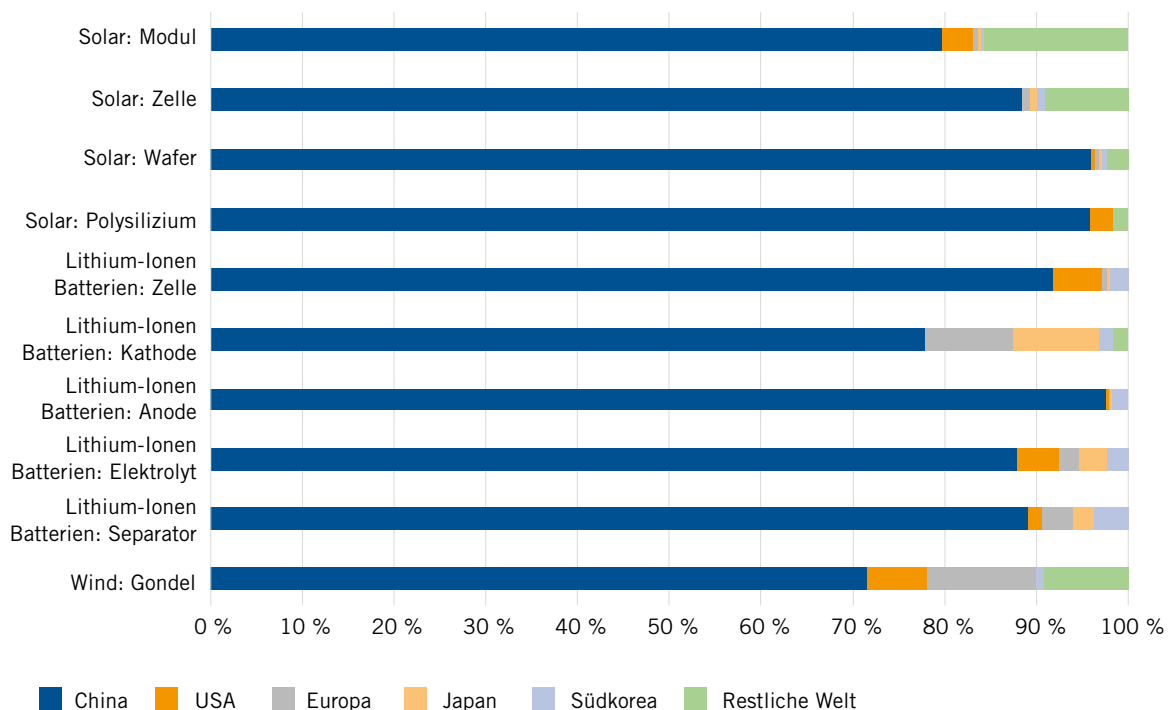
53 Vgl. Ansari, Dawud/Gehring, Rosa Melissa/Pepe, Dr. Jacopo Maria, Die Golfstaaten, China und Zentralasiens grüner Energiesektor. SWP-Aktuell 2024/A 63, Berlin 2024, abrufbar unter <https://www.swp-berlin.org/publikation/die-golfstaaten-china-und-zentralasiens-gruener-energiesektor> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

54 Vgl. International Energy Agency (IEA), Energy Technology Perspectives 2024, abrufbar unter <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2024> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

55 Vgl. InfoLink Consulting, China PV module exports: growth across all regions except Europe in 2024, abrufbar unter <https://www.infolink-group.com/energy-article/solar-topic-china-pv-module-exports-yoy-growth-all-regions-except-europe> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026).

56 Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), Global EV Outlook 2025, abrufbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/7ea38b60-3033-42a6-9589-71134f4229f4/GlobalEVOutlook2025.pdf> (zuletzt abgerufen am 01.07.2026), S. 33.

Abbildung 1.4: Globale Fertigungskapazitäten für Clean-Energy-Technologien nach Standort (2024)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BloombergNEF

ostasien, Eurasien und den Golfraum.⁵⁷ Dadurch entstehen nicht nur neue Handelsabhängigkeiten, sondern auch langfristige technologische und infrastrukturelle Bindungen entlang der strategischen Ellipse.

Die EU versucht parallel, eigene industrie- und handelspolitische Gegenkapazitäten aufzubauen – etwa über den Net-Zero Industry Act, den Critical Raw Materials Act oder neue Energiepartnerschaften mit Nordafrika und dem Golfraum. Der Ausgang dieser Strategie bleibt jedoch offen. Trotz industriepolitischer Initiativen ist Europa weiterhin in hohem Maße von chinesischen Vorprodukten, Batterien, Solarmodulen und Raffinierungskapazitäten abhängig. Gleichzeitig verschärfen steigende Kosten, fragmentierte Förderstrukturen und regulatorische Unsicherheiten den Wettbewerb um den Aufbau eigener industrieller Kapazitäten. Europas Strategie erscheint damit bislang weniger als abgeschlossene geoökonomische Neuordnung, denn als offener Versuch, innerhalb der sich verdichtenden strategischen Ellipse technologische Souveränität und resilientere Lieferketten zu etablieren.

Institutionell geht diese Entwicklung auch im Energiebereich mit einer Verschiebung von multilateral zu stärker bilateral, im besten Falle mini/plurilateral⁵⁸, Governance einher. Während existierende Institutionen formal bestehen bleiben, verlieren sie weiter an Durchsetzungskraft, oder fragmentieren sich entlang geopolitischer Linien. An ihre Stelle treten flexible, bilateralisierte Partnerschaften und sektorale Kooperationen, etwa im Bereich Wasserstoff, kritischer Rohstoffe oder Infrastrukturentwicklung, aber auch auf den traditionell mehr liquiden und global integrierten fossilen Märkten. Der Austritt der VAE aus der Organisation Erdölexportierender Länder (OPEC) markiert eine historische Zäsur für die Architektur des globalen Ölmarkts, der jetzt weniger koordiniert, mehr wettbewerbsfähig, aber auch mehr volatil wird. Diese fragmentierte Governance-Struktur ist weniger kohärent, ermöglicht jedoch pragmatische Kooperation entlang konkreter Interessen.

Für die Klimapolitik hat diese Entwicklung ambivalente Konsequenzen. Einerseits wird sie zunehmend durch nationale und regionale industriepolitische Strategien geprägt. Staaten fördern gezielt heimische Industrien, setzen auf Subventionen und versuchen, technologische

Führungspositionen zu erlangen. Sicherheitspolitische Überlegungen dominieren und treiben nun Dekarbonisierungspfade und den EE-Ausbau weltweit, wenngleich mit unterschiedlicher Nuancierung. Der Wettbewerb um Märkte, Standards und Lieferketten der Energiewende tritt damit stärker in den Vordergrund. Andererseits kann genau dieser Wettbewerb auch innovationsfördernd wirken und zur schnelleren Diffusion bestimmter Technologien beitragen. Gleichzeitig erschwert die Fragmentierung jedoch die globale Koordination und erhöht die Kosten der Transformation, da Effizienzgewinne global integrierter Märkte nur eingeschränkt realisiert werden können. Hinzu kommt, dass die Bedeutung von Klimaanpassung deutlich zunimmt. Angesichts zunehmender klimatischer Risiken und begrenzter Fortschritte bei der Emissionsreduktion investieren viele Staaten verstärkt in Resilienzmaßnahmen, Infrastrukturausbau und Risikomanagement. Dies gilt besonders für Regionen entlang der strategischen Ellipse, die sowohl klimatischen als auch geopolitischen Risiken ausgesetzt sind.

Insgesamt zeigt sich, dass die Energiewirtschaft in eine Phase struktureller Neuordnung eintritt, in der geopolitische Fragmentierung und noch fortbestehende Interdependenz gleichzeitig wirken. Ereignisse wie der Iran-Krieg und die Krise in der Straße von Hormus unterstreichen, dass physische Engpässe und militärische Risiken weiterhin zentrale Einflussfaktoren bleiben. Gleichzeitig verschiebt sich der Wettbewerb noch stärker auf die Kontrolle von Technologien, Infrastruktur und industriellen Ökosystemen. Die Energiewende verläuft unter diesen Bedingungen nicht als linearer, global koordinierter Prozess, sondern als konfliktreiche, kostenintensivere und innovationsgetriebene Transformation in einer multipolaren Welt.

57 Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), Global EV Outlook 2025, S.12

58 Mini- bzw. plurilaterale Governance bezeichnet Formen internationaler Kooperation, bei denen nicht alle Staaten eines Systems (wie bei multilateralen Organisationen) gemeinsame Regeln festlegen, sondern nur eine begrenzte Gruppe von Ländern – meistens untereinander und für sich.

4. Geopolitik und Energie: drei mögliche Zukunftsbilder geopolitischer Fragmentierung

4.1 Methodische Einordnung und Szenariologik

Die nachfolgenden Szenarien skizzieren mögliche Entwicklungspfade geopolitischer Fragmentierung sowie deren Auswirkungen auf Energie- und Klimapolitik, Versorgung und wirtschaftliche Dynamiken. Es handelt sich nicht um quantitativ modellierte Energieszenarien strictu sensu. Vielmehr berücksichtigen sie marktimmanente und energiesystemische Transformationen nur begrenzt und rücken stattdessen geopolitische Ordnungsmuster und Machtverhältnisse als zentrale Rahmenbedingungen in den Fokus, in die Energiemärkte und Energiesysteme eingebettet sind sowie welche energiepolitischen Entscheidungen sie maßgeblich mitbestimmen.

Die Szenarien sind auch nicht als Prognosen zu verstehen, sondern als analytischer Anriss plausibler Entwicklungslinien, die dazu dienen, Unsicherheiten systematisch zu strukturieren und strategische Implikationen sichtbar zu machen. Sie bleiben bewusst skizzenhaft und arbeiten mit vergleichsweise vereinfachten Dynamiken und ohne Zeithorizont. Ausgangspunkt ist die Annahme, dass die Trends geopolitische Fragmentierung, multipolare Akteursstrukturen, die Politisierung von Interdependenzen sowie die Militarisierung der Wirtschaftsordnung in allen Szenarien wirksam bleiben, sich jedoch hinsichtlich ihrer Intensität, Kombination und politischen Wirkung unterschiedlich ausprägen.

Die Szenarien unterscheiden sich insb. entlang von fünf strukturellen Dimensionen:

1. Struktur der internationalen Ordnung (*Polstruktur*),
2. Intensität geopolitischer Rivalität,
3. Rolle wirtschaftlicher Interdependenzen,
4. Organisation von Energie- und Rohstoffmärkten sowie
5. Grad internationaler Kooperation in der Klimapolitik.

Dabei fungieren insb. die ersten beiden Dimensionen als Schlüsselfaktoren, da sie sowohl strukturell unsicher als auch systemprägend sind und den Fokus auf die systemische Ebene der Geopolitik legen.

Die Polstruktur der internationalen Ordnung erfasst die systemische Architektur: Anzahl, Kohärenz und Autonomie der Machtzentren sowie die Rolle von Mittelmächten. Sie reicht von blockförmigen Großräumen bis hin zu einer pluralen, multipolaren Ordnung mit eigenständigen Brückenakteuren (Vermittler). Die Intensität geopolitischer Konkurrenz beschreibt wiederum die Qualität der Interaktion zwischen zentralen Machtakteuren. Sie reicht von funktional eingetragener Rivalität bis hin zu

systemischer Eskalation. Empirisch manifestiert sich diese Dimension u. a. in der Zunahme von Sanktionen, in Exportkontrollen und Investitionsrestriktionen im Technologiesektor oder in der zunehmenden Militarisierung maritimer Engpässe und Transportkorridore, der strategischen Aufwertung kritischer Rohstoffe und Energieträger sowie der Politisierung von Infrastruktur- und Lieferketten.

Beide Dimensionen sind analytisch unabhängig voneinander kombinierbar: Eine multipolare Ordnung kann hochgradig konfliktiv oder funktional stabilisiert sein. Ebenso kann eine stärker blockförmige Struktur entweder eskalativ oder relativ stabil koexistierend ausgestaltet sein. Gerade diese Kombination ermöglicht differenzierte Szenarien jenseits vereinfachter Blocklogiken.

4.2 Szenarioüberblick

Szenario 1: Polyzentrische Konkurrenz mit begrenzter Eskalation-Baseline

Dieses Szenario entwickelt sich unter der Bedingung, dass die zentralen geopolitischen Konflikte der Gegenwart zwar bestehen bleiben, jedoch nicht in eine dauerhafte sicherheitspolitische Blockkonfrontation übergehen. Wiederkehrende Spannungen in Handels-, Technologie- und Energiemärkten führen zwar zu Diversifizierungsstrategien, regionalen Anpassungsprozessen und selektiven industriepolitischen Maßnahmen, erzeugen jedoch keine vollständige Entkopplung globaler Wirtschafts- und Infrastrukturräume. Staaten und Unternehmen reagieren primär durch Risikostreuung, Marktanpassung und flexible Lieferkettenrestrukturierung – wodurch globale Interdependenzen trotz zunehmender geopolitischer Konkurrenz grundsätzlich erhalten bleiben. Die Dynamik dieses Szenarios entsteht somit aus der strukturellen Spannung zwischen geopolitischer Rivalität und fortbestehender wirtschaftlicher Interdependenz: Die Kosten vollständiger Fragmentierung bleiben für alle großen Machtzentren zu hoch, während sicherheitspolitische Konkurrenz zugleich eine Rückkehr zu liberaler Globalisierung verhindert. Das Ergebnis ist eine politisierte, regionalisierte und zunehmend redundante Weltwirtschaft, deren Stabilität wesentlich auf pragmatischem Krisenmanagement und funktionalen Abhängigkeiten beruht. Auch die anhaltende Bedeutung globaler Finanzmärkte, maritimer Handelsräume und technologischer Interdependenzen wirkt systemstabilisierend. Regionale Konflikte und temporäre Versorgungsschocks bleiben häufig, führen jedoch nicht zu einer dauerhaften Blockbildung. Dieses Szenario setzt auf eine grundsätzli-

Dimension/Faktoren	Szenario 1 – Polyzentrische Konkurrenz mit begrenzter Eskalation (Baseline)
Internationale Ordnung (SF)	Kompetitive multipolare Ordnung mit begrenzter Kooperation
Geopolitische Dynamik (SF)	Rivalität zwischen USA und China besteht, eskaliert aber nicht
Wirtschaftsordnung	Teilweise Regionalisierung bei fortbestehender Globalisierung
Energieordnung	Diversifizierte fossile und grüne Übergangsordnung
Klimapolitik	Industriepolitisch geprägte Dekarbonisierung
Fossile Energien	Weiterhin hohe Bedeutung für die Versorgungssicherheit
Erneuerbare Energien/Clean Tech	Beschleunigter Ausbau unter geoökonomischer Konkurrenz
Kritische Rohstoffe	Diversifizierung und strategische Absicherung
Lieferketten	Resilienzorientierte Diversifizierung
Infrastruktur und Korridore	Ausbau redundanter Energie- und Transportkorridore
Rolle der USA	Dominanter Sicherheits- und Finanzpol
Rolle Chinas	Industrieller und geoökonomischer Gravitationskern
Rolle von Swing Powers	Balancepolitik zwischen den Polen
Rolle Europas	Wirtschaftlich stark, geopolitisch begrenzt autonom
Governance-Strukturen	Schwächere multilaterale Institutionen
Preis- und Versorgungslage	Strukturell höhere Volatilität
Innovationsdynamik	Wettbewerb stimuliert technologische Entwicklung
Zentrale Risiken	Dauerhafte Unsicherheit und strategische Verwundbarkeit
Strategische Leitlogik	Resilienz vor Effizienz

SF=Schlüsselfaktor

che Weiterentwicklung zentraler Trends (mit einigen Anpassungen) und gilt als *Baseline*-Szenario.

Die zentralen Machtpole – insb. die USA und China, ergänzt durch Akteure wie Indien, die EU, Japan und (in begrenzterem Maße) Russland – stehen in struktureller Konkurrenz, bleiben jedoch weiterhin in ein dichtes Geflecht wirtschaftlicher, technologischer und finanzieller Interdependenzen eingebunden. Diese Interdependenzen werden nicht aufgelöst, sondern zunehmend poli-

tisch gerahmt, selektiv gesteuert und durch zusätzliche Redundanzen abgesichert. Parallel dazu gewinnen flexible Koordinierungsformate zwischen Mittelmächten an Bedeutung, die innerhalb und außerhalb bestehender Institutionen wie den VN, den G-Formaten oder BRICS versuchen, ihre Verhandlungsmacht gegenüber den Großmächten zu bündeln.

Szenario 2 – Eskalierte Großraumkonflikte mit wenigen Polen (WC-Worstcase)	Szenario 3 – Funktional-institutionalisierte Koexistenz (BC-Best case)
Zunehmende Blockbildung und geopolitische Eskalation	Multipolare Ordnung funktionaler Koexistenz
Systemkonfrontation und Regionalisierung dominieren	Selektive Kooperation trotz strategischer Konkurrenz
Fragmentierte Wirtschaftsböcke und partielle Entkopplung	Re-globalisierte, funktionale Interdependenz
Sicherheit und Versorgung dominieren Energiepolitik	Relativ stabile und stärker koordinierte Transformationspfade
Klimaziele verlieren gegenüber Sicherheitslogiken an Priorität	Wettbewerbsgetriebene, aber kooperative Dekarbonisierung
Renaissance fossiler Sicherheitspolitik	Langsamer relativer Bedeutungsverlust
Ausbau verläuft block- und sicherheitsorientiert	Stärkere internationale Diffusion und Skalierung
Ressourcenrivalität und Exportkontrollen	Teilweise institutionalisierte Rohstoff-Governance
Tiefe Fragmentierung und Parallelstrukturen	Selektive Re-Integration globaler Wertschöpfungsketten
Militarisierung und Verwundbarkeit kritischer Korridore	Neue plurilaterale Infrastruktur- und Sicherheitsarrangements
Führungsmacht eines westlichen Blocks	Führungsmacht mit selektiver Kooperationsbereitschaft
Gegenpol zum Westen mit alternativen Strukturen	Zentraler Akteur funktionaler Interdependenz
Opportunistische Blockbalancierung	Vermittlungs- und Scharnierfunktion
Strategisch unter Druck und abhängig, Fragmentierungsgefahr	Potenzieller regulatorischer und technologischer Vermittler
Konkurrenzierendes Block- und Sanktionsregime	Flexible plurilaterale und funktionale Kooperation
Wiederkehrende Energie- und Versorgungskrisen	Relativ höhere Stabilität und Planbarkeit
Fragmentierung reduziert Skaleneffekte	Konkurrenz und Kooperation beschleunigen Innovation
Eskalation militärischer und wirtschaftlicher Konflikte	Fragile Kooperationsmechanismen und Governance-Defizite
Sicherheit vor Globalisierung	Funktionale Interdependenz trotz Rivalität

Quelle: Eigene Darstellung

Stabilisiert wird dieses Szenario zudem durch das Ausbleiben direkter Großmachtkonflikte. Der Krieg zwischen Russland und der Ukraine geht in einen eingefrorenen, niedrigintensiven Konflikt mit kontrolliertem Eskalationspotenzial über, während sich zwischen den USA und Iran ein fragiler, indirekt abgesicherter Waffenstillstand etabliert. Dieser umfasst die faktische Offenhaltung der Straße von Hormus gegen begrenzte sicherheitspolitische Garantien und nukleare Zurückhaltung, ohne jedoch die zugrunde liegenden Konfliktursachen nachhaltig zu lö-

sen. Der U.S.-China-Konflikt wird auf dem Niveau geökononischer Konkurrenz gehalten, ohne in einen offenen Krieg überzugehen.

In dieser Konstellation bleibt die globale Handels- und Investitionsordnung formal intakt, verändert jedoch ihre Funktionsweise. Märkte bleiben offen genug, um weiterhin globale Allokation und Wachstum zu ermöglichen, werden jedoch zunehmend dysfunktional, fragil, geopoliti-

tisch anfällig und managementintensiv sowie durch geopolitische Risikokalküle überformt.

Der Welthandel bleibt auf hohem Niveau ($\approx 25\text{--}27$ Bio. USD), wächst aber stärker regionalisiert: der Süd-Süd-Handel steigt weiter und erreicht $>40\%$ des globalen Handelsvolumens, während die WTO weiter erodiert. Friend-shoring, strategische Diversifizierung und parallele Lieferketten gewinnen an Bedeutung. Dies zeigt sich besonders in der Herausbildung teilweise redundanter Handelsströme, die darauf abzielen, Verwundbarkeiten zu reduzieren, ohne bestehende Verflechtungen vollständig zu kappen. China bleibt zentraler Handels-Hub für Asien, während die USA und die EU wichtige Endmärkte und Technologiezentren bleiben. Besonders innerhalb der strategischen Ellipse verlagern sich Investitionen verstärkt in geopolitisch relevante Knotenräume wie die Golfstaaten, Indien oder ASEAN. Die globale Energiewirtschaft bleibt – trotz Auflösungserscheinungen – grundsätzlich integriert, differenziert sich jedoch entlang von Energieträgern, Technologien und Infrastrukturen zunehmend aus.

Fossile Energieflüsse bilden in diesem Szenario weiterhin ein eng verflochtenes System, das jedoch stärker diversifiziert und geopolitisch abgesichert ist. Im Ölmarkt bleibt die globale Integration besonders ausgeprägt. Die globale Ölnachfrage geht langsam zurück, wenngleich in unterschiedlicher Intensität, je nach Tempo nationaler Dekarbonisierungspfade. Ströme von Rohöl und Ölprodukten verlaufen weiterhin zwischen den großen Produktionszentren im Nahen Osten, Russland und den USA sowie den Hauptnachfragerregionen in Asien, Europa und Nordamerika. Allerdings verschieben sich die Muster: Russland orientiert sich weiter nach Asien und etabliert sich dort als struktureller Lieferant, allerdings mit Preisabschlägen und logistischer Abhängigkeit von neuen Transportkorridoren. In Folge einer europäischen Aufhebung der Ölsanktionen unter strikten politischen Konditionalitäten ist Europa für Russland zwar wieder eine attraktive aber quantitativ und zeitlich begrenzte Restalternative für Öl und Ölprodukte.

Europa wiederum reduziert seine direkte Abhängigkeit von Russland und wird stärker über globale Märkte sowie alternative Lieferanten versorgt. Die Golfstaaten diversifizieren ihre Absatzmärkte, bleiben jedoch eng mit asiatischen Abnehmern verflochten. Die asiatische Nachfrage – insb. aus China und Indien – stagniert, bleibt aber in diesem Szenario mittelfristig stabil und bildet den Schwerpunkt der Nachfrageverschiebung. Maritime Engpässe wie die Straße von Hormus oder die Straße von Malakka behalten dabei zentrale Bedeutung, werden je-

doch durch alternative Routen und strategische Reserven teilweise abgefedert. Deren freie Nutzung basiert auf einem fragilen Gleichgewicht der Interessen regionaler und globaler Pole. Während Russland seine Exportströme nachhaltig nach Asien lenkt, bleibt Europa indirekt über globale Märkte mit diesen Strömen verbunden, da Preisbildung und Angebot weiterhin global bestimmt werden.

Im Bereich von Erdgas entwickelt sich weiterhin ein durch wachsende Preiskorrelation regionaler Märkte vernetztes, aber zugleich politisch gerahmtes System. Erdgas kann generell seine Funktion trotz Schocks und Preisausschlägen weiterhin verteidigen. LNG fungiert mittlerweile als globaler *Ausgleichsmechanismus*, der regionale Engpässe über flexible Handelsströme kompensiert. Die USA, Katar und Australien fungieren als flexible Ankerpunkte eines globalen LNG-Netzwerks, das es Importeuren ermöglicht, kurzfristig auf Störungen zu reagieren. Die USA etablieren sich dauerhaft als einer der größten LNG-Exporteure, können aber kurz- bis mittelfristig die Versorgungslücke nach dem Iran-Krieg nur teilweise kompensieren. Sie beliefern somit mit Gewinn sowohl Europa als auch zunehmend Ostasien über Spotmärkte, wobei sich die Ströme, je nach Preisniveau und geopolitischer Lage, verschieben.

Katar bleibt – trotz des *Hormus-Schocks 2026* – ein zentraler Lieferant für Südasien und zunehmend auch für Europa, aber hat durch den Krieg an Marktmacht und Glaubwürdigkeit als stabiler Lieferant eingebüßt. Während Australien primär Ostasien versorgt, sichert die EU ihre Versorgung – neben einem weiterhin signifikanten Spotmarktanteil, was kurzfristige Anpassungen ermöglicht – durch langfristige Verträge mit Katar, Kanada und zusätzlich kleineren afrikanischen Produzenten ab. Diese können dank erhöhter Preise und andauernder Nachfrage ab den frühen 2030er-Jahren ihre Produktion steigern. Parallel dazu behalten Pipelineflüsse ihre strategische Bedeutung, insb. innerhalb regionaler Räume und entlang der strategischen Ellipse.

Norwegen bleibt ein stabiler Gaslieferant für Europa, während Pipelinelieferungen zwischen Russland und China – etwa über die bestehende Pipeline *Power of Siberia*⁵⁹ – weiter erhöht werden, ohne allerdings weitere Verbindungen wie die *Power of Siberia 2* Pipeline zu realisieren. Gasimporte aus Zentralasien sowie aus Australien nach China bleiben stabil, was Chinas Versorgungsflexibilität erhöht. Pipelinegas- und LNG-Importe aus einem finanziell geschwächten Russland werden aber in Europa punktuell und unter strengen Konditionalitäten weiterhin ermöglicht, nachdem das Importverbot teils ausgesetzt bzw. die Frist für die Ausnahmeregelung für einzelne Länder stillschweigend verlängert wird, solange der Russland-Ukraine-Konflikt nicht wieder aufflammt. LNG aus dem russischen Yamal-Projekt fließt weiter nach Osten und auch nach Indien, teils über die Arktisroute, teils über europäische Häfen, welche die Umladung zwar wieder ermöglichen, aber zu teuren Konditionen und unter strengen politischen Konditionalitäten.

➤ Fossile Energieträger bleiben teure Übergangstechnologien, deren Stabilität geopolitisch gemanagt werden muss.

Auch innerhalb des Nahen Ostens und zwischen Nordafrika, Zentralasien und Europa bleiben Pipelineprojekte relevant, wenngleich sie durch geopolitische Risiken und Investitionsunsicherheiten begrenzt werden. Gleichzeitig bleibt Ostasien ein zentraler Nachfragepol, sodass LNG-Ströme zwischen Atlantik und Pazifik zunehmend flexibel umgeleitet werden können. Diese Flexibilität reduziert zwar das Risiko akuter Versorgungsengpässe, geht jedoch mit strukturell höheren Preisen einher, da Transportkosten, Infrastrukturinvestitionen und geopolitische Risikoprämien dauerhaft eingepreist werden. Insgesamt entsteht ein duales System, in dem LNG globale Flexibilität bietet, während Pipelines regionale Verankerung und langfristige Stabilität gewährleisten. Generell bleiben fossile Energieträger teure Übergangstechnologien, deren Stabilität geopolitisch gemanagt werden muss. Sie können in der Übergangsphase für manche Länder sogar

eine Ausgleichs- und Redundanzfunktion (Rückversicherung) gegenüber der Dominanz grüner Supermächte wie China bilden.

Im Bereich von Strom und Erneuerbaren zeigt sich eine andere Logik: Hier dominieren immer mehr regionale und subregionale Verflechtungen. Strom lässt sich nur begrenzt global handeln. Allerdings bilden sich regionale oder gar transregionale Stromverbünde und (auch hybride) maritime Interkonnektoren heraus. In Europa wird parallel zum beschleunigten EE-Ausbau die physische Integration der Strommärkte weiter vertieft, mit wachsender Bedeutung grenzüberschreitender Netze zwischen Nordsee, Mittelmeerraum, Osteuropa und gar Zentralasien. Gleichzeitig entstehen neue Verbindungen zwischen Europa und Nordafrika, etwa in Form von Stromkabeln oder perspektivisch auch für erneuerbaren Wasserstoff und Wasserstoffprodukte. Im Nahen Osten und in Teilen Asiens entwickeln sich ebenfalls regionale Stromnetze, etwa zwischen den Golfstaaten oder in Südostasien und im Rahmen der ASEAN. Transkontinentale Stromverbindungen zwischen großen geopolitischen Blöcken bleiben zwar begrenzt und sind eher die Ausnahme als die Regel, da sie hohe Investitionskosten, politische Risiken und technische Herausforderungen mit sich bringen, werden aber vor allem zwischen China und Europa durch Zentralasien aktiv geprüft und entwickelt.

Ähnlich verhält es sich bei Solar- und Windenergie, deren Wertschöpfungsketten global organisiert sind, während die Nutzung stark regional verankert bleibt. China dominiert weiterhin die Produktion von Solarmodulen und wesentlichen Komponenten der Windindustrie und exportiert diese in großem Umfang nach Europa, Asien, Afrika und Lateinamerika. Gleichzeitig bauen die USA, Europa und Indien eigene Produktionskapazitäten auf, um Abhängigkeiten zu reduzieren. Der Handel mit diesen Technologien bleibt global, wird jedoch zunehmend durch industriepolitische Maßnahmen wie Subventionen, lokale Produktionsanforderungen oder handelspolitische Schutzinstrumente beeinflusst.

Parallel dazu reorganisieren sich die globalen Wertschöpfungsketten der Energiewende. Im Bereich der kritischen Rohstoffe bleibt die globale Verflechtung ausgeprägt, wird jedoch zunehmend strategisch gerahmt. Lithium aus Australien und Lateinamerika, Nickel aus Indonesien, Kobalt aus Afrika und seltene Erden aus verschiedenen Regionen werden weiterhin global gehandelt, durchlaufen jedoch häufig Verarbeitungsschritte in China, dass eine dominante Rolle in der Raffination und Weiterverarbeitung einnimmt. Gleichzeitig versuchen andere Akteure – etwa die USA, die EU oder Japan – alternative Liefer-

⁵⁹ Die *Power of Siberia* ist eine 2019 in Betrieb genommene große Erdgas-Pipeline zwischen Russland und China. Sie transportiert Erdgas aus den russischen Förderregionen in Sibirien nach Nordostchina und ist ein zentrales Infrastrukturprojekt der energiepolitischen Zusammenarbeit zwischen beiden Ländern. Sie hat eine Kapazität von rund 38 Milliarden Kubikmeter (bcm) Erdgas pro Jahr. Es gibt seit Jahren Pläne bzw. konkrete Verhandlungen für eine mögliche Ausweitung (z. B. *Power of Siberia 2*), die zusätzliche Volumen nach China liefern könnte.

ketten aufzubauen, z.B. durch Partnerschaften mit Kanada, Australien oder afrikanischen Staaten. Eine typische Batterielieferkette könnte in diesem Szenario weiterhin australisches Lithium, afrikanisches Kobalt, chinesische Raffination und europäische oder amerikanische Zellproduktion kombinieren. Diese Entwicklung führt nicht zu einer vollständigen Entkopplung, sondern zu einer multiplen Vernetzung mit zunehmender Redundanz, bei der mehrere parallele Lieferketten entstehen. Diese *partielle Redundanz* erhöht die Resilienz, führt jedoch auch zu höheren Kosten und geringeren Effizienzgewinnen.

Der anfänglich schwache Markthochlauf von Wasserstoff und seinen Derivaten erlebt einen neuen, wenngleich vorsichtigen und geopolitisch gerahmten, Schwung. Allerdings bleibt der Markt anfänglich fragmentiert, da Standards, Zertifizierungssysteme und Infrastruktur noch nicht vollständig harmonisiert sind und Governance-Institutionen weiterhin fehlen.

Ein prägendes Merkmal dieses Szenarios ist die zunehmende Bedeutung von Land-See-Korridoren und -Verbindungen als Redundanzinstrument, vor allem innerhalb der strategischen Ellipse. In Folge der Hormus-Krise verlaufen Energie-, Industrie- und Handelsströme nicht mehr ausschließlich entlang klassischer maritimer Routen, sondern werden durch kontinentale Verbindungen signifikant ergänzt, wenngleich nicht ersetzt. Beispiele hierfür sind Pipeline- und Eisenbahnkorridore zwischen Russland, Zentralasien und China, intermodale Energie- und Transportverbindungen durch den Persischen Golf, zwischen Zentralasien/Russland und Indien und Südasien sowie neue Infrastrukturachsen zwischen Nordafrika und Europa. Desweiteren Land-See-Interkonnektoren zwischen Südasien und Westasien. Diese Korridore schaffen zusätzliche Flexibilität und ermöglichen es Staaten, geopolitische Risiken – etwa im Zusammenhang mit maritimen Engpässen wie der Straße von Hormus – teilweise zu umgehen. Gleichzeitig erhöhen sie jedoch die Komplexität der Interdependenzen und schaffen neue geopolitische Abhängigkeiten entlang dieser Routen. Zugleich gewinnt in dieser Konstellation die Arktisroute – trotz eines anfänglich begrenzten Volumens und schwierigen technischen Bedingungen – an Bedeutung als Alternativroute für LNG sowie den Rohstoff- und Güterverkehr zwischen Europa, China, Russland und Japan.

Die Rolle von Mittelmächten ist in diesem Kontext besonders ausgeprägt. Staaten wie die Türkei, Saudi-Arabien, Indonesien, Brasilien oder Kanada agieren als *Knotenakteure*, die ihre geographische Lage, Ressourcenbasis oder industrielle Kapazitäten nutzen, um zwischen den

großen Machtzentren zu vermitteln und ihre eigene strategische Autonomie auszubauen. Die Türkei entwickelt sich etwa zu einem zentralen Energie-Hub zwischen Europa, Russland und dem Nahen Osten, während die Golfstaaten ihre Rolle als Energieexporteure mit Investitionen in neue Energieträger wie Wasserstoff und in globale Infrastrukturprojekte kombinieren. Indonesien nutzt seine Position als führender Nickelproduzent, um sich in die globale Batteriewertschöpfungskette und Elektrolyseurproduktion mit wachsendem *local content*-Anteil zu integrieren. Brasilien verbindet seine Rolle als Rohstofflieferant mit einer wachsenden Bedeutung im EE-Bereich. Auch die weitere Nutzung (und der Export) fossiler Energieträger dient diesen Ländern als Absicherung gegenüber einer übermäßigen Abhängigkeit von (und Wettbewerb mit) Chinas Dominanz in grünen Industrien und Technologien.

Vor diesem Hintergrund entstehen Energiepartnerschaften zunehmend entlang pragmatischer, funktionaler Interessen. Europa baut seine Energiebeziehungen zu Nordafrika aus, insb. im EE- und H₂-Bereich, während gleichzeitig LNG-Verträge mit Katar oder den USA langfristig die Versorgung sichern. Asiatische Importländer vertiefen ihre Beziehungen zu Produzenten im Nahen Osten und Australien, während neue Kooperationen im Bereich kritischer Rohstoffe entstehen, etwa zwischen Industrieländern und ressourcenreichen Staaten wie Kanada oder Chile. Diese Partnerschaften sind weniger ideologisch geprägt als vielmehr durch konkrete wirtschaftliche und sicherheitspolitische Interessen motiviert.

➤ **Für die Klimapolitik bedeutet dieses Szenario eine zunehmende Verschiebung hin zu technologie- und industriepolitisch geprägten Transformationspfaden.**

Für die Klimapolitik bedeutet dieses Szenario eine zunehmende Verschiebung hin zu technologie- und industriepolitisch geprägten Transformationspfaden. Die Akteure verfolgen eigene Strategien zur Dekarbonisierung, die auf der Förderung heimischer Industrien und der Sicherung technologischer Führungspositionen basieren, während fossile Energieträger, insb. Gas, nicht abrupt ersetzt werden. China setzt auf die großskalige industrielle Produktion von Energiewende-Technologien. Die USA setzen weiterhin auf fossile Dominanz, aber kombinieren diese wieder mit industriepolitischen Anreizen und Innovationsförderung für klimafreundlichere Technologien, während Europa versucht, regulatorische Standards mit in-

dustrieller Transformation zu verbinden. Diese parallelen Ansätze führen zu einem intensiven Wettbewerb um Märkte und Technologien, können aber gleichzeitig Innovation beschleunigen und die globale Verbreitung klimafreundlicher Technologien fördern. Dabei ist globale Klimakooperation zwar ad-hoc, funktional, und weniger institutionalisiert, durch die weiterhin bestehenden Verflechtungen der grünen Wertschöpfungs- und Lieferketten sowie der Märkte für grüne Industrieprodukte aber möglich.

Die EU bleibt in diesem Szenario ein wirtschaftlich bedeutender, geopolitisch jedoch nur begrenzt autonomer Akteur, obwohl der Kontinent sich nicht vollständig in einen geopolitischen Block integrieren muss. Sicherheitspolitisch bleibt die EU trotz einer stärkeren eigenständigen Militärdimension innerhalb der Organisation des Nordatlantikvertrags (NATO) von den USA abhängig, die das Bündnis nicht verlassen, aber Beistandsgarantien nicht mehr automatisch gewähren. Die EU versucht, ihre Rolle als balancierender Akteur zwischen den USA und China zu behaupten und ihre strategische Verwundbarkeit durch Diversifizierung, Industriepolitik und Infrastrukturpartnerschaften zu reduzieren, bleibt jedoch in zentralen Bereichen – insb. bei Sicherheit, Rohstoffen und Clean-Tech-Lieferketten – auf externe Partner angewiesen und in globalen Märkten integriert. Dabei führen subregionale, minilaterale Kooperationsformate einzelner Mitgliedstaaten zwar zu begrenzter Heterogenität, ein grundlegendes Maß an EU-weiter Koordination bleibt aber erhalten. Energiepolitisch gelingt eine partielle Stabilisierung, allerdings zu strukturell höheren Kosten. Die Transformation der Energiesysteme und die Klimaziele werden zwar vorangetrieben, ihre Umsetzung folgt in Teilen aber unterschiedlichen nationalen und sektoralen Technologiepfaden und Präferenzen, die sich mit einer bestehenden EU-übergeordneten Zielsetzung, Rahmensezung und selektiv vertieften Energiemarktintegration, bspw. im Stromsektor, überlagern.

Insgesamt ist dieses Szenario durch eine robuste, aber politisierte Interdependenz gekennzeichnet. Die globale Energieordnung bleibt funktional integriert, wird jedoch durch geopolitische Risiken, strategische Diversifizierung und neue Akteurskonstellationen überformt. Energieflüsse verlaufen weiterhin global sowie transregional, werden jedoch zunehmend entlang der strategischen Ellipse und ihrer hybriden Korridore organisiert. Die Folge ist ein System, das widerstandsfähiger gegenüber Schocks ist als eine vollständig fragmentierte Ordnung, zugleich aber dauerhaft höhere Kosten und eine stärkere politische Steuerung der Märkte aufweist. Fossile Energieträger weiterhin als nötige Übergangstechnologien betrachtet.

Szenario 2: Eskalierte Großraumkonflikte mit wenigen Polen

Szenario 2 beschreibt eine Phase beschleunigter und tiefgreifender Systemtransformation, in der sich die internationale Ordnung nicht mehr graduell weiterentwickelt, sondern unter dem kumulativen Druck geopolitischer Rivalität, technologischer Disruption und infrastruktureller Reorganisation in eine neue Konfiguration überführt. Auslöser dieses Szenarios ist eine qualitative Eskalation geopolitischer Rivalitäten, die wirtschaftliche Interdependenzen zunehmend in sicherheitspolitische Risiken transformiert. Wiederholte Krisen entlang strategischer choke points, verschärfte Technologie- und Sanktionskonflikte sowie militärische Zwischenfälle im Indopazifik oder Nahen Osten führen schrittweise zu Blockbildung und wachsender systemischer Entkopplung. Dem Szenario liegt die Annahme zugrunde, dass sowohl der Krieg zwischen Russland und der Ukraine als auch die Konfrontation zwischen den USA, Israel und Iran nicht stabil eingeeht werden können und die Phase einer anscheinenden Pattsituation in beiden Konflikten mittelfristig in eine erneute Phase anhaltend hoher Intensität mit wiederkehrenden militärischen Eskalationen übergeht. Die zeitweise Störung zentraler Energiehandelsrouten – insb. im Persischen Golf – sowie die zunehmende strategische Verflechtung beider Konflikträume führen zu dauerhaft erhöhter Volatilität auf den Energie- und Finanzmärkten und beschleunigen die geopolitische Blockbildung. Konflikte werden nicht mehr primär begrenzt gemanagt, sondern entwickeln eine systemische Dynamik.

Mögliche Kippunkte umfassen:

- eine militärische Eskalation um Taiwan mit direkter U.S.-chinesischer Konfrontation,
- eine dauerhafte Destabilisierung der Straße von Hormus und die Ausweitung des Iran-Kriegs auf die Golfländer und die Türkei,
- eine Eskalation der NATO/EU-Russland-Konfrontation im Nordsee/Ostseeraum,
- eine Eskalation der Konflikte um Grönland oder in der Arktis,
- massive Cyberangriffe auf kritische Energieinfrastrukturen oder
- eine umfassende Finanzfragmentierung infolge sekundärer Sanktionen und konkurrierender Zahlungssysteme.

Vor diesem Hintergrund verdichtet sich die internationale Ordnung längerfristig zu wenigen, geopolitisch klar konturierten Großräumen, deren Rivalität nicht mehr nur wirtschaftlich oder technologisch ausgetragen wird, son-

dern zunehmend sicherheitspolitisch und militärisch unterlegt ist. In diesem Umfeld werden Energie-, Technologie- und Rohstoffmärkte zunehmend entlang geopolitischer Blöcke organisiert. Im Unterschied zum Szenario der polyzentrischen Konkurrenz, in dem Interdependenzen trotz politischer Spannungen fortbestehen und begrenzt stabilisierend wirken, steigt hier die Konkurrenzintensität nicht nur an, sondern nimmt einen systemischen Charakter an, der sich in wiederkehrenden Eskalationen, verstärkter Rüstungsdynamik und wachsender wirtschaftlicher Entkopplung manifestiert.

Die Struktur des Systems verschiebt sich von einer diffusen, multipolaren Ordnung mit einer Vielzahl autonomer oder teilautonomer Akteure hin zu einer stärker verdichteten multipolaren Konfiguration mit weniger dominanten Mächten, die jeweils eigene politisch-militärische und ökonomische Großräume kontrollieren. Um die USA, China, Indien und Russland entstehen wirtschaftlich, technologisch und sicherheitspolitisch integrierte Einflusszonen. Diese sind nicht vollständig geschlossen, weisen jedoch eine klare Binnenorientierung auf und begrenzen externe Verflechtungen zunehmend politisch. Mittelmächte verlieren in diesem Umfeld ihre Rolle als flexible *Balancer* und geraten unter erheblichen strategischen Anpassungsdruck. Staaten wie die Türkei, Saudi-Arabien, Kasachstan, Indonesien oder Brasilien sehen sich gezwungen, ihre außenwirtschaftlichen und sicherheitspolitischen Beziehungen stärker an einen der dominanten Blöcke anzulehnen. Ihre Handlungsspielräume bleiben zwar bestehen, werden jedoch enger und stärker von externen Sicherheits- und Marktzwängen bestimmt. Die Rolle multilateraler Wirtschafts- sowie politischer Organisationen, wie der VN und der WTO, sinkt fast zur Bedeutungslosigkeit. Lediglich der VN-Sicherheitsrat dient noch als Forum zum Austausch zwischen den Großmächten.

Parallel dazu verschiebt sich die räumliche Logik von Konflikten. Während Rivalitäten im ersten Szenario weitgehend regional begrenzt bleiben, entstehen hier strukturell aufgeladene Eskalationsräume entlang zentraler geopolitischer Bruchlinien. Besonders in der strategischen Ellipse – von Osteuropa über den Nahen Osten bis nach Zentral- und Ostasien – überlagern sich sicherheitspolitische, energieökonomische und infrastrukturelle Interessen der Großmächte und die Konfliktlogiken verbinden sich in einen zusammenhängenden Krisenraum. Regionen wie das Südchinesische Meer und die Taiwan-Straße, die Nordsee-Ostseeregion, das Schwarze Meer, der Persische Golf und Zentralasien entwickeln sich zu dauerhaften Spannungszonen mit erhöhter Wahrscheinlichkeit militärischer Zwischenfälle oder offenen militärischen Auseinandersetzungen. Dies führt mittelfristig zu

multiplen Störungen anderer wichtiger Energiehandels- und Rohstoffrouten. Die Kontrolle über maritime Engpässe wie die Straße von Hormus oder die Straße von Malakka sowie über zentrale Landkorridore gewinnt strategische Bedeutung und wird zunehmend durch militärische Präsenz oftmals regionaler Akteure abgesichert. Gebühren, Tarife und Zölle zur Nutzung wichtiger maritimer Meeresstraßen werden eingeführt und selektiv erhoben. Das internationale Seerecht und das Prinzip freier Seeschifffahrt werden dauerhaft unterminiert. Energieinfrastruktur – von Pipelines über LNG-Terminals bis hin zu Stromnetzen – wird damit selbst Teil geopolitischer Machtprojektion und potenzielles Ziel hybrider oder direkter Angriffe.

Diese Entwicklung geht mit einer tiefgreifenden Fragmentierung der Interdependenzen einher. Wirtschaftliche Verflechtungen werden nicht mehr nur politisiert, sondern aktiv restrukturiert. Handels- und Investitionsströme konzentrieren sich auf blockinterne Beziehungen, während Verbindungen zwischen den Großräumen durch Sanktionen, Exportkontrollen und regulatorische Divergenzen eingeschränkt werden. Der Trend zur Bildung von semi-autarken Handelsräumen mit eigenen Standards, Finanzsystemen und technologischen Ökosystemen beschleunigt sich und führt zu einem strukturierten U.S.-geführten Raum (Amerika (Nord/Süd) + Europa), einem China-zentrierten Raum (Asien + Teile Afrikas und Nahost), und teilautonomen Räumen (Indien, ggf. Russland). Diese Fragmentierung betrifft insb. strategische Sektoren wie Energie, kritische Rohstoffe sowie Schlüsseltechnologien und führt zu einer nachhaltigen Erosion globaler Marktintegration. Der globale Handel sinkt relativ (z. B. -10–20 %) und langfristig durch fortschreitende Fragmentierung, während die WTO bedeutungslos und letztendlich aufgelöst wird.

➤ Versorgungssicherheit erhält noch mehr deutlichen Vorrang vor Effizienz, was sich in strukturell höheren und deutlich volatileren Preisen niederschlägt.

Die Energiemärkte stehen im Zentrum dieser Transformation. Sie entwickeln sich von global vernetzten Systemen zu geopolitisch segmentierten Versorgungsräumen. Versorgungssicherheit erhält noch mehr deutlichen Vorrang vor Effizienz, was sich in strukturell höheren und deutlich volatileren Preisen niederschlägt. Diese blockförmige Organisation der Energiesysteme wird vor allem in konkreten bilateralen und regionalen Energiebezie-

hungen sichtbar, die sich deutlich von den flexibleren und überlappenden Handelsmustern im ersten Szenario unterscheiden. Während dort Energieflüsse weiterhin mehreren Märkten gleichzeitig dienen und zwischen verschiedenen Abnehmern umgeleitet werden können, verfestigen sich hier politisch abgesicherte, teilweise exklusiv ausgerichtete Versorgungssachsen.

Im Ölsektor fragmentieren sich die Märkte in Preiszonen, auch dank einer beschleunigten *De-Dollarisierung* des Ölgeschäfts, und im Gassektor verlieren LNG-Märkte teilweise ihre globale Integrationsfunktion. Langfristige bilaterale Verträge ersetzen Spotmärkte, während Pipeline-Integration innerhalb von Blöcken zunimmt.

Im eurasisch-asiatischen Raum manifestiert sich diese Entwicklung etwa in der strategischen Verdichtung der Energiebeziehungen zwischen Russland und China. Pipelineprojekte im Gassektor wie das *Power of Siberia*-Pipelinesystem werden nicht nur ausgebaut, sondern durch weitere langfristige Lieferverträge und infrastrukturelle Erweiterungen ergänzt, die eine dauerhafte Umlenkung russischer Gasströme nach Osten absichern. Parallel dazu werden LNG-Exporte aus Projekten wie *Yamal LNG*⁶⁰ gezielt auf asiatische Märkte ausgerichtet, während Lieferungen nach und über Europa endgültig eingestellt und nicht wieder aufgenommen werden. Im Unterschied zum ersten Szenario, in dem Russland weiterhin opportunistisch zwischen verschiedenen Absatzmärkten agieren kann, entsteht hier eine quasi-exklusive Ostorientierung, in welche der Arktisroute eine Schlüsselrolle zukommt.

Eine ähnliche Blockbildung zeigt sich in den Beziehungen zwischen den Golfstaaten und asiatischen Importeuren. Akteure wie QatarEnergy oder Saudi-Arabien schließen langfristige Lieferabkommen mit China und Indien, die nicht nur Preis- und Volumenstabilität sichern, sondern auch Investitionen in Raffinerie- und Petrochemiekapazitäten vor Ort einschließen. Diese vertikale Integration unterscheidet sich deutlich von Szenario 1, in dem Golfexporteure ihre Absatzmärkte flexibel diversifizieren und zwischen Europa und Asien balancieren.

Im transatlantischen Raum entsteht spiegelbildlich eine stärker geschlossene Energiearchitektur zwischen den USA und Europa. LNG-Lieferungen, potenziell blauer Wasserstoff und Chemikalien werden durch langfristige Abnahmeverträge und infrastrukturelle Kopplung – etwa durch neue Importterminals und Speicher – strukturell

verankert. Gleichzeitig entwickelt sich die Nordsee über Initiativen wie den *North Sea Wind Power Hub*⁶¹ zu einem integrierten Energiecluster, in dem Offshore-Wind, Stromnetze und Wasserstoffproduktion eng miteinander verzahnt werden. Projekte wie der *European Hydrogen Backbone*⁶² zielen darauf ab, diese Integration auch infrastrukturell zu verstetigen. Anders als im ersten Szenario, in dem die EU weiterhin vielfältige externe Energiebeziehungen aufrechterhält, entsteht hier eine stärkere Binnenorientierung im transatlantischen/nordeuropäischen Energiesystem.

Auch im H₂- und EE-Bereich zeigen sich stärkere blockgebundene Muster. So entwickeln sich zwischen der EU und Nordafrika nur wenige selektive Partnerschaften, bei denen Länder wie Marokko oder Algerien erneuerbare Energie primär für europäische Märkte produzieren, aber Nordafrika ein umkämpfter Peripherieraum in Energie- und Migrationsfragen bleibt. An Europa nur selektiv über Infrastruktur angebunden, orientiert sich die Region industrie- wie energiepolitisch stärker an China.

Der Wettbewerb um kritische Rohstoffe folgt einer ähnlichen Logik. Während im ersten Szenario globale Lieferketten trotz politischer Spannungen bestehen bleiben, entwickeln sich hier zunehmend blockgebundene Rohstoffpartnerschaften. Die EU versucht mit wenig Erfolg – etwa im Rahmen des Critical Raw Materials Act – gezielt Lieferketten mit politisch verlässlichen Partnern (insb. in Afrika) aufzubauen, während China seine bestehenden Netzwerke in Afrika, Nahost und Zentralasien vertieft und stärker auf sich ausrichtet. Lateinamerikas Rohstoffe fallen unter den direkten und exklusiven Einfluss der USA: Dies führt zu einer partiellen Entkopplung globaler Rohstoffmärkte und erhöht die Konkurrenz um Zugang und Kontrolle. Im Unterschied zu Szenario 1, in dem Energie, Rohstoffe und Infrastrukturprojekte Teil formell noch global vernetzter Märkte bleiben, werden sie hier stärker in regionale Versorgungsräume eingebettet und politisch abgesichert – eventuell mit Export- und Handelsverboten gegenüber raumfremden dritten Ländern.

Dabei setzen die hohen und volatilen Preise fossiler Energieträger sowie die wiederholten Störungen der Energiehandelswege zwar Anreize für einen noch beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren sowie alternativer

⁶⁰ Yamal LNG ist eine LNG-Exportanlage zur Förderung, Verflüssigung und Verschiffung von Erdgas aus der arktischen Jamal-Region in Russland.

⁶¹ Ein geplantes europäisches Infrastrukturprojekt zur Bündelung großer Offshore-Windparks in der Nordsee auf künstlichen Energieinseln, die Stromproduktion, Speicherung und Verteilung zwischen mehreren Ländern koordinieren sollen.

⁶² Das geplante europäische Pipeline-Netz zur großräumigen Verbindung von Wasserstoffproduktion und -verbrauch, das bestehende Gasinfrastruktur umnutzt und neue Leitungen für den Transport von grünem Wasserstoff aufbaut.

Technologien. Dieser Effekt bleibt jedoch weitgehend auf einzelne Großräume begrenzt und wird durch gegenläufige Dynamiken überlagert. Fossile Energieträger werden durch langfristige Verträge und staatliche Unterstützung abgesichert, während die geopolitische Fragmentierung Skaleneffekte, Technologiediffusion und effiziente Kapitalallokation einschränkt. Entwicklungsländer bspw. priorisieren nun zwar die Energietransformation aus sicherheitspolitischen Gründen, ihnen fehlt aber Kapital, Know-how und industrielle Kapazität. Diese müssen sie importieren, was neue industrielle sowie Rohstoffabhängigkeiten erzeugt und neue geopolitische Loyalitäten erzwingt. Versorgungssicherheitsüberlegungen führen in der Folge zu einer Strategie, in der fossile und grüne Energieträger im Energiemix als Instrument der Abhängigkeitsstreuung bleiben. In der Folge verläuft die Dekarbonisierung nicht linear beschleunigt, sondern regional unterschiedlich, kostenintensiver und insgesamt weniger effizient als in einem stärker integrierten globalen System.

Die Klimapolitik wird nicht mehr primär als globales Kooperationsfeld verstanden, sondern zunehmend in den geopolitischen Wettbewerb integriert.

Die internationale Klimapolitik verliert unter diesen Bedingungen nicht nur an Kohärenz, sondern verändert ihre Funktion grundlegend. Sie wird dabei nicht mehr primär als globales Kooperationsfeld verstanden, sondern zunehmend in den geopolitischen Wettbewerb integriert und verliert dadurch ihre Funktion als verbindendes Element globaler Governance. An die Stelle fragmentierter, aber weiterhin partiell kompatibler Transformationspfade treten zunehmend konkurrierende, blockgebundene Klimaregime, die nur begrenzt miteinander anschlussfähig sind. Multilaterale Formate wie die VN-Klimakonferenz (*Conference of the Parties, COP*) bestehen somit formal fort, ihre Fähigkeit zur Koordination wird jedoch durch geopolitische Rivalität und sicherheitspolitische Prioritäten strukturell unterminiert. Unterschiedliche Großräume etablieren eigene regulatorische und technologische Systeme – etwa bei der CO₂-Bepreisung, H₂-Zertifizierung, nachhaltiger Finanzierung oder industrieller Förderung –, die nicht nur divergieren, sondern teilweise gezielt als wirtschafts- und handelspolitische Instrumente eingesetzt werden. Mechanismen wie CO₂-Grenzausgleichssysteme, lokale Inhaltsanforderungen oder Subventions-

programme wirken in diesem Kontext nicht mehr nur klimapolitisch, sondern auch als Mittel zur Abschirmung eigener Industrien und zur strategischen Positionierung gegenüber konkurrierenden Blöcken.

Die Diffusion klimarelevanter Technologien verläuft entsprechend nicht mehr global, sondern primär innerhalb der jeweiligen Einflussräume und ungleichmäßig. Während einzelne Großräume wie China ihre Transformationsprozesse durch staatlich gesteuerte Industriepolitik beschleunigen können, bleiben Skaleneffekte und Effizienzgewinne auf globaler Ebene begrenzt. Technologische Standards – etwa im Bereich Wasserstoff, Batterien oder CO₂-Messmethoden – entwickeln sich parallel und sind häufig inkompatibel, was zusätzliche Kosten verursacht und grenzüberschreitende Investitionen erschwert.

Die Investitionsbedingungen verschlechtern sich entsprechend deutlich. Geopolitische Risiken, Sanktionsregime und regulatorische Fragmentierung erhöhen die Unsicherheit und verteuern grenzüberschreitende Investitionen. Unternehmen reagieren mit einer stärkeren Regionalisierung ihrer Wertschöpfungsketten und einer systematischen Berücksichtigung geopolitischer Risiken in ihren Strategien.

Europa gerät in diesem Szenario unter strategischen Anpassungsdruck und befindet sich in einer strukturell schwierigen Zwischenposition innerhalb einer sich zuspitzenden Großraumkonkurrenz. Die USA garantieren nicht mehr automatisch für Europas Sicherheit und ziehen sich aus der NATO zurück. Gleichzeitig unterminieren sie jegliche Versuche einer autonomen Verteidigungskapazität Europas durch den Ausbau wachsender energiepolitischer, technologischer, digitaler und finanzieller Abhängigkeiten. Europa muss sich unter den Bedingungen eskalierender geopolitischer Blockbildung den USA-Schutz erkaufen, während gleichzeitig wirtschaftliche Kosten durch hohe Energiepreise, zunehmende geökonomische Konkurrenz, Deindustrialisierungsrisiken und interne Fragmentierung kumulativ steigen.

Zwar rücken Resilienz, Lieferkettendiversifizierung, regionale Infrastrukturprojekte und industriepolitische Schutzmaßnahmen rhetorisch stärker in den Mittelpunkt europäischer Politik. Diese bleiben jedoch zunehmend reaktiv gegenüber externen Blockstrategien, die technologische Standards, Handelsregime und Energieflüsse entlang konkurrierender Großraumlogiken strukturieren. Dabei muss Europa auf Druck der USA die Entkoppelung von Chinas grünen Industrieprodukten forcieren, ohne genügend Zeit und Ressourcen zu haben, eigene Kapazitäten hinreichend aufzubauen. Ohne schnelle, tiefgreifende

institutionelle Reformen und eine stärkere Bündelung energie-, industrie- und sicherheitspolitischer Kapazitäten bleibt der europäische Handlungsspielraum begrenzt, um Räume an ihrer südlichen und östlichen Peripherie energiepolitisch und infrastrukturell kohärent anzubinden und sich gegen externe Einflussnahme abzusichern.

Die EU kann weder die strategische Autarkie geschlossener Großräume erreichen noch die Machtprojektion anderer Pole ausgleichen und wird zunehmend in konkurrierende regulatorische, technologische und sicherheitspolitische Blockräume eingebunden, die seine außenwirtschaftlichen Optionen strukturell verengen, und die Fliehkräfte innerhalb der Union stärken. Die europäische Energiewende verlangsamt sich dadurch teilweise infolge steigender Systemkosten, geopolitischer Unsicherheiten und wachsender Konkurrenz um Kapital, Technologien und Rohstoffe. Im Unterschied zum ersten Szenario droht der EU sogar eine schleichende Peripherisierung durch extern induzierten Anpassungsdruck oder, im Falle einer weiteren Eskalation und einem direkten Krieg, eine innere Fragmentierung bis hin zu Desintegrationsdynamiken.

Insgesamt kennzeichnet dieses Szenario eine strukturell fragmentierte und endgültig sicherheitspolitisch überformte Weltwirtschaft, in der Energie-, Rohstoff- und Technologiesysteme nicht mehr primär durch Effizienz und globale Integration, sondern durch geopolitische Zugehörigkeit, strategische Absicherung und die Logik konkurrierender Großräume geprägt sind.

Szenario 3: Funktional-institutionalisierte Koexistenz konkurrierender Pole

Das dritte Szenario beschreibt die Herausbildung einer multipolaren Ordnung funktionaler Koexistenz, die sich unter der Bedingung entwickelt, dass die zentralen geopolitischen Konflikte der Gegenwart – insb. der Krieg in der Ukraine sowie die Konfliktdynamiken im Nahen Osten und im Iran-Kontext – nicht in eine eskalierte Systemkonfrontation übergehen, zugleich aber auch nicht in eine dauerhaft ungeordnete Konkurrenzlogik zerfallen. Stattdessen setzen sich schrittweise Prozesse ihrer Einhegung durch, die in eine hybride globale und regionale Sicherheits- und Governance-Architektur münden. Diese entsteht durch die schrittweise Verknüpfung klassischer multilateraler Institutionen mit regionalen Sicherheitsformaten, sektoralen Kooperationsregimen und infrastruktur-basierten Interdependenzen. Dadurch wird bestehende Fragmentierung nicht aufgehoben, sondern in einen

institutionell gerahmten und funktional stabilisierten Ordnungszustand überführt.

Bestehende Fragmentierung wird nicht aufgehoben, sondern in einen institutionell gerahmten und funktional stabilisierten Ordnungszustand überführt.

Im Unterschied zu Szenario 2 zerfällt die Weltwirtschaft nicht in rivalisierende, weitgehend getrennte Blöcke. Anders als in Szenario 1 wird globale Interdependenz jedoch auch nicht primär durch Marktintegration und Diversifizierung stabilisiert. Vielmehr entstehen zunehmend institutionell abgesicherte, sicherheitspolitisch eingebettete und regulatorisch koordinierte Interdependenzen. Die Welt bleibt multipolar, kompetitiv und machtpolitisch geprägt, entwickelt jedoch eine Struktur überlappender und teilweise interaktiver Räume.

Im Zentrum steht eine funktionale Transformation globaler Governance. Multilaterale Institutionen verlieren ihren universalistischen Anspruch liberaler Globalisierung, bleiben jedoch als Plattformen zur Organisation begrenzter Interoperabilität zentral. Neu ist die hybride Sicherheitsdimension dieser Ordnung. Regionale Sicherheitsarrangements – etwa im Nahen Osten, in Osteuropa oder im indo-pazifischen Raum – werden nicht mehr als konkurrierende Machtblöcke organisiert, sondern zunehmend in globale institutionelle Rahmensysteme eingebettet. Dadurch entsteht eine Sicherheitsarchitektur, die Eskalationen nicht nur eindämmt, sondern strukturell kanalisiert und in wirtschaftliche, energiepolitische und technologische Teilregime rückkoppelt. Genau diese Einbettung ermöglicht die langfristige Einhegung der Konflikte in der Ukraine und im Nahen Osten, da sie Einflusszonen nicht eliminiert, sondern regelbasiert kompatibel macht.

Auslöser dieser institutionellen Verdichtung ist eine Phase wiederholter geoökonomischer und infrastruktureller Schocks, in der eskalierende Handels-, Energie- und Sicherheitskonflikte – sowohl zwischen den Großmächten (China und den USA, EU und USA, EU und China, Indien und China), als auch zwischen regionalen Akteuren – erhebliche Kosten für alle zentralen Machtzentren erzeugen. Wiederkehrende Unterbrechungen maritimer Handelsrouten, Cyberangriffe auf kritische Infrastruktur, Volatilität auf Energie- und Rohstoffmärkten sowie steigende Absicherungs- und Finanzierungskosten für globale Infrastrukturprojekte verdeutlichen zunehmend die

Grenzen ungeordneter Fragmentierung. Gerade die wachsende Verwundbarkeit hochgradig vernetzter Energie-, Technologie- und Lieferkettensysteme führt schrittweise zur Herausbildung sektoraler Stabilisierungsmechanismen und hybrider Governance-Formate, die geopolitische Konkurrenz nicht überwinden, aber funktional begrenzen sollen.

Die WTO entwickelt sich somit zunehmend zu einem Mechanismus zur Sicherung grundlegender Marktkompatibilität zwischen unterschiedlichen Regulierungs-, Technologie- und Industriesystemen. Sie sichert Mindeststandards für Marktzugang und Streitbeilegung auch zwischen unterschiedlichen Regulierungsräumen, ermöglicht plurilaterale Abkommen in Bereichen wie digitaler Wirtschaft, grünen Technologien oder kritischen Rohstoffen und macht Differenzierung regelhaft, statt sie zu politisieren. VN-nahe Organisationen und Entwicklungsbanken, wie die Europäische Investitionsbank (EIB), die Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung (EBRD), Asiatische Entwicklungsbank (ADB), AIIB und die Weltbank-Gruppe sowie Energie- und Klimaforen (wie die Internationale Organisation für Erneuerbare Energien, IRENA, und die IEA) und die VN-Klimakonferenzen, erhalten koordinierende Funktionen durch Daten- und Transparenzsysteme, Standardisierung, sektorale Konfliktmoderation und die Kopplung unterschiedlicher Regime. Plurilaterale und sektorale Formate gewinnen an Bedeutung – etwa bei der H₂-Zertifizierung, bei CO₂-Standards, Strommarktintegration, kritischen Rohstoffen, Infrastrukturfinanzierung oder maritimer Sicherheit. Governance dient dabei weniger der Überwindung geopolitischer Konkurrenz als ihrer funktionalen Begrenzung und Berechenbarkeit.

Institutionen entstehen in diesem Szenario nicht als Ausdruck normativer Konvergenz – also einer weitgehenden Übereinstimmung über die Grundprinzipien der internationalen Ordnung – sondern als Ergebnis permanenter Aushandlungsprozesse zwischen konkurrierenden Großmächten, Regionalmächten und Mittelmächten. Gerade letztere gewinnen erheblich an Bedeutung. Staaten wie Indien, Saudi-Arabien, die VAE, Japan, Indonesien und die Türkei entwickeln sich zu strategischen Brückenakteuren zwischen unterschiedlichen Wirtschafts-, Infrastruktur- und Sicherheitsräumen. Sie profitieren von ihrer Fähigkeit, gleichzeitig mit mehreren Machtzentren kooperieren zu können.

Der Welthandel bleibt insgesamt stabil, verändert jedoch seine qualitative Struktur.

Der Welthandel bleibt insgesamt stabil, verändert jedoch seine qualitative Struktur. Es entstehen bewusst institutionell kompatible Teilräume, die über WTO-nahe Regeln, sektorale Abkommen und hybride Sicherheitskopplungen miteinander verbunden sind. Daraus resultiert eine organisierte Fragmentierung globaler Lieferketten mit multiplen, aber kompatiblen Standardsystemen statt regulatorischer Konkurrenz ohne Schnittstellen. Handelsströme zwischen großen Wirtschaftsräumen wie EU–Asien, USA–Indien oder Europa–MENA⁶³ bleiben stabil, während Mittelmächte zunehmend als Knotenpunkte zwischen diesen Teilräumen fungieren.

Der Energiesektor bildet den zentralen Stabilitätskern dieser Ordnung. Anders als in Szenario 1 bleiben globale Energie- und Rohstoffmärkte nicht nur formal integriert, sondern werden zunehmend durch Verträge und Organisationen institutionell abgesichert. Die Steuerung von Energieinterdependenzen wird selbst zu einem geopolitischen Instrument der Stabilisierung. Dabei werden ein klares, verbindliches Ausstiegsdatum und eine Umwandlung in emissionsfreie Lieferungen insb. im LNG-Bereich sowie für petrochemische Produkte vereinbart und generell akzeptiert. Gasflüsse stabilisieren vor allem die Achse USA–Europa, während Golfstaaten eine flexible Systemstabilisierungsfunktion zwischen Asien und Europa übernehmen und regionale Umleitungsstrukturen geopolitische Abkopplung verhindern.

Im Ölmarkt bleiben die Golfstaaten zentrale systemische Akteure. Die OPEC und die OPEC+ verliert zwar ihre preissetzende Funktion, dient aber weiterhin als Koordinierungsmechanismus, insb. vis-à-vis der IEA. Saudi-Arabien, die VAE und Katar verfolgen zunehmend Strategien multipler geoökonomischer Verankerung. Sie bleiben sicherheitspolitisch eng mit den USA verbunden, vertiefen gleichzeitig jedoch ihre Infrastruktur-, Technologie- und Energiebeziehungen mit China, Indien, Japan und Europa. Dadurch entsteht keine blockförmige Zuordnung von Energieflüssen, sondern eine institutionell stabilisierte Energieordnung. Langfristige Lieferverträge, gemeinsame Raffinerie- und Petrochemieprojekte sowie koordinierte Investitionen in maritime Infrastruktur stabilisieren die Energieachsen zwischen dem Golf, Südasien, Ostasien und Europa, während Spotmärkte Restflexibilität gewähren.

63 MENA steht für Middle East North Africa Region.

China bleibt dabei der wichtigste asiatische Energieimporteur und integriert seine *Belt and Road-Korridore* zunehmend mit Energie-, Hafen- und Industrieprojekten im Golf und in Zentralasien. Indien entwickelt sich parallel zu einem zentralen Verbindungsknoten zwischen den Wachstumsräumen Süd- und Südostasiens sowie den Energie- und Infrastrukturachsen des Mittleren Ostens. Japan wiederum baut seine Rolle als Finanzierungs-, Technologie- und Standardisierungsmacht im asiatischen Energiesystem aus.

Auch der globale LNG-Markt bleibt hoch integriert. Die USA, Katar und teilweise Ostafrika bilden die wichtigsten expansiven Angebotszentren, während Europa, Indien, Japan und Südostasien zentrale Nachfragepole bleiben. Anders als in Szenario 1 reduziert sich die strukturelle Volatilität jedoch teilweise durch langfristige Liefer- und Abnahmevereinbarungen, koordinierte Speicher- und Resilienzmechanismen sowie institutionell abgesicherte Infrastrukturkooperationen. Maritime Sicherheitskooperationen im Indischen Ozean, im Roten Meer und im Indo-Pazifik gewinnen dabei erheblich an Bedeutung für die Stabilisierung globaler Energie- und Handelsflüsse.

Besonders deutlich zeigen sich die Unterschiede zu Szenario 1 im H₂-Sektor. Während dort konkurrierende regionale H₂-Räume mit teilweise inkompatiblen Standards entstehen, entwickelt sich in Szenario 3 schrittweise ein System interoperabler H₂-Märkte. Europa, Japan, die Golfstaaten, Australien sowie Teile Südostasiens etablieren gemeinsame Zertifizierungs-, Nachhaltigkeits- und Transportstandards für Wasserstoff, Ammoniak und synthetische Energieträger. Die H₂-Märkte bleiben regional organisiert, werden jedoch institutionell kompatibel gehalten.

Europa entwickelt gemeinsam mit Nordafrika und Norwegen einen eng integrierten H₂- und Stromraum. Pipelinekorridore zwischen Algerien, Tunesien, Süd- und Mitteleuropa werden ebenso ausgebaut wie maritime Importachsen für Ammoniak und synthetische Energieträger aus dem Golf, Australien und Teilen Afrikas. Anders als in Szenario 1 erfolgt diese Integration nicht primär marktgetrieben, sondern im Rahmen langfristiger Industrie-, Infrastruktur- und Investitionspartnerschaften.

Parallel dazu entsteht eine asiatische H₂-Achse zwischen Japan, Südkorea, Australien, den Golfstaaten und Teilen Südostasiens. Japan übernimmt hierbei eine Schlüsselrolle bei der Technologieentwicklung, Finanzierung und Standardisierung. Indien versucht wiederum, eine hybride Position zwischen Binnenmarktaufbau und Exportorientierung einzunehmen und entwickelt sich zu einem

wichtigen Produktionsstandort für erneuerbaren Wasserstoff, Ammoniak und H₂-basierte Industrieprodukte.

Auch im Stromsektor entstehen zunehmend institutionell abgesicherte Integrationsräume. Europa entwickelt sich zu einem hochintegrierten Strom- und Flexibilitätsraum, in dem Offshore-Windkapazitäten in Nord- und Ostsee mit südlichen Solar- und H₂-Korridoren gekoppelt werden. Grenzüberschreitende Interkonnectoren, gemeinsame Netzmechanismen und koordinierte Speicherstrategien dienen dabei nicht nur Effizienz- und Resilienzzielen, sondern werden Teil geopolitischer Stabilisierungspolitik.

Die Nordsee entwickelt sich zu einem strategischen Offshore-Energie- und Infrastrukturräum Europas. Offshore-Windparks, H₂-Pipelines, Strominterkonnectoren und Unterseekabel werden zunehmend gemeinsam geplant und sicherheitspolitisch abgesichert. Ähnliche Dynamiken entstehen im Mittelmeerraum, wo Strom- und H₂-Korridore zwischen Nordafrika und Europa institutionell mit Industrie-, Investitions- und Entwicklungskooperationen verknüpft werden. Nordafrika entwickelt sich dadurch nicht nur zu einem Energieexporteur, sondern zunehmend zu einem integrierten Bestandteil europäischer Transformations- und Infrastrukturpolitik.

Auch im Indo-Pazifik gewinnen maritime Infrastruktur- und Stromräume an Bedeutung. Die ASEAN-Staaten intensivieren ihre regionale Strommarktintegration, während Japan, Südkorea und Australien verstärkt in Offshore-Wind, Speichertechnologien, Stromnetze und maritime Wasserstofflogistik investieren. Australien etabliert sich dabei als strategischer Exporteur erneuerbarer Energieträger, kritischer Rohstoffe und grüner Industrieprodukte nach Ost- und Südostasien.

Der Wettbewerb um kritische Rohstoffe bleibt trotz institutioneller Stabilisierung zentral. Anders als in Szenario 2 entstehen jedoch keine vollständig getrennten Rohstoffblöcke. China behält seine dominante Stellung in der Verarbeitung vieler strategischer Mineralien sowie in Teilen der Solar-, Batterie- und Netztechnologien. Andere Abnehmer entwickeln zusammen mit China ad-hoc strukturierte Kooperationsformate. Gleichzeitig diversifizieren Europa, Indien, Japan und die USA ihre Lieferketten durch institutionalisierte Rohstoffpartnerschaften mit Australien, Kanada, Zentralasien, Afrika und Lateinamerika. Dabei entstehen hybride und teilweise überlappende Wertschöpfungsräume. Rohstoffpartnerschaften werden zunehmend mit gemeinsamen Investitions-, Verarbeitungs- und Nachhaltigkeitsstandards kombiniert. Governance reduziert dabei nicht Konkurrenz, sondern Eskalationsrisiken.

Zentralasien gewinnt in diesem Zusammenhang erheblich an Bedeutung. Die Region entwickelt sich zu einem strategischen Knotenpunkt für seltene Erden, Kupfer, Uran, Wasserstoff, Stromtransit und Infrastrukturkorridore zwischen China, Europa, Südasien und dem Mittleren Osten.

Auch die Solar-, Wind- und Clean-Tech-Industrien bleiben global verflochten. China dominiert weiterhin große Teile der industriellen Wertschöpfungsketten bei Solarmodulen, Batterien und Netzkomponenten. Europa, Indien, die USA und Teile Südasiens versuchen jedoch, strategische Produktionskapazitäten selektiv auszubauen, ohne eine vollständige Entkopplung anzustreben. Im Unterschied zu Szenario 1 wird diese Diversifizierung stärker institutionell koordiniert – etwa durch gemeinsame Investitionsplattformen, standardisierte Nachhaltigkeitsregeln, interoperable Industriesysteme und koordinierte Infrastrukturfinanzierung. Dadurch entwickelt sich insgesamt eine stärker institutionalisierte globale Energiearchitektur, in der unterschiedliche Energie-, Technologie- und Infrastrukturregime nicht vereinheitlicht, aber kompatibel gehalten werden. Gerade diese Fähigkeit zur Organisation von Interoperabilität wird zum eigentlichen geopolitischen Kern von Szenario 3.

Fossile Energieträger verlieren langfristig an Bedeutung, bleiben jedoch weiterhin als Übergangs- und Stabilitätsressource relevant.

Stabilere geopolitische Rahmenbedingungen und institutionalisierte Sicherheitsmechanismen senken dabei Investitionsrisiken und Kapitalkosten für die Energie- und Transformationsinfrastruktur. Energiepreise bleiben insgesamt moderater und weniger volatil als in den anderen Szenarien. Gleichzeitig beschleunigt die höhere Planbarkeit grenzüberschreitender Infrastruktur- und Industrieprojekte die Diffusion neuer Energietechnologien. Fossile Energieträger verlieren somit langfristig an Bedeutung, bleiben jedoch weiterhin als Übergangs- und Stabilitätsressource relevant. Sie fungieren insb. als Puffer in einem System, das zwar zunehmend dekarbonisiert, aber noch nicht vollständig auf erneuerbare und neue Energiesysteme umgestellt ist.

Auch die Klimapolitik bleibt fragmentiert, entwickelt jedoch funktionale Kooperationsräume zwischen großen Emittenten. Diese manifestieren sich in sektoralen Abkommen, technologischen Allianzen und projektbezogenen

Kooperationsformaten, etwa in der industriellen Dekarbonisierung, im Transportsektor oder in gemeinsamen Infrastrukturlösungen. Dadurch entsteht keine globale Klimagovernance im engeren Sinne, jedoch eine deutlich erhöhte Wirksamkeit konkreter Politikmaßnahmen durch institutionell eingebettete Teilkoooperation.

Europa könnte in diesem Szenario an strategischer Handlungsfähigkeit gewinnen, vor allem wenn es gelingt, industrielle Kapazitäten, Infrastrukturpolitik und Energiepartnerschaften kohärenter zu bündeln, auch ohne tiefgreifende institutionell-politische Reform, aber mit einer kohärenteren energiepolitischen und infrastrukturellen Integration und besserer verteidigungspolitischer Koordination. Die EU stärkt ihre militärischen und verteidigungspolitischen Fähigkeiten im intergouvernementalen Rahmen und gewinnt dadurch größere strategische Handlungsautonomie gegenüber den USA. Die EU würde dabei weniger als eigenständiger *Superpol* auftreten, sondern eher als regulativer und technologischer Vermittlungsraum zwischen unterschiedlichen Machtzentren. Die EU könnte bspw. WTO-nahe Standardisierung aktiv mitgestalten und Interoperabilitätsräume in Energie-, Handels- und Klimapolitik aufbauen. Gleichzeitig könnte Europa Sicherheits-, Energie- und Wirtschaftspolitik stärker verknüpfen, um externe Partnerschaften innerhalb der hybriden Sicherheitsarchitektur aktiv zu stabilisieren, sofern interne Integrationsdefizite reduziert und externe Infrastruktur- und Partnerschaftsbeziehungen stärker koordiniert werden. Die Handlungsfähigkeit Europas hängt dabei wesentlich davon ab, ob es gelingt, interne energie- und industriepolitische Integration mit einer kohärenteren außenwirtschaftlichen und infrastrukturellen Positionierung gegenüber den zentralen Räumen der strategischen Ellipse zu verbinden.

Insgesamt beschreibt Szenario 3 damit keine Rückkehr zu einer liberalen Weltordnung und auch keine Überwindung geopolitischer Konkurrenz. Die Welt bleibt multipolar, fragmentiert und machtpolitisch geprägt. Im Unterschied zu den anderen Szenarien wird diese Fragmentierung jedoch zunehmend institutionell organisiert, infrastrukturell stabilisiert und sicherheitspolitisch eingeeht. Gerade dadurch entsteht eine geopolitisch kompetitive, aber funktional kooperationsfähige Weltordnung mit vergleichsweise höherer Stabilität, geringeren Transaktionskosten und besseren Voraussetzungen für eine koordinierte globale Energietransformation.

5. Schlussfolgerungen und politische Handlungsempfehlungen

Die drei skizzierten Szenarien unterscheiden sich weniger in der Existenz geopolitischer Fragmentierung, als in ihrer qualitativen Ausprägung, institutionellen Einbettung und infrastrukturellen Organisation. Sie bauen dabei unmittelbar auf der aktuellen Transformation der internationalen Ordnung auf, die durch strategische Rivalität, die Politisierung bis Militarisierung wirtschaftlicher Interdependenzen sowie die Herausbildung einer multipolaren und räumlich neu strukturierten Weltwirtschaft geprägt ist. Unterschiede ergeben sich jedoch hinsichtlich der Stabilität dieser Ordnung, der Rolle von Institutionen sowie der Fähigkeit, Konkurrenz politisch zu organisieren und ökonomische Verflechtungen aufrechtzuerhalten.

Während Szenario 2 (Eskalierte Großraumkonflikte) eine weitgehende Blockbildung und Regionalisierung globaler Wirtschafts- und Energiesysteme beschreibt, bleiben in Szenario 1 (Polyzentrische Konkurrenz; Baseline) und insb. Szenario 3 (Funktional-institutionalisierte Koexistenz) globale Interdependenzen grundsätzlich erhalten. Der entscheidende Unterschied besteht in ihrer politischen Organisation. Szenario 1 beschreibt eine Welt geopolitischer Spannungen, aber ohne eskalierend-destabilisierende geopolitische Konkurrenz. Dabei reagieren Marktakteure, Staaten und Unternehmen flexibel auf geopolitische Risiken und diversifizieren Interdependenzen. Szenario 3 beschreibt eine Ordnung institutionell organisierter Konkurrenz, in der Governance-Strukturen, Sicherheitsarrangements und Infrastrukturregime gezielt dazu genutzt werden, geopolitische Rivalität funktional zu stabilisieren und Eskalationsrisiken zu begrenzen.

Über die drei Szenarien hinweg variiert die Rolle der EU nicht nur in ihrem Grad an Autonomie, sondern in ihrer funktionalen Position innerhalb der globalen Ordnungsstruktur. Maßgeblich ist dabei die Frage, ob Europa primär als balancierender Interdependenzraum (Baseline), als fragmentierter Raum unter Eskalationsdruck (Großraumkonkurrenz) oder als institutionell-regulatorische Brücke (Funktionale Koexistenz) agiert.

Im Baseline-Szenario bleibt die EU ein wirtschaftlich integrierter, jedoch geopolitisch nur begrenzt autonomer Akteur, der seine Position zwischen den USA und China durch Diversifizierung, selektive Industriepolitik und redundante Interdependenz stabilisiert. Im Szenario eskalierter Großraumkonkurrenz gerät Europa dagegen zunehmend unter den Einfluss konkurrierender geökonomischer und sicherheitspolitischer Blockbildungen, wodurch globale Interdependenz sich auflöst und die EU an kohärenter externer wie interner Steuerungsfähigkeit verliert. Im Szenario funktionaler institutioneller Koexistenz entwickelt sich die EU schließlich zu

einem intermediären regulatorischen Ordnungsraum, in dem Fragmentierung durch neue Governance-Strukturen kanalisiert wird, sodass die Union eine begrenzte, aber stabilisierte Vermittlungsfunktion zwischen den globalen Machtzentren einnimmt.

Aus der Differenzierung der Szenarien ergeben sich unterschiedliche Risikoprofile. In Szenario 1 ist das System durch eine hohe, aber fragile Integration gekennzeichnet. Geopolitische Risiken bleiben moderat, können jedoch aufgrund der starken Verflechtung schnell kaskadieren. Energie- und Preisrisiken sind strukturell erhöht, lassen sich aber durch Diversifizierung teilweise abfedern. Das zentrale Risiko liegt in der Volatilität eines weiterhin integrierten, aber politisch überformten Systems, in dem geopolitische und sicherheitspolitische Erwägungen wirtschaftliche Entscheidungen beeinflussen. In Szenario 2 steigen alle Risikodimensionen deutlich an. Geopolitische Spannungen sind dauerhaft hoch, Energie- und Handelsflüsse sind fragmentiert und volatil. Versorgungssicherheit wird zum dominierenden Strukturprinzip. Das System ist durch Blockbildung, Entkopplung und wiederkehrende Eskalationen geprägt, was zu strukturell hohen Kosten und systemischer Instabilität führt.

In Szenario 3 bleiben Risiken bestehen, werden jedoch durch institutionelle Kooperation abgefedert. Geopolitische Unsicherheiten bleiben, werden jedoch durch Regelwerke, Standardisierung und eine Mischung aus globalen und regionalen Sicherheitsarchitekturen begrenzt. Die Energiepreise sind stabiler als in den anderen Szenarien. Versorgungssicherheit wird durch koordinierte Interdependenz gewährleistet, etwa durch institutionell abgestimmte Krisenmechanismen, interoperable Energieinfrastrukturen, gemeinsame technische Standards, koordinierte Speicher- und Nachfragestrategien (auch zwischen den großen Abnahmezentren) sowie transparente Regeln für grenzüberschreitende Energieflüsse. Daraus ergibt sich die wachsende Bedeutung von Governance und Institutionen. Deren Rolle besteht künftig weniger in der Wiederherstellung universeller liberaler Ordnungsmodelle als in der Organisation von Interoperabilität zwischen konkurrierenden politischen, technologischen und wirtschaftlichen Systemen. Institutionen werden damit zunehmend zum Ergebnis permanenter Aushandlungsprozesse zwischen Groß-, Regional- und Mittelmächten. Entscheidend ist also die Fähigkeit, trotz geopolitischer Konkurrenz begrenzte Kooperationsräume aufrechtzuerhalten.

Aus diesen Entwicklungen ergibt sich insg. kein kohärenter Übergang zu einer stabilen neuen Weltordnung, sondern ein dauerhaft hybrides System aus Integration und

Fragmentierung. Energie- und Klimapolitik bewegen sich darin in einem Spannungsfeld aus globaler Interdependenz und geopolitischer Konkurrenz.

Für Energie- und Handelsflüsse ist dabei entscheidend, ob Märkte weiterhin global integriert bleiben (wie in Szenario 1), ob deren Integration auch institutionell flankiert und stabilisiert wird (wie in Szenario 3) oder ob sie sich entlang geopolitischer Großräume reorganisieren und teilweise voneinander entkoppeln (wie in Szenario 2). Diese Differenz gewinnt vor dem Hintergrund der skizzierten Verschiebungen in Energie-, Technologie- und Handelsströmen, der wachsenden Bedeutung strategischer Korridore sowie der sicherheitspolitischen Aufladung kritischer Infrastrukturen zentrale Bedeutung. Sie entscheidet letztlich darüber, ob die Energiewende in einem weitgehend integrierten globalen Marktumfeld erfolgt oder unter Bedingungen strukturell fragmentierter und politisierter Energiesysteme stattfindet – mit unmittelbaren Konsequenzen für die Preisstabilität, Investitionssicherheit, Technologiediffusion und die Geschwindigkeit der globalen Dekarbonisierung.

Für die globale Energie- und Klimapolitik ergeben sich daraus mehrere zentrale Implikationen, die zugleich als Handlungsfelder in allen drei Szenarien relevant bleiben, jedoch unterschiedlich stark ausgeprägt sind:

1. **Hybride Energiesysteme als Quelle geoökonomischer Macht.** Die globale Energietransformation führt nicht zu einem einheitlichen Systemwandel, sondern zu zunehmend hybriden (fossilen/grünen) und komplex verschränkten Energie-, Rohstoff- und Industriesystemen. Strategische Bedeutung gewinnen jene Staaten und Unternehmen, die mehrere Stufen der Wertschöpfungsketten – von fossilen und kritischen Rohstoffen über industrielle Produktion und Infrastruktur bis hin zu Standardsetzung, Finanzierung und digitalen Plattformen – kontrollieren. Energie- und Rohstoffversorgung, industrielle Wertschöpfung, kritische Infrastrukturen und geopolitische Einflussnahme sind immer stärker miteinander verflochten.
2. **Die Kontrolle strategischer Wertschöpfungsketten führt nicht automatisch zu geopolitischem Einfluss.** Ob daraus außen-, sicherheits- oder wirtschaftspolitische Machtressourcen entstehen, hängt vom Grad internationaler Kooperation oder Konfrontation sowie vom Zustand der globalen Ordnung ab.
3. **Die Verzahnung von Energie-, Rohstoff- und Wirtschaftsdiplomatie mit der klassischen Diplomatie gewinnt an Bedeutung.** Angesichts wachsender geopo-

litischer Spannungen werden sie zu zentralen Instrumenten, um strategische Partnerschaften aufzubauen, energieaußenpolitische Entscheidungen und Infrastrukturprojekte politisch zu flankieren sowie Risiken und Konflikte entlang globaler Energie-, Rohstoff- und Lieferketten frühzeitig zu begrenzen.

4. **Energiesicherheit wird dauerhaft zur gleichrangigen Zielgröße neben Dekarbonisierung und Wettbewerbsfähigkeit/Industriepolitik, auch im Übergang zu einer postfossilen Energiewelt.** Politik muss Energie und Energiesysteme zunehmend als sicherheitsrelevanten Kernbereich behandeln, inklusive redundanter (zusätzlicher) Importquellen und Lieferinfrastrukturen, diversifizierter Technologiepfade, strategischer Reserven aber auch dem militärischen Schutz kritischer Energie- und Lieferketten.
5. **Industriepolitik gewinnt im Energiesektor an zentraler Bedeutung.** Der Aufbau eigener Produktionskapazitäten für Solartechnologien, Batterien, Elektrolyseure und Netzinfrasturktur bleibt ein Instrument wirtschaftlicher Souveränität. Ergänzend gewinnen zudem auch andere Instrumente an Bedeutung, wie etwa Joint Ventures oder Equity-Beteiligungen in Drittländern, langfristige Abnahmeverträge und internationale Kooperationsstrukturen, um den Zugang zu externen Produktionskapazitäten abzusichern.
6. **Klimapolitik ist unter Bedingungen geopolitischer Fragmentierung nicht mehr ausschließlich als multilaterales Koordinationsproblem zu verstehen, sondern zunehmend als Ergebnis konkurrierender industriepolitischer Strategien.** Dies kann kurzfristig zu höheren Kosten und geringerer globaler Effizienz führen, gleichzeitig aber auch zu innovationsgetriebener Beschleunigung in einzelnen Technologieclustern. Entscheidend wird sein, ob es gelingt, minimale Koordinationsmechanismen zu erhalten, um eine vollständige Fragmentierung von Standards, Märkten und Technologien zu vermeiden.
7. **Die Bedeutung von Klimaanpassung steigt deutlich.** Angesichts der zunehmenden Überlagerung von klimatischen und geopolitischen Risiken verschiebt sich der Fokus vieler Staaten von reiner Emissionsminderung hin zu systemischer Anpassung.
8. **Resilienzpoltik gewinnt an Bedeutung.** Sie umfasst Strategien zur Stärkung der Widerstands-, Anpassungs- und Wiederherstellungsfähigkeit gesellschaftlicher, ökonomischer und infrastruktureller Systeme

gegenüber Schocks und Störungen, etwa durch Extremwetterereignisse, Lieferkettenkrisen oder geopolitische Konflikte. Dies gilt insb. mit Blick auf infrastrukturell und geopolitisch exponierte Räume entlang der strategischen Ellipse.

9. Die strategische Ellipse verdichtet die systemischen Entwicklungen räumlich und wird zum zentralen geoökonomischen und geopolitischen Interaktionsraum der globalen Energiewirtschaft. Sie umfasst den zusammenhängenden Raum von Europa über den Nahen Osten und Zentralasien bis nach Süd- und Ostasien, in dem sich die zuvor beschriebenen Dynamiken – Machtverschiebungen entlang von Wertschöpfungsketten, die Einbettung von Energie- und Industriefragen in sicherheitspolitische Überlegungen, konkurrierende Klimastrategien sowie steigende Anforderungen an Resilienz – räumlich überlagern. Damit wird die Ellipse nicht nur zum Korridor von Energie-, Rohstoff- und Transportflüssen, sondern zugleich zum zentralen Austragungsraum geopolitischer Konkurrenz und institutioneller Aushandlung.

10. Multipolare Energie-Governance-Mechanismen und Abkommen auf regionaler und globaler Ebene gewinnen weiter an Bedeutung. Sie sind entscheidend, um die Stabilität und Transformation der Energiesysteme zu gewährleisten und die Interoperabilität zwischen unterschiedlichen politischen und wirtschaftlichen Ordnungsmodellen zu sichern. Gerade beim Wasserstoff sind sie unverzichtbar, da der Markt sich noch in einer frühen Entwicklungsphase befindet und einheitliche Standards, Zertifizierungs- und Herkunftsnachweissysteme sowie verlässliche Regeln für den Transport, Handel und Investitionen erst noch entstehen. Zugleich können sie Investitionsrisiken verringern sowie Angebots- und Nachfrageungleichgewichte entlang der entstehenden globalen Wertschöpfungsketten abfedern.

Aus diesen Implikationen folgt für Deutschland und die EU eine doppelte strategische Notwendigkeit: Einerseits sollte die eigene Energie- und Industriepolitik konsequent auf Resilienz, Diversifizierung und technologische Souveränität ausgerichtet werden. Andererseits bleibt die Fähigkeit zur Mitgestaltung globaler Regeln und Standards im Energiebereich zentral, besonders in Bezug auf H₂-Märkte, die CO₂-Bepreisung, Nachhaltigkeitskriterien und die Infrastrukturfinanzierung. Entscheidend wird sein, ob Europa in den sich verdichtenden geopolitischen Räumen der strategischen Ellipse als eigenständiger Ordnungsgestalter agieren kann oder zunehmend in die Rol-

le eines normativ ambitionierten, aber strukturell abhängigen Akteurs gedrängt wird.

Voraussetzung dafür ist die Überwindung interner Fragmentierungen sowie eine kohärentere geo- und energiepolitische sowie infrastrukturelle Aufstellung der EU. Die Vollendung der europäischen Energieunion kann zu einer zentralen Voraussetzung europäischer Souveränität werden, angefangen mit der geplanten Revision der Governance-Verordnung.⁶⁴ Zugleich sollte die Energiewende in Europa konsequent beschleunigt werden, allerdings ohne die Illusion einer schnellen vollständigen Entkopplung von fossilen Systemen. Die zentrale Herausforderung besteht nicht in der Wahl zwischen fossiler und erneuerbarer Welt, sondern im gleichzeitigen Management beider Abhängigkeiten und Risiken. In einer potenziell fragmentierten Weltordnung sind weder Autarkie noch vollständige Entkopplung realistisch. Stattdessen entsteht ein hybrides Energiesystem, in dem fossile Energieträger weiterhin eine sicherheitsrelevante Brückenfunktion erfüllen, während erneuerbare Technologien schrittweise die strukturelle Basis zukünftiger Energiesysteme unter Einhegung neuer Abhängigkeiten bilden.

Resilienz darf nicht als rein defensive Kategorie verstanden werden, sondern als aktive Fähigkeit zur Gestaltung von Abhängigkeiten. Die Diversifizierung von Energiequellen, Importkorridoren und Technologiepartnerschaften ist kein Übergangsziel, sondern eine dauerhafte Strukturbedingung einer fragmentierten Weltordnung. Es wäre sinnvoll, sie durch eine Energie- und Wirtschaftsdiplomatie zu ergänzen, die geopolitische Risiken frühzeitig identifiziert und durch strategische Partnerschaften – insb. im Umfeld der strategischen Ellipse – absichert.

Dafür bedarf es einer Ergänzung der Energieunion um eine strategisch ausgerichtete europäische Energieaußenpolitik. Diese müsste gemeinsame Infrastrukturplanung, koordinierte Rohstoff- und Energiepartnerschaften, gemeinsame Resilienzmechanismen sowie eine stärkere außenwirtschaftliche Absicherung kritischer Lie-

⁶⁴ Die Governance-Verordnung der EU-Energieunion (Verordnung (EU) 2018/1999) bildet den zentralen institutionellen Rahmen zur Koordinierung der europäischen Energie- und Klimapolitik. Sie regelt insb. die integrierten nationalen Energie- und Klimapläne (NECPs) sowie das EU-weite Monitoring- und Berichtssystem zur Zielerreichung der Energieunion. Aktuell befindet sich die Verordnung in einer Revisionsphase zur Weiterentwicklung eines Post-2030-Energie- und Klimarahmens. Dabei plant die Europäische Kommission, im vierten Quartal 2026 einen Legislativvorschlag vorzulegen, der darauf abzielt, die Governance der Energieunion zu vereinfachen, zu stärken und zu modernisieren. Im Zentrum steht dabei eine weitere Integration von Energie-, Klima- und industriepolitischen Steuerungsmechanismen sowie eine Anpassung an die langfristigen Dekarbonisierungs- und Versorgungssicherheitsziele der EU.

ferketten umfassen. Ebenso notwendig wäre eine stärkere Verzahnung von Industriepolitik, Infrastrukturfinanzierung, Handelsstrategie und geopolitischer Positionierung. Dies würde teilweise auch eine Revision der Kompetenzverteilung zwischen den Mitgliedstaaten und der EU in zentralen energiepolitischen Bereichen bedeuten, insb. bei der Infrastrukturplanung, Beschaffung strategischer Energieressourcen oder Anlegung strategischer Reserven (vor allem für Notfallsituationen) nach dem Modell der japanischen JOGMEC⁶⁵ und bei Krisenreaktionsmechanismen. Die EU wird in einer fragmentierten Weltordnung voraussichtlich nur durch eine stärkere Bündelung von Marktmacht und Investitionsfähigkeit als kohärenter energiepolitischer Akteur auftreten können.

Zugleich verschiebt sich der geopolitische Schwerpunkt europäischer Außen- und Energiepolitik zunehmend in die Räume der strategischen Ellipse. Neben dem weiterhin zentralen transatlantischen Verhältnis gewinnen besonders China, Japan, Indien, die Golfstaaten, Südost- und Zentralasien als Knotenpunkte globaler Energie-, Infrastruktur-, Rohstoff- und Handelsströme an Bedeutung, punktuell ergänzt durch die strategischen Räume Afrikas, Südamerikas und der Arktis. Gerade Mittelmächte wie Brasilien, Indonesien, Südafrika, die Türkei, Katar oder Kasachstan gewinnen in einer multipolaren Ordnung erheblich an strategischer Relevanz, für Europa auch als mögliche Partner. Deutschland und die EU werden daher ihre diplomatische, wirtschaftliche und sicherheitspolitische Präsenz in diesen Räumen deutlich ausbauen müssen. Dies betrifft nicht nur Handels- und Energiepartnerschaften, sondern ebenso Investitionen in Infrastruktur, Technologiekooperation, maritime Sicherheit und industrielle Wertschöpfung. Besonders wichtig wird dabei voraussichtlich die langfristige Absicherung maritimer und infrastruktureller Räume – insb. in Nord- und Ostsee, im Mittelmeer, im Schwarzen Meer sowie im Indo-Pazifik – sein. Unterseekabel, Offshore-Infrastruktur, Strom- und Wasserstoffnetze sowie maritime Handelsrouten entwickeln sich zunehmend zu zentralen geopolitischen Verwundbarkeiten moderner Energiesysteme.

Eng damit verbunden ist der Erhalt und die Weiterentwicklung energieintensiver Schlüsselindustrien in der EU, vor allem der chemischen Industrie, der Grundstoffproduktion und weiterer Industriezweige mit hoher Systemrelevanz. Diese Sektoren fungieren nicht nur als wirtschaftliche Basis, sondern auch als strukturelle Brücken

zwischen fossilen und erneuerbaren Energiesystemen. Ihr Rückbau würde die industrielle Transformationsfähigkeit Europas schwächen und neue externe Abhängigkeiten verstärken. In kritischen Situationen wird zudem voraussichtlich die Möglichkeit einer stärkeren sicherheitspolitischen Absicherung von Energieinfrastruktur notwendig bleiben. Eine gewisse *Militarisierung* der Versorgung ist dabei nicht als Normalzustand, sondern als ultima ratio in einem Umfeld wachsender physischer und geopolitischer Risiken zu verstehen. Angriffe auf Pipelines, Unterseekabel oder maritime Engpässe sowie die wachsende sicherheitspolitische Bedeutung globaler Energieflüsse verdeutlichen, dass Energieinfrastruktur zunehmend Teil strategischer Abschreckungs- und Schutzlogiken wird.

Parallel dazu wäre es sinnvoll, die Rolle der EU als Regelmacht weiterentwickeln. Normsetzung in Bereichen wie Technologie- und Klimastandards, Nachhaltigkeitskriterien oder CO₂-Bepreisung bleibt ein zentrales Machtinstrument, verliert jedoch an Wirkung, wenn sie nicht durch wirtschaftliche und geopolitische Handlungsfähigkeit unterlegt ist. Entscheidend könnte daher sein, regulatorische Macht mit realwirtschaftlicher und sicherheitspolitischer Präsenz zu verbinden. Dies schließt die Bereitschaft ein, mit Partnern aus dem Kreis der Entwicklungs-, Schwellen- und industrialisierten Länder pragmatische und interessengeleitete Arrangements auszuhandeln, insb. in den Bereichen Energiezugang, Rohstoffsicherung und Infrastrukturentwicklung.

Multilaterale und minilaterale Energiekooperationen sollten dabei nicht aufgegeben, sondern funktional weiterentwickelt und gezielt auch zu einer Reform globaler (Energie-)Governance- und Handelsinstitutionen genutzt werden. Gleichzeitig gewinnen bilaterale Energie- und Technologiepartnerschaften an Bedeutung, da sie in einer fragmentierten Ordnung schneller, flexibler und politisch belastbarer sind. Sie bilden jedoch keine Alternative zum Multilateralismus, sondern dessen funktionale Ergänzung in einer zunehmend heterogenen Weltordnung.

Die Energiewirtschaft und die Klimapolitik der kommenden Jahrzehnte werden voraussichtlich nicht in einer stabilen regelbasierten Weltordnung stattfinden, sondern in einer dynamischen, fragmentierten und sicherheitspolitisch aufgeladenen Welt, in der Energie zugleich Infrastruktur, Industriepolitik, Sicherheitsgut und geopolitisches Machtinstrument ist. Die Fähigkeit, diese Dimensionen integriert zu denken und strategisch zu steuern, dürfte zu einem entscheidenden Faktor wirtschaftlicher und politischer Handlungsfähigkeit Deutschlands und der EU in einer multipolaren Weltordnung werden.

⁶⁵ Die Japan Organization for Metals and Energy Security (JOGMEC) ist eine japanische Staatsbehörde, die die langfristige Versorgung der heimischen Wirtschaft mit Energie und kritischen Mineralien durch weltweite Finanzierung, strategische Bevorratung und technologische Kooperationen absichert.

Energie in der Welt

- 2.1 Die globale Energielandschaft – Trends und Marktrealitäten
- 2.2 Länderprofil Saudi-Arabien
- 2.3 Aktuelle Entwicklungen in der internationalen Schifffahrt und der maritimen Wertschöpfungskette
- 2.4 Small Modular Reactors als neues Konzept für Kernenergie



2.1 Die globale Energielandschaft – Trends und Marktrealitäten

- Im Jahr 2025 stieg der Energieverbrauch der G20-Länder um 1,4 % – und damit langsamer als im Zeitraum 2022 bis 2024.
- Der Kohleverbrauch der G20-Gruppe blieb weitgehend stabil. Während er in großen Staaten wie China stagnierte und in Indien zurückging, nahm er in den USA zu.
- Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stieg erneut um 9 %, angetrieben durch Rekordausbauzahlen bei den Solar- und Windkraftanlagen in China.
- Die CO₂-Emissionen in den G20-Staaten blieben 2025 insgesamt stabil, wobei sie in vielen OECD-Ländern – vor allem in den USA – stiegen und in Nicht-OECD-Ländern, vor allem in China, zurückgingen.

Im Jahr 2025 ist der Energieverbrauch der G20¹-Gruppe um 1,4 % angewachsen². Der Energiekonsum stieg damit langsamer als das Wirtschaftswachstum der G20-Staaten (+3,3 %), entsprach jedoch ungefähr dem Trend der Jahre 2010-2019. Zusammen mit einem umfangreichen Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) und einer Verringerung der CO₂-Prozessemissionen trug der lediglich moderat gestiegene Energieverbrauch damit zu einer

Stabilisierung der globalen CO₂-Emissionen bei. Während die Emissionen in Nordamerika zunahmen, konnten andere OECD³-Länder sowie einige große Nicht-OECD-Länder wie Indonesien das Emissionswachstum begrenzen, die Emissionen stabilisieren (Europäische Union, EU, und Indien) oder sogar senken (Australien, China, Japan und Südkorea).

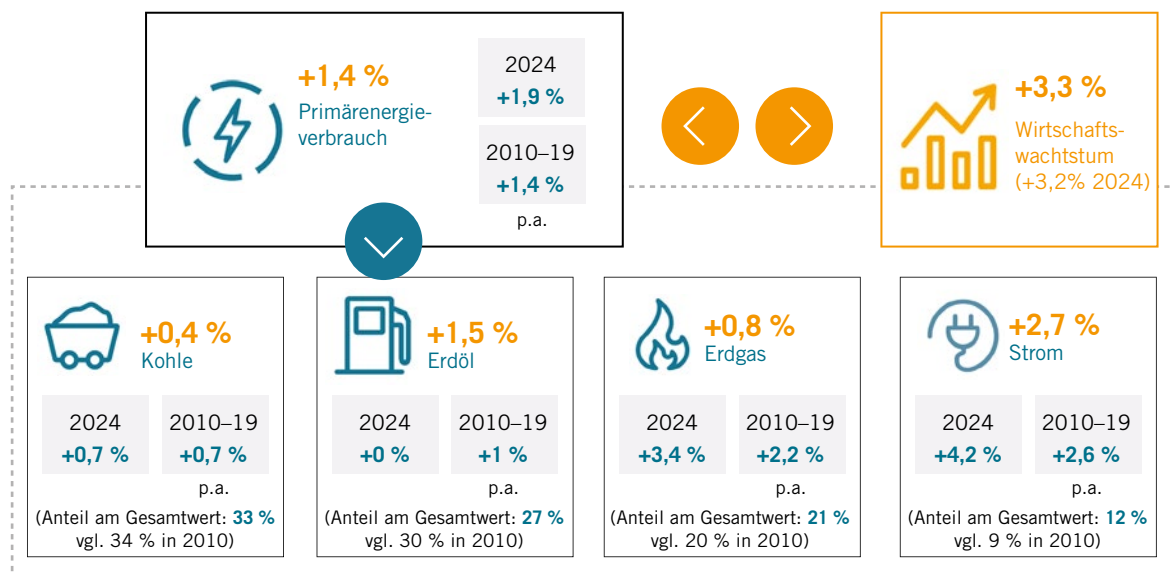
Im Jahr 2025 stieg der Primärenergieverbrauch, trotz eines stetigen Wirtschaftswachstums von rund 3 %, langsamer als im Zeitraum 2022–2024, als er bei 2 % pro Jahr lag. In vielen großen G20-Ländern begrenzten die zunehmende Konkurrenz durch Erneuerbare im Stromsektor, eine schwächere konjunkturelle Entwicklung und

1 Zu den G20-Staaten gehören Argentinien, Australien, Brasilien, China (einschließlich Hongkong), Deutschland, die Europäische Union (EU-27), Frankreich, Indien, Indonesien, Italien, Japan, Kanada, Mexiko, die Russische Föderation (Russland), Saudi-Arabien, Südafrika, Südkorea, die Türkei, das Vereinigte Königreich Großbritannien und Nordirland (Vereinigtes Königreich) sowie 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.

3 Die OECD ist die Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung, eine zwischenstaatliche Organisation mit 38 Mitgliedsländern weltweit.

Abbildung 2.1: Eckdaten des Energieverbrauchs der G20-Staaten im Jahr 2025



Quelle: Enerdata

ein geringerer Kühlbedarf den Anstieg des Energieverbrauchs. In den meisten G20-Staaten verringerte sich der Primärenergieverbrauch – darunter in China und Indien. In der EU blieb er weitgehend stabil, während er sich in Kanada und den USA erhöhte.

Der Kohleverbrauch, der ein Drittel des Energieverbrauchs der G20-Staaten ausmachte, blieb 2025 insg. stabil. Dies lag insb. an einer gesunkenen Nachfrage des Stromsektors in den meisten G20-Ländern, mit Ausnahme von Brasilien, Indonesien und den USA. Die weltweiten Kohlepreise stabilisierten sich im Jahr 2025 wieder. Auch der Gasverbrauch stieg langsamer mit einem Plus von 1 % an, obwohl er in vielen Ländern zunahm. In Russland – dem zweitgrößten Gasverbraucher der G20-Gruppe – sank er jedoch. Die weltweiten Gaspreise entwickelten sich unterschiedlich – so stiegen sie bspw. in Europa und den USA, gingen in Japan jedoch zurück. Insgesamt blieben sie dennoch deutlich über dem Niveau von 2019.

Der Ölverbrauch stieg dank einer Erholung in China und eines erneuten Anstiegs in den USA leicht um 1,5 %. Der Stromverbrauch wuchs weiter um 3 % und entsprach damit seinem historischen Trend. Diese Entwicklung resultierte vor allem aus der zunehmenden Elektrifizierung der Haushalte in den G20-Ländern, der wachsenden Zahl an Elektrofahrzeugen und dem raschen Auf- und Ausbau von Rechenzentren. Der seit 2022 anhaltende Abwärtstrend bei den weltweiten Ölpreisen beschleunigte sich im Jahr 2025. Er betrug durchschnittlich -14 %.

Wie in den Vorjahren, stieg die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie auch 2025 um 8 % bzw. 29 %. Zusammen erreichten ihre Anteile an der Stromproduktion der G20-Staaten 19 % – was einem Anstieg um drei Prozentpunkte (pp) im Jahr 2025 entsprach. Aufgrund dieses sehr rasanten Wachstums seit 2021 liegt die G20-Solarstromerzeugung nun fast auf dem gleichen Niveau wie die Windenergie. China war weiterhin weltweit führend bei den EE-Installationen. Es trug rund 70 % zum Gesamtzuwachs bei, wobei im Laufe des Jahres 314 Gigawatt (GW) an Solar- und 118 GW an Windkapazität hinzukamen.

Wirtschaftswachstum

Im Jahr 2025 blieb das weltweite Wirtschaftswachstum stabil bei knapp über 3 % – entsprechend dem langfristigen Wachstum der Jahre 2010 bis 2019 und der Entwicklung im Jahr 2024. In den USA verlangsamte

sich das Wirtschaftswachstum auf +2 %. Eine große Unsicherheit hinsichtlich der weiteren Entwicklung der Wirtschaft, welche Investitionen bremste, und die ersten spürbaren Auswirkungen erhöhter Einfuhrzölle wurden teilweise durch stark steigende Investitionen im Bereich der künstlichen Intelligenz (KI) ausgeglichen.

Wie bereits im Jahr 2024, war die chinesische Industrie weiterhin von Überkapazitäten und einem harten Wettbewerb auf den heimischen und internationalen Märkten geprägt (eine sog. *Involution*⁴). Der Schwerpunkt der Aktivitäten lag auf Hightech-Exporten in den sog. *new three industries*, namentlich Batterien, Elektrofahrzeuge und Solarzellen. Die anhaltende Immobilienkrise im Land⁵ und Unsicherheiten hinsichtlich der Lohnentwicklung dämpften die Binnennachfrage, obwohl die chinesische Regierung Ende 2024 ein *Trade-in-Programm* einführte, um den Absatz von Konsumgütern anzukurbeln. Dieses Programm, das 2026 verlängert und ausgeweitet wurde, subventioniert den Austausch alter Konsumgüter gegen neue, umweltfreundlichere Modelle. Es wirkte sich insg. positiv auf die Industrieproduktion aus, insb. im Bereich der nicht-energieintensiven Ausrüstungsherstellung und der Hightech-Branche (vor allem Elektrofahrzeuge und elektronische Geräte).

In der EU stieg das Wirtschaftswachstum im Jahr 2025 um über 1,5 % an und näherte sich damit dem Durchschnitt des Zeitraums 2010 bis 2019 an.

4 Das Phänomen der Involution basiert auf drei Hauptsäulen: 1) Industrielle Überkapazitäten, ausgelöst durch Chinas Wirtschaftsentwicklungsstrategie der *doppelten Zirkulation* aus dem Jahr 2020, die darauf abzielt, den Fokus auf die Binnennachfrage (interne Zirkulation) zu legen und gleichzeitig die Exporte (externe Zirkulation) aufrechtzuerhalten; 2) ein harter Wettbewerb zwischen Unternehmen, die niedrige Löhne zahlen und sowohl ihre Margen als auch die Preise senken, um ihre Produkte zu verkaufen und Marktanteile zu gewinnen, insb. in den von der Immobilienkrise betroffenen Branchen (wie Stahl oder Zement); 3) niedrige und sinkende Preise, die die Unternehmensgewinne belasten und das Kaufinteresse der Verbraucher dämpfen, weil diese weiter sinkende Preise erwarten. Für weitere Informationen vgl. Lo, Chi, China – Involution, deflation and structural reform, 11.08.2025, <https://viewpoint.bnpparibas-am.com/china-involution-deflation-and-structural-reform/> (zuletzt abgerufen am 11.06.2026).

5 Im Jahr 2020 verschärfte die chinesische Regierung die Bedingungen für den Kreditzugang von Bauträgern, um den rasant wachsenden Immobilienmarkt, der bis 2020 25 bis 30 % des chinesischen BIPs ausmachte, zu regulieren und die Verschuldung der Bauträger zu verringern. Viele große Projektträger gingen daraufhin bankrott oder waren vom Konkurs bedroht. Neue Bauvorhaben kamen zum Stillstand, was das Vertrauen der Kunden und das BIP-Wachstum beeinträchtigte. Die Krise im Bausektor wirkte sich auch auf den Energieverbrauch aus, da die Inlandsnachfrage nach energieintensivem Zement und Stahl sowie nach Haushaltsprodukten (Geräte, Möbel usw.) zurückging.

Diese Entwicklung wurde vor allem durch eine stärkere Binnennachfrage getragen. Das BIP stagnierte in Deutschland das zweite Jahr in Folge sowie in Italien das dritte Jahr in Folge. In Deutschland sorgten schwache Exporte aufgrund der Konkurrenz aus anderen Ländern wie China, U.S.-Zölle auf deutsche Waren, hohe Energiepreise, welche die Produktionskosten in die Höhe trieben, sowie eine allgemeine Konjunkturabschwächung in der Industrie für ein sehr geringes BIP-Wachstum. Auch Italiens Exporte litten 2025 unter der chinesischen Konkurrenz, trotz einer langsamen Erholung des privaten Konsums im Land.

Das BIP-Wachstum der G20-Länder entsprach im Jahr 2025 mit durchschnittlich +3 % seinem historischen Trend.

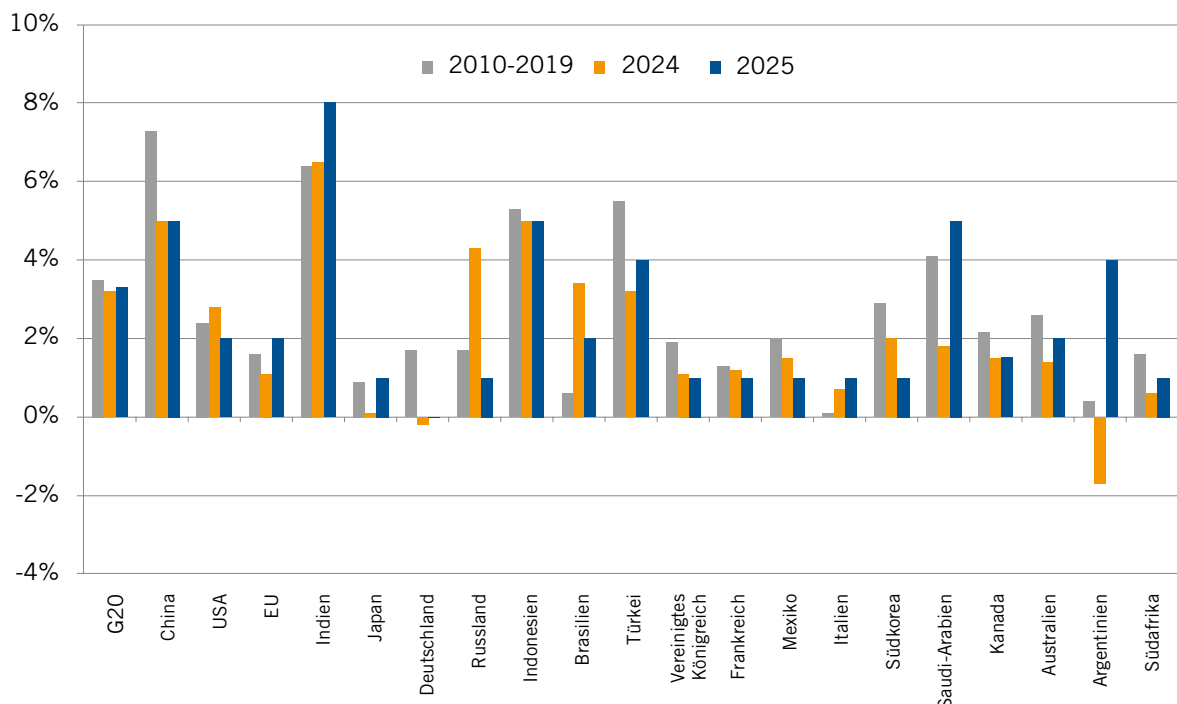
2025 blieb das Wirtschaftswachstum in Indien mit +8 % und mit +5 % in Indonesien weiterhin sehr dynamisch. Es wurde in beiden Ländern durch einen starken privaten Konsum befördert, der in Indien durch öffentliche und

private Investitionen und in Indonesien durch steigende Exporte ergänzt wurde.

Nach der Stagnation im Jahr 2024 stieg Japans BIP 2025 um +1 %. Es lag damit über dem Trend der Jahre 2010 bis 2019. Diese Entwicklung wurde u. a. durch eine Erholung des Binnenkonsums sowie Exporte in Märkte außerhalb der USA getragen. Auch in Südkorea wuchs das BIP um +1 %, lag damit aber deutlich unter dem Durchschnitt von +3 % pro Jahr im Zeitraum 2010 bis 2019. Dies ist auf sinkende Exporte und geringere Investitionen im Baugewerbe zurückzuführen. Auch in Russland verlangsamte sich das Wirtschaftswachstum auf +1 % im Jahr 2025 im Vergleich zu +4 % im Jahr 2024. Internationale Sanktionen ließen die Einnahmen aus Bodenschätzen sinken, obwohl die Haushaltsausgaben, auch im Militärbereich, stabil blieben. In Brasilien und in Mexiko verlangsamte sich das Wachstum mit +2 % bzw. +1 % aufgrund eines Rückgangs des privaten Konsums und der privaten Investitionen.

Die Wirtschaft Saudi-Arabiens verzeichnete 2025 einen Aufschwung von über 4 %, der über dem Trend der

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



Quelle: Enerdata, basierend auf Daten des Internationalen Währungsfonds (IWF)

Jahre 2010 bis 2019 lag. Gründe hierfür waren, dass das Land seine zuvor reduzierten Ölfördermengen schneller als erwartet wieder erhöhte, während gleichzeitig Nicht-Öl-Branchen wie Bau, Handel und Dienstleistungen kräftig expandierten. Das BIP-Wachstum beschleunigte sich auch in der Türkei und in Argentinien um jeweils +4 % aufgrund einer steigenden Binnennachfrage und Unternehmensinvestitionen, insb. in den türkischen Bausektor. Das Wirtschaftswachstum stieg in Kanada um 2 %. Trotz einer starken kanadischen Binnennachfrage wurden die kanadischen Exporte durch U.S.-Zölle beeinträchtigt, was sich negativ auf das BIP auswirkte. Das BIP stieg auch in Australien um 2 % und in Südafrika um 1 %.

Gesamtenergieverbrauch

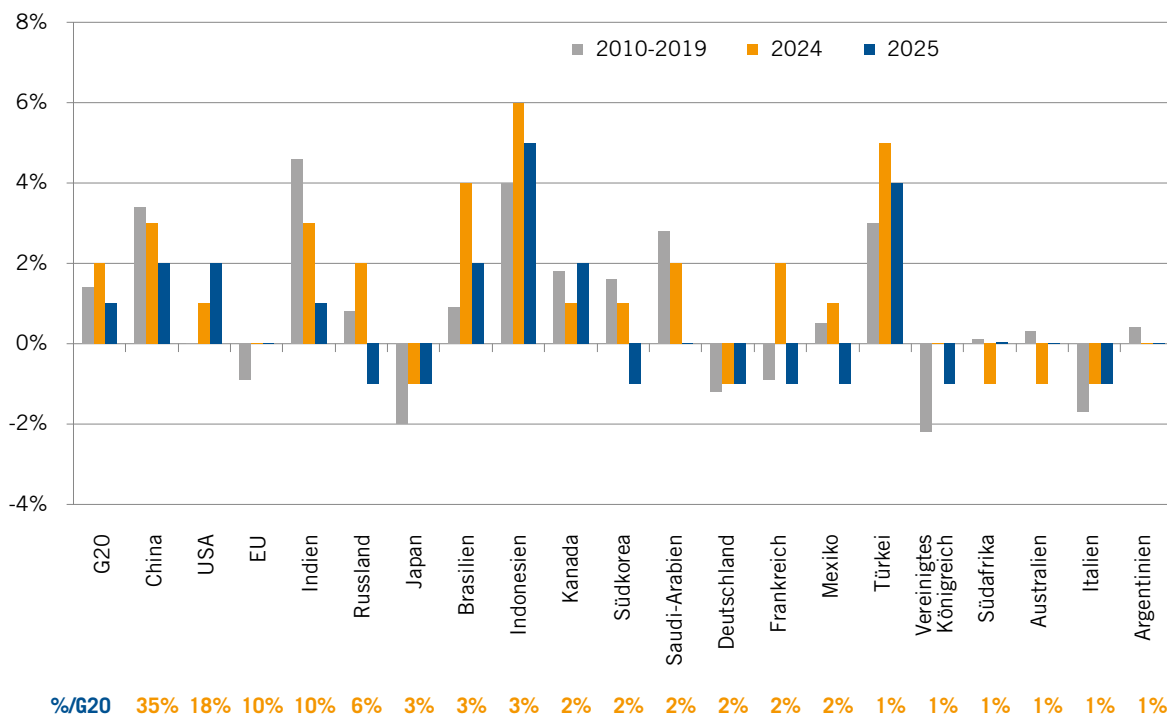
2025 stieg der Energieverbrauch der G20-Staaten langsamer als in den Vorjahren (um rund +1,4 % gegenüber +2 % pro Jahr im Zeitraum 2022 bis 2024) und langsamer als das Wirtschaftswachstum. Diese Entschleunigung hängt mit dem steigenden EE-Anteil am Strommix

zusammen, wodurch sich der Energieverbrauch für die Stromerzeugung verringert. Erneuerbare erzeugen Elektrizität zwei- bis dreimal effizienter als die thermische Stromproduktion, da es keine thermischen Verbrennungsverluste gibt.

Der Gesamtenergieverbrauch der G20-Staaten verlangsamte sich im Jahr 2025 auf +1 %, insb. in China und Indien.

In China verlangsamte sich der Energieverbrauch auf +2 %, was u.a. ebenfalls auf den wachsenden Anteil der Erneuerbaren zurückzuführen ist, die ineffiziente Kohlekraftwerke ersetzen. Außerdem auf eine geringere Aktivität energieintensiver Industrien (geringere Stahl- oder Zementproduktion) und einen geringeren Verbrauch im Verkehrssektor aufgrund der weit verbreiteten Nutzung von Elektrofahrzeugen. China blieb mit einem Anteil von 35 % am Energieverbrauch der G20-Länder der größte Energieverbraucher der Welt –

Abbildung 2.3: Entwicklung des Gesamtenergieverbrauchs in ausgewählten G20-Ländern (in % p.a.)



Quelle: Enerdata

was dem Doppelten des Anteils der USA (17 %) entsprach.

Auch in Indien verlangsamte sich der Energiekonsum 2025 auf +1 %, was auf einen höheren EE-Verbrauch zurückzuführen ist. Im Zeitraum 2010 bis 2019 war im Land ein durchschnittliches Energieverbrauchswachstum von 5 % pro Jahr verzeichnet worden. In der EU blieb der Energiekonsum stabil, was ebenfalls auf den steigenden EE-Anteil im Strommix und – in geringerem Maße – auf einen milderen Winter zurückzuführen war. In Deutschland, Frankreich und Italien ging er um rund 1 % zurück. Auch in Russland sank er aufgrund der wirtschaftlichen Abschwächung um rund 1 %, ebenso wie in Japan und Südkorea, was auf eine höhere fossilfreie Stromerzeugung sowie eine geringere Nachfrage im Verkehrs- und Industriesektor zurückzuführen ist. Ein Rückgang im Energieverbrauch war auch in Mexiko infolge eines höheren EE-Anteils an der Stromerzeugung zu beobachten.

Im Gegensatz dazu stieg der Energieverbrauch in Kanada und den USA um jeweils 2 %, was auf einen höheren Heizbedarf aufgrund eines kälteren Winters sowie auf den Stromsektor zurückzuführen ist, wo die Stromnachfrage aufgrund der verstärkten Wirtschaftstätigkeit und der Errichtung neuer Rechenzentren zunahm. In den USA sind etwa 50 % des Verbrauchsanstiegs auf den

wachsenden Bedarf des Stromsektors und 20 % auf klimatische Faktoren zurückzuführen. Auch in Brasilien stieg der Verbrauch weiter um über +2 %, in Indonesien um +5 %, wenn auch langsamer als im Jahr 2024 (jeweils um -1 Prozentpunkt).

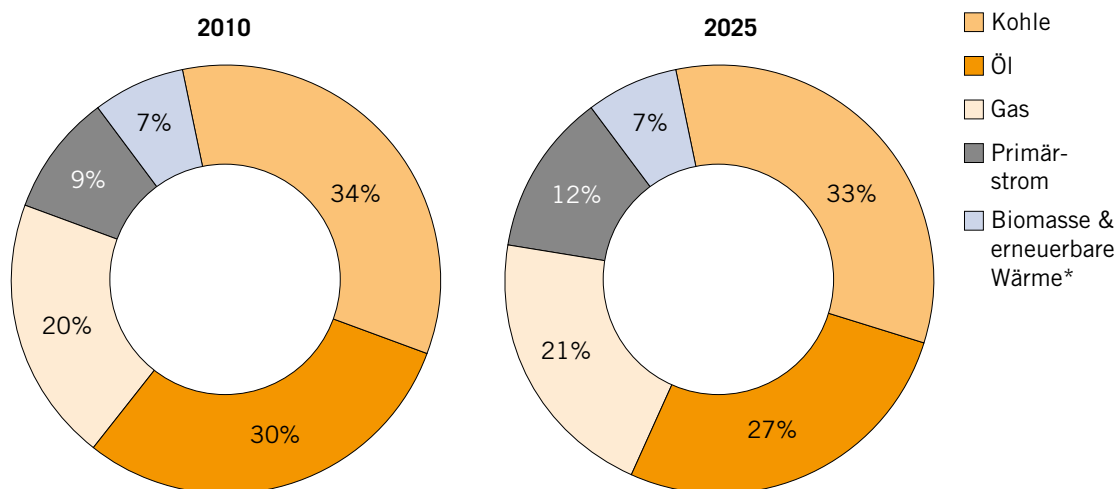
Trotz des raschen Ausbaus der globalen EE-Kapazitäten dominieren fossile Brennstoffe weiterhin den Energiemix der G20 und decken auch im Jahr 2025 noch über 80 % des Primärenergieverbrauchs der Gruppe ab. Seit 2010 liegt der Anteil der Kohle stabil bei etwa einem Drittel dieses Primärenergieverbrauchs. Der Anteil von Öl ist leicht von 30 % auf 27 % zurückgegangen, zugunsten von Gas (+1 %) und Primärstrom⁶ (+3 % auf 12 %). Andere Energiequellen (Biomasse und erneuerbare Wärme) sind stabil bei 7 % geblieben.

Kohle

Nach einem Rückgang im Jahr 2024 blieb der Kohleverbrauch der G20-Gruppe im Jahr 2025 stabil (+0,4 %). In den beiden größten Märkten China, auf das 62 % des Kohleverbrauchs der G20-Staaten entfallen, und Indien (Anteil von 14 %) – stagnierte er.

6 Primärstrom umfasst Wasserkraft, Kernkraft, Windkraft, Solarenergie und Geothermie.

Abbildung 2.4: Energiemix der G20-Staaten in den Jahren 2010 und 2025



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

Quelle: Enerdata

In den USA erholte er sich deutlich. Trotz dieser relativen Stabilität war der Kohleverbrauch im Jahr 2025 doppelt so hoch wie im Jahr 2000.

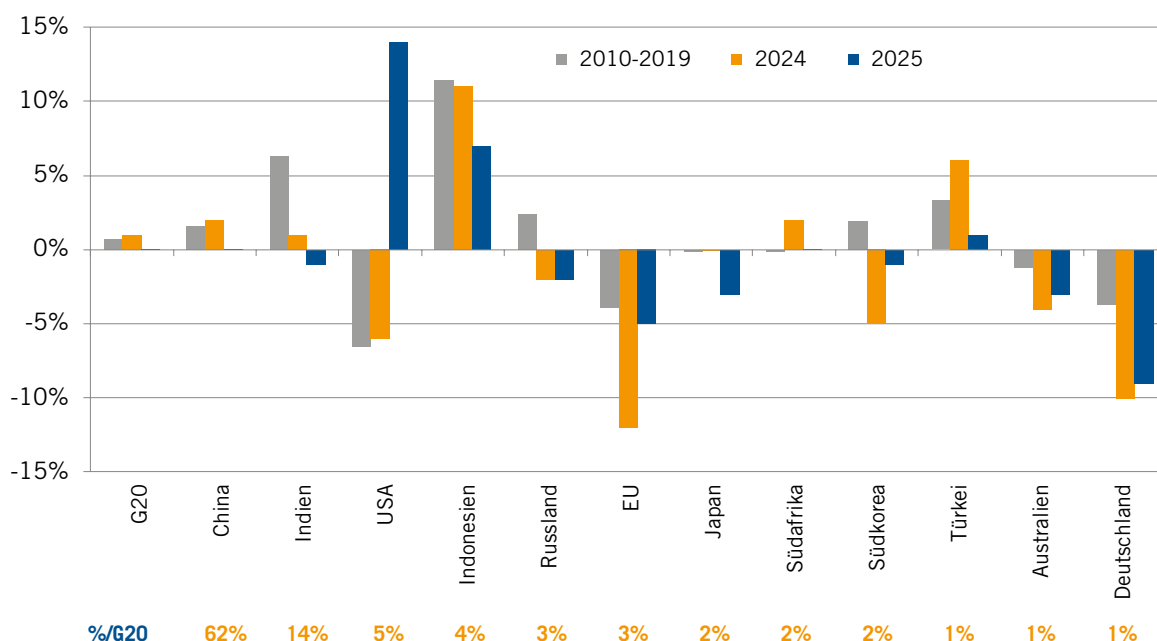
Der Kohleverbrauch stagnierte in China, erholte sich jedoch in den USA.

Der im Vergleich zum Vorjahr relativ stabile Kohlekonsum in China stand im Gegensatz zu dem zwischen 2010 und 2024 verzeichneten Wachstum von fast 2 % pro Jahr und dem durchschnittlichen Wachstum von 6 % jährlich im Zeitraum 2021 bis 2023 steht. Die Stagnation im Jahr 2025 ist auf einen leichten Rückgang der Stromerzeugung aus Kohle (-1 %) zurückzuführen. Diese Entwicklung wurde durch die zunehmende Konkurrenz durch Erneuerbare und – in geringerem Maße – durch Gas sowie durch eine geringere Nachfrage aus dem Zement- und dem Stahlsektor getrieben, deren Produktion 2025 zurückging. Auch Indiens Kohleverbrauch sank um fast 1 % – zum ersten Mal seit 2020 –, bedingt durch einen starken Rückgang des Stromverbrauchs und eine stärkere Konkurrenz durch Wasserkraft und Erneuerbare im Energiesektor.

Nach drei Jahren des Rückgangs erlebte der Kohleverbrauch in den USA im Jahr 2025 einen starken Aufschwung von 14 %, vor allem durch eine höhere Nachfrage aus dem Energiesektor. Dies geschah vor dem Hintergrund eines steigenden Stromverbrauchs und einer kohlefreundlichen Politik. Zwischen 2010 und 2019 war der Verbrauch um ca. 6 % jährlich zurückgegangen. Auch in Indonesien blieb der Kohleverbrauch dynamisch und stieg um 7 %, nachdem er 2024 bereits um 11 % gewachsen war. Diese Entwicklung wurde durch den Energiesektor und die industrielle Nachfrage vorangetrieben, insb. durch Nickelraffinerien, auf die im Jahr 2025 rund 60 % der weltweiten Nickelproduktion entfielen.

Im Gegensatz dazu führte die rückläufige Nachfrage aus dem Stromerzeugungssektor – hauptsächlich aufgrund der zunehmenden EE-Stromerzeugung – in vielen Märkten zu einem Rückgang des Verbrauchs. In der EU schrumpfte die Nachfrage um 5 %, darunter um 9 % in Deutschland und in Italien. Der Kohleverbrauch sank zudem um 3 % in Australien und Japan sowie um 1 % in Südkorea.

Abbildung 2.5: Entwicklung des Kohleverbrauchs in ausgewählten G20-Ländern (in % p. a.)



Quelle: Enerdata

Darüber hinaus ging der Kohleverbrauch in Mexiko um 8 % und in Kanada um ein Drittel zurück, was auf die starke Konkurrenz durch andere Energiequellen im Stromsektor zurückzuführen ist – Wasserkraft und Erdgas in Mexiko sowie Erdgas in Kanada.

Der Kohleverbrauch in Südafrika blieb 2025, trotz einer höheren Nachfrage aus der Industrie, stabil. Dies ist auf den geringeren Bedarf des Stromsektors angesichts steigender Stromerzeugung aus Kernenergie und Wasserkraft zurückzuführen. In Brasilien, wo der Kohleverbrauch je nach Wasserkraftproduktion schwankt, stieg er aufgrund der geringeren Verfügbarkeit von Wasserkraft zum zweiten Mal in Folge an (+5 % im Jahr 2025).

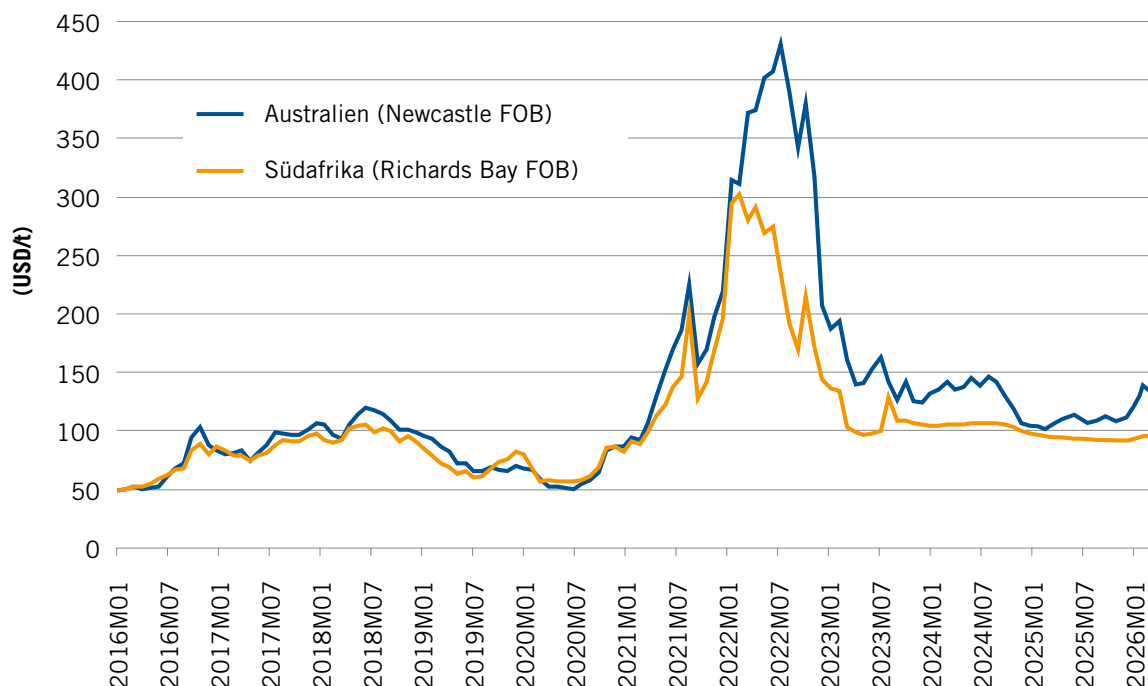
Die Kohleproduktion in China, auf die im Jahr 2025 rund 55 % der G20-Produktion entfielen, stieg lediglich um 1 % und lag damit nahe an den Wachstumsraten vor der COVID-19-Krise sowie auf dem Niveau von 2024. Eine moderate Binnennachfrage, hohe Lagerbestände und niedrigere Kohleimportpreise trugen dazu bei, Chinas Produktion zu begrenzen.

Niedrige Kohleexportpreise sowie wetterbedingte Störungen im Hafen- und Schienenverkehr⁷ veranlassten die australischen Kohleproduzenten dazu, ihre Produktion im Jahr 2025 um fast 3 % zu drosseln. Unterdessen führte die geringere Nachfrage aus dem Energiesektor zu einem weiteren Rückgang der Kohleproduktion in Kanada und Deutschland um 5 % bzw. 9 %, nachdem diese in beiden Ländern im Jahr 2024 bereits um 10 % gesunken war. Im Gegensatz dazu erholte sich die U.S.-Kohleproduktion im Jahr 2025 um 4 % – vor dem Hintergrund neuer Maßnahmen zur Ankurbelung der nationalen Kohleproduktion, zur Förderung der heimischen Kohleverwendung und zur Steigerung der U.S.-Kohleexporte. 2024 war die Produktion noch um 11 % zurückgegangen.

Nach ihrem Anstieg im Zeitraum 2021-2022 und ihrem starken Rückgang im Jahr 2023 stabilisierten sich die

⁷ Ungewöhnlich nasse Wetterbedingungen zwischen Mai und September 2025, verursacht durch La Niña, führten zu einem Rückgang der Kohleproduktion und des Kohletransports an der Ostküste Australiens.

Abbildung 2.6: Entwicklung der Kohlepreise (in USD/t)



Quelle: Enerdata, basierend auf Daten der Weltbank

weltweiten Kohlepreise 2024 und 2025, da sich die Märkte weiter erholten und sich dem Trend vor der COVID-19-Pandemie annäherten. Im Jahr 2025 trugen die leicht steigende heimische Kohleproduktion in China und reichliche Lagerbestände dazu bei, Chinas Kohleimporte um 10 % zu senken, was einen Abwärtsdruck auf die Importpreise ausübte. Die Preise für Kraftwerkskohle stabilisierten sich in Australien bei rund 108 USD/t und in Südafrika bei rund 95 USD/t – was weiterhin deutlich über den Durchschnittswerten von 2019 liegt (+39 % in Australien und +32 % in Südafrika).

Im Jahr 2025 überholte China die USA als größten Ölverbraucher.

Öl

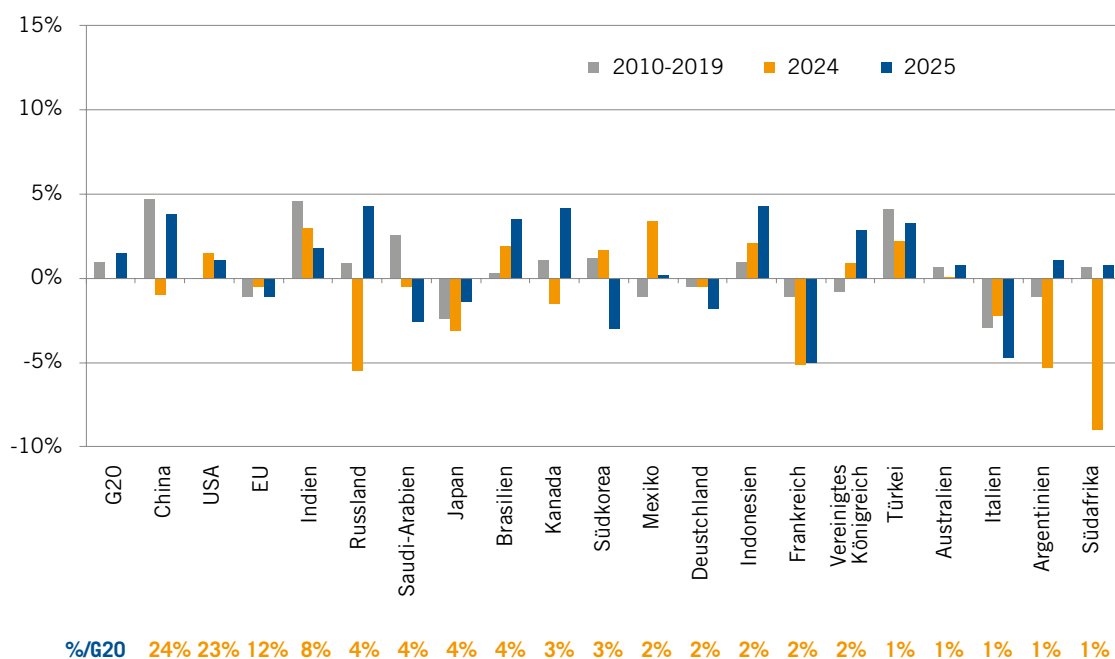
Der Ölverbrauch in den G20-Ländern wuchs 2025 leicht um 1,5 % an, nachdem er 2024 nahezu stagniert hatte. Dieser Trend wurde durch eine wirtschaftliche Erholung in China und einen erneuten Anstieg in den USA verstärkt.

China, dessen Ölverbrauch im Jahr 2024 angesichts der rasanten Entwicklung von Elektroautos, mit LNG⁸-betriebenen LKWs und dem Hochgeschwindigkeitsbahnverkehr ausnahmsweise um 1 % zurückgegangen war, nutzte die weltweit reichlichen Ölvorräte und die niedrigeren Rohölpreise, um seine Ölvorräte aufzustocken. Im Jahr 2025 steigerte das Land seine Rohölimporte um über 4 %. Die Ölbevorratung und der petrochemische Sektor waren die Haupttreiber für das Wachstum des gesamten Ölverbrauchs um fast 4 %. Im Verkehrssektor ging der Ölkonsum hingegen um 2 % zurück, da China weiterhin stark auf Elektrofahrzeuge setzt. Im Jahr 2025 überholte China die USA als weltweit größtem Ölkonsument, mit einem Anteil von 24 % (USA 23 %) am gesamten Ölverbrauch der G20-Staaten.

In den USA stieg der Ölverbrauch im Jahr 2025 nur noch um 1 %. Wie bereits 2024, blieb der Verbrauch an Erdölprodukten im Verkehrssektor stabil. Er stieg jedoch im petrochemischen Sektor weiter an. In der EU ging der Ölverbrauch, trotz eines leicht erhöhten Verbrauchs im

8 Verflüssigtes Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG).

Abbildung 2.7: Entwicklung des Erdölverbrauchs in ausgewählten G20-Ländern (in % p. a.)



Quelle: Enerdata

Verkehrssektor, aufgrund der rückläufigen Nachfrage in der petrochemischen Industrie erneut um 1 % zurück.

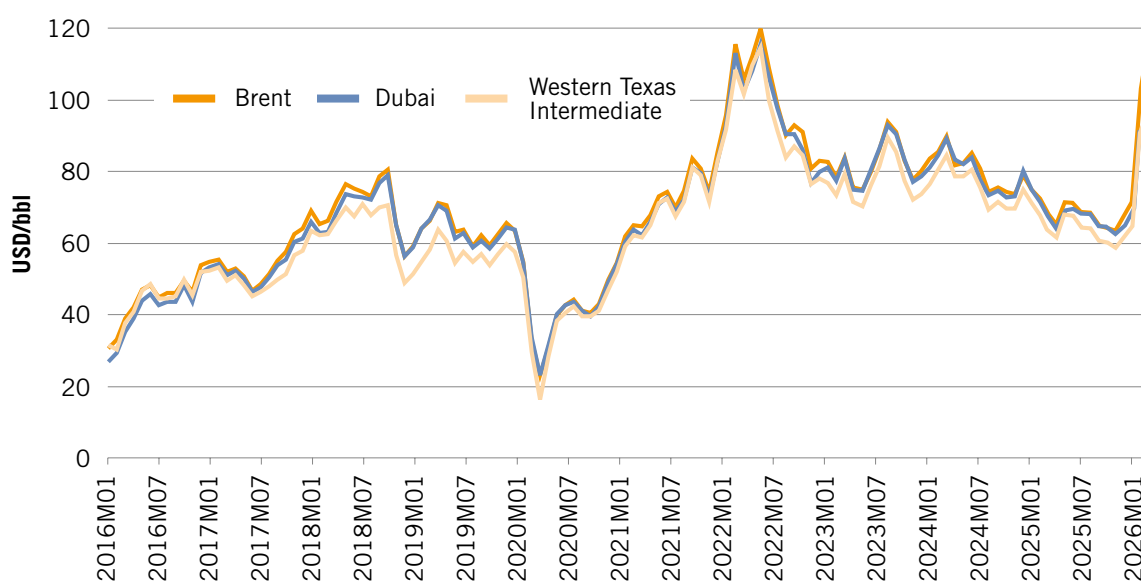
In Indien verlangsamte sich der Ölverbrauch das dritte Jahr in Folge. 2025 stieg er um weniger als 2 % an, was auf ein moderates Wachstum des Verkehrssektors und die zunehmende Konkurrenz durch Bioethanol zurückzuführen ist. 2025 erreichte Indien sein Ziel einer 20-prozentigen Bioethanolbeimischung – fünf Jahre früher als geplant. In Saudi-Arabien ging der Ölverbrauch um 3 % zurück, da der Energiesektor des Landes in großem Umfang auf gasbefeuerte und erneuerbare Stromerzeugung umstellte. Auch in Japan sank der Ölverbrauch um 1 % und in Südkorea um 3 %, was auf eine schwache Nachfrage aus den Bereichen Verkehr, Industrie und Petrochemie zurückzuführen war. Im Gegensatz dazu trug eine höhere inländische Produktion zu einem Anstieg des Ölverbrauchs in Brasilien (+3 %) und in Russland bei: +4 % nach einem Rückgang von fast 6 % im Jahr 2024.

Vor dem Hintergrund sinkender Ölpreise kündigte die OPEC+⁹ zwischen November 2022 und Ende 2023 eine Kürzung der Ölförderung um zwei Millionen Barrel (mb)

pro Tag sowie eine zusätzliche Kürzung um 1,65 mb/d für den Zeitraum Mai bis Dezember 2023 an. Diese Förderkürzungen wurden schrittweise von Ende 2023 bis Ende 2026 verlängert. Im August 2023 hatten Saudi-Arabien und Russland zudem freiwillige Förderkürzungen bis Ende 2023 angekündigt: 1 mb pro Tag (Saudi-Arabien) bzw. 500.000 Barrel pro Tag (Russland). Im November 2023 einigten sich acht OPEC+-Produzenten auf freiwillige Kürzungen von insg. etwa 2,2 Mio. Barrel pro Tag (einschließlich der freiwilligen Kürzungen Saudi-Arabiens und Russlands) für das erste Quartal 2024. Die Maßnahme wurde schrittweise bis zum ersten Quartal 2025 verlängert, wobei sich die Produzenten darauf einigten, ihre Förderkürzungen ab April 2025 rückgängig zu machen. Die Produktion wurde im April 2025 um 137 kb/d, zwischen Mai und Juli 2025 um 411 kb/d und im August und September 2025 um 548 kb/d erhöht – wodurch die freiwilligen Produktionskürzungen vollständig rückgängig gemacht wurden. Zwischen Oktober und Dezember 2025 fanden weitere monatliche Produktionserhöhungen um +137 kb/d statt, mit denen die Produktionskürzung von 1,65 mb/d schrittweise abgebaut wurde. Diese wurden jedoch im ersten Quartal 2026 ausgesetzt und im April 2026 wieder aufgenommen (+206 kb/d für April und Mai 2026).

9 Die OPEC+ umfasst die Organisation erdölexportierender Länder (OPEC) sowie weitere Förderländer wie Russland, Kasachstan, Mexiko und Oman.

Abbildung 2.8: Entwicklung der Rohölpreise (in USD/bbl)



Quelle: Enerdata, basierend auf Daten der Weltbank-Gruppe

Trotz dieser seit 2022 umgesetzten Förderkürzungen der OPEC+ trug die steigende Ölförderung in Nicht-OPEC+-Ländern wie den USA dazu bei, dass die Ölförderung der G20-Staaten zwischen 2022 und 2025 anstieg. Im Jahr 2025 stieg die Rohölproduktion der USA weiterhin um fast 3 %, wenn auch langsamer als in den Jahren 2022 und 2023, in denen sie durchschnittlich um +7 % pro Jahr gewachsen war. Die Ölproduktion stieg zudem um 4 % in Kanada, um 10 % in Brasilien und um 12 % in Argentinien.

Nach Angaben der Weltbank-Gruppe beschleunigte sich der Rückgang der weltweiten Rohölpreise im Jahr 2025, da die OPEC+-Produzenten ihre Ölförderung ab April 2025 schrittweise erhöhten. Im Durchschnitt fielen die weltweiten Rohölpreise im Jahr 2025 um 14 % auf durchschnittlich 67 USD pro Barrel Öl (bbl) – verglichen mit einem Rückgang um 2,5 % im Jahr 2024 auf 80 USD/bbl. Trotz dieses Rückgangs lagen die Preise im Jahr 2025 im Durchschnitt 10 % über ihrem Niveau vor der COVID-19-Pandemie. Die Aussetzung der Produktionssteigerungen der OPEC+ im ersten Quartal 2026 und die Krise im Nahen Osten, ausgelöst durch die US-amerikanisch-israelischen Angriffe auf den Iran und die darauffolgenden Vergeltungsmaßnahmen in den Golfstaaten, trugen zudem dazu bei, die Rohölpreise auf neue Rekordhöhen zu treiben.

Erdgas

Nach der Erholung im Jahr 2024 verlangsamte sich der Erdgasverbrauch in den G20-Ländern 2025. Er stieg um weniger als 1 % – ein Wert, der um das Zweifache unter dem Trend der Jahre 2010 bis 2019 von über +2 % jährlich lag. In drei der vier größten Verbraucherländer bzw. -regionen, nämlich den USA, China und der EU, die zusammen 55 % des Erdgasverbrauchs der G20-Gruppe ausmachten, erhöhte der Konsum sich.

Der Erdgasverbrauch in den USA stieg 2025 aufgrund der starken Nachfrage aus dem Privat- und Gewerbebereich um über 1 %. Die niedrigeren Temperaturen, die zu einem höheren Heizbedarf führten, machten die Hälfte dieses Wachstums aus. Gleichzeitig ging die Nachfrage aus dem Stromsektor aufgrund der Konkurrenz durch Solarenergie und Batterien zurück. Das Wachstum von 1 % lag weiterhin unter dem durchschnittlichen Wachstum von 2,4 % jährlich zwischen 2014 und 2023. Nach zwei Jahren rasanten Wachstums (über 7 % pro Jahr in den Jahren 2023 und 2024) verlangsamte sich Chinas Erdgasverbrauch im Jahr 2025 und stieg vor dem Hintergrund eines langsameren Wirtschaftswachstums nur

noch um moderate 2 %. Die um 6 % gestiegene inländische Produktion trug dazu bei, die Erdgasimporte um 3 % zu senken. Zudem führten höhere Pipeline-Gasimporte aus Russland zu einem Rückgang der LNG-Importe um 14 %.

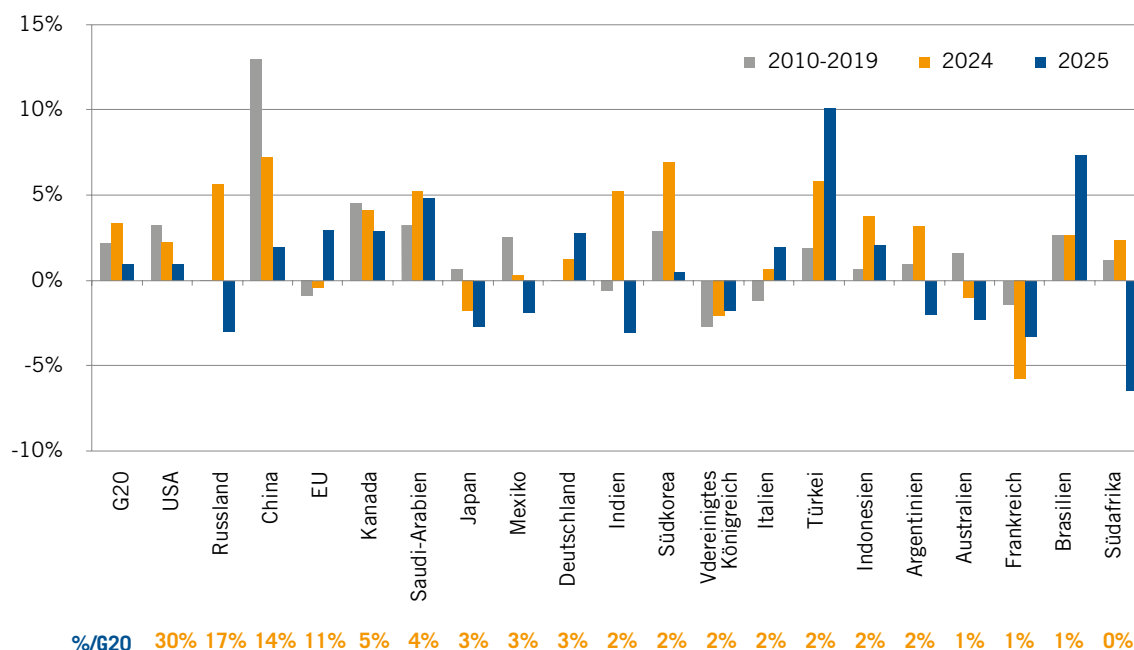
In China und den USA nahm das Wachstum des Gasverbrauchs 2025 ab.

In der EU – insb. in Deutschland und Italien – stieg der Gasverbrauch nach drei Jahren des Rückgangs wieder um fast 3 % an. Dies war auf eine höhere Nachfrage aus dem Stromsektor aufgrund einer geringeren Stromerzeugung aus Wasser- und Windkraft sowie aus dem Gebäudebereich zurückzuführen – vor allem in Deutschland, wo ein deutlich kälterer Winter den Heizbedarf erhöhte, obwohl die industrielle Gasnachfrage leicht zurückging. Der Gasverbrauch blieb dennoch unter dem Niveau von 2019. Im Gegensatz dazu sank der Gasverbrauch in Russland im Jahr 2025 um fast 3 %, was auf eine geringere Nachfrage in allen Sektoren zurückzuführen war, die durch ein schwächeres Wirtschaftswachstum und mildere Temperaturen bedingt wurde. Russland hatte im Jahr 2025 trotzdem immer noch einen Anteil von 17 % am gesamten Gasverbrauch der G20-Staaten.

Der Verbrauch von Erdgas stieg in Kanada um 3 %, was auf kälteres Wetter und eine höhere Nachfrage aus der Industrie und dem Energiesektor zurückzuführen war. Auch in Saudi-Arabien blieb das Wachstum stabil (+5 %, wie im Jahr 2024), angetrieben durch den Trend zur Substitution von Öl durch Gas im Energiesektor. Der Erdgaskonsum wuchs zudem stark in Brasilien um +7 % und in der Türkei um +10 % – beides dank einer steigenden inländischen Produktion und einer höheren Nachfrage aus dem Energiesektor bei gleichzeitig geringerer Wasserkraftproduktion.

Im Gegensatz dazu ging der Gasverbrauch in Japan um 3 % zurück. Der Grund hierfür war eine geringere Nachfrage aus dem Stromsektor aufgrund einer höheren Stromerzeugung aus Kernkraft und Erneuerbaren. In Südkorea stagnierte der Gaskonsum. Der geringere Verbrauch im Stromsektor wurde durch eine steigende Nachfrage aus der Industrie, vor allem aus dem Chemiesektor, ausgeglichen. In Indien trugen, trotz des Ausbaus des städtischen Gasverteilnetzes, hohe Spotpreise für LNG dazu bei, die Gasnachfrage im Jahr 2025 um 3 % zu senken, insb. im Stromsektor sowie in der

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



Quelle: Enerdata

Ölraffinerie- und Düngemittelindustrie. Der Gasverbrauch ging auch in Australien um 2 % zurück, was auf eine geringere Erdgasproduktion zurückzuführen war. In Mexiko sank er aufgrund einer höheren Wasserkraft- und Windkraftproduktion. Ebenso in Argentinien infolge eines milderen Winters, einer geringeren industriellen Nachfrage und einer verbesserten Wasserkraftproduktion.

Da rund 60 % der LNG-Verträge an die Ölpreise gekoppelt sind, trug der durchschnittliche Rückgang der weltweiten Ölpreise um 14 % dazu bei, die globalen LNG-Preise zu senken. Auf den europäischen LNG-Märkten trugen die starke Gasnachfrage – u. a. für die Einlagerung in Speicher – in Verbindung mit geringeren Pipeline-Gaslieferungen aus Russland und Norwegen – dazu bei, die LNG-Zuflüsse und die LNG-Preise anzukurbeln, insb. in der ersten Jahreshälfte. Insgesamt waren die LNG-Preise weniger volatil als im Jahr 2024 – mit Ausnahme des Monats Juni 2025 aufgrund geopolitischer Spannungen im Nahen Osten. Sie stiegen im Jahr 2025 um durchschnittlich 9 % auf fast 12 USD/MMbtu, d. h., auf rund 150 % über ihrem Niveau von 2019.

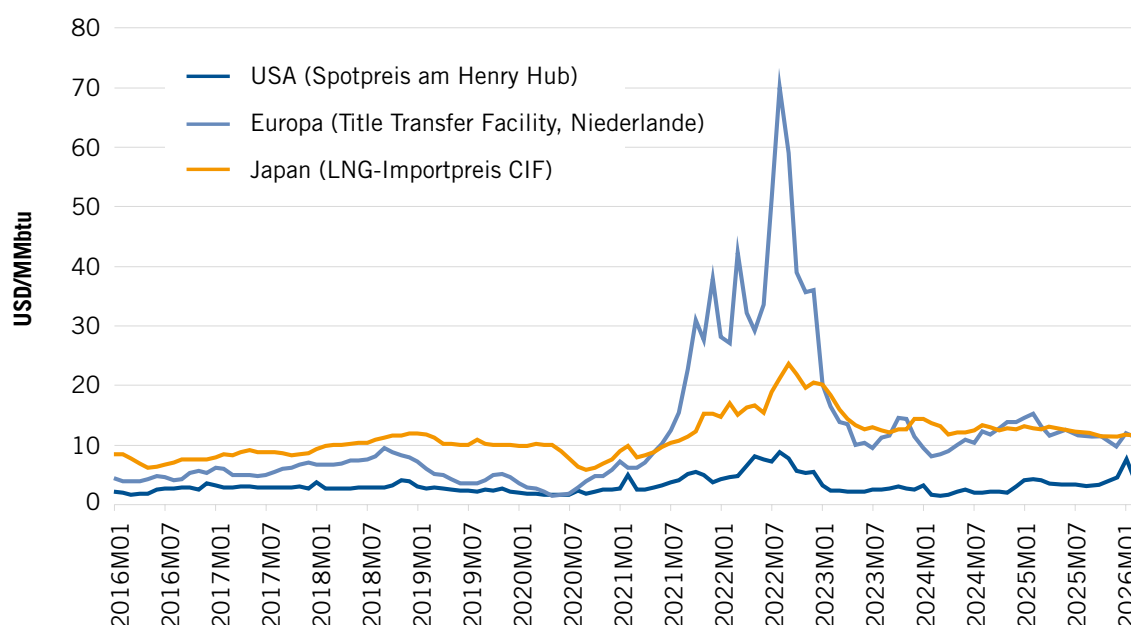
Auf dem japanischen LNG-Markt folgten die Preise in der ersten Jahreshälfte dem europäischen Trend. In der

zweiten Jahreshälfte 2025 gaben sie nach, wobei die an den Ölpreis gekoppelten LNG-Vertragspreise dem Rückgang der Ölpreise folgten und dazu beitrugen, die durchschnittlichen LNG-Preise im Jahr 2025 um 6 % zu senken. Dennoch lagen sie weiterhin 14 % über dem Niveau von 2019. In den USA führten die starke Gasnachfrage und höhere Speichereinspeisungen zu einem Anstieg der U.S.-Gaspreise um 61 %, die damit im Durchschnitt 37 % über dem Niveau von 2019 lagen.

Strom

Im Jahr 2025 stieg der Stromverbrauch der G20-Staaten weiter an und erhöhte sich um fast 3 %. Diese Entwicklung wurde durch eine wachsende Nachfrage in den beiden Ländern mit dem höchsten Verbrauch vorangetrieben: in China, auf das im Jahr 2025 40 % des Stromverbrauchs der G20-Staaten entfielen, und in den USA, die einen Anteil von 18 % hielten. Der jüngste Boom bei der Errichtung von Rechenzentren trug ebenso wie die Elektrifizierung des Verkehrs dazu bei, den Stromverbrauch weltweit zu erhöhen.

Abbildung 2.10: Entwicklung der Gaspreise (in USD/Million British Thermal Units, MMBtu)



Quelle: Enerdata, basierend auf Daten der Weltbankgruppe

Der Stromverbrauch in China und den USA stieg 2025 erneut an, angetrieben durch die zunehmende Elektrifizierung, Elektrofahrzeuge und Rechenzentren.

In China verlangsamte sich der Stromverbrauch das zweite Jahr in Folge. Er stieg zwar um fast 5 % an, was jedoch zwei Prozentpunkte unter dem Durchschnitt der Jahre 2010 bis 2019 war. Chinas Strombedarf wurde hauptsächlich durch positive makroökonomische Faktoren, die zunehmende Elektrifizierung der Haushalte, den raschen Ausbau von Ladestationen für Elektrofahrzeuge und die stark steigende Nachfrage aus einigen Industriezweigen bestimmt. Dazu gehören die Elektrofahrzeug- und Windkraftindustrie sowie die Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) und digitale Dienste wie Rechenzentren und 5G-Netze.

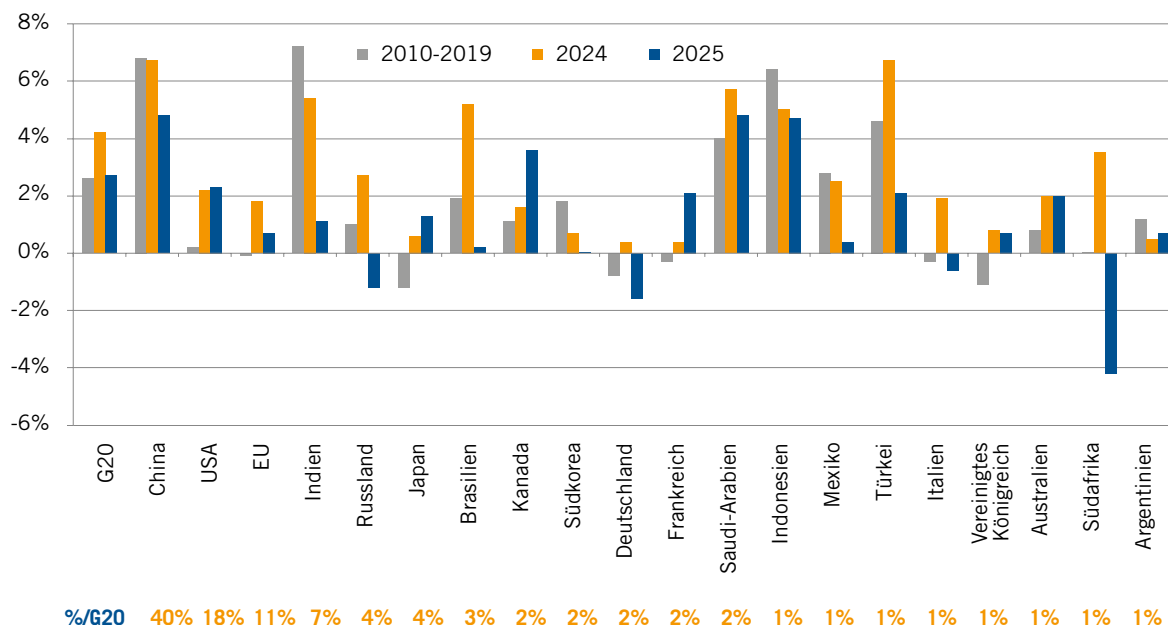
Die stärkere Stromnachfrage der Haushalte aufgrund eines kälteren Winters, des gewerblichen Sektors einschließlich Rechenzentren sowie der Industrie (insb. des verarbeitenden Gewerbes) erhöhte den Stromverbrauch in den USA 2025 um über 2 % und stand damit im Ge-

gensatz zur nahezu stagnierenden Entwicklung zwischen 2010 und 2019. Das rasche Wachstum der Rechenzentrumsinfrastruktur entwickelte sich zu einem bedeutenden Treiber des U.S.-Stromverbrauchs, ließ lokal die Strompreise steigen und erforderte massive Kapazitätserweiterungen, einschließlich solcher auf Basis fossiler Energieträger.

Der Stromverbrauch in der EU stieg im Jahr 2025 weniger stark um lediglich rund 1 %. Der höhere Strombedarf durch die Gebäudebeheizung, Elektrofahrzeuge und neue Rechenzentren wurde durch einen stabilen industriellen Stromverbrauch ausgeglichen. In Deutschland ging er vor dem Hintergrund einer geringeren Produktion energieintensiver Industrien um fast 2 % zurück. In Indien trugen eine geringere industrielle Nachfrage und das seltenere Auftreten von Hitzewellen zu einem deutlich geringeren Wachstum des Stromverbrauchs bei als in den Vorjahren: +1 % im Jahr 2025 gegenüber durchschnittlich +7 % pro Jahr im Zeitraum 2010 bis 2019.

Der Stromverbrauch stieg aufgrund der Installation neuer Rechenzentren und der zunehmenden Elektrifizierung um 1 % in Japan, um fast 4 % Kanada und um 2 % Australien. Infolge einer starken Nachfrage aus der Industrie, dem Gewerbe und den Haushalten wuchs auch in

Abbildung 2.11: Entwicklung des Stromverbrauchs in ausgewählten G20-Ländern (in % p. a.)



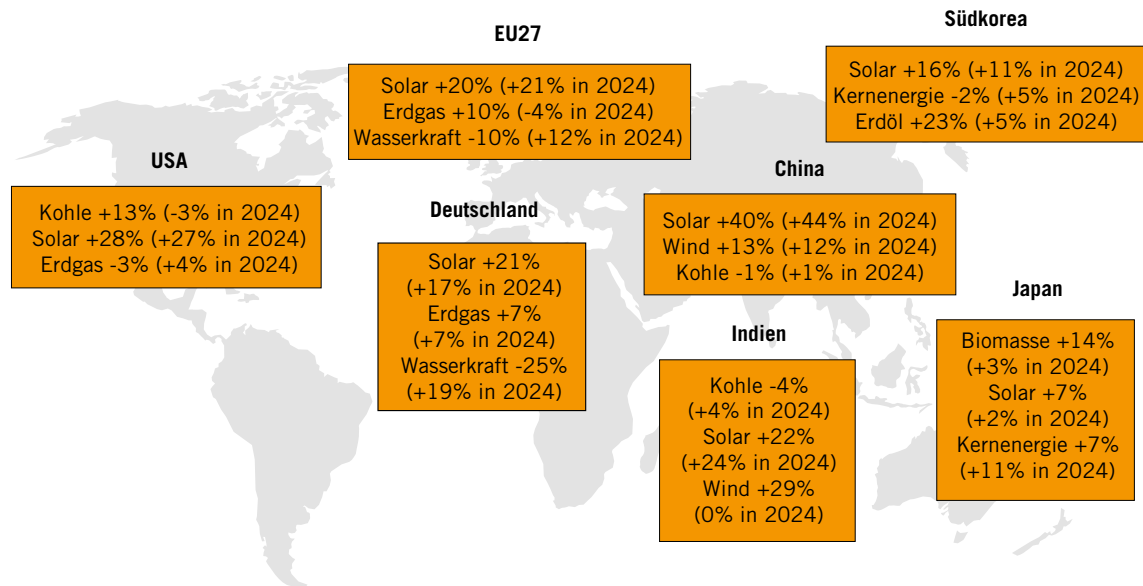
Indonesien und Saudi-Arabien der Stromkonsum um jeweils +5 % an. Im Gegensatz dazu blieb der Stromverbrauch in Brasilien stabil, wo ein leichter Anstieg der Nachfrage seitens der Privathaushalte durch einen Rückgang im gewerblichen Sektor und ein geringes Wachstum in der Industrie ausgeglichen wurde. In Südkorea wurde ein starker Anstieg der Nachfrage aus dem Dienstleistungssektor, den Haushalten und durch Elektrofahrzeuge durch eine geringere industrielle Nachfrage kompensiert.

Nach Angaben der Internationalen Organisation für Erneuerbare Energien (International Renewable Energy Agency, IRENA) erreichte der weltweite EE-Zubau im Jahr 2025 einen neuen Rekord: Im Laufe des Jahres kamen 692 GW hinzu (nach 595 GW im Jahr 2024 und 473 GW im Jahr 2023), wodurch die Gesamtkapazität auf über 5.100 GW stieg. Wie in den Vorjahren, wurde dieses Wachstum durch einen starken Anstieg der Solarleistung vorangetrieben, die fast 75 % der Kapazitätszuwächse ausmachte (+510 GW auf fast 2.400 GW), gefolgt von Windenergie: +159 GW auf fast 1.300 GW, einschließlich 8,6 GW neuer Offshore-Windkapazität. Die Kapazitäten an Wasserkraft stiegen um 18 GW, die Bioenergiekapazitäten um 3,4 GW, die Kapazität für feste Biobrennstoffe um 2,4 GW und die geothermische Kapazität um rund 250 MW.

Wie schon in den Vorjahren, war China 2025 weiterhin weltweit führend bei der Installation erneuerbarer Energieanlagen. Das Land machte 440 GW von insg. 692 GW 64 % des gesamten Zubaus an erneuerbaren Kapazitäten aus – darunter 62 % des weltweiten Zubaus an Solarkapazitäten (+314 GW), drei Viertel des weltweiten Zubaus an Windkraftkapazitäten (+119 GW) und den Großteil des Zubaus an Wasserkraftkapazitäten (12 GW). Chinas Zubau an Erneuerbaren-Kapazitäten steigt dabei stetig: +148 GW im Jahr 2022, +303 GW im Jahr 2023, +374 GW im Jahr 2024 und +440 GW im Jahr 2025. Das Land stellt mittlerweile die Hälfte der Solar- und Windkapazitäten der G20-Gruppe.

Neben China wuchsen die Erneuerbaren-Kapazitäten auch in der EU, in Indien und in den USA weiter an. Die Neuinstallationen blieben in der EU weitgehend stabil. Einem Zubau von 60 GW an Solar-Neuinstallationen im Jahr 2024 standen 60 GW im Jahr 2025 gegenüber. Sowohl 2024 als auch 2025 wurden ca. 12 GW Windenergieanlagen neu installiert. Die USA verzeichneten 2025 34 GW Solar- und 6,2 GW Wind-Neuinstallationen. Indien blickt auf einen Rekordzuwachs von 37 GW an Solar- und 6,3 GW Windkapazität im Jahr 2025 zurück.

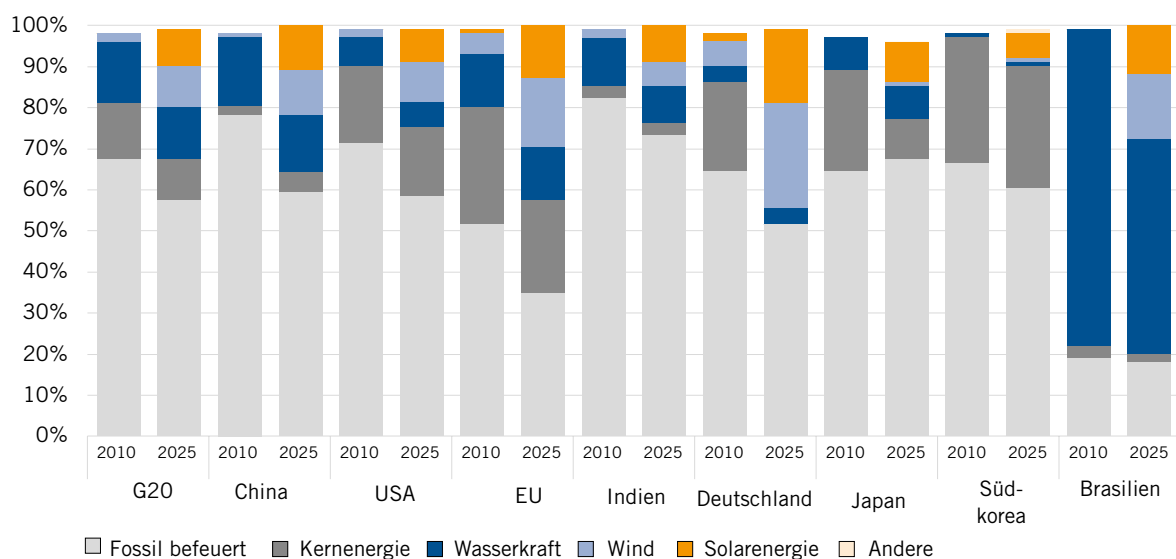
Abbildung 2.12: Entwicklung des Stromerzeugungsmixes zwischen 2024 und 2025 in ausgewählten Staaten



G20: Solar +29% in 2025 (+30% in 2024), Wind +8% (+8% in 2024), Kohle -1% (+1% in 2024)

Quelle: Enerdata

Abbildung 2.13: Entwicklung des Stromerzeugungsmixes in ausgewählten G20-Ländern im Jahr 2025 im Vergleich zu 2010



Quelle: Enerdata

CO₂-Emissionen

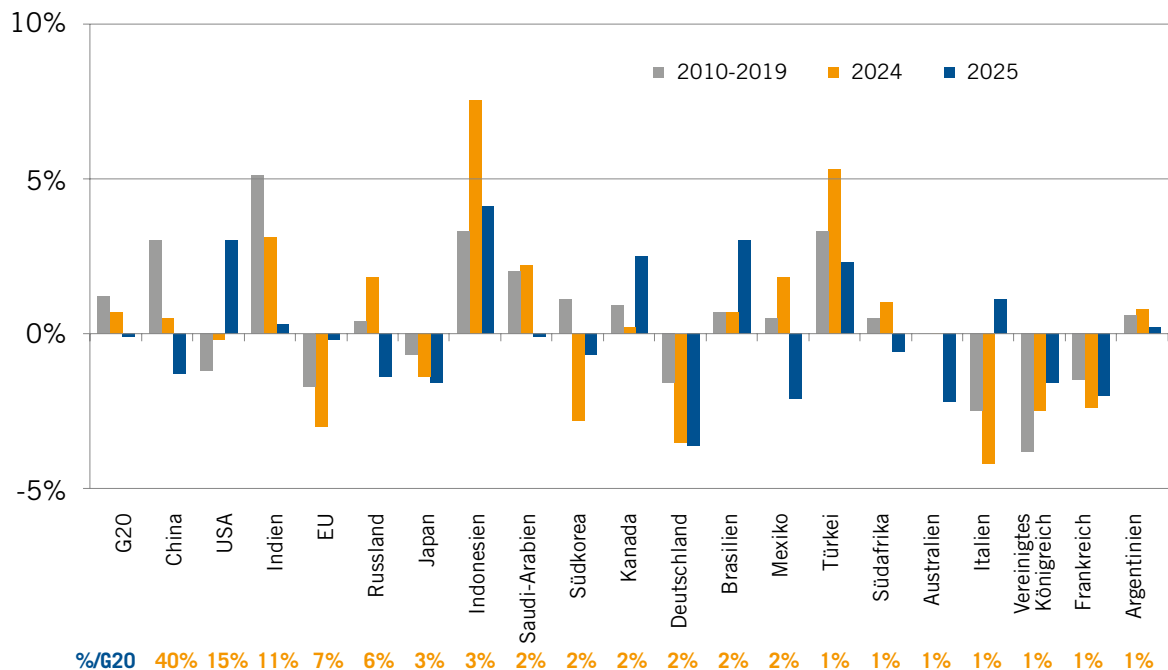
Im Jahr 2025 blieben die gesamten CO₂-Emissionen aus der Energieverbrennung sowie aus industriellen Prozessen mit rund 32,5 Gigatonnen (Gt) weitgehend stabil. Sie lagen damit immer noch 9 % über dem Niveau von 2015. Tatsächlich wurden die geringeren Emissionen aus industriellen Prozessen durch einen erneuten Anstieg der Emissionen aus Verbrennungsprozessen ausgeglichen. Im Gegensatz zu den Vorjahren stiegen die Emissionen in Nordamerika tendenziell an, während sie in Japan, der EU und in Nicht-OECD-Ländern – vor allem in China – zurückgingen.

➤ **Im Jahr 2025 stiegen die G20-Emissionen in den OECD-Ländern, vor allem in den USA, und sanken in den Nicht-OECD-Ländern, vor allem in China.**

In China sanken die CO₂-Emissionen um 1 %, bedingt durch geringere Emissionen aus industriellen Prozessen – insb. aufgrund einer rückläufigen Zement- und Stahlproduktion – sowie durch strukturelle Umstellungen im Energiesektor. Beide Faktoren machten etwa die Hälfte bzw. ein Drittel des Gesamttrückgangs aus. Das Land war für 40 % der Gesamtemissionen der G20-Staaten verantwortlich. Wie in den Vorjahren, sanken die Emissionen in Australien und Japan um jeweils 2 % und in Südkorea um 1 %. Die Gründe hierfür liegen in einer steigenden EE-Stromerzeugung und einer geringeren Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen, was in Südkorea zu 90 % und in Japan sowie Australien zu 60 % zu der Reduzierung beitrug. In Indien blieben die CO₂-Emissionen im Jahr 2025 unverändert, da die geringere Stromerzeugung aus Kohle durch steigende Emissionen aus industriellen Prozessen ausgeglichen wurde. Im Gegensatz dazu stiegen sie in Indonesien aufgrund des höheren Kohleverbrauchs um 4 %.

In den USA stiegen die CO₂-Emissionen im Jahr 2025 nach zwei Jahren des Rückgangs um 3 % an. Dies ist hauptsächlich auf den Stromsektor zurückzuführen war, der rund 40 % zu diesem Anstieg beitrug. Die Gründe hierfür liegen vor allem im Anstieg der Stromerzeugung aus Kohle und Öl um 13 % bzw. 16 %.

Abbildung 2.14: Entwicklung der CO₂-Emissionen in ausgewählten G20-Staaten (in % p.a.)



Quelle: Enerdata

Auf die USA entfielen 15 % der Gesamtemissionen der G20-Staaten. Ein rascher Anstieg des Verbrauchs fossiler Brennstoffe im Energiesektor trug in Kanada zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen um 2,5 % bei, vor dem Hintergrund eines zweiten Jahres mit steigender Stromerzeugung aus Gas. Auch in Brasilien stiegen die Emissionen um 3 % aufgrund einer geringeren Stromerzeugung aus Wasserkraft, während sie in Mexiko um 1 % sanken und in Argentinien stabil blieben.

Auch in der EU blieben die CO₂-Emissionen stabil, trotz geringerer Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe. In Deutschland sanken die Emissionen um fast 4 %, da die Industrieproduktion in energieintensiven Branchen wie Stahl, Eisen und Chemie zurückging. Auch im Vereinigten Königreich gingen die Emissionen um 2 % und in Russland um 1 % zurück, während sie in der Türkei aufgrund einer steigenden Stromerzeugung aus Gas um 2 % zunahmen. Zuletzt blieben die Emissionen in Saudi-Arabien, trotz eines starken Wirtschaftswachstums, stabil. In Südafrika gingen die CO₂-Emissionen aufgrund geringerer Emissionen aus industriellen Prozessen um 1 % zurück.

2.2 Länderprofil Saudi-Arabien

- **Saudi-Arabien ist der größte Erdölexporteur und einer der wichtigsten Produzenten von Rohöl weltweit.**
- **Ambitionierte Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien sowie zur Produktion von Wasserstoff prägen die zukünftige Entwicklung des Energiesektors.**
- **Aufgrund seiner zentralen Bedeutung für die globale Energieversorgung bleibt Saudi-Arabien auch künftig ein strategischer Partner für Deutschland.**

Das Königreich Saudi-Arabien ist ein Land der energie-wirtschaftlichen und -politischen Gegensätze. Einerseits ist das Königreich weiterhin der weltweit wichtigste Exporteur von Erdöl und Erdölprodukten und verfügt über einige der größten Öl- und Gasreserven der Welt. Öl und Gas decken weiterhin nahezu den gesamten Primärenergiebedarf des Landes. 95 % der installierten Stromleistung basieren auf fossilen Energieträgern.¹⁰ Andererseits verfolgt Saudi-Arabien mit dem Regierungsprogramm *Saudi Vision 2030*¹¹ und der *Saudi Green Initiative* ambitionierte Pläne im Hinblick auf erneuerbare Energien (EE), Wasserstoff (H₂) und neue Industriecluster. Gerade diese gegensätzliche Doppelrolle macht Saudi-Arabien auch für Deutschland strategisch interessant: Das Land ist zugleich zentraler Akteur des bestehenden fossilen Energiewelt und potenzieller Partner einer zukünftigen klimaneutralen Energieversorgung.

Status Quo: Die fossile Supermacht

Bei Saudi-Arabien handelt es sich um die größte Volkswirtschaft im arabischen Raum. Zuletzt belief sich das Bruttoinlandsprodukt (BIP) auf eine Höhe von insg. ca. 1.181,73 Mrd. € (2025). Dies entspricht einem BIP pro Kopf von ca. 34.190,00 €.¹² Im Vergleich hierzu belief sich das BIP Deutschlands im Jahr 2025 auf ca. 4.469,88 Mrd. €¹³ bzw. 53.516,00 € pro Kopf.¹⁴ Die Öl- und Gaswirtschaft ist hierbei von zentraler wirtschaftlicher Bedeutung: Sie prägt Staatseinnahmen, Exporterlöse, die lokale Energieversorgung und große Teile der

industriellen Wertschöpfung. 2025 lag die Ölproduktion bei 536 Mio. t. Dies entsprach rund 11,4 % der weltweiten Förderung.¹⁵

Als weltweit größter Exporteur belief sich die Menge des exportierten Erdöls aus Saudi-Arabien im Jahr 2025 auf ca. 6,1 Millionen Barrel (MMbbl) täglich.¹⁶ Der nationalen Ölgesellschaft Saudi Aramco fällt die Rolle des größten Rohölproduzenten weltweit zu, mit einer Ölförderung im Umfang von ca. 10,5 MMbbl pro Tag im Jahr 2024.¹⁷ Zwar sanken die Exporterlöse auf der Basis von Erdöl von einem Rekordwert von 326 Mrd. US-Dollar (USD) im Jahr 2022 auf 179 Mrd. USD im Jahr 2024 aufgrund gesunkener Ölpreise und einer reduzierten Förderung. Sie blieben jedoch auf einem sehr hohen Niveau.¹⁸

Saudi-Arabien verfügt mit ca. 36 Gigatonnen über die größten konventionellen Ölreserven weltweit.

Grundlage für die nach wie vor dominierende Rolle der saudischen Ölwirtschaft stellen die erheblichen Vorkommen des Landes dar, die seit dem Jahr 1938 kommerziell erschlossen und genutzt werden. Saudi-Arabien verfügt über die größten konventionellen Ölreserven weltweit in Höhe von ca. 36 Gigatonnen (Gt) zum Ende des Jahres 2024. Hierzu gehören u. a. das Ghawar-Feld als größtes Onshore-Ölfeld der Welt mit ca. 7,7 Gt Reserven sowie das Safaniya-Feld im Persischen Golf als größtes Offshore-Ölfeld der Welt mit Reserven im Umfang von ca. 4,9 Gt. Darüber hinaus verfügt das Land über erhebliche Raffineriekapazitäten. In den insg. neun Raffinerien können bis zu 3,3 MMbbl pro Tag verarbeitet werden.¹⁹

10 Vgl. Enerdata S.A.S., Country Energy Report Saudi Arabia, Grenoble 2025, S. 21 ff.

11 Die Saudi Vision 2030 ist die langfristige Zukunftsstrategie Saudi-Arabiens, mit der das Land seine Wirtschaft über den Ölsektor hinaus diversifizieren, die Lebensqualität der Bevölkerung verbessern, Investitionen fördern und sich als innovativer, nachhaltiger und global wettbewerbsfähiger Staat positionieren möchte.

12 Vgl. Statista GmbH, Öl - Saudi-Arabien, 2026, abrufbar unter <https://de.statista.com/outlook/ro/energie/fossile-brennstoffe/oel/saudi-arabien> (zuletzt abgerufen am 05.06.2026).

13 Vgl. Statista GmbH, Bruttoinlandsprodukt (BIP) in Deutschland von 1970 bis 2025 (in Milliarden Euro), 04.03.2026, abrufbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/14397/umfrage/deutschland-bruttoinlandsprodukt-bip/> (zuletzt abgerufen am 05.06.2026).

14 Vgl. Statista GmbH, Bruttoinlandsprodukt (BIP) je Einwohner in Deutschland von 1970 bis 2025, 05.03.2026, abrufbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/14433/umfrage/bruttoinlandsprodukt-bip-in-deutschland-pro-kopf-seit-1970/> (zuletzt abgerufen am 05.06.2026).

15 Vgl. Energy Institute, 2026 Statistical Review of World Energy, London, Juli 2026.

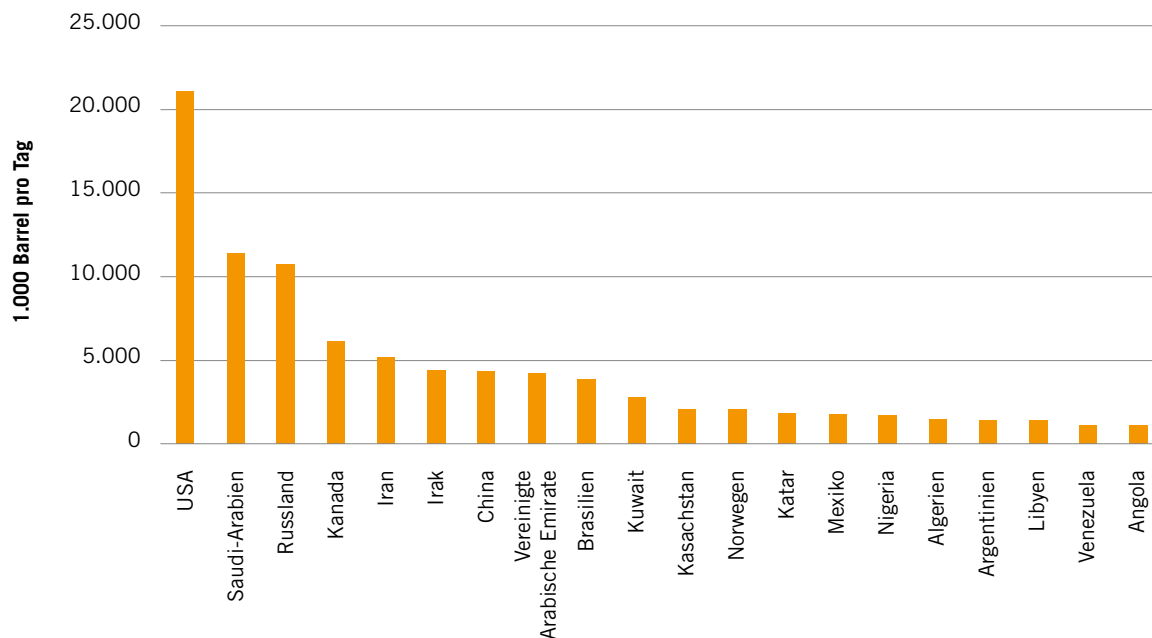
16 Vgl. Statista GmbH, Golfregion: Rohölexporte aus den Staaten des Golf-Kooperationsrats in den Jahren 2021 bis 2024 und Prognosen bis 2026 (in Millionen Barrel pro Tag), 2025.

17 Vgl. Enerdata S.A.S., Country Energy Report Saudi Arabia, Grenoble 2025, S. 17.

18 Vgl. Enerdata S.A.S., Country Energy Report Saudi Arabia, Grenoble 2025, S. 9.

19 Vgl. Enerdata S.A.S., Country Energy Report Saudi Arabia, Grenoble 2025, S. 22.

Abbildung 2.15: Erdölproduktion führender Länder 2025



Quelle: Energy Institute; KPMG; Kearney

Primärenergieverbrauch und Stromerzeugung

Trotz ambitionierter Diversifizierungsziele, etwa der Anhebung des Anteils Erneuerbarer Energien an der saudischen Stromerzeugung auf 50 % bis zum Jahr 2030, bleibt der Staat stark von fossilen Energieträgern abhängig. Im Jahr 2025 deckten Öl und Gas zusammen weiterhin fast den gesamten saudischen Primärenergieverbrauch. Insgesamt entfielen 59 % auf Öl und 40 % auf Erdgas.²⁰ Dies zeigt sich auch in Bezug auf die Stromerzeugung. Die installierte Stromkapazität lag Ende 2024 bei 91,1 Gigawatt (GW) und basierte zu 95 % auf fossilen Quellen. Davon entfielen 50 % auf Öl und 45 % auf Erdgas. Die gesamte Stromerzeugung des Landes in Höhe von 471,4 Terawattstunden (TWh) stellte sich nach Energieträgern wie folgt dar: Auf Erdgas entfielen 63,7 %, auf Öl 32,1 %, auf Solar 3,9 % und auf Wind 0,3%.²¹

Bedeutung des Gassektors

Die Gaswirtschaft gewinnt in Saudi-Arabien zunehmend an Gewicht, vor allem als Ergänzung zur Nutzung von Erdöl im Inland. Die vermarktete Gasproduktion erreichte 2024 ca. 138 Mrd. m³. Die Gasreserven des Landes beliefen sich Ende 2024 auf ca. 9.651 Mrd. m³, womit Saudi-Arabien über die fünftgrößten Gasreserven weltweit verfügt.

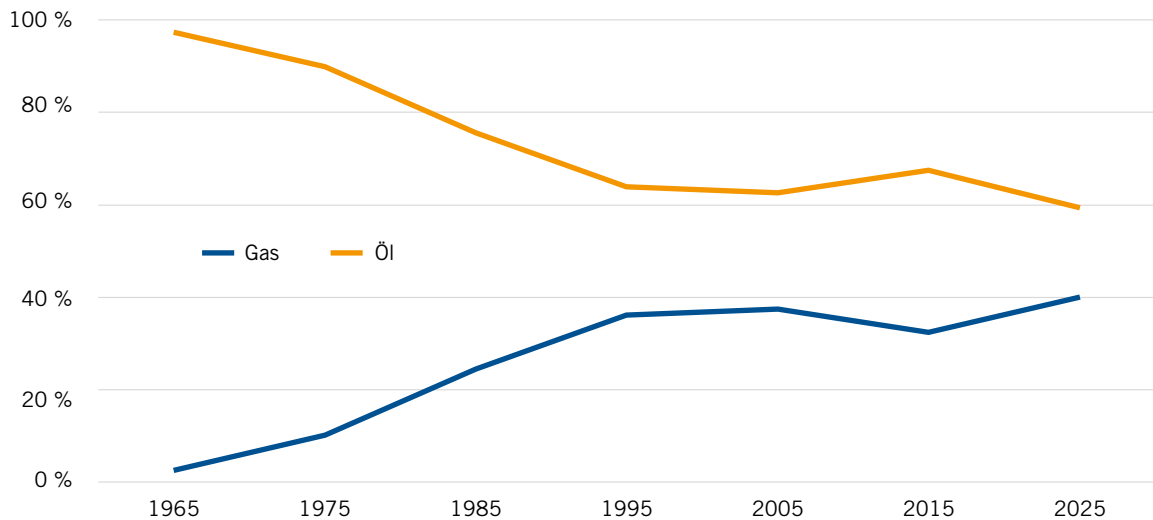
Obwohl das Land große Erdgasreserven besitzt und die Förderung zunimmt, ist Erdgas bislang kein Bestandteil der saudischen Exporte.²² Das geförderte Erdgas des Landes dient zu zwei Dritteln der heimischen Stromerzeugung in Gaskraftwerken, ein weiteres Drittel entfällt auf industrielle Anwendungen wie bspw. die Produktion von Kunststoffen oder Düngemitteln.²³ 2024 stammten ca. 54 % der Stromerzeugung aus Erdgas. Gaskraftwerke

20 Vgl. Energy Institute, 2026 Statistical Review of World Energy, London 2026.

21 Vgl. Enerdata S.A.S., Country Energy Report Saudi Arabia, Grenoble 2025, S. 24 ff.

22 Vgl. Energy Institute, 2026 Statistical Review of World Energy, London 2026.

23 Vgl. Enerdata S.A.S., Country Energy Report Saudi Arabia, Grenoble 2025, S. 29.

Abbildung 2.16: Entwicklung von Öl und Gas als Primärenergiequelle in Saudi-Arabien von 1965–2025

Quelle: Energy Institute – Statistical Review of World Energy, 2026

machen 45 % der installierten Kraftwerksleistung des Landes aus.²⁴

bare Energieerzeugung statt auf strikten *Keep it in the ground*²⁶- oder *Renewables Only*²⁷-Ansätzen.²⁸

Saudi-Arabiens Energiesystem der Zukunft

Saudi-Arabien strebt eine Entkopplung der Wirtschaftsleistung von der Ölförderung an, um eine wirtschaftliche Diversifizierung zu ermöglichen. Zudem hat sich das Königreich dazu verpflichtet, bis 2060 Netto-Null-Emissionen zu erreichen.²⁵ Ein zentraler Hebel hierfür ist die Elektrifizierung von Prozessen und Industrien. Um dies kostengünstig und möglichst unabhängig von der Nutzung von Rohöl zu ermöglichen, ist eine Transformation der heimischen Stromerzeugung und des Energiesystems im weiteren Sinne geplant. Zu unterstreichen ist, dass die Ölförderung auch zukünftig als zentrales wirtschaftliches Standbein fungieren soll. Statt Rohöl jedoch für die Stromerzeugung zu nutzen, soll dieses verstärkt exportiert werden. Der strategische Fokus liegt also auf der Ergänzung der regionalen Energiepolitik um erneuer-

Zentrale Maßnahmen für ein Energiesystem der Zukunft

Den strategischen Rahmen für den Umbau des Energiesystems liefert die 2021 initiierte *Saudi Green Initiative (SGI)*. Ziel ist es, dass bis 2030 50 % des heimischen Strommixes aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Die verbleibenden 50 % sollen durch die Nutzung von Erdgas zur Stromerzeugung erreicht werden.²⁹ Insgesamt sollen im Rahmen des *National Renewable Energy Program (NREP)* bis 2030 Photovoltaik (PV)- und Windprojekte mit einer Gesamtleistung zwischen 100 GW und 130 GW entstehen. Der Schwerpunkt liegt mit rund 59

24 Vgl. Enerdata S.A.S., Country Energy Report Saudi Arabia, Grenoble 2025, S. 23f.

25 Vgl. Saudi Green Initiative (SGI), Saudi Green Initiative, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.vision2030.gov.sa/en/explore/projects/saudi-green-initiative> (zuletzt abgerufen am 05.06.2026).

26 *Keep it in the ground* beschreibt im Kontext der Energiewende die Forderung, noch im Erdreich befindliche fossile Energieträger wie Kohle, Erdöl oder Erdgas dort zu belassen und nicht zu fördern.

27 *Renewables Only* beschreibt ein Energiesystem, welches ausschließlich auf erneuerbaren Energien basiert und über keine fossile oder nukleare Absicherung mehr verfügt.

28 Vgl. Atalayar, Saudi Arabia promotes a record renewable energy plan, 22.07.2025, abrufbar unter <https://www.atalayar.com/en/articulo/economy-and-business/saudi-arabia-promotes-record-renewable-energy-plan/20250722100000216931.html> (zuletzt abgerufen am 05.06.2026).

29 Vgl. Saudi Green Initiative (SGI), Saudi Green Initiative, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.vision2030.gov.sa/en/explore/projects/saudi-green-initiative> (zuletzt abgerufen am 05.06.2026).

GW auf PV-Anlagen.³⁰ Großprojekte wie etwa die 1,5-GW-Solaranlage in Sudair im Osten des Landes sind bereits in der Entwicklung. Um die restliche Stromerzeugung zukünftig mithilfe von Erdgas zu ermöglichen, ist die Errichtung von 42 GW Gaskraftwerksleistung bis 2030 geplant.³¹ Zur Deckung des gesteigerten Bedarfs soll die Gasförderung bis dahin zudem auf über 200 Mrd. m³ pro Jahr verdoppelt werden. Dafür sind u. a. massive Investitionen in das Jafurah-Feld vorgesehen.³² Zusätzlich positioniert sich Saudi-Arabien zunehmend als globaler Marktführer bei der Produktion und dem Export dekarbonisierter Energieträger. Insbesondere dank der sehr niedrigen Gesteungskosten für PV-Strom (ca. 1 US-Cent/kWh) hat das Königreich hier einen Wettbewerbsvorteil.³³

➤ Saudi-Arabien plant, sich als weltweit führender Exporteur von Wasserstoff zu etablieren.

2018 wurde der Bau von 16 Nuklearreaktoren mit einer Gesamtkapazität von 17 GW über die nächsten 20 Jahre genehmigt.³⁴ Sie befinden sich jedoch nach wie vor in der Planungs- und Ausschreibungsphase. Die Kosten werden auf 80 Mrd. USD geschätzt.³⁵ Zudem plant das Königreich, sich als weltweit führender Exporteur von Wasserstoff zu etablieren. Im Rahmen des *NEOM Green Hydrogen Project* soll die größte H₂-Fabrik der Welt entstehen und Ende 2026 in Betrieb gehen. Auf Basis von rund 4 GW Elektrolysekapazität soll mittels erneuerbarer Energien Wasserstoff und Ammoniak produziert werden.³⁶

Darüber hinaus investiert das Königreich massiv in die Abscheidung und Speicherung von CO₂ (*Carbon Capture and Storage, CCS*), um sog. *blauen* Wasserstoff aus Erdgas herzustellen. Dadurch können die großen Gasreserven genutzt und gleichzeitig die Klimaziele weiterverfolgt werden.³⁷ Bereits seit dem Jahr 2015 betreibt Saudi Aramco die Anlage im saudischen Hawiyah, in welcher ca. 500.000 t CO₂ pro Jahr abgeschieden werden.³⁸ Dieses dient bislang ausschließlich einer verbesserten Ölförderung. Darüber hinaus befindet sich der *Jubail CCUS Hub* als eines der weltweit größten Projekte 2 in der Entwicklung. Im Zuge dessen sollen allein in Jubail künftig bis zu 9 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr abgeschieden und gespeichert werden.³⁹

Bedeutung für die Infrastruktur des Energiesystems des Landes

Um die ehrgeizigen Ausbauziele von bis zu 130 GW an erneuerbarer Kapazität in das Energiesystem zu integrieren, sind erhebliche Investitionen in den Stromnetzausbau durch den saudischen Netzbetreiber National Grid SA vorgesehen. So befanden sich 2024 landesweit mehr als 200 Vorhaben im Umfang von ca. 12,32 Mrd. USD in der Bauphase.⁴⁰ Auch auf regionaler Ebene entstehen Netzausbauprojekte. Ein Beispiel dafür ist der geplante Interkonnektor zwischen Saudi-Arabien und Ägypten mit einer Kapazität von 3 GW.⁴¹ Dadurch soll Strom länderübergreifend gehandelt und effizienter genutzt werden. Parallel wächst die politische Unterstützung für Batteriespeicher. Saudi-Arabien investiert in Speicher im Versor-

30 Vgl. U.S. Energy Information Administration (EIA), Saudi Arabia Country Analysis, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.eia.gov/international/analysis/country/SAU> (zuletzt abgerufen am 05.06.2026).

31 Vgl. Enerdata S.A.S., Country Energy Report Saudi Arabia, Grenoble 2025, S. 45.

32 Vgl. Enerdata S.A.S., Country Energy Report Saudi Arabia, Grenoble 2025, S. 22.

33 Vgl. Vision 2030, Annual Report 2025, Riyadh 2025, S. 133., S. 264; Vgl. German Trade and Investment (GTAI), Saudi-Arabien investiert massiv in neue Energie, 27.01.2026, abrufbar unter <https://www.gtai.de/de/trade/saudi-arabien-wirtschaft/energiwirtschaft> (zuletzt abgerufen am 03.06.2026).

34 Vgl. Arab News, Saudi Cabinet approves National Atomic Energy Policy, 13.03.2018, abrufbar unter <https://www.arabnews.com/node/1265681/amp> (zuletzt abgerufen am 05.06.2026).

35 Vgl. World Nuclear Association (WNA), Nuclear Power in Saudi Arabia, ohne Datum, abrufbar unter <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/saudi-arabia> (zuletzt abgerufen am 05.06.2026).

36 Vgl. Neom Green Hydrogen Company (NGHC), Homepage, ohne Datum, abrufbar unter <https://nghc.com/> (zuletzt abgerufen am 03.06.2026).

37 Vgl. CMS Legal, The Future of Blue Hydrogen in the Middle East, 25.04.2023, abrufbar unter <https://cms.law/en/are/legal-updates/the-future-of-blue-hydrogen-in-the-middle-east> (zuletzt abgerufen am 05.06.2026).

38 Vgl. Saudische Vision 2030, CO₂-Abscheidung in Saudi-Arabien: CCS, CCUS und die Strategie kohlenstoffarmer Kohlenwasserstoffe, 18.04.2026, abgerufen am: <https://vision2030.ai/de/sektoren/oel-gas/co2-abscheidung-ccs-saudi-arabien/> (zuletzt abgerufen am 07.08.2026).

39 Vgl. Global CCS Institute, Saudi Arabia steps up efforts to achieve ambitious CCS targets, 15.08.2024, abrufbar unter: <https://www.globalccsinstitute.com/saudi-arabia-steps-up-efforts-to-achieve-ambitious-ccs-targets/> (zuletzt abgerufen am 07.08.2026).

40 Vgl. Germany Trade & Invest (GTAI), Arabische Golfstaaten investieren in Stromübertragungsnetze, 24.01.2024, abrufbar unter: <https://www.gtai.de/de/trade/gcc/branchen/arabische-golfstaaten-investieren-in-stromuebertragungsnetze-1067894#toc-anchor--2> (zuletzt abgerufen am 07.08.2026); Saudi Electricity Company (SEC), Corporate News, 02.03.2026, abrufbar unter <https://www.se.com.sa/en/News/CorporateNews/CorporateNews43/> (zuletzt abgerufen am 05.06.2026).

41 Vgl. Daily News Egypt, Egypt-Saudi electricity interconnection enters final testing phase, launch expected within weeks, 21.02.2026, abrufbar unter: <https://www.dailynewsegypt.com/2026/02/21/egypt-saudi-electricity-interconnection-enters-final-testing-phase-launch-expected-within-weeks/> (zuletzt abgerufen am 13.08.2026).

gungsmaßstab, einschließlich eines der weltweit größten Batteriespeichersysteme in Bishan: 500 Megawatt (MW) bzw. 2 Gigawattstunden (GWh). Aktuell befinden sich Batterie-Energiespeichersystem-Projekte (*Battery Energy Storage System, BESS*) im Umfang von 5,5 GW bzw. 22 GWh in der Entwicklung⁴², wobei das Ziel ist, bis 2030 eine Speicherkapazität von 48 GWh als Teil des Energiemixes zu erreichen.⁴³

Trotz großer Transformationsambitionen bleiben Erdgas und Rohöl zentraler Bestandteil des Energiesystems bzw. der Wirtschaft. Zudem gibt es aktuell keine verbindlichen regulatorischen Grundlagen zur Erreichung von Netto-Null-Emissionen bis 2060. Die *grüne* Transformation soll die Erdölgewinnung nicht reduzieren, sondern vielmehr das Exportvolumen maximieren.

Die Emanzipierung des Stromsektors vom Rohöl zählt parallel auf das öffentlichkeitswirksam erklärte Ziel der Regierung ein, bis 2060 Netto-Null-Emissionen zu erreichen. Die CO₂-Emissionen des Landes beliefen sich 2025 auf 650,5 Mio. t.⁴⁴ Im Vergleich zum Jahr 1990 (182 Mio. t CO₂ pro Jahr) sind die saudischen Jahresemissionen damit bislang um 468,5 Mio. t CO₂ angestiegen.⁴⁵ Im Rahmen des Nachhaltigkeitsprogramms Saudi Green Initiative (SGI) sollen die CO₂-Emissionen bis 2030 um rund 278 Mio. t pro Jahr gesenkt werden. Neben dem EE-Ausbau treibt das Land zudem eine zirkuläre Kreislaufwirtschaft (*Circular Carbon Economy*⁴⁶) mit Fokus auf CCS voran.

Die Bedeutung Saudi-Arabiens für Deutschland

Spätestens mit der europäischen Energiekrise infolge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine im Jahr

2022 hat die Diversifizierung von Energieimporten erheblich an Bedeutung gewonnen. Deutschland und die Europäische Union (EU) versuchen, geopolitische Abhängigkeiten zu reduzieren und neue stabile Energiepartnerschaften aufzubauen.

Saudi-Arabien verfügt über erhebliche Produktionskapazitäten und spielt innerhalb der OPEC+⁴⁷ eine Schlüsselrolle bei der Stabilisierung globaler Ölmärkte – gleichwohl die Organisation mit dem Austritt der Vereinigten Arabischen Emirate (VAE) in der ersten Jahreshälfte 2026 perspektivisch an Preissetzungsmacht verlieren könnte.⁴⁸ Für Deutschland ist Saudi-Arabien zwar heute nicht der zentrale direkte Energielieferant, jedoch indirekt relevant in Bezug auf die globale Preisbildung, Versorgungssicherheit und die Stabilität internationaler Lieferketten. Dies gilt insb. im Hinblick auf Raffinerie- und Petrochemieprodukte und gewinnt angesichts der anhaltenden geopolitischen Spannungen zwischen dem Iran auf der einen Seite und den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) und Israel auf der anderen Seite sowie den sich daraus ergebenden Sicherheitsrisiken entlang der Straße von Hormus weiter an Bedeutung.⁴⁹ Die zunehmende Bedeutung Saudi-Arabiens für Deutschland zeigt auch die im März 2026 im Rahmen eines Memorandum of Understanding (MoU) vereinbarte verstärkte Kooperation im Energiebereich zwischen beiden Ländern.⁵⁰

Seit der Schließung dieser wichtigen Seestraße waren Saudi-Arabien und die VAE die einzigen Staaten der Region, die ihre Rohölexporte um die Straße von Hormus herumleiten konnten, wenn auch mit verminderter Kapazität. Saudi-Arabien leitete seine Rohölexporte über die Ost-West-Pipeline, die eine Kapazität von 7 MMbbl pro Tag hat, zum Hafen von Yanbu am Roten Meer um. Von dieser Kapazität stehen 5 MMbbl pro Tag für den Export und der Rest für den Inlandsverbrauch zur Verfügung.

42 Vgl. Saudi Electricity Company (SEC), FY 2024 Financial Results Presentation, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.se.com.sa/-/media/sec/Investors/Financial-Results/sec-fy-2024-results-presentation-english.ashx> (zuletzt abgerufen am 05.06.2026).

43 Vgl. Saudi Press Agency (SPA), Saudi Arabia Among World's Top 10 Global Markets in Energy Storage, 18.01.2025, abrufbar unter <https://spa.gov.sa/en/N2261911> (zuletzt abgerufen am 05.06.2026).

44 Vgl. Energy Institute, 2026 Statistical Review of World Energy, London 2026.

45 Vgl. Global Carbon Atlas. Saudi-Arabien: Entwicklung der CO₂-Emissionen von 1960 bis 2024 (in Millionen Tonnen), 14. 03. 2026, Statista, Abrufbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1382105/umfrage/entwicklung-der-co2-emissionen-in-saudi-arabien/> (zuletzt abgerufen am 07. August 2026).

46 Nach Angaben des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen bezeichnet der Begriff Circular Carbon Economy die Erweiterung des Konzepts der Kreislaufwirtschaft (Reduzieren, Wiederverwenden, Recyceln) um den Aspekt der Bindung, wobei der Fokus ausschließlich auf Kohlenstoff- und Energieflüssen liegt.

47 Die OPEC+ umfasst die Organisation erdölexportierender Länder (OPEC) sowie weitere Förderländer wie Russland, Kasachstan, Mexiko und Oman.

48 Vgl. Tagesschau, OPEC ohne VAE – was heißt das für Öl und Sprit?, 01.05.2026, abrufbar unter <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/verbraucher/oelpreise-opec-100.html> (zuletzt abgerufen am 03.06.2026).

49 Vgl. FOCUS online, Saudi-Röhre ist die verwundbare Hoffnung für das Welt-Öl, 19.03.2026, abrufbar unter https://www.focus.de/finanzen/news/1-1-milliarden-liter-oel-saudi-roehre-ist-die-verwundbare-hoffnung-fuer-die-welt_53f42ab1-d8fb-43de-b243-209baa2d77a4.html (zuletzt abgerufen am 03.06.2026).

50 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Deutschland und Saudi-Arabien verabreden Vertiefung der energiepolitischen Arbeit, 03.02.2026, abrufbar unter <https://energiepartnerschaften.org/de/newsroom/pressemitteilungen/deutschland-und-saudi-arabien-verabreden-vertiefung-der-energiepolitischen-arbeit/> (zuletzt abgerufen am 07.08.2026).

Aufgrund dieser Situation waren die Einschränkungen für Saudi-Arabien, gemessen an der Förderung, geringer als für andere Rohölexporture der Region.⁵¹

Darüber hinaus gewinnt Saudi-Arabien auch als Industrie- und Technologiemarkt an Bedeutung. Im Rahmen der *Saudi Vision 2030* investiert das Königreich u.a. in den Netzausbau, in Erneuerbare und Speicher. Dadurch entstehen potenzielle Marktchancen für deutsche Unternehmen, etwa in den Bereichen Netztechnik, Elektrolyse, Industrieanlagenbau, Energieeffizienz oder Automatisierungstechnik. Besonders der Aufbau großskaliger H₂- und Ammoniakprojekte könnte künftig relevante Export- und Kooperationsmöglichkeiten für deutsche Technologieanbieter schaffen.⁵²

Zukünftige Bedeutung: Wasserstoff und grüne Moleküle

Bereits heute entstehen im Königreich einige der weltweit größten H₂-Projekte, darunter das bereits erwähnte NEOM Green Hydrogen Project mit einer geplanten Produktion von erneuerbarem Wasserstoff auf Basis von rund 4 GW erneuerbarer Energien, bei dem u.a. ThyssenKrupp und thyssenkrupp nucera im Anlagenbau tätig sind.⁵³

Für Deutschland ist dabei vor allem der potenzielle Import von Wasserstoff und H₂-Derivaten, wie Ammoniak oder synthetischen Kraftstoffen, von Relevanz. Für den Import erheblicher Mengen klimaneutraler Moleküle könnte Saudi-Arabien perspektivisch zu einem wichtigen Lieferland werden. Anfang 2026 beschlossen die Bundesrepublik Deutschland und das Königreich bereits eine strategische *Energiebrücke* zur Beschleunigung der deutschen Energiewende durch den Import von kostengünstigem grünem Wasserstoff.⁵⁴ Konkret haben etwa das saudische Unternehmen ACWA Power, der Energieversorger EnBW, der Hafen Rostock sowie der Gasimport-

teur VNG eine Absichtserklärung zum künftigen Import von Wasserstoff aus Saudi-Arabien unterzeichnet.⁵⁵

Allerdings bleibt offen, auf welches H₂-Modell Saudi-Arabien langfristig tatsächlich setzt. Neben grünem Wasserstoff investiert das Land stark in die Erdgasförderung sowie CCS-Technologien und plant künftig die Produktion von blauem Wasserstoff. Für Deutschland stellt sich damit auch die Frage, welche Formen klimaneutraler Importe künftig politisch und regulatorisch akzeptiert werden.

Die Energiepolitik des Landes ist vom Dualismus zwischen Net-Zero-Zielen und fossilen Rohstoffen als zentralem Standbein geprägt.

Fazit

Saudi-Arabien verfolgt einen pragmatischen Transformationspfad, bei dem Erneuerbare, Wasserstoff und moderne Infrastruktur als Ergänzung des fossilen Geschäftsmodells verstanden werden. Das Königreich investiert massiv in Solar- und Windenergie, Speicher, Netze sowie H₂- und CCS-Technologien, um die heimische Stromversorgung zu dekarbonisieren sowie gleichzeitig auch mehr Öl und Gas für den Export bereitzustellen. Für Deutschland eröffnet dies Chancen bei Technologiekooperationen und perspektivisch beim Import klimaneutraler Energieträger wie grünem Wasserstoff.

Gleichzeitig prägt ein tiefer Dualismus die saudische Energiepolitik: Während ambitionierte Netto-Null-Ziele bis 2060 verfolgt werden, fehlen bislang verbindliche regulatorische Grundlagen zu deren Umsetzung. Erdöl und Erdgas bleiben das wirtschaftliche Standbein des Landes. Die grüne Transformation soll die Förderung fossiler Energieträger nicht ersetzen, sondern deren Exportvolumen und Wert steigern. Für Deutschland wird daher entscheidend sein, ob Saudi-Arabien den Übergang vom fossilen Energieexporteur hin zu einem glaubwürdigen Anbieter klimaneutraler Energieträger tatsächlich vollziehen kann.

51 Vgl. U.S. Energy Information Administration (2026). In-Brief-Analysis Jun 23, Washington D.C 2026.

52 Vgl. Germany Trade and Investment (GTAI), Saudi-Arabien investiert massiv in neue Energie, 27.01.2026, abrufbar unter <https://www.gtai.de/de/trade/saudi-arabien-wirtschaft/energiwirtschaft> (zuletzt abgerufen am 03.06.2026).

53 Vgl. Neom Green Hydrogen Company (NGHC), Homepage, ohne Datum, abrufbar unter <https://nghc.com/> (zuletzt abgerufen am 03.06.2026).

54 Vgl. Tagesschau, Deutschland will grüne Energie aus der Wüste, 01.02.2026, abrufbar unter <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/energie/deutschland-saudi-arabien-energie-100.html> (zuletzt abgerufen am 03.06.2026).

55 Vgl. ZEIT online, Wasserstoff aus Saudi-Arabien soll über Rostock kommen, 01.02.2026, abrufbar unter: <https://www.zeit.de/news/2026-02/01/wasserstoff-aus-saudi-arabien-soll-ueber-rostock-kommen> (zuletzt abgerufen am 07.08.2026).

2.3 Aktuelle Entwicklungen in der internationalen Schifffahrt und der maritimen Wertschöpfungskette

- **Mehr als 90 % des Welthandelsvolumens werden über See transportiert. Trotz der aktuellen geopolitischen Unsicherheiten besteht eine robuste Nachfrage nach Schiffsraum.**
- **Eigner von Schiffsflotten kontrollieren wesentliche Teile der Lieferketten.**
- **Entscheidend für den wirtschaftlichen Erfolg im maritimen Sektor ist nicht die Anzahl der Schiffe, sondern die Schiffsart, deren technologischer Reifegrad und die strategische Positionierung auf den globalen Märkten.**
- **Die Diversifizierung des Schiffs kraftstoffmarktes schreitet stetig voran.**

Die Schifffahrt als Rückgrat des globalen Handels

Schon immer war und ist die Schifffahrt das Rückgrat des globalen Handels. Spätestens mit dem Ende des Zweiten Weltkriegs und des danach folgenden stark wachsenden Welthandels zeigt sich die zentrale Bedeutung dieser Branche. Aber selbst in der jüngsten Vergangenheit, in der sich mehr und mehr Staaten durch Zölle auf ihre eigenen Regionen und Märkte zurückziehen möchten bzw. diese versuchen abzuschotten, gibt es kaum Rückgänge bei der Nachfrage nach Frachtraum. Ganz im Gegenteil: Aktuell fahren rund 62.000⁵⁶ Handelsschiffe aller Art mit mehr als 300 Bruttoreaumzahl (BRZ)⁵⁷ über die Weltmeere, wobei mehr als die Hälfte Stückgut- und Massengutschiffe⁵⁸ ausmacht. Bezieht man auch die kleineren Schiffe unter 300 BRZ mit ein, sind es deutlich mehr als 100.000.

Trotz der schon großen Gesamtzahl verzeichnen die Werften weiter eine hohe Nachfrage nach Neubauten aller Art. Die Gründe dafür sind vielschichtig: Die Weltordnung und das globale Machtgefüge verschieben sich. Schiffe sind mittlerweile viel mehr als nur ein logistischer Faktor, um Waren von A nach B zu transportieren. Sie stehen für eigene wirtschaftliche Souveränität, technologische Kompetenz und globale Vernetzung.⁵⁹ Vor allem Liniendienste investieren international in Hafenanlagen und brauchen weitere Schiffskapazitäten. Hierbei geht es neben dem Kampf um Marktanteile auch, zumindest bei einigen Reedereien, um geopolitische Interessen.

56 Vgl. Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik, Der Welthandel ist wieder auf Kurs, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.isl.org/der-welthandel-ist-wieder-auf-wachstumskurs> (zuletzt abgerufen am 24.07.2026).

57 Die Bruttoreaumzahl ist eine Kennzahl, mit der die Gesamtgröße eines Schiffes beschrieben wird. Sie gibt das gesamte geschlossene Volumen eines Schiffes an.

58 Stückgutschiffe transportieren einzelne abgegrenzte Güter wie Kisten, Säcke und Paletten. Massengutschiffe transportieren lose Schüttgüter in großen Mengen, wie Kohle, Erz, Getreide, Sand und Zement.

59 Vgl. Industriemagazin.at, Größte Handelsflotten 2025: Wer in der globalen Schifffahrt jetzt wirklich das Sagen hat, 11.11.2025, abrufbar unter <https://industriemagazin.at/transport-spedition/handelsflotten-ranking-2025-nationen/> (zuletzt abgerufen am 24.07.2026).

Die Branche im Wandel

Die maritime Wirtschaft muss sich auf die Erneuerung der Flotte und die Senkung des Durchschnittsalters fokussieren. Speziell neue Vorgaben zu CO₂-Emissionen zwingen Reedereien zu Investitionen in emissionsarme Antriebstechnologien. Denn aktuell verursachen die Handelsschiffe ca. 3 % der globalen klimaschädlichen Emissionen, weil immer noch rund 93 % von ihnen mit konventionellen Treibstoffen wie Schweröl und Marine-dieselmotoren fahren und nur rund 7 % alternative Treibstoffe wie verflüssigtes Erdgas (*Liquefied Natural Gas, LNG*), Flüssiggas (*Liquefied Petroleum Gas, LPG*), den Batterie/Hybrid-Betrieb oder auch Methanol nutzen.⁶⁰

➤ Aktuell verursachen die Handelsschiffe ca. 3 % der globalen klimaschädlichen Emissionen.

Der weltweite jährliche Gesamtabsatz an Schiffs kraftstoff beträgt nach letzten Schätzungen rund 211 Mio. t.⁶¹ Hierbei ist der häufig praktizierte Effekt des *Slow Steaming*, also der langsameren Fahrt mit weniger Kraftstoffverbrauch, bereits enthalten. Es ist damit zu rechnen, dass sich diese Menge in den nächsten Jahren nicht wesentlich verringert. Zwar ist ein Nettozuwachs der Flotte zu verzeichnen, jedoch weisen neu gebaute Schiffe im Vergleich zu den aus dem Markt ausscheidenden Einheiten einen geringeren Kraftstoffverbrauch auf.

Die Internationale Schifffahrts-Organisation (International Maritime Organization, IMO) strebt gemäß ihrer Treibhausgas-Strategie eine Reduzierung der Treibhausgas-

60 Vgl. Statista, Anteil der Treibstoffe in der weltweiten Schiffsflotte (gemessen an der Bruttoreaumzahl; Stand: Juni 2024, 16.10.2024, abrufbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1332079/umfrage/treibstoffanteile-in-der-globalen-schiffsflotte/> (zuletzt abgerufen am 24.07.2026).

61 Vgl. Statista Research Department, Entwicklung des Treibstoffverbrauchs in der weltweiten Schifffahrt in den Jahren 2019 bis 2023, 11/2025.

Emissionen um 20 % bis 2030, 70 % bis 2040 und 100 % bis 2050 an.⁶² Eine globale Verpflichtung ist wegen Widerständen, vor allem aus den USA, kurzfristig jedoch nicht zu erwarten. Parallel dazu hat sich die Europäische Union (EU), welche neben China und den USA der wichtigste Handelsakteur im globalen Markt ist, mit der EU-Verordnung über die Nutzung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Kraftstoffe im Seeverkehr folgende Zielmarken gesetzt: minus 2 % ab 2025, minus 6 % ab 2030, minus 14,5 % ab 2035, minus 31 % ab 2040, minus 62 % ab 2045 und minus 80 % ab 2050.⁶³ Im Falle der Nichterfüllung der Zielwerte schreibt die Verordnung Strafzahlungen für Abweichungen vor. Diese belaufen sich auf 2.400 € pro t VLSFO⁶⁴-Energieäquivalent oder von etwa 60 € pro Gigajoule (GJ) nicht konformen Energieverbrauchs.

62 Vgl. IMO, 2023 IMO Strategy on Reduction of GHG Emissions from Ships, 07.07.2023, abrufbar unter <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/annex/MEPC%2080/Annex%2015.pdf> (zuletzt abgerufen am 24.07.2026).

63 Vgl. Verordnung (EU) 2023/1805 des Europäischen Parlaments und des Rates der EU vom 13.09.2023 über die Nutzung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Kraftstoffe im Seeverkehr und zur Änderung der Richtlinie 2009/16/EG.

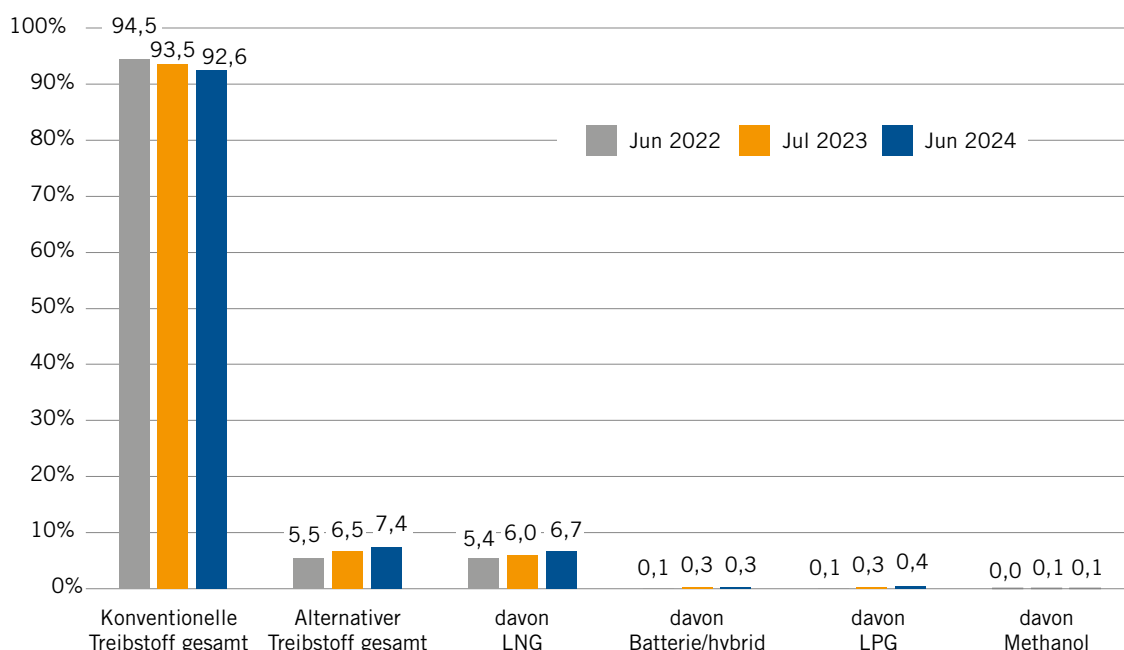
64 VLSFO steht für very low sulphur fuel oil und meint Schiffskraftstoff mit einem Schwefelgehalt von max. 0,5 %.

Die Zukunftsfrage: Welcher Kraftstoff setzt sich durch

Neben den technischen Ein- und Umbauten sowie anderen Maßnahmen auf den Schiffen geht es im Wesentlichen um die Frage, welcher Schiffstreibstoff zukünftig zum Einsatz kommen soll. Entscheidend ist sowohl die weltweite Verfügbarkeit als auch ein wettbewerbsfähiger Preis. Noch hat sich keine Treibstoffart als die optimale Lösung für alle Verwendungszwecke herausgestellt und es ist wahrscheinlich, dass es nicht den einen Kraftstoff der Zukunft geben wird, sondern dass mehrere Produkte sich im Markt behaupten werden.

Generell ist zu sagen, dass der Neubau von Schiffen günstiger ist als die Nachrüstung von bereits fahrenden Schiffen. Des Weiteren ist die typische Nutzungsdauer von ca. 25 Jahren zu berücksichtigen, d. h., es wird Jahrzehnte dauern, bis die gesamte Flotte erneuert ist. Da die Pflicht zur CO₂-Reduzierung jedoch schrittweise ansteigt, werden die Reeder ihre Flotte sukzessive erneuern und

Abbildung 2.17: Anteil der Treibstoffe in der weltweiten Schiffsflotte (Stand: Juni 2024)



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Statista Research Department (11/2025)

die Möglichkeit des Poolings nutzen.⁶⁵ Reedereien müssen sich daher für die ihrer Meinung nach jeweils beste Lösung entscheiden und können, nach aktuellem technischem Stand, aus folgenden Alternativen wählen:

- Biokraftstoffe (Biodiesel, Biomethanol, Biogas)
- LNG/LPG
- Wasserstoff
- Ammoniak
- Methanol
- Strom
- e-Fuels

Zumindest für eine Übergangszeit sind auch *Dual-Fuel-Lösungen* möglich, wie der Einsatz von Schweröl oder Marinedieselöl und LNG oder LPG im selben Motor. Werden die Anforderungen nach der Reduktion von Treibhausgasemissionen jedoch höher, wird die parallele Nutzung von konventionellen und alternativen Schiffskraftstoffen unrentabel.

Alternative Kraftstoffe: Chancen und Herausforderungen

Mit Blick auf die alternativen Schiffskraftstoffe ist Folgendes festzustellen:

1. Biokraftstoffe sind mittlerweile weit verbreitet und werden sowohl aus Pflanzenölen als auch aus Reststoffen wie Altspeiseölen hergestellt. Laut letzten Schätzungen der IEA liegt die globale Produktionsmenge bei ca. 160 Mio. t, somit ist ausreichend Menge verfügbar. Sie werden jedoch auch in anderen Sektoren – insb. dem Straßenverkehr – stark nachgefragt, um nationale bzw. multinationale Anforderungen zur Treibhausgasminde- rung zu erreichen. Ferner sind Biokraftstoffe in der Regel beinahe doppelt so teuer wie konventionelle Kraftstoffe.

2. LNG und LPG sind fossile Kraftstoffe, gelten jedoch im Vergleich zu allen anderen fossilen flüssigen Schiffskraftstoffen als klimaschonender. LNG hat sich in den letzten Jahren als die vielversprechendste Alternative entwickelt und kommt speziell bei Passagierschiffen zum Einsatz. Allerdings weniger als einzige Antriebsart, sondern zu- meist als *Dual-Fuel-Lösung* – also ein Motor, in dem so- wohl Schweröl als auch LNG zum Einsatz kommen kann. Je nach Marktlage und Verfügbarkeit gibt diese Lösung den Schiffsbetreibern die Option, das Schiff mit dem ei- nen oder dem anderen Kraftstoff fahren zu lassen.

⁶⁵ Pooling bedeutet, dass unterschiedlich angetriebene Schiffe zu einer Einheit gebündelt werden dürfen, um auf Basis dieser Einheit die Zielwerte der Emissionsreduzierung erfüllen zu können.

Der Umgang mit LNG erfordert aufgrund der extrem niedrigen Lagertemperatur von ca. -162 °C spezielle Sicherheitsvorkehrungen, hochwertige Isolierung und ge- schultes Personal. Mittlerweile ist es in rund 200 Häfen weltweit möglich, LNG als alternativen Schiffskraftstoff zu beziehen.⁶⁶ Im Jahr 2025 lag der Bedarf an LNG in der Schifffahrt bei ca. 2 Mio. t. Für 2030 werden nach aktu- ellen Hochrechnungen ca. 2.000 Schiffe mit einem LNG- Antrieb erwartet und der Bedarf könnte sich auf ca. 20 Mio. t verzehnfachen.⁶⁷

3. Wasserstoff (H₂) ist grundsätzlich als Basis für Schiffs- kraftstoffe möglich, aber er bringt technische, wirtschaft- liche und infrastrukturelle Herausforderungen mit sich. Er kann sowohl in Brennstoffzellen zur Erzeugung von Strom für Elektromotoren als auch in angepassten Ver- brennungsmotoren direkt eingesetzt werden. Wasserstoff hat jedoch eine sehr geringe Energiedichte und ist leicht entzündlich. Es kann entweder als komprimiertes Gas unter hohem Druck oder als flüssiger Wasserstoff bei sehr niedrigen Temperaturen gespeichert werden. Der Platzbedarf bleibt auch dann groß. Ferner sind die Kos- ten für die Kraftstoffinfrastruktur sowohl an Land als auch an Bord sehr hoch. Derzeit gibt es nur sehr wenige und kleine Bunkieranlagen für Wasserstoff in Häfen, da sie nur mit sehr hohem Investitionsaufwand aufgebaut wer- den können und die Nachfrage derzeit sehr niedrig ist. Deshalb setzen Reedereien eher auf H₂-Derivate wie Am- moniak oder Methanol.

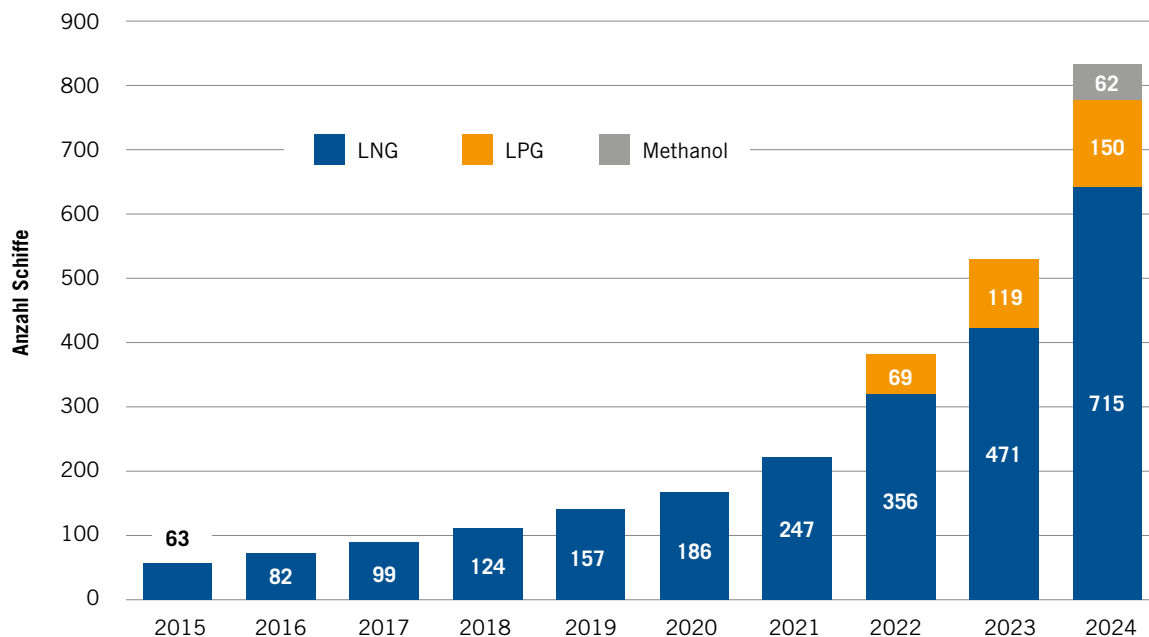
4. Ammoniak gilt als eine vielversprechende Alternative für die klimaneutrale Schifffahrt, ist jedoch technisch und sicherheitstechnisch anspruchsvoll und als Schiffskraft- stoff eher noch in der Entwicklungsphase.⁶⁸ Zu den Vor- teilen zählen: Es entsteht kein CO₂ bei der Verbrennung und aufgrund der höheren Energiedichte im Vergleich zu gasförmigem Wasserstoff ist es einfacher speicherbar. Da es in der Düngemittelindustrie eingesetzt wird, ist der Handel von Ammoniak heute schon weit verbreitet und es besteht in vielen Häfen eine grundsätzliche Infrastruk- tur. Rund 17-20 Mio. t Ammoniak werden derzeit pro Jahr auf dem Seeweg transportiert. Der Transport und die Lagerung erfolgen dabei tiefgekühlt, denn der Siede- punkt liegt bei -33,4 °C. Das macht höhere Investitionen erforderlich. Jedoch bedürfen die hochtoxischen Eigen-

⁶⁶ Vgl. Sea-LNG Ltd., Focus on practicality drives LNG pathway growth in 2024, 23.01.2025, abrufbar unter <https://sea-lng.org/2025/01/focus-on-practicality-drives-lng-pathway-growth-in-2024> (zuletzt ab- gerufen am 24.07.2026).

⁶⁷ Vgl. Energycomment.de, LNG als Kraftstoff im Seeverkehr: rasantes Wachstum mit begrenztem Klimanutzen, 3/2025.

⁶⁸ Vorausgesetzt, dass bei der Produktion Strom aus erneuerbaren Quellen eingesetzt wurde.

Abbildung 2.18: Anzahl der weltweit mit den Kraftstoffen LNG, LPG und Methanol betriebenen Schiffe in den Jahren 2015 bis 2024



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Statista Research Department

schaften von Ammoniak strenger Sicherheits- und Leckage-Kontrollen. Darüber hinaus durchläuft die Schiffsbesatzung aufgrund der komplexen Handhabung von Ammoniak eine Vielzahl von Schulungen, damit sich eine entsprechende Sicherheitskultur entwickelt. Beim Verbrennungsvorgang entsteht zwar kein CO₂, allerdings werden Stickoxide freigesetzt, die eine Abgasnachbehandlung nötig machen.⁶⁹

Im Gegensatz zu Schweröl oder Marinedieselöl besitzt Ammoniak nur eine geringe volumetrische Energiedichte, was mehr Tankraum an Bord eines Schiffes erfordert. Außerdem ist Ammoniak höchst korrosiv, wodurch die Anforderungen an alle genutzten Materialien steigen. Aktuell liegt die Produktionsmenge von Ammoniak als Kraftstoff bei ca. 1 Mio t. Schätzungen sagen voraus, dass diese Menge im Jahr 2030 ca. 14 Mio. t erreichen kann.⁷⁰

⁶⁹ Vgl. die SCR Technologie – Selective Catalytic Reduction.

⁷⁰ Vgl. DNV SE, Ammoniak zeigt deutliche Fortschritte als Schiffskraftstoff aber Hindernisse bestehen, abrufbar unter <https://t1p.de/rk90g> (zuletzt abgerufen am 24.07.2026).

5. Methanol ist als alternativer Schiffskraftstoff gut geeignet und wird heute bereits eingesetzt. Es gilt aktuell nicht nur als realistischer Übergangs-, sondern auch als Zukunftskraftstoff für die Schiffsindustrie. Methanol ist selbst bei Umgebungstemperatur flüssig und kann einfach gelagert und gehandhabt werden. Es ist nahezu kompatibel mit der heutigen Schiffstechnik, d.h., die bestehenden Dieselmotoren wären leicht umrüstbar und es sind nur geringe Maßnahmen bei der Anpassung der Infrastruktur in den Häfen notwendig. Bei der Verbrennung von Methanol werden nur geringe Feinstaub- und Rußemissionen und nahezu kein Schwefel freigesetzt.

Allerdings hat Methanol, ähnlich wie Ammoniak, eine geringere Energiedichte als fossile Kraftstoffe, weshalb deutlich größerer Tankraum an Bord eines Schiffes nötig ist. Bei der Verbrennung wird CO₂ freigesetzt, welches jedoch neutralisiert werden könnte, wenn es bei der Produktion von Bio- oder synthetischem Methanol vorher gebunden wurde. Zudem ist Methanol toxisch und leicht entzündlich, was strengere Sicherheitsvorschriften unabdingbar macht.

Noch wird Methanol überwiegend fossil hergestellt und die Verfügbarkeit von erneuerbarem (*grünem*) sowie blauem Methanol, das unter CO₂-Abscheidung und -Speicherung produziert wird, ist begrenzt. Die weltweite Produktion liegt bei ca. 2,2 Mio. t und damit weit unter der erwarteten Nachfrage von bis zu 60 Mio. t bis 2040.⁷¹ Derzeit sind 106 methanolbetriebene Schiffe in Betrieb, hauptsächlich als Dual Fuel-Motoren zusammen mit Biodiesel oder konventionellen Kraftstoffen. Weitere 344 Schiffe sind aktuell bis 2030 bestellt.⁷²

6. Strom im Einsatz auf rein elektrischen Schiffen wird bereits auf kurzen und planbaren Strecken eingesetzt. Das betrifft vor allem Fährbetriebe, Binnen- und Hafenverkehr, Schlepper und Serviceboote sowie vereinzelt planbare Kreuzfahrten. Die Reichweite ist durch die Batteriekapazität vorgegeben und eine Erhöhung bzw. Ausweitung kann nur zu Lasten der Frachtkapazität erreicht werden.

7. E-Fuels bzw. synthetische Kraftstoffe oder auch erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (*Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO*) bieten für die Schifffahrt große Vorteile, da die Schiffe mit ihren Motoren und der Tankinfrastruktur ohne große Anpassungen weiterverwendet werden können. Durch ihre hohe Energiedichte ähneln sie den konventionellen Schiffskraftstoffen, können problemlos bereits als *Drop-in* genutzt werden und sind ideal geeignet für lange Seereisen.⁷³

Hergestellt aus grünem oder blauem Wasserstoff und CO₂ aus der Luft, sind e-Fuels nahezu klimaneutral.⁷⁴ Aber e-Fuels sind teuer und energieintensiv in ihrer Produktion, so dass aktuell nur sehr begrenzte Mengen verfügbar sind. Ein Anreiz für die Nutzung ergibt sich aus der *Fuel EU Maritime Directive*: bis 2031 ist eine indikative Quote in Höhe von 1 % gesetzt, bis 2033 können die verwendeten RFNBO-Mengen doppelt angerechnet werden und ab 2034 ist eine verbindliche Quote in Höhe von 2 % vorgesehen.

71 Vgl. DNV SE, Methanol als Schiffskraftstoff: Weit fortgeschritten, aber weiterhin Hürden bei der Einführung, 01.12.2025, abrufbar unter <https://www.dnv.de/news/2025/dnv-bericht-methanol-als-schiffskraftstoff-weit-fortgeschritten-aber-weiterhin-huerden-bei-einfuehrung/> (zuletzt abgerufen am 24.07.2026).

72 Vgl. Ship & Bunker, Cosco boxship receives green Methanol from China's dual-fuel bunker vessel, 22.01.2026, abrufbar unter <https://shipandbunker.com/news/apac/976939-cosco-boxship-receives-green-methanol-from-chinas-dual-fuel-bunker-vessel> (zuletzt abgerufen am 24.07.2026).

73 Ein Drop-in-Kraftstoff ist ein Kraftstoff, der konventionelle Kraftstoffe ohne Anpassung der Motoren direkt ersetzen kann.

74 Mittels Verfahren wie bspw. Direct Air Capture.

Neue Anforderungen an Infrastruktur und Logistik

Unabhängig davon, welcher Kraftstoff sich als die beste Lösung herauskristallisiert, braucht es sowohl internationale bzw. regionale Handelsunternehmen, die diese Produkte in den gewünschten Häfen anbieten, als auch Logistikunternehmen wie bspw. Tanklager, die die Ware für den Kraftstoffverkäufer in den Häfen lagern und umschlagen können. Eine weitere elementare Voraussetzung für den Einsatz eines bestimmten Kraftstoffs ist die Freigabe der Motorenhersteller, um keine Gewährleistungsansprüche zu verlieren. Gerade bei großen Schiffen, die ihre festen Routen und Zeiten haben, ist die zeitnahe und lokale Versorgung von Schiffskraftstoffen von großer Relevanz. Jede Verzögerung oder auch Nichtverfügbarkeit führt in der Folge zu unkontrollierbaren Kettenreaktionen in der Schiffslogistik.

Die bereits beschriebenen neuen internationalen Verordnungen, aktuell mit der Verordnung über die Nutzung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Kraftstoffe im Seeverkehr innerhalb der EU und später auch weltweit durch verpflichtende Maßnahmen der IMO, zur Senkung der Treibhausgasemissionen in der Schifffahrt erfordern eine neue Aufmerksamkeit. Diese richtet sich auf unterschiedliche und parallel angebotene Produkte und deren Logistik. Je nach Region kann ein Produkt besser geeignet sein als ein anderes. Hierbei kommt es auf Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit an.

Die Anforderungen an die Anbieter von Schiffskraftstoffen sowie die dazugehörige Infrastruktur werden künftig deutlich steigen. Nötig ist vor allem ein breites Produktportfolio mit einer Reihe an verschiedenen Kraftstoffen mit unterschiedlichen Eigenschaften. Dabei ist ein enger und rechtzeitiger Austausch mit dem Tanklagerunternehmen als Logistikpartner unersetzlich. Sollte die Nachfrage nach speziellen Produkten wie Ammoniak oder Methanol wider Erwarten größer sein als prognostiziert, bedarf es für deren sicheres Handling einer langfristigen Planung sowie entsprechender Investitionen in die Tanklogistik und den Transport. Angesichts des erforderlichen Gesamtbedarfs an Schiffskraftstoffen und des Zeithorizonts bis 2050 gilt es nun, den Austausch zwischen den beteiligten Akteuren zügig zu intensivieren sowie Investitionen frühzeitig zu planen und konsequent umzusetzen. Nur so kann gewährleistet werden, dass alternative Schiffskraftstoffe rechtzeitig und flächendeckend in den Seehäfen bereitgestellt werden.

2.4 Small Modular Reactors als neues Konzept für Kernenergie

- **Small Modular Reactors (SMRs) versprechen kürzere Bauzeiten und modulare Skalierung, stehen aber noch vor technischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Herausforderungen.**
- **Sie sind eine mögliche Technologieoption für eine kontinuierliche, steuerbare und klimafreundliche Stromversorgung, müssen aber Sicherheitsfragen adressieren.**
- **Neben landgestützter Nutzung wird auch über eine Anwendung in der zivilen Schifffahrt und sogar im Weltall nachgedacht.**

Mit dem wachsenden Bedarf an klimaneutraler, zuverlässiger Energie gewinnen *Small Modular Reactors (SMRs)* – also kleine modulare Kernreaktoren mit einer groben Bandbreite von Leistungen zwischen 150 und 500 Megawatt elektrische Leistung (MWel) – zunehmend Aufmerksamkeit. Sie werden als möglicher Mittelweg zwischen klassischen Großkraftwerken und erneuerbaren, aber schwankungsanfälligen Energien wie Wind oder Sonne beschrieben. In einer Zeit, in der das Erreichen der Klimaziele, Netzstabilität und Energieversorgungssicherheit gleichermaßen wichtig sind, könnten SMRs daher im klimaneutralen Energiesystem der Zukunft eine Rolle spielen.

Bedarf aus Sicht der Befürworter

Für viele energetische Anwendungsfälle wird dauerhaft eine hochverfügbare Energieversorgung benötigt, wie z.B. für das Stromsystem, für die Grundstoffindustrie (Metalle, Baustoffe, Chemie) und Stahlindustrie, für die Wasserstoffherzeugung oder für den interkontinentalen Schiffsverkehr. Der Strombedarf von Rechenzentren zeigt bereits jetzt ein starkes Wachstum. SMRs sind dabei eine mögliche Option für die zuverlässige und klimafreundliche Bereitstellung von Strom oder Wärme. Im Stromsystem können SMRs eine ausgleichende Funktion zur volatilen Erzeugung aus Photovoltaik (PV) und Windenergie übernehmen, indem sie z.B. als Back-up-Kapazitäten fungieren oder durch die rotierenden Massen ihrer Generatoren das Netz stabilisieren. Damit könnten sie den Ausbau erneuerbarer Energieträger unterstützen.

➤ **SMRs werden als möglicher Bestandteil einer klimaneutralen, dezentralen und sicheren Stromversorgung diskutiert. Es sind jedoch noch wirtschaftliche Hürden zu nehmen und Fragen zur Sicherheit zu beantworten.**

Für Verbrauchszentren sind der relativ geringe Platzbedarf sowie die Skalierbarkeit durch die modulare Bauweise entscheidende Punkte. An den Standorten fossil be-

feuerter Kraftwerke könnten SMRs eine Nachnutzung bestehender Infrastruktur ermöglichen und sowohl den Strom- als auch einen etwaigen Wärmebedarf decken. Die NASA prüft darüber hinaus den Einsatz kleiner modularer Kernreaktoren als zuverlässige Energiequelle für zukünftige Mond- und Marsbasen sowie für Antriebssysteme im tiefen Weltraum.⁷⁵

Technik und Sicherheitsaspekte

SMRs sind Kernreaktoren mit geringerer thermischer Leistung als konventionelle Großkraftwerke. Ähnlich wie bei großen Kernreaktoren sind unterschiedliche technische Konzepte möglich. Sie werden als vorgefertigte Module in Fabriken hergestellt und am Einsatzort zusammengesetzt. Wie bei herkömmlichen Kernreaktoren wird mittels Kernspaltung Wärme erzeugt, die dann in Strom umgewandelt werden kann oder auch als Prozesswärme nutzbar ist.

Durch die serielle Fertigung in einer Fabrik, den Transport und die Endmontage am Einsatzort sollen die Bauzeit und die Komplexität von Bau und Montage reduziert werden. Zudem kann durch die Fertigung in Fabriken auch ein hohes Maß an Qualität erreicht werden, welches der Sicherheit im Betrieb der Anlagen zugutekommen soll. Die Sicherheitsbewertung von SMRs ist vielschichtig. Das im Auftrag des Bundesamts für die Sicherheit nuklearer Entsorgung (BASE) vom Öko-Institut erstellte Gutachten aus dem Jahr 2021 betont, dass SMRs zwar Sicherheitsvorteile (wie die Möglichkeit der passiven Kühlung sowie absolut gesehen geringere Mengen radioaktiven Materials je Modul) aufweisen können, jedoch keine grundsätzliche Eliminierung nuklearer Risiken bedeuten – und neue Risikoquellen (mehr Standorte, neuartige Technologien, Proliferation) hinzukommen können.⁷⁶

⁷⁵ Vgl. National Aeronautics Space Administration, Fission Surface Power, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.nasa.gov/exploration-systems-development-mission-directorate/fission-surface-power/> (zuletzt abgerufen am 31.07.2026).

⁷⁶ Vgl. Öko-Institut e.V., Sicherheitstechnische Analyse und Risikobewertung einer Anwendung von SMR-Konzepten, 10.03.2021, abrufbar unter <https://www.oeko.de/publikation/sicherheitstechnische-analyse-und-risikobewertung-einer-anwendung-von-smr-konzepten-small-modular-reactors> (zuletzt abgerufen am 27.07.2026).

Tabelle 2.1: Mögliche technische Konzepte von SMRs

	Druckwasser- reaktor	Siedewasser- reaktor	Schwerwasser- Reaktor	Gasgekühlter Reaktor	Flüssigsalz- reaktor
Kühlmittel ¹	Leichtwasser (H ₂ O)	Leichtwasser (H ₂ O)	Schwerwasser (D ₂ O) ²	Helium	Salzschmelze
Neutronen- moderator	Leichtwasser (H ₂ O)	Leichtwasser (H ₂ O)	Schwerwasser (D ₂ O)	Graphit	(verschiedene) ³
Spaltstoff	LEU/MOX ⁴	LEU/MOX ⁴	u.a. Natururan ⁵	U-233, U-235, Pu-2396	U-233, U-235, Pu-2396
Brutstoff	(-) ⁷	(-) ⁷	(-) ⁷	Th-232, U-238	Th-232, U-238
Reaktorkern	fest (Brennelement)	fest (Brennelement)	fest (Brennelement)	fest (Brennelement)	flüssig (Salzschmelze)
max. Kühlmittel- temperatur	ca. 320 °C	ca. 285 °C	ca. 310 °C	> 700 °C	> 700 °C

1 Medium für Wärmetransport im Primärkreislauf

2 In neueren Designs wird auch Leichtwasser (H₂O) als Kühlmittel eingesetzt, während als Moderator weiterhin Schwerwasser zum Einsatz kommt

3 Als Moderator können z.B. Graphit oder Beryllium-Oxid (BeO) eingesetzt werden; bei Designs mit schnellem Neutronenspektrum entfällt der Moderator

4 LEU: Low Enriched Uranium (schwach angereichertes Uran, <5 % U-235); MOX: Mischoxid-Brennelement aus der Wiederaufbereitung abgebrannter Brennstäbe (Mischung aus LEU und Plutonium)

5 Schwerwasser-Reaktoren sind in Bezug auf die Spaltstoffauswahl sehr flexibel; der Hauptvorteil liegt aber in der Nutzbarkeit von Natururan (z.B. im CANDU-Reaktor)

6 Jeweils in verschiedenen Mischungsverhältnissen mit nicht-spaltbaren Isotopen des gleichen Elements

7 Aus U-238 wird unvermeidlich Plutonium erbrütet, was jedoch kein Design-Ziel dieses Reaktortyps ist

Pu: Plutonium; U: Uran; Th: Thorium

Quelle: Internationale Atomenergie-Organisation (IAEA)

Viele neuartige Reaktorkonzepte, die ebenfalls als SMR ausgelegt werden können, setzen auf passive Kühlung. Im Falle eines Ausfalls aller aktiven Kühlsysteme soll der Reaktor durch natürliche Prozesse (z. B. Schwerkraft, Konvektion) weiterhin die durch Radioaktivität auch im ausgeschalteten Zustand freigesetzte Wärmeleistung sicher abführen können — idealerweise auch ohne Eingreifen von Bedienenden. Dadurch würde in Bezug auf Kernschmelzunfälle eine inhärente Sicherheit erreicht.

Ein kleinerer Kern und eine geringere Inventarmenge an radioaktivem Material senken potenzielle Freisetzungsrissen im Vergleich zu großen Reaktoren. Da SMRs kleiner ausgelegt sind, könnten die Sicherheits- und Evakuierungsradien geringer ausfallen – was potenziell auch den erforderlichen Abstand zu bestehenden Siedlungen verkleinern könnte. Der Umgang mit den radioaktiven Abfällen ist bei den SMRs ebenfalls zu lösen. Länder, die bereits Erfahrung damit haben, werden hier auf die bereits vorhandenen Lösungen zurückgreifen können.

Gleichzeitig entstehen jedoch neue Fragen im Vergleich zu herkömmlichen Kernreaktoren, bspw., ob die Konzentration vieler Module an einem Standort die Störfalldynamiken (insb. bei einer etwaigen Nähe zu Industrieanla-

gen) erhöhen und ob unterirdische Bauansätze einen Schutz gegen mögliche Anschläge bieten.

Wirtschaftlichkeit

Wirtschaftlich stehen SMRs vor zwei zentralen Herausforderungen: Kapital- und Herstellungskosten sowie die Entwicklung einer kosteneffizienten Serienproduktion. Studien zeigen, dass SMRs nur dann wettbewerbsfähig werden können, wenn Lernkurven, Serienfertigung und standardisierte Zulassungen greifen. Ohne Skaleneffekte bleiben die Stromgestehungskosten höher als bei etablierten Großreaktoren oder günstigen erneuerbaren Quellen. Die Wirtschaftlichkeit von SMRs ist bislang nicht belegt und hängt von zahlreichen standort- und designspezifischen Faktoren ab. Kritiker weisen darauf hin, dass Kernenergie historisch auf staatliche Subventionen und Haftungsbegrenzungen angewiesen war – und SMRs daran voraussichtlich nichts ändern werden.

Das modulare Konzept bietet aber auch wirtschaftliche Vorteile: Im Vergleich zu den herkömmlichen Kernreaktoren führen SMRs zu einem kleineren Finanzrisiko, da die Gesamtinvestition voraussichtlich kleiner ist. Die Kapazitätsplanung wird erleichtert, da auf einen wachsenden

Bedarf mit einem Zubau weiterer Module geantwortet werden kann. Zudem fallen bei SMRs im operativen Betrieb keine Treibhausgas (THG)-Emissionen an, so dass sich bei steigender finanzieller Belastung der THG-Emissionen – sei es durch einen Emissionshandel oder eine Steuer – ein wirtschaftlicher Vorteil gegenüber der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen ergibt.

Allerdings bestehen hier auch teils erhebliche wirtschaftliche Risiken und Unsicherheiten: Die Stromgestehungskosten von SMRs liegen Schätzungen zufolge oft über denen von günstigen erneuerbaren Quellen wie Wind oder PV, insb., wenn Skaleneffekte nicht erreicht werden. Zu beachten ist allerdings auch, dass sich hinsichtlich der Systemkosten ein anderes Bild ergeben kann, da SMRs gesicherte Leistung bereitstellen können. Da der Weg bis zur Serienfertigung noch weit ist, werden auf absehbare Zeit noch privat und/oder staatlich finanzierte Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten nötig sein.

Anwendungsfälle und Pilotprojekte

Weltweit gibt es eine Vielzahl von Pilotprojekten, Demonstrationsvorhaben und nationalen Programmen. Einige Länder treiben Serienprojekte voran, andere prüfen regulatorische Rahmenbedingungen oder fördern Forschung und Entwicklung. Viele Industriekonstrukteure und Energieunternehmen betonen die Absicht, SMRs in den kommenden Jahren in Betrieb zu nehmen, doch die tatsächliche Realisierung hängt von Genehmigungen, der Finanzierung und Lieferkettenreife ab. Es gibt mittlerweile mehr als 120 SMR-Designs in Entwicklung.⁷⁷

⁷⁷ Vgl. Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OSZE)/Nuclear Energy Agency, Small Modular Reactor (SMR) Dashboard 2025, ohne Datum, abrufbar unter https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_73678/nea-small-modular-reactor-smr-dashboard (zuletzt abgerufen am 27.07.2027).

Die Anzahl der tatsächlich im Bau befindlichen oder in Betrieb genommenen SMRs ist aktuell sehr gering. Das gilt auch für Staaten mit ambitionierten Plänen — viele Projekte sind noch im Genehmigungs- oder Planungsstadium. Die kanadische nukleare Aufsichtsbehörde hat im Mai 2025 die Baugenehmigung für den ersten SMR in Kanada für den Standort Darlington erteilt.⁷⁸ Die britische Regierung hat im November 2025 bekannt gegeben, dass auf der Insel Anglesey in Nordwales die ersten drei SMRs des Vereinigten Königreichs Großbritannien und Nordirland gebaut werden sollen. Erste Projekte wurden inzwischen auch eingestellt, z. B. das *NuScale*-Projekt in Utah Ende 2023 wegen zu hoher Kosten. In Russland sind seit 2020 zwei kleine modulare Reaktoren vom Typ KLT-40S, einer Variante von Schiffsreaktoren, in Betrieb. In China wurde Ende 2021 ein Demonstrationsprojekt mit einem innovativen Reaktortyp in Betrieb genommen, der mittels einer Gaskühlung im Vergleich zu herkömmlichen, wassergekühlten Reaktoren höhere Temperaturen und dadurch höhere Wirkungsgrade erreicht. Im Bau befindlich sind zwei weitere Reaktoren in Russland, einer in China und einer in den USA⁷⁹. In Polen und der Tschechischen Republik sind kommerzielle SMR-Projekte in der fortgeschrittenen Planung. Auch der schwedische Betreiber Vattenfall hat sich kürzlich für den Bau von SMRs anstelle von großen Leistungsreaktoren entschieden.

⁷⁸ Vgl. Government of Canada, Commission authorizes Ontario Power Generation Inc. to construct 1 BWRX-300 reactor at the Darlington New Nuclear Project site, 04.04.2026, abrufbar unter <https://www.canada.ca/en/nuclear-safety-commission/news/2025/04/commission-authorizes-ontario-power-generation-inc-to-construct-1-bwr-300-reactor-at-the-darlington-new-nuclear-project-site.html> (zuletzt abgerufen am 27.07.2026).

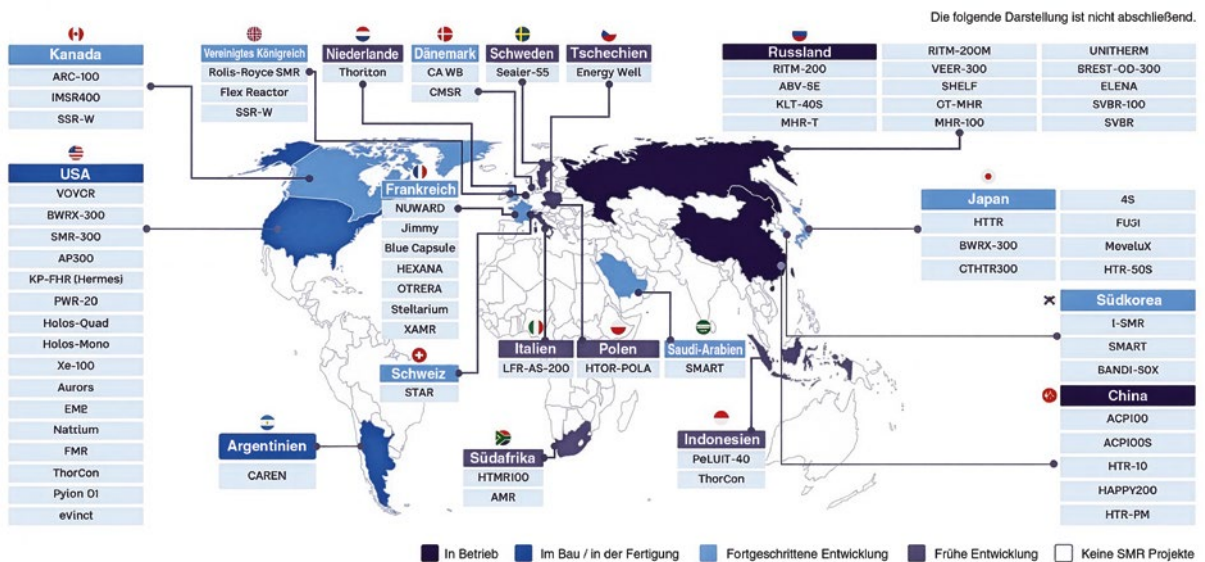
⁷⁹ Vgl. World Nuclear Association, Small Modular Reactor (SMR) Global Project Tracker, 12.06.2026, abrufbar unter <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-power-reactors/small-modular-reactors/small-modular-reactor-smr-global-tracker> SMR Global Project Tracker der World Nuclear Association (zuletzt abgerufen am 27.07.2026).

Tabelle 2.2: Vergleich der Stromgestehungskosten unterschiedlicher Technologien

Technologie	Erzeugungsprofil	Stromgestehungskosten in Megawattstunden (MWh)	Bemerkung
SMR	Konstant	100 – 200 USD/MWh	Schätzungen, hohe Unsicherheit
Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk	Konstant	60 – 90 USD/MWh	Etabliert, ohne CO ₂ -Kosten
Photovoltaik	Fluktuierend	35 – 55 USD/MWh	Etabliert
Onshore-Wind	Fluktuierend	30 – 60 USD/MWh	Etabliert
Offshore-Wind	Fluktuierend	60 – 100 USD/MWh	Zunehmend wettbewerbsfähig

Quelle: IAEA; IRENA

Abbildung 2.19: Eine Übersicht zu SMR-Projekten weltweit



Quelle: Arthur D. Little, IAEA, 2025

➤ **Weltweit erfahren SMRs zunehmend Aufmerksamkeit, sowohl in staatlichen als auch privaten Projekten. Demonstrationsprojekte werden erste Antworten vor allem zu technischen Fragen liefern.**

Einige neue SMR-Initiativen sind jedoch konkret. So wollen Staaten und Firmen SMRs z. B. als Ersatz für alternde fossile Kraftwerke oder zur Versorgung abgelegener Regionen nutzen. Der zunehmende private und industrielle Anteil an der SMR-Entwicklung signalisiert das wachsende wirtschaftliche Interesse – nicht mehr nur Regierungen, sondern auch Unternehmen sehen SMRs als Teil der künftigen Energieinfrastruktur. Neben etablierten Firmen wie Westinghouse, GE-Hitachi Vernova, Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP) oder Rolls Royce SMR, sind auch Neugründungen wie TerraPower, NuScale Power oder Copenhagen Atomics aktiv.

Fazit

SMRs werden als potenziell wirtschaftliche Ergänzung der globalen Energieinfrastruktur diskutiert — insb. als Brücke zwischen konventionellen Grundlastkraftwerken und erneuerbaren, dezentralen Energielösungen. Ihre modulare Bauweise, niedrigeren Einstiegskosten im Vergleich zu den Kernkraftwerken der bisherigen Leistungsklasse, geringere Standortanforderungen und flexible Einsatzmöglichkeiten führen dazu, dass sie für verschiedene Anwendungen in Betracht gezogen werden: von der dezentralen Stromversorgung über Industrieprozesse bis zur Fernwärme oder Wasserstoffproduktion. Gleichwohl sind SMRs keine Wunderlösung: Ihre breite gesellschaftliche Akzeptanz und wirtschaftliche Nutzung hängen von politischen Rahmenbedingungen, belastbarer Regulierung, vor allem bzgl. der Sicherheit, funktionierenden Lieferketten, weiterem technologischem Fortschritt und wirtschaftlicher Skalierung ab. Ob SMRs tatsächlich eine tragende Säule der künftigen Energieversorgung werden, hängt wesentlich davon ab, ob sie ihre Versprechen in der Realität halten können. Das wird in den nächsten Jahren anhand von technischen Demonstrationsprojekten überprüft.

Energie in der Europäischen Union

- 3.1 Zahlen & Fakten
- 3.2 Aktuelle Vorhaben der EU-Kommission
- 3.3 Sektorenübergreifende Flexibilität für die Energiewende



3.1 Zahlen und Fakten

- **Trotz einer moderaten Zunahme der Wirtschaftsleistung um 1,5 % kam es im Jahr 2025 zu keinem Anstieg des Gesamtenergieverbrauchs in der Europäischen Union (EU).**
- **Die EU27 deckte 57 % ihres Energiebedarfs durch Importe.**
- **Die erneuerbaren Energien stellten mit einem Anteil von 21,3 % im Jahr 2025 weiterhin die dritt wichtigste Primärenergiequelle der EU dar. Ihr Anteil an der Gesamtstromerzeugung lag im Jahr 2025 bei 47 %.**

Rahmenbedingungen und wirtschaftliche Entwicklung

Zum Jahresbeginn 2025 verzeichnete die Europäische Union (EU) mit einer Einwohnerzahl von 450,4 Mio. das vierte Jahr in Folge eine Zunahme der Bevölkerung.¹ Ihr Anteil an der Weltbevölkerung blieb jedoch unverändert bei 5,5 %. Bereits seit 2012 gleicht die Zuwanderung die Differenz zwischen Sterbe- und Geburtenrate innerhalb der EU aus.² Nach dem nahezu vollständigen Ausbleiben des Wirtschaftswachstums im dritten Quartal 2023 sowie ersten Zinssenkungen der Europäischen Zentralbank wurde der Hauptrefinanzierungssatz, häufig auch als Leitzins bezeichnet, 2025 weiter auf 2,15 % gesenkt.³ Die Wachstumsrate des Bruttoinlandsprodukts (BIP) blieb damit auf dem Niveau des Vorjahresendes (Q1: + 1,7 %, Q2: + 1,7 %, Q3: + 1,6 %, Q4: + 1,4 %).⁴ Das BIP der EU27 belief sich damit im Jahr 2025 auf 18,81 Bio. €. ⁵ Trotz des Anstiegs der Wirtschaftsleistung um 1,5 % ⁶ wurde ein Rückgang des Gesamtenergieverbrauchs um 0,1 % auf 52,1 Exajoule (EJ) entsprechend

1.777 Mio. Tonnen Steinkohleinheiten (Mio. t SKE) verzeichnet.⁷ Die Erwerbstätigkeit stieg gegenüber dem Vorjahr um 0,5 %.⁸ Die bereits 2024 auf 2,6 % gesunkene Inflationsrate verringerte sich im Jahr 2025 weiter auf 2,3 %.⁹

Hohe Abhängigkeit von Energieimporten

Angesichts begrenzter eigener Energievorkommen sind die Mitgliedstaaten der EU auf den Import von Energieträgern angewiesen. Laut Eurostat, dem Statistischen Amt der EU, belief sich die Importabhängigkeit der EU27 bei Energieträgern im Jahr 2024 auf 57 % und lag damit einen Prozentpunkt unter dem Vorjahreswert. Unter den drei größten Volkswirtschaften der EU wies Italien mit knapp 74 % die höchste Importquote auf, gefolgt von Deutschland mit knapp 67 %. Europas zweitgrößte Volkswirtschaft, Frankreich, deckte im genannten Jahr knapp 42 % des Energiebedarfs durch Importe.¹⁰

Die EU ist bei der Deckung des Energiebedarfs zu mehr als der Hälfte auf Importe aus Drittländern angewiesen.

Im Jahr 2025 wurden Steinkohle, Öl und Erdgas im Wert von 303 Mrd. € in die EU27 eingeführt. Mit 243,1 Mrd. € entfielen auf die zehn größten Lieferanten 80 % des gesamten Einfuhrwertes:

- 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, EU population increases for the 4th consecutive year, 11.07.2025, abrufbar unter <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20250711-1> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026) und vgl. Statista, Weltbevölkerung von 1950 bis 2025, 19.11.2025, abrufbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1716/umfrage/entwicklung-der-weltbevölkerung/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).
- 3 Vgl. Statista, Entwicklung des Zinssatzes der Europäischen Zentralbank für das Hauptrefinanzierungsgeschäft und für die Einlagefazilität in den Jahren von 1999 bis 2025, September 2025, abrufbar unter https://t1p.de/is1a2_ (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).
- 4 Vgl. Eurostat, GDP up by 0.3 % in both the euro area and the EU, 30.01.2026, abrufbar unter <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-euro-indicators/w/2-30012026-ap> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).
- 5 Vgl. Statista, Europäische Union & Eurozone: Bruttoinlandsprodukt (BIP) in jeweiligen Preisen von 2009 bis 2025, 04.05.2026, abrufbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/222901/umfrage/bruttoinlandsprodukt-bip-in-der-europaeischen-union-eu/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).
- 6 Vgl. Statista, Europäische Union: Wachstum des realen Bruttoinlandsprodukts (BIP) in den Mitgliedstaaten im Jahr 2025, 07.05.2026, abrufbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/250161/umfrage/wachstum-des-bruttoinlandsprodukts-bip-in-den-eu-laendern/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026), sowie Eurostat, EU's gross domestic product up by 1.5 % in 2025, 06.03.2026, abrufbar unter <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20260306-3> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).

- 7 Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), Global Energy Review Dataset, April 2026, abrufbar unter <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-review-dataset> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).
- 8 Vgl. Eurostat, BIP im Euroraum um 0,3 % und Erwerbstätigkeit um 0,2 % gestiegen, 12.02.2026, abrufbar unter <https://t1p.de/c4bt3> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).
- 9 Vgl. Europäische Kommission, Spring 2025 Economic Forecast: Moderate growth amid global economic uncertainty, 19.05.2025, abrufbar unter <https://t1p.de/ub089> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).
- 10 Vgl. Eurostat, Abhängigkeit von Energieimporten, 21.04.2026, abrufbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_id/default/table?lang=de (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).

1. USA: 59.140 Mio. €
2. Norwegen: 40.360 Mio. €
3. Kasachstan: 27.967 Mio. €
4. Algerien: 21.399 Mio. €
5. Libyen: 19.541 Mio. €
6. Russland: 17.287 Mio. €
7. Vereinigtes Königreich Großbritannien und Nordirland: 15.463 Mio. €
8. Nigeria: 14.815 Mio. €
9. Saudi-Arabien: 13.835 Mio. €
10. Aserbaidshan: 13.297 Mio. €

Den größten Teil des gesamten Einfuhrwertes machte Öl mit 212,7 Mrd. € aus. Erdgas wurde im Jahr 2025 im Wert von 82 Mrd. € in die EU importiert. Die Bezüge an Steinkohle aus Drittländern beliefen sich auf 8,3 Mrd. €. Die Energiebezüge der EU aus den USA in Höhe von 59,1 Mrd. € verteilten sich mit 32,1 Mrd. € auf Öl, mit 24,4 Mrd. € auf verflüssigtes Erdgas (*Liquefied Natural Gas, LNG*) und mit 2,6 Mrd. € auf Steinkohle.

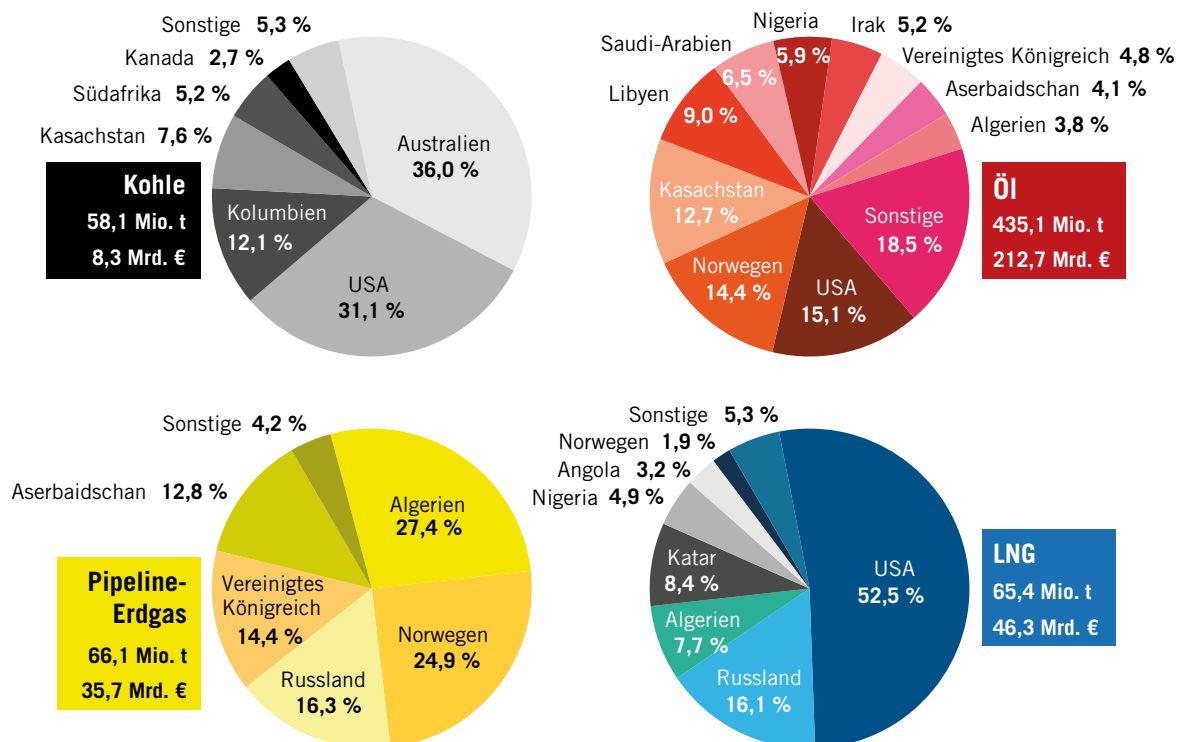
Aus Russland hat die EU im Jahr 2025 noch Energierohstoffe im Wert von 17,3 Mrd. € bezogen.

Davon entfielen 13,2 Mrd. € auf Erdgas – darunter 7,4 Mrd. € als LNG und 5,8 Mrd. € per Pipeline importiert. Der Wert der Öllieferungen aus Russland belief sich im Jahr 2025 auf 4,0 Mrd. €. Damit war Russland im Jahr 2025 mit 5,7 % an den gesamten Energiebezügen der EU27 aus Drittländern beteiligt.

Die EU hat sich im Dezember 2025 auf ein dauerhaftes Verbot des Imports russischen Erdgases bis Ende 2027 geeinigt. Ungarn und die Slowakei planen jedoch, dieses mit Verweis auf ihre Energiesicherheit vor dem Europäischen Gerichtshof anzufechten.¹¹ Um die wegfallenden

11 Vgl. Tagesschau.de, EU will ab Ende 2027 auf russisches Gas verzichten, 03.12.2025, abrufbar unter <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/energie/eu-gas-verzicht-russland-100.html> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).

Abbildung 3.1: Wert der Importe der EU27 von Kohle, Öl und Erdgas im Jahr 2025 nach Herkunftsländern



Anteile gemessen am Handelswert (*share of trade in value*)

Quelle: Prof. Dr. Schiffer, Hans-Wilhelm, Datenbasis: Eurostat, April 2026

Importe aus Russland vollständig zu ersetzen, beschloss die EU zusammen mit den USA im Juli 2025 ein Handelsabkommen mit einem erwarteten Volumen von rund 700 Mrd. €. Bis Ende 2028 sollen neben erhöhten Importen von LNG, Öl und Kernbrennstoffen auch die Abnahme von Spitzentechnologien ausgeweitet und Investitionen ermöglicht werden. Der Anteil des aus den USA bezogenen LNG ist 2025 im Vergleich zum Vorjahr um 7 Prozentpunkte auf über 52 % gestiegen.

Trotz des Ukrainekriegs deckte die EU 2024 28 % ihres Bedarfs an seltenen Erden mit Importen aus Russland.¹²

Abhängigkeiten bei kritischen Rohstoffen

Auch wenn die Energiewende die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen durch den Ausbau erneuerbarer Energien (EE) verringern kann, entstehen neue Abhängigkeiten von für die Produktion von Anlagen relevanten Rohstoffen. Diese Rohstoffabhängigkeiten sind zwar nicht an die direkte Bereitstellung der Energie geknüpft, können aber das Ausbautempo beeinflussen. Zu den 17 von der EU als strategisch kritisch eingestuften Rohstoffen zählen die seltenen Erden.¹³ Neodym gehört dieser Gruppe an. Dieses ist notwendig für die Herstellung von getriebelosen Windkraftanlagen¹⁴ und wurde zusammen mit Praseodym und Samarium in der EU im Jahr 2024 zu 97,7 % aus China bezogen. Insgesamt trug China 2024 zu 46 % der Importe seltener Erden in die EU bei.

Trotz des Ukrainekriegs deckte die EU 2024 28 % ihres Bedarfs an seltenen Erden mit Importen aus Russland, gefolgt von Importen aus Malaysia in Höhe von 20 %.¹⁵ Mit dem European Critical Raw Materials Act hat es sich

die EU zum Ziel gesetzt, den Bedarf der als kritisch eingestuften 34 Rohstoffe bis 2030 zu max. 65 % durch den Import aus einem einzelnen Drittstaat zu decken. Erreicht werden soll dies durch die erhöhte Gewinnung innerhalb der EU im Umfang von 10 %, einer Recyclingquote von 25 % und einer Verarbeitung innerhalb der EU in Höhe von 40 % des jährlichen Verbrauchs.¹⁶ Im Rahmen des Aktionsplans REsourceEU sollen im Jahr 2026 bis zu 3 Mrd. € für die kurzfristige Erschließung alternativer Versorgungsquellen bereitgestellt werden.

Finanziell unterstützt werden bereits vorrangige Projekte wie die für die Batterieproduktion notwendige Förderung von Lithium im deutschen Teil des Oberrheingrabens.¹⁷ Die Initiativen der EU betreffen auch die übrigen für die Energiewende als bedeutend eingestuften Rohstoffe¹⁸ Graphit, Mangan, Kobalt, Kupfer und Nickel, bei denen neben der Förderung teilweise auch die Verarbeitung in Drittstaaten erfolgt.¹⁹ Auch das im März 2026 geschlossene Freihandelsabkommen mit Australien soll die Sicherheit der Versorgung mit kritischen Rohstoffen erhöhen.²⁰

Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern

Nach Angaben der Internationalen Energieagentur (IEA) belief sich der Primärenergieverbrauch der EU im Jahr 2025 auf 52,1 EJ entsprechend 1.777 Mio. t SKE. Er lag damit 0,1 % unter dem Vorjahreswert. Mit 33,8 % machte Erdöl den größten Anteil am Primärenergiebedarf aus, gefolgt von Erdgas mit 22,7 %.

12 Vgl. Eurostat, Ein Großteil der importierten Seltenen Erden kamen 2024 aus China, 23.04.2025, abrufbar unter https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2025/04/PD25_N019_51.html (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).

13 Vgl. Europäischer Rat, Verordnung zu kritischen Rohstoffen, 27.04.2026, abrufbar unter <https://www.consilium.europa.eu/de/infographics/critical-raw-materials/#0> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).

14 Vgl. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Energiewende: Abhängig vom Stoff, 03.07.2023, abrufbar unter <https://www.bdew.de/online-magazin-zweitausend50/markt/energie-wende-abhaengig-vom-stoff/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).

15 Vgl. Eurostat, Ein Großteil der importierten Seltenen Erden kamen 2024 aus China, 23.04.2025, abrufbar unter https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2025/04/PD25_N019_51.html (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).

16 Vgl. Europäischer Rat, Verordnung zu kritischen Rohstoffen, 27.04.2026, abrufbar unter <https://www.consilium.europa.eu/de/infographics/critical-raw-materials/#0> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).

17 Vgl. Europäische Kommission, Kommission nimmt REsourceEU-Aktionsplan an, 03.12.2025, abrufbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_25_2891 (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).

18 Vgl. IEA, Designing an effective strategic stockpiling system for critical minerals, 27.01.2026, abrufbar unter <https://www.iea.org/commentaries/designing-an-effective-strategic-stockpiling-system-for-critical-minerals> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026), sowie IRENA, Geopolitische Faktoren der Energiewende: Kritische Rohstoffe, Abu Dhabi 2024, S. 32.

19 Vgl. Europäische Kommission, Raw Materials Profiles – Cobalt, ohne Datum, abrufbar unter <https://rmis.jrc.ec.europa.eu/rmp/Cobalt> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).

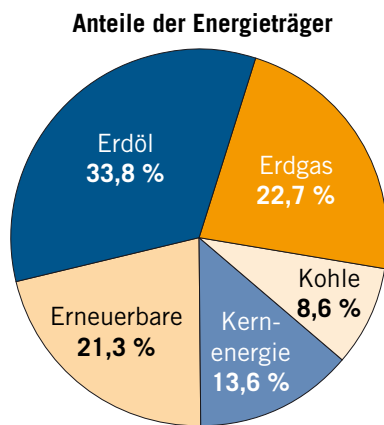
20 Vgl. Europäische Kommission, Factsheet – EU-Australia Free Trade Agreement, abrufbar unter https://policy.trade.ec.europa.eu/eu-trade-relationships-country-and-region/countries-and-regions/australia/eu-australia-agreement/factsheet-eu-australia-free-trade-agreement-enhancing-trade-and-investment-critical-raw-materials_en (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).

Die Erneuerbaren stellten mit einem leicht erhöhten Anteil von 21,3 % im Jahr 2025 weiterhin die drittgrößte Energiequelle der EU dar. Der Anteil der Kernkraft blieb – nach einem im Jahr 2024 noch verzeichneten Anstieg – mit 13,6 % praktisch konstant. Der Beitrag der Kohle am Primärenergiebedarf betrug 8,6 %.

Der Rückgang des Einsatzes von Kohle als Energieträger in der EU setzte sich im Vergleich zum Vorjahr zwar fort,

blieb mit einem Minus von 5 % jedoch hinter den stärkeren Rückgängen der Vorjahre von bis zu 23 % im Jahr 2023 und 11 % im Jahr 2024 zurück. Als Grund für die Verlangsamung des Rückgangs wird eine geringere Stromerzeugung aus Wasser- und Windkraft aufgrund eines geringeren Windaufkommens sowie anhaltender Trockenheit in vielen Regionen Europas in der ersten Jahreshälfte genannt. Die dadurch ebenfalls erhöhte Gasverstromung führte, zusammen mit höheren

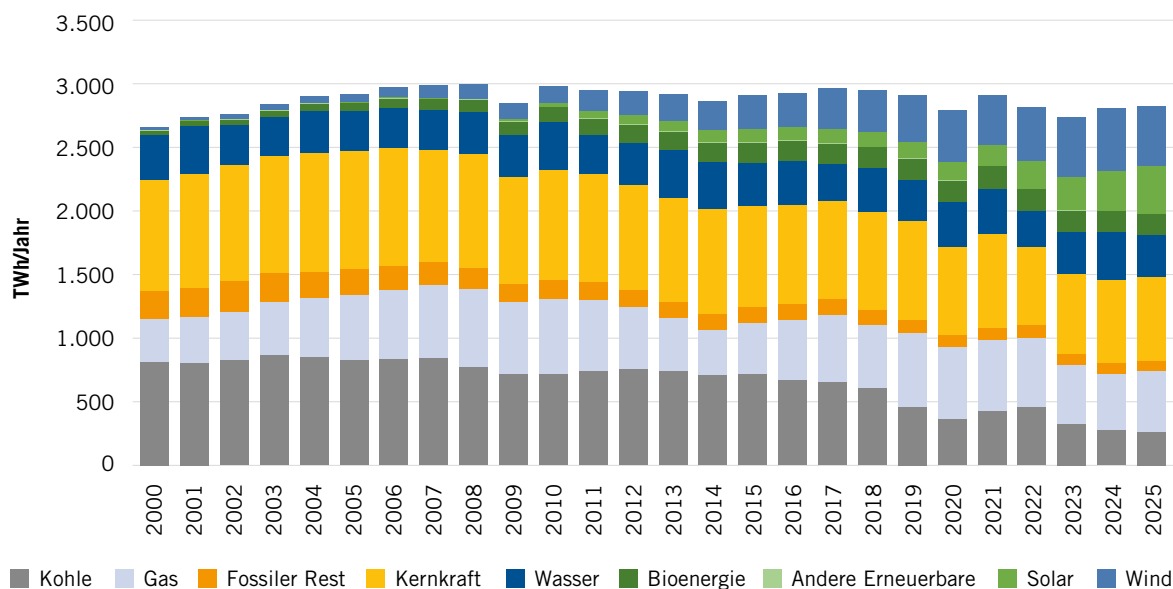
Abbildung 3.2: Primärenergieverbrauch der EU27 nach Energieträgern im Jahr 2025



Energieträger	EJ	Veränderungsrate 2025/2024
Erneuerbare	11,1	+ 0,9 %
Kernenergie	7,1	+ 0,1 %
Erdgas	11,8	+ 2,9 %
Erdöl	17,6	- 1,5 %
Kohle	4,5	- 5,0 %
Insgesamt	52,1	- 0,1 %

Quelle: IEA, Global Energy Review 2026

Abbildung 3.3: Stromerzeugung in der EU nach Energieträgern



Quelle: Ember Electricity Data Explorer

Gasverbräuchen in Wohngebäuden im ersten Quartal 2025 infolge niedrigerer Temperaturen, zu einem Anstieg des Primärenergieeinsatzes von Gas um 2,9 %.²¹

➤ **2025 wurde bereits zum zweiten Mal in Folge mehr Strom aus Solar- und Windkraft als aus der Kohle- und Gasverstromung gewonnen.**

Stromerzeugung nach Energieträgern

Im Jahr 2025 wurden in der EU knapp 2.800 Terawattstunden (TWh) Strom erzeugt. Bereits zum zweiten Mal in Folge wurde mehr Elektrizität aus Solar- und Windkraft gewonnen als durch Kohle und Erdgas. Reduzierte Beiträge aus Wind- und Wasserkraft wurden durch die wachsende Solarstromerzeugung kompensiert. Der Anteil des Stroms aus Erneuerbaren an der Gesamtstromerzeugung konnte auf dem Vorjahreswert von 47 % gehalten werden. Der Anteil des aus Sonnenenergie gewonnenen Stroms wuchs 2025 das vierte Jahr in Folge um mehr als 20 % und überstieg mit einem Anteil an der Gesamtstromerzeugung von 13 % den Beitrag der Wasserkraft von 12 %.

21 Vgl. IEA, Global Energy Review 2026, 20.04.2026, abrufbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ade8ff08-3401-4e0b-9b3b-e8f3988d238e/GlobalEnergyReview2026.pdf> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).

Unter den Erneuerbaren hatte nur die Windkraft mit 17 % einen höheren Anteil an der Gesamtstromerzeugung. Den größten Anteil hatte die Kernkraft mit 23 %, gefolgt von der Gasverstromung mit knapp 17 % und Strom aus Kohle mit 9 %. Die Kohleverstromung erreichte damit einen neuen Tiefstand. Die Verstromung von Gas dagegen stieg, u.a. zur Kompensation der Einbußen in der Wasserkraft aufgrund reduzierter Niederschlagsmengen, im Vergleich zum Vorjahr um 8 %. Ergebnis war ein Anstieg der Gasimportkosten des EU-Stromsektors um 16 % auf 32 Mrd. €. In 21 Ländern der EU führte verstärkte Gasverstromung zu Preisspitzen und letztlich zu einem Anstieg der jährlichen Großhandelspreise.²²

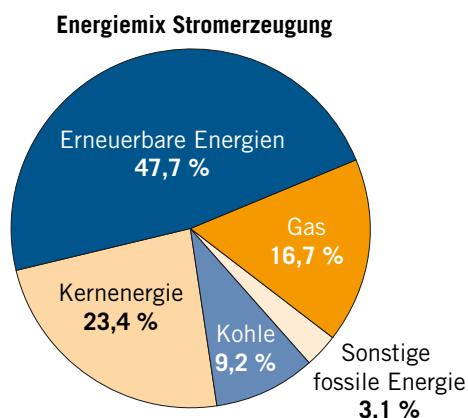
➤ **Die konstant wachsende Solarstromerzeugung konnte Einbußen der Wasser- und Windkraft des Jahresbeginns kompensieren.**

Kernenergie

Kaum Veränderung gab es beim Anteil der Kernkraft an der EU-weiten Stromerzeugung, der sich 2025 auf

22 Vgl. Ember, European Electricity Review 2026, 22.01.2026, abrufbar unter <https://ember-energy.org/latest-insights/european-electricity-review-2026/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026) sowie Ember Data Explorer, abrufbar unter <https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).

Abbildung 3.4: Stromerzeugung der EU27 nach Energieträgern im Jahr 2025



Energiequelle	TWh
Solar	369
Wind	473
Wasser	327
Bioenergie	156
Sonstige Erneuerbare	7
Erneuerbare gesamt	1.331
Kernenergie	652
Kohle	257
Gas	466
Sonstige fossile Energie	86
Insgesamt	2.792
Netto-Importe	- 22
Stromverbrauch	2.770

Quelle: Ember, European Electricity Review 2026

23,4 % belief (2024: 23,5 %). In 12 Ländern der EU27 war die Kernkraft 2025 ein fester Bestandteil der Stromerzeugung. Abgesehen von üblichen Schwankungen in den länderspezifischen Anteilen der Kernenergie sank der Anteil des Atomstroms in Belgien vom Vorjahreswert von 41 % auf 33 % im Jahr 2025.²³ Nach bereits erfolgten Abschaltungen in den Jahren 2022 und 2023 gingen in Belgien 2025 drei weitere Blöcke nach Laufzeiten von 50 Jahren vom Netz. Noch 2021 trug die Kernenergie in Belgien mit 50 TWh zur Stromerzeugung bei – das Doppelte der Strommenge von 2025. Belgien kehrte sich im Mai 2025 vom Atomausstieg ab. Mit dem Projekt *Aurora* startete der Premierminister 2026 die konkrete Planung

für neue Kernkraftkapazitäten.²⁴ Während Spanien an seinem Atomausstieg bis 2035 festhält, planen mit Ausnahme Finnlands alle EU-Länder, die derzeit Kernkraft zur Stromerzeugung nutzen, einen Ausbau ihrer Kapazitäten oder haben bereits mit dem Bau neuer Reaktoren begonnen.²⁵ Polen hat angesichts des Anteils der Kohleverstromung an der Gesamtstromerzeugung von über 50 % den Einstieg in die Nutzung der Kernenergie beschlossen.²⁶

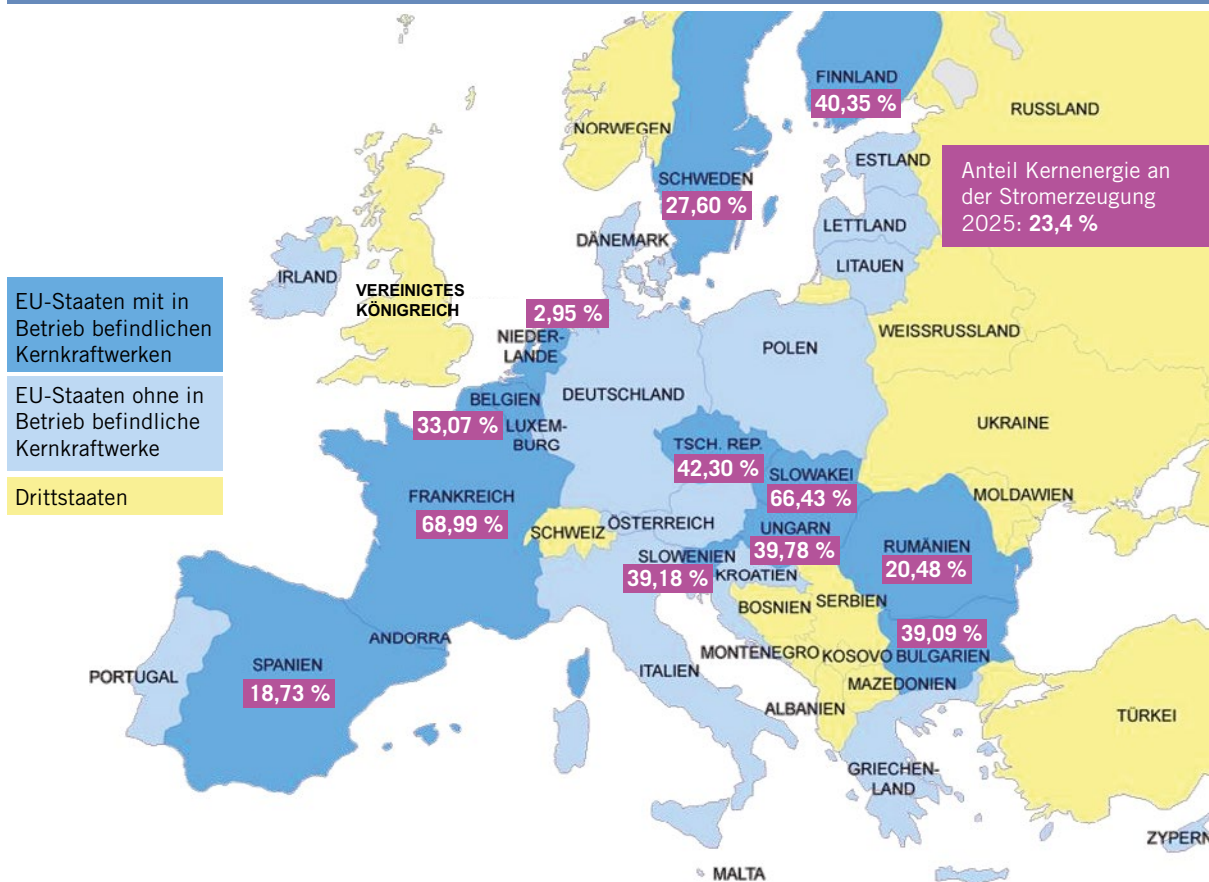
23 Vgl. Ember Data Explorer, ohne Datum, abrufbar unter <https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).

24 Vgl. Keinberger, J., Belgien soll wieder Atomstaat werden, in Süddeutsche Zeitung vom 7. Mai 2026.

25 Vgl. World Nuclear Association, Country Profiles, ohne Datum, abrufbar unter <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).

26 Vgl. Ember Data Explorer, ohne Datum, abrufbar unter <https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026), Tagesschau.de, Belgien macht Atomausstieg rückgängig, 16.05.2025, abrufbar unter <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/energie/belgien-atomausstieg-rueckgaengig-100.html> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).

Abbildung 3.5: Anteile der Kernenergie an der Stromerzeugung der EU-Staaten



Quelle: Ember, European Electricity Review 2026

Erneuerbare Energien

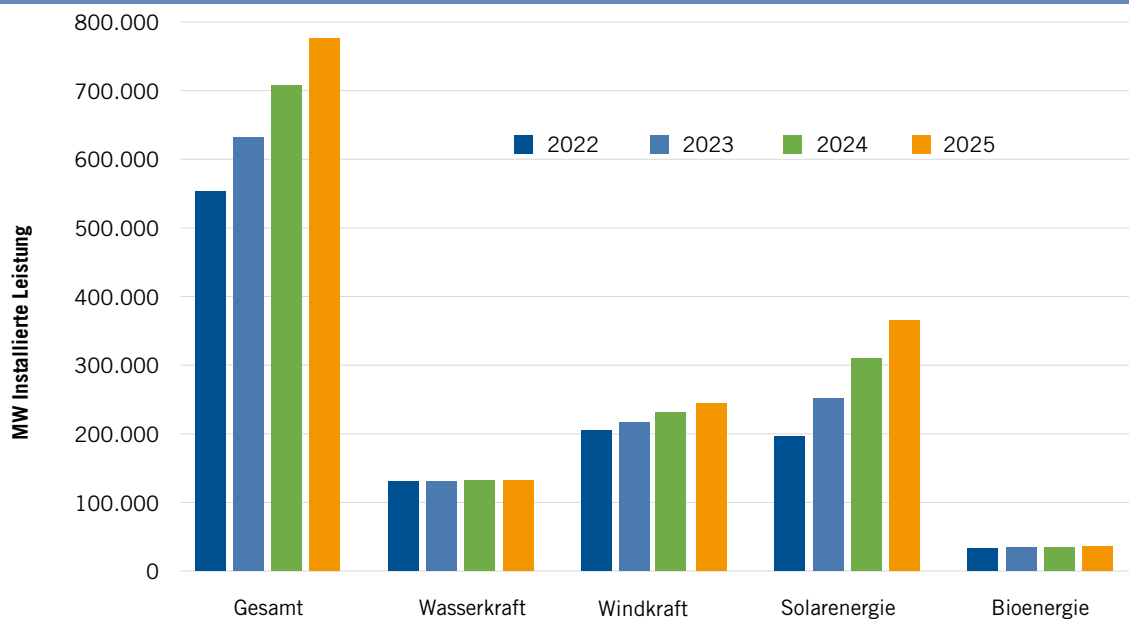
Laut Angaben der Internationalen Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA) wiesen die in der EU27 installierten EE-Anlagen Ende des Jahres 2025 eine Gesamtleistung von 779 Gigawatt (GW) auf. Damit stieg die installierte Leistung gegenüber dem Vorjahreswert von 709 GW um knapp 9,8 %. Die Wachstumsrate hatte 2023 noch 12,5 % und 2024 11,6 % betragen. Bei den im Jahr 2025 am stärksten ausgebauten Technologien handelte es sich mit einem Zubau von 56,3 GW um Anlagen zur Nutzung der Solarenergie, gefolgt von Windkraftanlagen mit einem Zubau von 12,3 GW.

Der größte Ausbau von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien erfolgte im Umfang von 20,4 GW in Deutschland, gefolgt von Spanien mit 10,1 GW und Frankreich mit 7,2 GW. In Italien umfasste der Zubau 6,4 GW und in Polen 4,2 GW. Mit Ausnahme der in Deutschland neu in Betrieb genommenen Onshore-Windkraftanlagen mit einer Leistung von 4,6 GW entfielen die in den genannten Ländern neu installierten Kapazitäten nahezu ausschließlich auf Solarenergieanlagen.²⁷

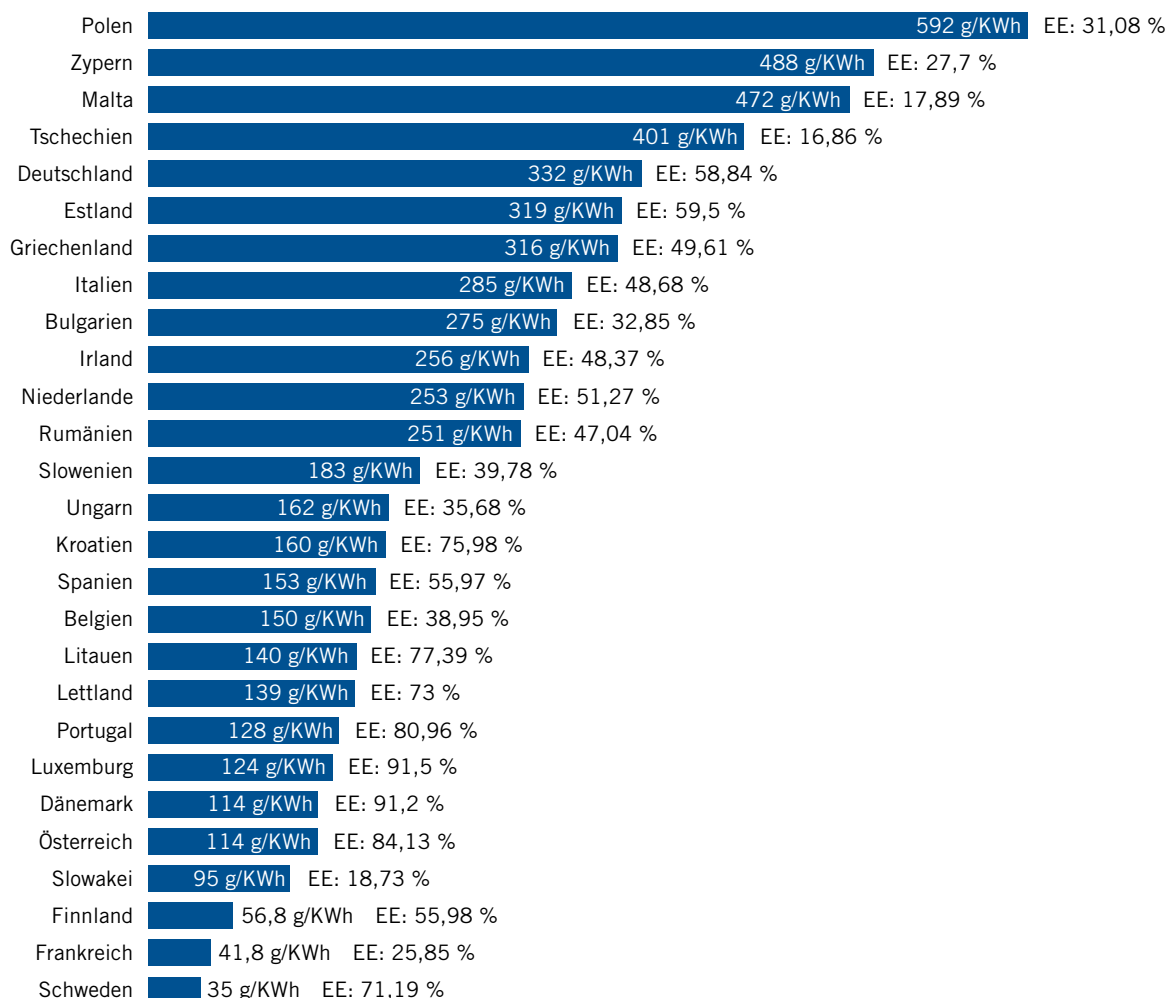
27 Vgl. IRENA, Renewable Capacity Statistics 2026, 2026, abrufbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2026/Mar/IRENA_DAT_RE_capacity_statistics_2026.pdf (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).

In der EU trugen 2025 die Erneuerbaren mit 47 % erneut am stärksten zur Bereitstellung des Stroms bei. Mit 91 % hatte Dänemark den größten Anteil erneuerbar gewonnenen Stroms, wobei 57 % allein durch Windkraft generiert wurden. Dort verursachte die Erzeugung einer Kilowattstunde (kWh) die Emission von 114 g CO₂-Äq. Gleich niedrige Emissionen wies Österreich mit einem EE-Anteil von 84 % im Strommix auf, wobei über die Hälfte des in Österreich produzierten Stroms aus Wasserkraft stammte. Mit 35 g CO₂-Äq pro kWh wies Schweden unter den 27 Mitgliedstaaten der EU die emissionsärmste Stromerzeugung auf. Neben 71 % aus Erneuerbaren und 27 % aus Kernkraft stammte dort nur 1 % des erzeugten Stroms aus der Verbrennung fossiler Energieträger. Ähnlich emissionsarm war der Strom mit knapp 42 g CO₂-Äq pro kWh in der zweitgrößten Volkswirtschaft der EU, Frankreich, sowie mit knapp 57 g CO₂-Äq pro kWh in Finnland. Polen dagegen wies mit mehr als den zehnfachen Emissionen pro Strommenge den emissionsreichsten Strommix auf. Im vergangenen Jahr wurden dort pro kWh 592 g CO₂-Äq emittiert, wobei das Land die Emissionen pro kWh in den vergangenen zehn Jahren bereits um ein Viertel senken konnte. Haupttreiber für die Senkung war der Ausbau der Solar- und Windkraft. 2025 lagen die Emissionen pro kWh produzierten Stroms im EU-Schnitt

Abbildung 3.6: Installierte Leistung der EE-Anlagen zur Stromerzeugung in der EU



Quelle: IRENA, Renewable Capacity Statistics 2026

Abbildung 3.7: CO₂-Äquivalente pro kWh und Anteile erneuerbarer Energien an der Gesamtstromerzeugung

Quelle: Ember, European Electricity Review 2026

unverändert zum Vorjahr bei 210 g CO₂-Äq pro kWh und damit bei fast der Hälfte des Wertes von 2005.²⁸

Entwicklung der CO₂-Emissionen

Die IEA beziffert die CO₂-Emissionen der EU27 für das Jahr 2025 auf 2.372 Mio. t, was einem Anteil von 6,2 % an den weltweit verursachten CO₂-Emissionen von 38.082 Mio. t entspricht. Pro Kopf beliefen sich die CO₂-Emissionen der EU unverändert zum Vorjahr auf 5,3 t.

Damit wurde der weltweite Durchschnitt von 4,6 t erneut um rund 15 % überschritten. Gleichzeitig waren die Pro-Kopf-Emissionen etwa 60 % niedriger als in den USA, wo 346,4 Mio. Menschen unverändert zum Vorjahr 13,3 t CO₂ pro Kopf emittierten. In China belief sich dieser Wert auf 9 t bei einer Bevölkerung von 1.417 Mio. und in Indien auf 2,3 t bei einer Bevölkerung von 1.457 Mio.²⁹

²⁸ Vgl. Ember Data Explorer, ohne Datum, abrufbar unter <https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).

²⁹ Vgl. IEA, Global Energy Review Dataset, April 2026, abrufbar unter <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-review-dataset> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026) sowie Statista, Die 20 Länder mit der größten Einwohnerzahl im Jahr 2025, 05.12.2025, abrufbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1722/umfrage/bevoelkerungsreichste-laender-der-welt/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2026).

3.2 Aktuelle Vorhaben der EU-Kommission

- **2026 ist ein Jahr der legislativen Konkretisierung im Spannungsfeld von Wettbewerbsfähigkeit, Dekarbonisierung und Resilienz.**
- **Weiterentwicklung des EU-Klimarahmens nach 2030: Die Reform des EU-Emissionshandels (ETS), des CO₂-Grenzausgleichssystems (CBAM) und die Berücksichtigung internationaler Gutschriften bestimmen die klimapolitische Debatte.**
- **Industriepolitische Fragen prägen als Schlüssel für Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit zunehmend die Energiepolitik.**

Infolge der COVID-19-Pandemie und der Energiekrise im Zuge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine sowie geopolitischer Umbrüche richtet die Europäische Union (EU) ihre Politik stärker auf Wettbewerbsfähigkeit und wirtschaftliche Resilienz aus. Bereits ihr Arbeitsprogramm 2025 stand unter dem Motto *Bolder, Simpler, Faster*. Der Bericht des früheren italienischen Premierministers und Präsidenten der Europäischen Zentralbank (EZB) Mario Draghi *The Future of European Competitiveness* verstärkte den industriepolitischen Fokus. Im Zentrum steht seither die Verbindung von Klimaschutz und Wettbewerbsfähigkeit in einer europäischen Wachstumsstrategie sowie die Frage, wie eine zunehmend nachhaltige und resiliente Wertschöpfung in der EU sichergestellt werden kann.

Diese strategische Weiterentwicklung zeigt sich bildhaft an der Fortentwicklung des *European Green Deal* zum *Clean Industrial Deal* (CID). Ausgehend vom *Kompass für eine wettbewerbsfähige EU*³⁰ wurden Anfang 2025 zentrale Herausforderungen analysiert und im Rahmen des CID sowie des *Affordable Energy Action Plan* entlang konkreter Maßnahmen adressiert.³¹ Die Mehrzahl der darin vorgesehenen Maßnahmen wird in ihrer konkreten Ausgestaltung im Jahr 2026 debattiert und umgesetzt.

Im zweiten vollen Jahr ihrer Amtszeit tritt die amtierende EU-Kommission in eine Phase der legislativen Konkretisierung ein. Dies bedeutet eine Verschiebung der Agenda von grundsätzlichen, strategischen Zieldebatten hin zu konkreten Gesetzgebungsverfahren, Detailfragen und regulatorischen Weichenstellungen. Den politischen Referenzrahmen hierfür bildet das Arbeitsprogramm der Europäischen Kommission für 2026 unter dem Titel *Europe's Independence Moment*.³² Dieses stellt strategische Unabhängigkeit, Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit und Vereinfachung in den Mittelpunkt. Energiepolitik wird dabei nicht mehr primär als Teil der Klimapolitik, sondern zunehmend als Voraussetzung für industrielle Wettbewerbsfähigkeit, technologische Souveränität und wirtschaftliche Stabilität verstanden.

Maßnahmen des Arbeitsprogramms 2026

Das Arbeitsprogramm der Kommission umfasst insg. 38 neue Initiativen und 20 Evaluierungen. Die energiepolitischen Vorhaben konzentrieren sich insb. auf die Weiterentwicklung des Klima- und Energieunion-Rahmens, Elektrifizierung und Netzinfrastruktur sowie auf Versorgungssicherheit, Finanzierung der Energiewende und die industrielle Wettbewerbsfähigkeit.

Mehrere ursprünglich für das erste Halbjahr 2026 vorgesehene Initiativen wurden inzwischen vorgelegt. Andere Vorhaben, darunter zentrale Bestandteile des Energieunion-Pakets, die Neuregelung nationaler Klimaziele und der *Rechtsakt für die Kreislaufwirtschaft* (*Circular Economy Act*), werden für die zweite Jahreshälfte erwartet.

➤ **Die energiepolitische Agenda der EU verschiebt sich von strategischen Zieldebatten hin zur konkreten Ausgestaltung zentraler Instrumente der Energiewende.**

Der EU-Klimarahmen nach 2030: Klimaziel 2040, Emissionshandel und CBAM

Wettbewerbsfähigkeit, Dekarbonisierung und Resilienz werden 2026 vor allem bei den klimapolitischen Weichenstellungen verhandelt. Ausgangspunkt des Post-2030-Rahmens ist die im März 2026 verabschiedete Änderung des Europäischen Klimagesetzes mit einem verbindlichen Netto-Minderungsziel von 90 % bis 2040, verbunden mit Flexibilitäten. Die angekündigten Energieunions- sowie Klimapakete sollen zentrale Instrumente des EU-Klimarahmens an den Zeitraum nach 2030 anpassen.

Im Zentrum der Weiterentwicklung des Post-2030-Klimarahmens steht das europäische Emissionshandelsystem (*European Emission Trading System, ETS*). Am 17. Juli 2026 legte die EU-Kommission ihren Vorschlag

30 Vgl. COM (2025) 30 final vom 29.01.2025.

31 Vgl. COM (2025) 85 final sowie COM (2025) 79 final vom 26.02.2025.

32 Vgl. COM (2025) 870 final vom 21.10.2025.

Tabelle 3.1: Maßnahmen des EU-Arbeitsprogramms 2026, geclustert in Themenbereichen

Vorhaben	Zentrale Initiativen und Rechtsakte	Stand und weitere Zeitschiene
EU-Klimarahmen nach 2030	Europäisches Klimagesetz, Reform des ETS 1, Neuregelung nationaler Klimaziele und Flexibilitäten (Lastenteilungsverordnung ³³ , LULUCF-Verordnung ³⁴)	Klimaziel 2040 seit März 2026 gesetzlich verankert ³⁵ ; ETS-Reform am 17. Juli 2026 vorgelegt ³⁶ ; nationale Ziele und Flexibilitäten für Q4/2026 angekündigt.
Energieunion für die kommende Dekade	Governance-Verordnung ³⁷ , Erneuerbaren-Richtlinie, Energieeffizienz-Richtlinie, neuer Rechtsrahmen zum Aufbau von CO ₂ -Transportinfrastruktur und -Märkten	Vorschläge bis Ende 2026 angekündigt: Erneuerbaren-Richtlinie und Energieeffizienzrichtlinie Q3/2026, Governance-Verordnung Q4/2026, Rechtsrahmen CO ₂ -Transportinfrastruktur Q3/2026.
Strommarktdesign und Elektrifizierung	Weißbuch zur Strommarktintegration, Aktionsplan zur Elektrifizierung, Wärme- und Kältestrategie	Weißbuch ausstehend, Aktionsplan zur Elektrifizierung am 17. Juli 2026 vorgelegt; Wärme- und Kälte-Aktionsplan im Aktionsplan angekündigt.
Energieversorgungssicherheit	<i>AccelerateEU</i> , Überarbeitung der europäischen Architektur für die Energieversorgungssicherheit	<i>AccelerateEU</i> am 22. April 2026 vorgelegt ³⁸ ; ein eigenständiges Energiesicherheitspaket voraussichtlich Ende September 2026.
Netzinfrastuktur	<i>EU Grids Package</i> , Änderung der Strombinnenmarktverordnung: Gesetzgebungsvorschlag zu Netzentgelten, Smart Metern, Netzanschluss und Energiebesteuerung	Am 10. Dezember 2025 vorgelegt; 2026 im ordentlichen Gesetzgebungsverfahren. Am 17. Juli 2026 Vorschlag zur Änderung der Strombinnenmarktverordnung vorgelegt.
Industriepolitik	<i>Industrial Accelerator Act (IAA)</i> , Vergaberechtsreform, Circular Economy Act	IAA am 4. März 2026 vorgelegt; Vergaberechtsreform für September 2026 erwartet, <i>Circular Economy Act</i> für Q3 2026 angekündigt.
Finanzierung der Energiewende	<i>Clean Energy Investment Strategy</i>	Am 10. März 2026 vorgelegt. Ziel ist die Mobilisierung privaten Kapitals und die Verringerung von Investitionsrisiken.
Verbraucher	Bürgerenergiepaket	Mitteilung am 10. März 2026; Empfehlungen zu Energiegemeinschaften, Eigenversorgung und vulnerablen Verbrauchern am 30. April 2026.
Vereinfachung	Omnibus-Vorschläge ³⁹ , u. a. zur Vereinfachung bestehender EU-Vorschriften der Produktregulierung im Energiebereich	Energieprodukte-Omnibus vom 24.06.2026 ⁴⁰ , weitere Vorschläge ausstehend.
Technologische Souveränität	Europäische Strategie für Fusionsenergie	Weiterhin für 2026 angekündigt; bislang nicht veröffentlicht.

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

33 Die Lastenteilungsverordnung (Verordnung (EU) 2018/842) legt für jeden EU-Mitgliedstaat verbindliche jährliche Minderungsziele, insb. für Gebäude, Straßenverkehr, Landwirtschaft, kleinere Industrieanlagen und Abfall, fest.

34 Die LULUCF-Verordnung (Verordnung (EU) 2018/841) regelt Verfahren und Ziele zur Dokumentation und Anrechnung von Emissionen und CO₂-Entnahmen aus Landnutzung (LU), Landnutzungsänderungen (LUC) und Forstwirtschaft (F).

35 Vgl. Verordnung (EU) 2026/667 vom 11.03.2026.

36 Vgl. COM (2026) 616 final vom 17.07.2026.

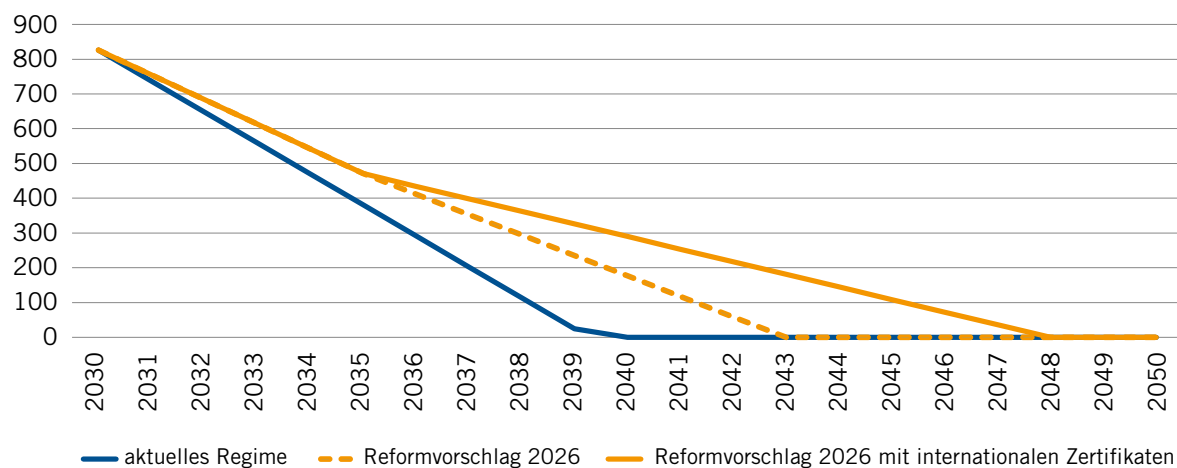
37 Die Verordnung (EU) 2018/1999 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz (*Governance-Verordnung*) soll sicherstellen, dass die Umsetzung der Strategie für die Energieunion der EU koordiniert und kohärent umgesetzt wird. Zentrales Instrument dafür sind die durch die Mitgliedstaaten zu erstellenden nationalen Energie- und Klimapläne (NECP) sowie ein gemeinsames Berichts- und Monitoring-System.

38 Vgl. COM (2026) 370 final vom 22.04.2026.

39 Omnibus-Vorschläge bündeln Änderungen mehrerer bestehender EU-Rechtsakte in einem Gesetzgebungspaket mit dem Ziel, Vorgaben zu vereinfachen und administrative Lasten zu reduzieren.

40 Vgl. COM (2026) 565 final vom 24.06.2026.

Abbildung 3.8: Emissionsobergrenzen im aktuellen Regime und im Reformvorschlag für 2026



Quelle: Eigene Darstellung

zur Reform des sog. *ETS 1* vor.⁴¹ Mit dem Vorschlag soll das System an das Klimaziel 2040 angepasst und Klimaschutz stärker mit der industriellen Wettbewerbsfähigkeit Europas und der Abfederung hoher Energiepreise verbunden werden. Mit den Reformvorschlägen wird insb. der Emissionspfad über das Jahr 2030 hinaus angepasst, der lineare Reduktionsfaktor ab 2031 von -4,4 % auf -3,7 % sowie ab 2036 – in Abhängigkeit der Verfügbarkeit internationaler Zertifikate – auf -1,7 % deutlich abgesenkt. Zudem wird das System der freien Zuteilungen verlängert, ausgeweitet und an Dekarbonisierungsinvestitionen gebunden, die Funktionsweise der Marktstabilitätsreserve (MSR)⁴² überarbeitet und die Rolle von CO₂-Entnahmen gestärkt. Technologien wie CO₂-Abscheidung und Speicherung oder *Direct Air Capture* – also die direkte CO₂-Entnahme aus der Luft – sollen künftig stärker in den europäischen Klimarahmen integriert

werden.⁴³ Parallel dazu wird die für 2028 vorgesehene Einführung des *ETS 2* für die Sektoren Gebäude und Straßenverkehr weiter von Diskussionen um Preisdämpfungs- und Ausgleichsmaßnahmen begleitet.

Internationale Gutschriften

Eine zusätzliche Dimension erhält der Post-2030-Rahmen durch die im neuen europäischen Klimagesetz angelegte Möglichkeit, einen begrenzten Teil der Emissionsminderungen über internationale Klimaschutzprojekte gemäß Artikel 6 des Pariser Abkommens zu erbringen.⁴⁴ Entsprechend ist diese Möglichkeit auch bereits im Rahmen von bis zu 260 Mio. internationalen Zertifikaten im Vorschlag der EU-Kommission für die Reform des *ETS 1* angelegt. Das für Q4/2026 angekündigte Regelwerk muss insb. den Anwendungsbereich, Qualitätsanforderungen, die Kontrolle und die Vermeidung von Doppelzählungen klären.

41 Der europäische Emissionshandel (*European Union Emissions Trading System, ETS*) legt eine Obergrenze für CO₂-Emissionen in bestimmten Sektoren fest. Für jede ausgestoßene Tonne CO₂ müssen Unternehmen ein Emissionszertifikat erwerben. Diese Emissionsrechte können versteigert und gehandelt werden. Der *ETS 1* ist dabei das 2005 eingeführte Preissystem für große Emittenten in Europa. Dazu zählen Energieerzeuger (etwa Kraftwerke), energieintensive Industrie (zum Beispiel Stahl, Zement, Chemie), der innereuropäische Luftverkehr und teilweise die Schifffahrt.

42 Die Marktstabilitätsreserve passt regelgebunden die Menge der im EU-Emissionshandel versteigerten Zertifikate an: Bei einem hohen Zertifikateüberschuss werden Mengen in die Reserve überführt, bei Knappheit können Zertifikate wieder freigegeben werden. Sie soll Angebot und Nachfrage ausgleichen und den CO₂-Markt widerstandsfähiger gegenüber externen Schocks machen.

43 Zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses dieser Publikation befinden sich die Kommissionsvorschläge in den Diskussionen im Rat der EU und dem EU-Parlament.

44 Artikel 6 des Pariser Klimaabkommens ermöglicht Staaten eine freiwillige internationale Zusammenarbeit bei der Umsetzung ihrer nationalen Klimabeiträge. Er umfasst den zwischenstaatlichen Transfer von Minderungsergebnissen, einen VN-basierten Gutschriftenmechanismus sowie nichtmarktbasierende Kooperationsansätze.

Mit dem CBAM werden Klimaschutzinstrumente systematisch mit industriepolitischen Wettbewerbsfragen verknüpft.

Eng mit der Weiterentwicklung des Emissionshandelssystems verknüpft ist zudem die Umsetzung des CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (CBAM). Mit dem Auslaufen der kostenlosen Zuteilung im Emissionshandel soll der CBAM dazu beitragen, Risiken der Verlagerung emissionsintensiver Produktion in Staaten mit weniger strengen Klimaschutzvorgaben (*Carbon Leakage*) zu begrenzen und gleiche Wettbewerbsbedingungen für europäische und internationale Produzenten zu schaffen.

Strommarktdesign und industrielle Wettbewerbsfähigkeit

Neben der Weiterentwicklung des Klimarahmens steht auch die Weiterentwicklung des europäischen Strommarktes aufgrund zunehmend komplexer Marktrealitäten als zentrales Thema auf der energiepolitischen Agenda 2026. Mit dem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien (EE) verändern sich die Preisbildung, Investitionslogik und Systemanforderungen. Damit gewinnen u. a. Elektrifizierung, Investitionsbedingungen und die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Industrien an Bedeutung.

Die Reform des europäischen Strommarktdesigns von 2024 stärkte u. a. langfristige Stromlieferverträge und machte zweiseitige Differenzverträge⁴⁵ für neue erneuerbare Anlagen zum Referenzmodell. Zudem führte sie Instrumente zur Verbesserung der Markttransparenz ein. Strukturelle Fragen bleiben jedoch offen. Das ursprünglich für Anfang 2026 angekündigte Weißbuch zur vertieften Strommarktintegration unterliegt infolge der geopolitischen Umbrüche und dadurch erneut aufkommender Debatten um Energiepreise neuen Fragestellungen und liegt bisher weiterhin nicht als eigenständige Veröffentlichung vor. Einzelne damit verbundene Fragen hat die Kommission inzwischen mit der Mitteilung *AccelerateEU*, im *Aktionsplan zur Elektrifizierung* und in ihrem Legislativvorschlag zur Änderung der EU-Strombinnenmarktver-

ordnung mit Blick auf Netzentgelte, Smart Meter, Digitalisierung sowie Energiebesteuerung aufgegriffen.⁴⁶

Die Organisation des Stromsystems entwickelt sich zunehmend zu einem energiepolitischen Hebel für die Wettbewerbsfähigkeit und Elektrifizierung.

Aktionsplan zur Elektrifizierung

Am 17. Juli 2026 legte die Kommission ihren *Aktionsplan zur Elektrifizierung* vor. Er enthält ein indikatives Elektrifizierungsziel von 46 % bis 2040, Zielwerte für Speicher und Wärmepumpen sowie verbindliche Smart Meter-Rolloutquoten sowie den Grundsatz, Strom abgaben- und steuerseitig nicht schlechter zu stellen als Gas. Des Weiteren adressiert er u. a. Netze, Abgaben und Netzentgelte, Flexibilität sowie die Integration zusätzlicher Stromnachfrage. Ergänzend wird weiterhin eine europäische Strategie für Wärme und Kälte vorbereitet. Einzelne Maßnahmen, insb. zur Elektrifizierung der Wärmeversorgung, sind bereits Bestandteil des Aktionsplans.

Eng mit diesen Fragen verknüpft ist das für Ende des Jahres angekündigte *Energieunion-Paket für die kommenden zehn Jahre*. Die einzelnen Legislativvorhaben werden dabei nach aktuellem Stand nicht zwangsläufig gemeinsam, sondern gestaffelt vorgelegt: Im Zentrum stehen die zukünftige Ausgestaltung der Zielvorgaben der Erneuerbaren und weiteren Inhalte der Erneuerbaren Energie-Richtlinie sowie der Vorgaben der Energieeffizienzrichtlinie. Die Vorschläge hierzu sowie zur Governance-Verordnung werden überwiegend bis Ende bzw. in Q4/2026 erwartet. Daneben ist ein neuer Rechtsrahmen für die CO₂-Transportinfrastruktur und -märkte vorgesehen.

Abbau von Bürokratie

Die Vereinfachungsagenda der Kommission soll Regeln leichter umsetzbar machen und Verwaltungs- sowie Berichtslasten bis 2029 um 25 %, für kleine und mittlere Unternehmen um 35 %, senken. Für den Energiesektor betrifft dies insb. die Vereinfachung der Energiepro-

⁴⁵ Bei einem zweiseitigen Differenzvertrag (*Contract for Difference, CfD*) wird ein Referenzpreis vertraglich vereinbart: Liegt der Marktpreis darunter, erhält der Anlagenbetreiber einen Ausgleich vom Vertragspartner (z. B. staatliche Förderstelle). Liegt er darüber, führt er die Differenz an diesen ab.

⁴⁶ Vgl. COM(2026) 600 final vom 17.07.2026.

duktregulierung (Energieprodukte-Omnibus vom 24. Juni 2026) und die Überprüfung bestehender Vorgaben im Energieunion-Paket. Die Ziele sind eine geringere regulatorische Komplexität, schnellere Verfahren und bessere Investitionsbedingungen.

Infrastruktur und Netze: das Grids Package

Der Netzausbau zählt zu den zentralen Engpässen der europäischen Energiewende. Langwierige Genehmigungsverfahren, steigende Investitionskosten und komplexe Regulierung verzögern ihn in vielen Mitgliedstaaten. Vor diesem Hintergrund legte die Kommission am 10. Dezember 2025 das Grids Package vor.⁴⁷ Das Paket umfasst zwei Legislativvorschläge mit regulatorischen und finanziellen Maßnahmen, mit denen die Planung, Genehmigung und Finanzierung von Energieinfrastruktur auf europäischer Ebene neu ausgerichtet werden sollen. Ihr Ziel ist es insb., den Ausbau von Stromnetzen zu beschleunigen, grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte besser zu koordinieren und die Nutzung bestehender Netze effizienter zu gestalten.

Neben klassischen Stromnetzen adressiert das Paket auch die Offshore-Netzinfrastruktur sowie die Integration neuer Energieträger wie Wasserstoff (H₂). Parallel dazu gewinnt der Aufbau eines europäischen H₂-Transportnetzes an Bedeutung, das auf dem bestehenden Gas- und Wasserstoffmarkt-Rahmen aufbaut und schrittweise einen integrierten europäischen H₂-Markt ermöglichen soll. Ein weiterer Schwerpunkt des sich im legislativen Verfahren befindlichen Pakets liegt auf der Finanzierung des Interkonnektorenausbaus und der fairen Aufteilung der Kosten grenzüberschreitender Infrastrukturprojekte. Dies soll durch gezielte Maßnahmen zur Stärkung der Finanzierung von Energieprojekten ergänzt werden. Damit reagiert die EU-Kommission auf den erheblichen Investitionsbedarf der kommenden Jahrzehnte und auf die zunehmende Bedeutung leistungsfähiger Netze für die EE-Integration und die Elektrifizierung der europäischen Wirtschaft. Das Grids Package zielt damit in dieselbe Richtung wie die europäische *Clean Energy Investment Strategy*, welche öffentliche und private Finanzierungsinstrumente besser verzahnen, Investitionsrisiken verringern und insb. die Finanzierung von Netzen, Erneuerbaren, Speichern und weiteren Transformationsprojekten erleichtern soll.

⁴⁷ Vgl. COM (2025) 1005 final, COM (2025) 1006 final, COM (2025) 1007 final vom 10.12.2025.

➤ Resilienz als neue zentrale Frage der europäischen Energiepolitik.

Vor dem Hintergrund globaler Unsicherheiten wird Resilienz neben der Dekarbonisierung und Wettbewerbsfähigkeit zum dritten Schwerpunkt der EU-Energiepolitik. Die Energiekrise nach dem russischen Angriff auf die Ukraine hat deutlich gemacht, wie stark Energieversorgungssysteme von geopolitischen Entwicklungen beeinflusst werden können. Somit rücken Fragen der Versorgungssicherheit, stabiler Lieferketten und der technologischen Souveränität stärker in den Mittelpunkt der energie- und industriepolitischen Debatte.

Ein weitreichender Schritt zur Stärkung der europäischen Resilienz ist der verbindliche Ausstieg aus russischem Erdgas. Die am 26. Januar 2026 angenommene Verordnung (EU) 2026/261 sieht ein stufenweises Importverbot vor. Die Verordnung verpflichtet die noch russisches Öl importierenden Mitgliedstaaten zudem, Diversifizierungspläne für eine vollständige Beendigung dieser Importe bis Ende 2027 vorzulegen. Ergänzend hat die Kommission einen gesonderten Legislativvorschlag zum Verbot russischer Öleinfuhren angekündigt.

Energiesicherheit

Ein ursprünglich für das erste Halbjahr 2026 angekündigtes eigenständiges Energieversorgungssicherheitspaket wird mittlerweile Ende September 2026 erwartet. Mit der am 22. April 2026 veröffentlichten Mitteilung *AccelerateEU* griff die EU-Kommission jedoch bereits zentrale Aspekte im Kontext der geopolitischen Lage in der Straße von Hormus auf: die Verringerung fossiler Importabhängigkeiten, eine bessere Krisenreaktion und die Stärkung der strukturellen Resilienz des Energiesystems. Hierfür setzt die Kommission auf eine engere Koordinierung der Mitgliedstaaten etwa bei Gasspeichern, Ölreserven und nationalen Krisenmaßnahmen. Zugleich nennt *AccelerateEU* zeitlich begrenzte und zielgerichtete Maßnahmen zum Schutz von Verbrauchern und Unternehmen vor starken Energiepreisspitzen. Auch der Legislativvorschlag zur Änderung der Strombinnenmarktverordnung mit dem Ziel *zukunftsester Stromrechnungen*, welcher Netzentgelte und die Senkung von Systemkosten durch digitale Lösungen sowie Energiebesteuerung adressiert, reiht sich in die Logik bezahlbarer Energie für Industrie und Haushalte ein.

➤ **Energiepolitik wird zunehmend als Bestandteil europäischer Sicherheits- und Industriepolitik verstanden.**

Langfristig sollen zudem der EE-Ausbau, die Elektrifizierung, Energieeffizienz, moderne Stromnetze sowie die im Grids Package identifizierten acht grenzüberschreiten-

den *Energieautobahnen (Energy highways)*, leistungsstarke, grenzüberschreitende Energieinfrastrukturvorhaben, die Versorgungssicherheit stärken.

Industriepolitische Initiativen

Die Europäische Kommission setzt zugleich verstärkt auf industriepolitische Instrumente, welche Dekarbonisierung, Wettbewerbsfähigkeit und Resilienz verbinden. Un-

Abbildung 3.9 Europäische Energieautobahnen entsprechend dem Vorschlag der EU-Kommission



Quelle: COM(2025) 1005 final vom 10. Dezember 2025

ter dem Dach des Clean Industrial Deal stehen dabei insb. der für das Q3/2026 angekündigte *Circular Economy Act* und der Industrial Accelerator Act (IAA)⁴⁸. Letzterer wurde am 4. März 2026 veröffentlicht und befindet sich aktuell im Legislativverfahren. Der IAA soll industrielle Dekarbonisierungs- und Transformationsprojekte in strategischen Sektoren in der EU beschleunigen. Vorgeesehen sind zentrale Anlaufstellen, Beschleunigungszonen und Leitmärkte für europäische klimafreundliche Industrieprodukte. Nachhaltigkeits-, Resilienz- und Sicherheitskriterien sollen stärker bei öffentlicher Beschaffung und in Förderausschreibungen berücksichtigt werden und auch in die für September 2026 geplante Vergaberechtsreform einfließen. Zudem ändert der IAA den *Net-Zero Industry Act (NZIA)* und erweitert insb. die Herkunfts- und Resilienzanforderungen, u.a. in Ausschreibungen für erneuerbare Energien.

Vorgaben zur Stärkung europäischer Wertschöpfung und resilienter Lieferketten können mit dem Ziel eines möglichst kostengünstigen und schnellen Ausbaus von Energie- und Klimaschutztechnologien in Konflikt geraten. Entscheidend wird daher sein, wie die EU diese Zielkonflikte in den aktuellen Gesetzgebungsverfahren austariert.

Kreislaufwirtschaft sowie eine EU-Strategie für Fusionsenergie

Mit dem für Q3/2026 angekündigten *Circular Economy Act* plant die EU-Kommission, die Rolle zirkulärer Wertschöpfungsketten für Wettbewerbsfähigkeit und Ressourcensicherheit stärken. Dadurch sollen Abhängigkeiten von Primärrohstoffen sinken und strategische Materialien für Batterien, Elektrolyseure und Erneuerbare besser verfügbar werden.

Eine europäische Fusionsstrategie soll darüber hinaus den Aufbau einer kommerziellen Fusionsindustrie vorbereiten und Fusion als langfristige Option einer dekarbonisierten und technologisch souveränen Energieversorgung prüfen. Zusammen zeigen diese Initiativen, dass europäische Energiepolitik zunehmend als integraler Bestandteil einer breiteren Industrie-, Klima- und Sicherheitspolitik verstanden wird.

Somit wird im Jahr 2026 nicht nur über die konkrete Ausgestaltung zentraler energiepolitischer Instrumente entschieden, sondern auch darüber, wie tragfähig der europäische Rahmen für die Transformation, Wettbewerbsfähigkeit, Bezahlbarkeit von Energie und Resilienz des Energiesystems im kommenden Jahrzehnt sein wird. Dabei stehen die drei Leitmotive nicht durchgehend spannungsfrei nebeneinander. So können längere Übergangsregelungen bei der freien CO₂-Zuteilung oder beim CBAM zwar die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Industrien stützen, zugleich aber die kurzfristige Lenkungswirkung des Klimarahmens abschwächen. Auch

48 Vgl. COM (2026) 100 final vom 04.03.2026.

3.3 Sektorenübergreifende Flexibilität für die Energiewende

- Zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien bedarf es hoher Flexibilität im Energiesystem.
- Nachfrage, Kraftwerke und Speicher können unter Berücksichtigung der Netzinfrastruktur Flexibilität im Energiesystem erbringen.
- Zeitlich und örtlich differenzierte Preissignale setzen ökonomische Anreize für die systemoptimale Nutzung von Flexibilität.

Einordnung und Relevanz

Im Strombereich ist der Ausbau von Wind- und Solar-energie ein zentraler Baustein der Energiewende. Die fluktuierende Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien (EE) erfordert ein hohes Maß an Flexibilität, um Erzeugungsschwankungen auszugleichen und eine sichere Versorgung zu gewährleisten. Durch die Sektorenkopplung kann EE-Strom verstärkt für die Elektrifizierung und damit für die Dekarbonisierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors genutzt werden. Damit verbunden ist der zunehmende Einsatz flexibler Verbraucher wie Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen sowie der Hochlauf von Batteriespeichern. Mehr Akteure bei der Erzeugung und dem Verbrauch sowie eine wetterabhängige EE-Stromeinspeisung machen das Strom- und Energiesystem komplexer. Die Flexibilisierung des europäischen Energiesystems ist ein wesentliches Element der Energiewende⁴⁹, um Nachhaltigkeit, Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit sicherzustellen – und kann damit auch einen Beitrag zur Resilienz im Energiesystem leisten.

Was ist Flexibilität?

Flexibilität bedeutet grundsätzlich „anpassungsfähiges Verhalten“⁵⁰ und wird als Begriff im Kontext der Energiewende häufig verwendet. Flexibilität im Stromsektor ist die Fähigkeit eines Energiesystems, sowohl die Stromerzeugung als auch den Verbrauch an Signale aus dem Netz oder vom Markt anzupassen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.⁵¹

Flexibilität im Stromsektor ist die Fähigkeit eines Energiesystems, sowohl die Stromerzeugung als auch den Verbrauch an Signale aus dem Netz oder vom Markt anzupassen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Dabei spielt neben der Variabilität von Erzeugung und Verbrauch auch die Netzverfügbarkeit eine zentrale Rolle.⁵² Um Flexibilität systematisch zu charakterisieren, werden verschiedene Parameter herangezogen⁵³, die sich wie folgt einteilen lassen: Die Bereitstellung von Flexibilität hat eine *räumliche Dimension*, d. h., ob sie lokal (z. B. Engpassmanagement im Verteilnetz), großräumig oder systemweit erfolgt (z. B. Regelleistung zur Stabilisierung der Netzfrequenz im europäischen Verbundnetz). Die *zeitliche Dimension* umfasst die kurzfristige (im Millisekundenbereich bis zu einigen Stunden) und langfristige Bereitstellung von Flexibilität (über mehrere Tage bis hin zu Wochen für einen saisonalen Ausgleich). Ein weiterer zeitlicher Aspekt ist die Aktivierungs- bzw. Reaktionszeit und der Gradient, d. h., die Leistungsänderungsgeschwindigkeit. Bestimmte Stromerzeugungsanlagen wie etwa Gasturbinen können bspw. schnell hochfahren und damit auf Verbrauchsspitzen reagieren. Ebenfalls maßgeblich ist die *Höhe der Leistung* – von sog. Kleinstflexibilitäten im Kilowattbereich, wie bspw. Heimspeichern und Elektro-Autos, bis hin zu Großflexibilität im mehrstelligen Megawattbereich wie z. B. Großbatteriespeicher, Pumpspeicherkraftwerke, Gasturbinen und Industrieverbraucher.

49 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE), EU-Mitgliedstaaten betonen Bedeutung der Flexibilisierung des europäischen Energiesystems als wesentliches Element der Energiewende, Pressemitteilung, 04.03.2024, abrufbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilung/en/2024/03/20240304-eu-mitgliedstaaten-bedeutung-flexibilisierung-europaeisches-energiesystem-energiawende.html> (zuletzt abgerufen am 28.01.2026).

50 Duden Online-Wörterbuch, kein Datum, abrufbar unter <https://www.duden.de/suchen/dudenonline/Flexibilit%C3%A4t> (zuletzt abgerufen am 15.01.2026).

51 Vgl. Eurelectric, What is flexibility in the power sector?, 28.03.2025, abrufbar unter <https://www.eurelectric.org/in-detail/what-is-flexibility-in-the-power-sector/> (zuletzt abgerufen am 16.01.2026).

52 Vgl. European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E), ENTSO-E Vision: A Power System for a Carbon Neutral Europe, kein Datum, abrufbar unter <https://vision.entsoe.eu/chapters/energy-system-flexibility> (zuletzt abgerufen am 16.01.2026).

53 Vgl. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Diskussionspapier 2017.

Marktdienlich, netzdienlich und systemdienlich: Ziele der Flexibilitätserbringung

Anlagen⁵⁴ können Flexibilität erbringen, indem sie ihre Einspeisung oder Entnahme an unterschiedlichen Zielsetzungen der Markt-, Netz- und Systemintegration orientieren:

- **Marktdienlich:** Anlagen nehmen aktiv an den Strommärkten (*Day-Ahead*, *Intraday*⁵⁵) teil, mit dem primären Ziel einer gewinnorientierten und ressourceneffizienten Beschaffung bzw. Vermarktung von Strom.⁵⁶ Dadurch wird marktdienlich jederzeit ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage hergestellt, ohne Netzrestriktionen explizit zu berücksichtigen.
- **Netzdienlich:** Durch ihre Betriebsweise tragen Anlagen zur Vermeidung bzw. Reduktion kritischer Netzsituationen bei, etwa zur Behebung von Netzengpässen oder zur Spannungshaltung. Sie senken so kurzfristig Kosten für den Netzbetrieb und langfristig für den Netzausbau. Bei Netzdienlichkeit muss zudem der Effekt auf vor- und nachgelagerte Netzebenen im Übertragungs- und Verteilnetz berücksichtigt werden.
- **Systemdienlich:** Eine stromsystemdienliche Betriebsweise trägt aktiv zu einem stabilen und sicheren Betrieb des Stromsystems und den Anforderungen der Systemführung bei.⁵⁷ Eine systemdienliche Betriebsweise im Stromsystem ist Voraussetzung für eine sektorenübergreifend systemdienliche Betriebsweise, die das gesamte Energiesystem umfasst, d.h., Strom-, Wärme-, Wasserstoff- und Erdgas- bzw. Biomethanetze sowie Verkehrsinfrastruktur.

Flexibilitätsoptionen

Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen können durch Erhöhung der Einspeisung oder durch Reduktion von Last als Flexibilitätsoptionen eine zeitliche Verschie-

bung bewirken, während die Infrastruktur, wie etwa Strom-, Gas- und Wärmenetze, zu einer räumlichen Verlagerung beitragen kann.

Flexibilität im Endenergieverbrauch im Stromsektor beschreibt die Fähigkeit von Letztverbrauchern aus Haushalten, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Industrie, ihren Stromverbrauch und ggf. ihre Stromerzeugung zeitlich oder mengenmäßig an Markt- oder Netzsignale anzupassen.⁵⁸ Diese Signale können sowohl dynamische Preissignale (marktlich) als auch direkte netzseitige Anforderungen⁵⁹ sein. Nachfrageflexibilität gewinnt an Bedeutung, da sie ohne zusätzliche Anlagen Erzeugungsschwankungen ausgleicht, was den Bedarf an weiteren Kraftwerken, großskaligen Speichern oder grenzüberschreitendem Stromhandel reduziert.⁶⁰ Im Haushaltsbereich werden Technologien wie Photovoltaik (PV)-Anlagen mit Heimspeichern, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge bislang überwiegend als sog. *behind the meter*-Anlagen⁶¹ zur Optimierung des eigenen Stromverbrauchs betrieben. Allerdings bieten diese Technologien erhebliche Flexibilitätspotenziale, da Wärmepumpen ihren Betrieb zeitlich verschieben können, Elektrofahrzeuge lange Standzeiten für gesteuertes Laden nutzen und Batteriespeicher sowohl den Eigenverbrauch erhöhen als auch Erzeugungsüberschüsse aus

54 Im Folgenden wird der übergeordnete Begriff *Anlage* verwendet, der sowohl Erzeuger, Speicher als auch Verbraucher umfasst.

55 Im Day-Ahead-Markt wird über Auktionen Strom für den Folgetag gehandelt, was im anschließenden Intraday-Handel für dieselben Liefereinheiten per Auktion oder kontinuierlichen Handel fortgesetzt werden kann, aber näher am Lieferzeitpunkt.

56 Vgl. 50Hertz Scientific Advisory & Project Board, Warmer Lichtsturm – Umgang mit Erzeugungsspitzen aus PV und Wind, Ergebnisbericht, Langfassung, Berlin 2024, S. 68f.

57 Vgl. 50Hertz Scientific Advisory & Project Board, Warmer Lichtsturm – Umgang mit Erzeugungsspitzen aus PV und Wind, Ergebnisbericht, Langfassung, Berlin 2024, S. 70.

58 Vgl. Fraunhofer-Institut für Angewandte Informationstechnik FIT, Bewertung von Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem 2021 bis 2035 unter Berücksichtigung der Holzverfeuerung, Augsburg/Bayreuth 2021, S.20; Vgl. Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD), Demand Response and Flexibility: Prosumers, Renewable Energy Communities and Aggregators, in: Diagnostic Toolkit for Reducing Regulatory Barriers to Solar, Wind and Pumped Hydro Storage in the European Union, Paris 2025, abrufbar unter https://www.oecd.org/en/publications/diagnostic-toolkit-for-reducing-regulatory-barriers-to-solar-wind-and-pumped-hydro-storage-in-the-european-union_15f4aed4-en/full-report/demand-response-and-flexibility-prosumers-renewable-energy-communities-and-aggregators_551e7fa5.html (zuletzt abgerufen am 09.02.2026).

59 Es bedarf Mess-, Kommunikations- und Steuerungstechnik der Anlagen, um Netzzustandsdaten zu ermitteln und in Netzsituationen, in denen es notwendig ist, Steuerbarkeit zu gewährleisten. Netzseitig kann eine Anlage z.B. zu Engpassmanagement und Systemdienstleistungen, die für den sicheren und stabilen Betrieb des Stromversorgungssystems vonnöten sind, beitragen.

60 Vgl. OECD, Diagnostic Toolkit for Reducing Regulatory Barriers to Solar, Wind and Pumped Hydro Storage in the European Union, Paris 2025, S. 118.

61 *Behind the meter* bedeutet *hinter dem Stromzähler* und bezeichnet Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen, die auf der Kundenseite des Netzanschlusspunktes installiert sind (z.B. PV-Anlage, Batteriespeicher und Wärmepumpe).

dem Netz aufnehmen können.⁶² Insb. die Kombination aus PV- und Speichersystemen kann zur Flexibilität beitragen, indem sie durch lokale Stromerzeugung Netzspitzen reduziert und durch intelligentes Energiemanagement eine zeitliche Verschiebung oder regelbare Einspeisung ermöglicht.

Mess-, Kommunikations- und Steuerungstechnologien sind technische Voraussetzungen für das Heben von Flexibilitätspotenzialen. Ökonomische Anreize wie etwa zeitvariable und örtlich differenzierte Preissignale können Verbraucher incentivieren, Flexibilität anzubieten.⁶³ Aggregatoren bieten die Möglichkeit, die Flexibilität vieler Anlagen zu bündeln und sie gemeinsam zu vermarkten.⁶⁴ Auch im Gewerbe-, Handels- und Industriesektor bestehen Flexibilitätspotenziale durch Lastmanagement. Insb. bei energieintensiven Branchen gilt es zu prüfen, ob und wie sie ihren Strombedarf flexibel an das Angebot anpassen können.⁶⁵

Übertragung und Verteilung: Netzinfrastuktur und Flexibilität

Das Stromnetz als Infrastruktur verknüpft räumlich die verschiedenen Stromquellen und Regionen miteinander⁶⁶: Elektrische Energie wird großräumig von Erzeugungsstandorten über verschiedene Spannungsebenen hinweg zu den Verbrauchern in den Lastzentren transportiert. Fluktuierende Stromerzeugung aus Windenergie- und PV-Anlagen mit unterschiedlichen geographi-

schen Schwerpunkten kann durch den elektrischen Energietransport im Zusammenspiel mit anderen Erzeugern und Verbrauchern ausgeglichen werden. Über grenzüberschreitende Leitungen findet Stromhandel mit den Nachbarländern statt und damit ein Ausgleich durch Im- und Exporte. Das macht das Stromsystem widerstandsfähiger gegen Ausfälle und Schwankungen und stärkt so die Versorgungssicherheit.⁶⁷ In Nord- und Ostsee werden sog. hybride Interkonnektoren geplant, die nicht nur zwei Länder miteinander verbinden, sondern dabei auch Offshore-Windparks vernetzen.⁶⁸ Dies ermöglicht die Integration von Windstrom und erhöht die grenzüberschreitende Übertragungskapazität. Zudem erfolgt ein Ausgleich innerhalb und über die Spannungsebenen im Stromnetz hinweg. Anlagen mit hoher installierter Leistung, wie z. B. Offshore-Windparks oder Großkraftwerke, werden in der Regel an das Übertragungsnetz angeschlossen, während kleinere Anlagen (z. B. Aufdach-PV-Anlagen von Wohngebäuden) in die unterlagerten Netzebenen im Verteilnetz einspeisen. Mit dem Fortschreiten der Energiewende werden immer mehr Erzeuger am Verteilnetz angeschlossen, was zu Rückspeisungen in das Übertragungsnetz führen kann. Dabei ist sowohl die Verortung als auch die Betriebsweise von Erzeugungsanlagen, Verbrauchern und Speichern entscheidend: Die Komplexität im Netzbetrieb steigt.

Elektronen treffen Moleküle: Längerfristige Flexibilität mit Wasserstoff

Zwar lässt sich EE-Strom speichern, doch die Kapazitäten von Batteriespeichern sind derzeit begrenzt, und es gibt systemisch gesehen kein ausreichendes Back-up.⁶⁹ Eine weitere Möglichkeit, überschüssigen EE-Strom zu speichern und zu nutzen, liegt in der Kombination mit Wasserstofftechnologien: Der Strom kann mittels Elektrolyseverfahren in grünen (erneuerbaren) Wasserstoff (*Power-to-Hydrogen*) umgewandelt werden, der in wasserstofffähigen (H_2 -ready) Gaskraftwerken oder Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu einem späteren Zeit-

62 Vgl. Chatuanramtharnghaka, B./Deb, S./Singh, K. R./Ustun, T. S./Kalam, A., Reviewing Demand Response for Energy Management with Consideration of Renewable Energy Sources and Electric Vehicles, *World Electric Vehicle Journal* 15 (9), Basel 2024, S. 18, abrufbar unter <https://www.mdpi.com/2032-6653/15/9/412> (zuletzt abgerufen am 09.02.2026). Vgl. Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne), Flexibilität, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.bne-online.de/themen/flexibilitaet/> (zuletzt abgerufen am 09.02.2026).

63 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Konsultationsbericht Strommarktdesign der Zukunft, Berlin 2024, S. 16, abrufbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20241106-konsultationsbericht-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (zuletzt abgerufen am 09.02.2026); Vgl. OECD, Diagnostic Toolkit for Reducing Regulatory Barriers to Solar, Wind and Pumped Hydro Storage in the European Union, Paris 2025, S. 118-121.

64 Vgl. OECD, Diagnostic Toolkit for Reducing Regulatory Barriers to Solar, Wind and Pumped Hydro Storage in the European Union, Paris 2025, S. 118-121.

65 Vgl. Umweltbundesamt (UBA), Energiewende: Industrielle Verbraucher können Strom nachfrageflexibel bereitstellen, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/energiewende-industrielle-verbraucher-koennen-strom> (zuletzt abgerufen am 09.02.2026).

66 Vgl. BNetzA, Netzausbau. Ausbaubedarf ermitteln, kein Datum, abrufbar unter <https://www.netzausbau.de/Ausbaubedarf/de.html> (zuletzt abgerufen am 26.01.2026).

67 Vgl. BNetzA, SMARD, Grenzüberschreitender Stromhandel, kein Datum, abrufbar unter <https://www.smard.de/page/home/wiki-article/518/548/grenzueberschreitender-stromhandel> (zuletzt abgerufen am 27.01.2026).

68 Vgl. Offshore TSO Collaboration Expert Paper III. Joint Planning in Europe's Northern Seas, 09.04.2025, abrufbar unter https://issuu.com/eliagroup/docs/joint_planning_in_europe_s_northern_seas?fr=sMmRjOTgOMjU2MjU (zuletzt abgerufen am 27.01.2026).

69 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE), Stromspeicher-Strategie, Dezember 2023, abrufbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stromspeicherstrategie-231208.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (zuletzt abgerufen am 27.01.2026).

punkt wieder rückverstromt werden kann. Wird EE-Strom in Zeiten hoher Einspeisung nicht vollständig im Netz benötigt, können Elektrolyseure diese Überschüsse aufnehmen und in Wasserstoff umwandeln. Dieser Prozess entlastet das Stromnetz (wenn die Elektrolyseure netzdienlich stehen), verhindert Abregelungen von Wind- und Solaranlagen und macht erneuerbare Energie langfristig speicherbar. Der Wasserstoff kann in Poren- und Kavernenspeichern gelagert oder ins Gasnetz eingespeist werden.⁷⁰

Anders als Batterien erlaubt Wasserstoff eine saisonale Speicherung großer Energiemengen, um Dunkelflauten zu überbrücken oder einen Beitrag zu erhöhten saisonalen Energiebedarfen, wie bspw. Heizperioden im Winter, zu leisten. Die Rückverstromung von Wasserstoff schließt künftig Versorgungslücken, trägt zur Systemstabilität bei und unterstützt die Sektorenkopplung. Zusammen mit Speichern und Nachfrage-Flexibilität kann ein stabiles und emissionsarmes Stromsystem entstehen.⁷¹ Hochflexible H₂-ready Gaskraftwerke könnten zudem im Übergangszeitraum steuerbare Leistung und Netzstabilisierung absichern.

Elektrische Speichersysteme: Marktgetriebene Betriebsweise

Gesunkene Batteriekosten haben weltweit zu einem starken Wachstum der Produktion von Lithium-Ionen-Batterien und ihrem Einsatz in der Elektromobilität sowie bei Großbatterie- und Heimspeichern beigetragen.⁷² Speicher können je nach Betriebsweise zu markt-, netz- und systemdienlicher Flexibilität im Stromsystem beitragen. Ihre aktive Teilnahme am Strommarkt ermöglicht durch entsprechendes Ein- und Ausspeiseverhalten die Glättung volatiler erneuerbarer Erzeugung, darunter EE-Erzeugungsspitzen. Großbatteriespeicher- und Pumpspeicherkraftwerksbetreiber optimieren ihre Erlöse vor allem

durch *Price Spreads*⁷³ bzw. Preisspannen an *Day-Ahead*-, *Intraday*- und Regelleistungsmärkten⁷⁴. Diese marktgetriebene Betriebsweise kann je nach Standort netzengpassverstärkend wirken und somit erhöhte Redispatch⁷⁵-Kosten und Netzausbaubedarf induzieren. Wird durch zeitliche und örtliche Signale die Netzsituation hingegen ökonomisch abgebildet, kann hierdurch ein Anreiz für eine im Durchschnitt netzdienlichere Betriebsweise für Speicher generiert werden. Langzeitspeicher mit einer Speicherdauer von über acht Stunden können dem längerfristigen und saisonalen Ausgleich dienen, wofür herkömmliche Batteriespeicher mit einer Speicherdauer von zwei bis vier Stunden nicht ausgelegt sind.⁷⁶

Instrumentenkasten

Es gibt unterschiedliche Instrumente, um Flexibilität anzureizen und damit ein entsprechendes Verhalten bei Verbrauchern bzw. eine entsprechende Betriebsweise bei Erzeugern und Speichern zu induzieren. Je nach Ausgestaltung und Instrument, werden in unterschiedlicher Granularität bzw. Auflösung zeitliche und örtliche Signale, die die jeweilige Markt- und/oder Netzsituation reflektieren, abgebildet. Dabei wirken viele Instrumente primär markt- oder netzdienlich. Dies schließt jedoch nicht aus, dass eine Flexibilität bei ihrer Aktivierung, etwa durch ein marktdienliches Instrument, auch eine netzdienliche Wirkung entfalten kann. Wenn z. B. ein Batteriespeicher bei hoher EE-Einspeisung Strom zu niedrigen Preisen am Intraday-Markt zum Laden kauft und an einem überspeisten Netzknoten angeschlossen ist, so wirkt sich das sowohl positiv auf die Systembilanz als auch entlastend auf den Netzengpass aus. Dies ist der Idealfall, wenn die Markt- und Netzsituation örtlich und zeitlich kongruent ist. Umgekehrt kann es ohne die Einführung von Instrumenten für netzdienliche Signale dazu

70 Vgl. Mergel, J./Emonts, B., Wasserelektrolyse und regenerative Gase als Schlüsselfaktoren für die Energiesystemtransformation, FVEE-Jahrestagung 2012 (Berlin, Deutschland), abrufbar unter https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/4958/file/4958_Mergel.pdf (zuletzt abgerufen am 09.02.2026).

71 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Weißbuch Wasserstoffspeicher, April 2025, abrufbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch-wasserstoffspeicher-2025.html> (zuletzt abgerufen am 19.02.2026).

72 Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), Batteries and Secure Energy Transitions, World Energy Outlook Special Report, Paris 2024.

73 Ein *Price Spread* entsteht als Preisdifferenz bei Preisen. Das kann zwischen zwei verschiedenen Zeitpunkten an einem Markt (zeitlicher Spread) oder zwischen zwei Marktsegmenten als Cross-Market-Spread sein (z. B. Day-Ahead und Intraday). Flexible Marktakteure wie Speicherbetreiber können durch Stromkauf in günstigen und -verkauf in teuren Phasen von diesen Preisdifferenzen profitieren.

74 Regelreserve ist eine Systemdienstleistung, die eingesetzt wird, um die Frequenz im Stromnetz stabil zu halten. Für eine Beschreibung des Funktionierens des Regelleistungsmarktes und der Arten von Regelreserve vgl. Regelleistung.net, Was ist Regelreserve?, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/de-de/Grundlagen/Was-ist-Regelreserve> (zuletzt abgerufen am 15.07.2026).

75 Redispatch ist Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken durch den Übertragungsnetzbetreiber zur Vermeidung oder Beseitigung von Netzengpässen.

76 Vgl. Elia Group, Viewpoint 2025. Storage for System Strength, November 2025, abrufbar unter https://issuu.com/eliagroup/docs/storage_for_system_strength_store_smartly_for_a_s?fr=sNdc3Yzg5NDM4MTI (zuletzt abgerufen am 28.01.2026).

Tabelle 3.2: Instrumentenkasten: Übersicht mit Beispielen für markt- und netzdienliche Instrumente.

Instrument und Wirkweise	Marktdienlich und/oder netzdienlich	Beispiel
Einheitliche Strompreiszone: Preisbildung mit einem Großhandelspreis	Marktdienlich , aber keine Signale zu lokaler Netzsituation	Finnland und Deutschland haben eine Preiszone mit einem einheitlichen Großhandelspreis
Strompreiszone: Gebotszonen mit regional differenziertem Strompreis	Marktdienlich und teilweise netzdienlich (je nach Gebotszonenzuschnitt werden Netzengpässe abgebildet)	Dänemark hat zwei, Norwegen fünf und Schweden vier Gebotszonen
Nodal Pricing: Nodale Strompreise bilden netzknottenscharf Angebot, Nachfrage und Netzengpässe ab	Marktdienlich und netzdienlich durch eigenen Strompreis an jedem Netzknoten	Keine Beispiele in Europa, aber Nodal Pricing in Neuseeland, Teilen von Kanada und USA (z.B. ERCOT in Texas mit Locational Marginal Pricing)
Dynamische Netzentgelte: Regionale und zeitliche Differenzierung, um Netzrestriktionen abzubilden	Netzdienlich , reflektiert Netznutzung und -restriktionen räumlich und zeitlich; nicht marktdienlich per se	Dänemark: zeitvariable Tarife (Zeitfenster saisonal und Tageszeiten-abhängig)
Vertragliche Einschränkungen: Begrenzung der Stromeinspeisung/-entnahme durch den Netzbetreiber bei begrenzten Netzkapazitäten	Netzdienlich , reflektiert Netznutzung und Netzrestriktionen räumlich und zeitlich; nicht marktdienlich per se	Vereinigtes Königreich: Customer Limitation Schemes; §14a EnWG in Deutschland für steuerbare Verbrauchseinrichtungen
Monetäre Anreize für steuerbare Lasten zur Beseitigung von Netzengpässen	Netzdienlich , z.B. zuschaltbare Lasten (bei hoher EE-Einspeisung) oder Reduktion der Stromeinspeisung (z.B. KWK); nicht marktdienlich per se	Deutschland: § 13k EnWG „Nutzen statt Abregeln“ für zuschaltbare Lasten, um EE-induzierte Engpässe zu verringern; §13 (6a) EnWG für KWK-Anlagen

Quelle: Nord Pool, Day-ahead Prices⁷⁸; ERCOT, Real-Time Locational Prices⁷⁹; Radius Elnet⁸⁰; EnWG⁸¹

kommen, dass etwa Speicher sich ausschließlich am Strommarkt optimieren, ihre Betriebsweise lokal jedoch zur Verstärkung von Netzengpässen führt und damit die Redispatch-Kosten und den Netzausbaubedarf erhöht.⁷⁷

Ein Beispiel für eine sektorenübergreifend systemdienliche Wirkung einer Flexibilität wäre die Aktivierung eines Elektrodenkessels bei hoher EE-Einspeisung, wenn dies positiv auf die Systembilanz wirkt, lokale Netzengpässe entlastet und zugleich eine bedarfsgerechte Wärmeeinspeisung in das Fernwärmenetz ermöglicht. Damit ein Instrument eine sektorenübergreifende Systemdienlich-

keit entfaltet, müssen jedoch örtlich und zeitlich viele Faktoren ineinandergreifen.

⁷⁷ Vgl. Elia Group, Viewpoint 2025. Storage for System Strength, November 2025, abrufbar unter https://issuu.com/eliagroup/docs/storage_for_system_strength_store_smartly_for_a_s?fr=sNDc3Yzg5NDM4MTI (zuletzt abgerufen am 28.01.2026).

⁷⁸ Vgl. Nord Pool, Day-ahead Prices, kein Datum, abrufbar unter <https://data.nordpoolgroup.com/auction/day-ahead/prices> (zuletzt abgerufen am 19.02.2026).

⁷⁹ Vgl. ERCOT, Real-Time Locational Prices, kein Datum, abrufbar unter: <https://www.ercot.com/content/cdr/contours/rtmLmp.html> (zuletzt abgerufen am 19.02.2026).

⁸⁰ Vgl. Radiuselnet, 1. oktober træder vores vintertariffer igen i kraft, 05.09.2025, abrufbar unter <https://radiuselnet.dk/1-oktober-traeder-vintertariffer-igen-i-kraft/#:~:text=Ligesom%20overgangen%20til%20de%20m%C3%B8rke,april> (zuletzt abgerufen am 19.02.2026).

⁸¹ Vgl. Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 351) geändert worden ist.

Das Zusammenspiel verschiedener Instrumente ist entscheidend dafür, wie zeitliche und örtliche Signale für Flexibilität im System wirken.

In vielen Ländern findet sich eine Kombination verschiedener Instrumente, die Flexibilität markt- und/oder netzdienlich anreizen. Entscheidend ist, wie sie in Bezug auf örtliche und zeitliche Signale zusammenwirken und ob damit für das System das notwendige Flexibilitätspotenzial gehoben werden kann. Da das Zusammenspiel von Erzeugung, Verbrauch und Infrastruktur sowie die Rahmenbedingungen in den Ländern verschieden sind, lassen sich Best practice-Beispiele nicht eins zu eins übertragen, sondern können lediglich als Anhaltspunkt für mögliche Ausgestaltungselemente dienen.

Länderbeispiele

Ein vernetztes und sektorenübergreifend flexibles Stromsystem – Länderbeispiel Dänemark

Mit einem Anteil von 71 % Wind- und Solarenergie an der Gesamtstromerzeugung im Jahr 2025 war Dänemark EU-weit Spitzenreiter bei der EE-Produktion.⁸² In Dänemark finden verschiedene Flexibilitätsoptionen Anwendung, um die EE-Erzeugung zu integrieren: Grenzüberschreitende Interkonnektoren nach Norwegen, Schweden, zum Vereinigten Königreich Großbritannien und Nordirland, nach Deutschland und zu den Niederlanden von über 9 Gigawatt (GW)⁸³ ermöglichen den Import und Export zu den Nachbarländern. Zum Vergleich: Dänemarks Spitzenlast liegt zwischen ca. 6 bis 7 GW⁸⁴. Zugleich hat Dänemark ein hochflexibles Stromsystem, u.a. mit anpassungsfähigen thermischen Kraftwerken (vor allem KWK), die teils durch technische Retrofit-Maßnahmen – also Nach-/Umrüstungsmaßnahmen – eine schnelle Regelung der Stromerzeugung und einen stabili-

len Betrieb bei geringer Auslastung ermöglichen.⁸⁵ Neben technischen Maßnahmen wurde die Flexibilisierung von KWK teilweise durch die Entkopplung von Wärme- und Stromerzeugung sowie von Wärmeerzeugungs- und -nutzungszeitpunkten erreicht, indem die Anlagen um Wärmespeicher, Elektrokessel oder Großwärmepumpen ergänzt wurden.⁸⁶ Zudem spielt die Flexibilisierung der Stromverbrauchsseite eine große Rolle, in Kombination mit Sektorenkopplung, Datennutzung und Digitalisierung.⁸⁷

Flexibilität im niederländischen Stromsystem – auf dem Weg zu einem intelligenten Netz

Die niederländische Regierung plant, bis 2027 ein nationales Ziel für Flexibilität, Nachfrageverschiebung und Energiespeicherung zu formulieren, um den EE-Ausbau zu unterstützen und Marktakteuren Planungssicherheit zu geben. Gleichzeitig werden bereits Marktmechanismen wie *Grid Operators Platform for Ancillary Services (GOPACS)*⁸⁸ aufgebaut, über die flexible Ressourcen von Verbrauchern, Speicheranlagen und dezentralen Erzeugern zur Netzstabilisierung gehandelt werden können.⁸⁹ Diese ermöglichen es Netzbetreibern, kurzfristig flexible Kapazitäten abzurufen, um Angebot und Nachfrage auszugleichen und Engpässe zu vermeiden.⁹⁰ Ergänzend kommen zeitabhängige Kapazitätsverträge für Großverbraucher zum Einsatz, die Spitzenlasten reduzieren, indem industrielle Verbraucher ihre Lasten flexibel ver-

82 Vgl. Ember, European Electricity Review 2026, 22.01.2026, abrufbar unter <https://ember-energy.org/app/uploads/2026/01/EMBER-Report-European-Electricity-Review-2026.pdf> (zuletzt abgerufen am 23.01.2026).

83 Vgl. Energinet, Analyseforudsætninger til Energinet, AF25 – Sammenfatningsnotat, 2025, abrufbar unter <https://ens.dk/analyse-og-statistik/analyseforudsætninger-til-energinet> (zuletzt abgerufen am 23.01.2026).

84 Der höchste stündliche Stromverbrauch seit 2010 wurde am 09.01.2026 mit 6,99 Gigawattstunden in der Stunde von 18:00 Uhr verzeichnet, vgl. Energinet, Sol og vind rekorder, ohne Datum, abrufbar unter <https://energinet.dk/data-om-energi/sol-og-vind-rekorder/> (zuletzt abgerufen am 23.01.2026).

85 Vgl. State of Green, Seamless integration of wind into the electricity grid, 06.04.2025, abrufbar unter <https://stateofgreen.com/en/news/seamless-integration-of-wind-into-the-electricity-grid/> (zuletzt abgerufen am 23.01.2026); Clean Energy Ministerial, Thermal Power Plant Flexibility, a publication under the Clean Energy Ministerial campaign, S. 11 ff., abrufbar unter https://www.ea-energianalyse.dk/wp-content/uploads/2020/02/thermal_power_plant_flexibility_2018_19052018.pdf (zuletzt abgerufen am 23.01.2026).

86 Vgl. Clean Energy Ministerial, Thermal Power Plant Flexibility, a publication under the Clean Energy Ministerial campaign (2018), S. 11 ff., abrufbar unter https://www.ea-energianalyse.dk/wp-content/uploads/2020/02/thermal_power_plant_flexibility_2018_19052018.pdf (zuletzt abgerufen am 23.01.2026).

87 Vgl. Energinet, Hvad er fleksibelt elforbrug?, ohne Datum, abrufbar unter <https://energinet.dk/el/fleksibelt-elforbrug/hvad-er-fleksibelt-elforbrug/> (zuletzt abgerufen am 23.01.2026); Green Power Denmark: Intelligent Energi, ohne Datum, abrufbar unter <https://greenpowerdenmark.dk/om-os/vaerdikaedefaellesskaber/intelligent-energi> (zuletzt abgerufen am 23.01.2026).

88 Vgl. GOPACS, What is GOPACS?, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.gopacs.eu/en/what-is-gopacs/> (zuletzt abgerufen am 04.02.2026).

89 Vgl. Energy Storage NL, Energy Storage NL in conversation with Minister Sophie Hermans, 02.12.2025, abrufbar unter Energy Storage NL in gesprek met minister Sophie Hermans – Energy Storage NL (zuletzt abgerufen am 09.02.2026).

90 Vgl. EPEX SPOT, Localflex Dutch market connection to GOPACS completed successfully, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.epexspot.com/en/news/localflex-dutch-market-connection-gopacs-completed-successfully> (zuletzt abgerufen am 09.02.2026).

schieben und dafür wirtschaftlich vergütet werden.⁹¹ Auf technischer Ebene spielt – wie in vielen anderen Ländern auch – die Integration von Energiemanagementsystem (EMS) und Heimenenergiemanagementsystem (HEMS) eine entscheidende Rolle. Durch diese Systeme können dezentrale Anlagen wie Batteriespeicher, Wärmepumpen oder Ladepunkte für Elektrofahrzeuge dynamisch gesteuert werden, sodass Erzeugung und Verbrauch innerhalb der zulässigen Netzgrenzen bleiben.⁹²

Auf dem Weg zur Netto-Null – Flexibilität im britischen Stromnetz

2024 stammte bereits über die Hälfte der Stromproduktion im Vereinigten Königreich aus Erneuerbaren. Die zunehmende Elektrifizierung von Verkehr, Wärme und Industrie erhöht den Strombedarf weiter.⁹³ Bis 2030 sollen basierend auf dem *Clean Power 2030 Action Plan* rund 95 % der nationalen Stromerzeugung aus sauberen Energiequellen stammen.⁹⁴ Der Flexibilität des Energiesystems kommt deshalb eine zentrale Bedeutung zu. Sie wurde in der *Clean Flexibility Roadmap* verankert, welche den strategischen Rahmen für ein flexibles Stromsystem definiert.⁹⁵ Ziel ist es, die verfügbare flexible Kapazität bis 2030 auf 51–66 GW zu erhöhen, was einer etwa zwei- bis dreifachen Steigerung gegenüber dem heutigen Niveau entspricht. Ein Schwerpunkt der Roadmap liegt dabei auf der stärkeren Einbindung von Endverbraucherinnen und -verbrauchern, etwa durch Nachfrageflexibilitätsmechanismen, bei denen Haushalte und Unternehmen bei Lasten wie Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen ihre Verbrauchsmuster zeitlich verschieben und dafür wirtschaftliche Anreize erhalten. Ergänzend werden Speichertechnologien, von Batteriespeichern bis hin zu Lang-

zeitspeichern, sowie flexible Erzeugungsressourcen gefördert, um EE-Überschüsse systemdienlich zu nutzen. Auf Verteilnetzebene bildet die technische Netzanchlussregel G100-2 die regulatorische Grundlage, indem sie verbindliche Import- und Exportgrenzen für dezentrale Anlagen (z. B. Laden und Entladen einer Batterie) in privaten oder gewerblichen Anwendungen festlegt und durch Vorgabe sog. *Customer Limitation Schemes* lokale Netzüberlastungen vermeiden soll.⁹⁶ In Kombination mit EMS und HEMS ermöglicht G100-2 eine netzkonforme Steuerung von Erzeugung und Verbrauch innerhalb genehmigter Netzgrenzen und unterstützt so den weiteren EE-Ausbau bei gleichzeitiger Wahrung der Netzstabilität.⁹⁷

Einbindung von dezentralen, flexiblen Verbrauchern – ein Beispiel aus Deutschland

Der Hochlauf von Elektroautos an privaten Wallboxen (Wandladestationen), Wärmepumpen, Klimaanlage und Heimbatteriespeichern birgt ein großes Flexibilitätspotenzial, kann jedoch lokale Überlastungen im Verteilnetz verursachen. Seit Anfang 2024 schafft § 14a EnWG⁹⁸ den rechtlichen Rahmen⁹⁹ für die netzorientierte Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit einer Anschlussleistung über 4,2 Kilowatt: Netzbetreiber dürfen den Strombezug dieser Anlagen bei lokalen Netzengpässen temporär drosseln oder dimmen, ohne die Versorgung vollständig abzuschalten. Im Gegenzug bieten sie den Anlagenbetreibern reduzierte Netzentgelte als Anreiz an. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen müssen mit intelligenten Messsystemen und Steuerungstechnik ausgestattet sein, damit die Verbrauchsleistung erfasst, gesteuert und abgerechnet werden kann. Der § 14a EnWG bindet dezentrale Flexibilität in das Netzbetriebsgeschehen ein, reduziert den lokalen Netzausbaubedarf, fördert innovative Tarifmodelle und stärkt die Rolle der Verbraucher als aktive Systemakteure.

91 Vgl. Energy Storage NL, Energy Storage NL in conversation with Minister Sophie Hermans, 02.12.2025, abrufbar unter Energy Storage NL in gesprek met minister Sophie Hermans – Energy Storage NL (zuletzt abgerufen am 09.02.2026).

92 Vgl. Niederländische Organisation für Angewandte Naturwissenschaftliche Forschung (TNO), Preventing grid congestion: how smart devices can optimize electricity usage in the Netherlands, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.tno.nl/en/newsroom/2024/11/preventing-grid-congestion-smart-devices/> (zuletzt abgerufen am 09.02.2026).

93 Vgl. Sokolov, Daniel AJ, Großbritannien: Wind überholt Gas als größte Stromquelle, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.heise.de/news/Großbritannien-Wind-ueberholt-Gas-als-groesste-Stromquelle-10229253.html> (zuletzt abgerufen am 09.02.2026).

94 Vgl. Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ), Clean Energy Superpower Mission areas of research interest, 06.10.2025, abrufbar unter <https://www.gov.uk/government/publications/clean-energy-superpower-mission-areas-of-research-interest/clean-energy-superpower-mission-areas-of-research-interest> (zuletzt abgerufen am 09.02.2026).

95 Vgl. Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ), Clean Flexibility Roadmap, London 2025, abrufbar unter <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/68874ddeb0e1dfe5b5f0e431/clean-flexibility-roadmap.pdf> (zuletzt abgerufen am 09.02.2026).

96 Vgl. Energy Networks Association (ENA), Engineering Recommendation EREC G100 Issue 2 Amendment 2: Technical Requirements for Customers' Export and Import Limitation Schemes, London 2023, S. 7, abrufbar unter https://www.enwl.co.uk/globalassets/get-connected/apply-for-a-new-connection/generation/micro-generation/g100_a2_457461.pdf (zuletzt abgerufen am 09.02.2026).

97 Vgl. gridX, What is G100: A UK grid regulation?, 09.12.2025, abrufbar unter <https://www.gridx.ai/knowledge/what-is-g100-a-uk-grid-regulation> (zuletzt abgerufen am 09.02.2026).

98 § 14a Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG).

99 Vgl. BNetzA, Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz, Beschluss vom 27.11.2023, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/BK6-22-300_Beschluss.html?nn=877500 (zuletzt abgerufen am 04.02.2026).

Ausblick – Weichenstellungen für Flexibilität erforderlich

Das Energiesystem der Zukunft braucht voraussichtlich das Zusammenspiel aller Flexibilitätsbausteine: Erzeugung, Verbrauch, Speicher und Netze, um hohe EE-Anteile zu integrieren und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Damit dieses Flexibilitätspotenzial genutzt werden kann, bedarf es frühzeitiger Weichenstellungen, u. a. einen flächendeckenden Rollout von Mess-, Kommunikations- und Steuerungstechnik sowie örtlicher und zeitlicher Signale, um Anreize für eine optimale Systemnutzung zu schaffen. Verschiedene Instrumente für Flexibilitätsanreize sollten dabei aufeinander abgestimmt sein, um einen markt- und netzdienlichen Einsatz zu gewährleisten – und damit tragfähige Geschäftsmodelle für Flexibilitätsanbieter entstehen können.

Energie in Deutschland

4.1 Zahlen & Fakten

4.2 Gesamtkosten des deutschen Stromsystems

4.3 Flüssiggas in der Industrie – Rolle und Perspektiven im Energiesystem der Zukunft



4.1 Zahlen & Fakten

- **Der Primärenergieverbrauch in Deutschland ist im Jahr 2025 mit 359,3 Millionen Tonnen Steinkohleeinheiten im Vergleich zum Vorjahr um 0,4 % gesunken.**
- **Die beiden wichtigsten Herkunftsländer der nach Deutschland gelieferten Energierohstoffe waren 2025 Norwegen und die USA.**
- **Erneuerbare Energien trugen 2025 mit 20,8 % zum Primärenergieverbrauch und mit 55,8 % zur Deckung des Brutto-Stromverbrauchs im Inland bei.**
- **Die Treibhausgas-Emissionen lagen 2025 um 48,2 % unter dem Niveau von 1990.**

Eckdaten des deutschen Energiemarktes

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland belief sich im Jahr 2025 auf 10.530 Petajoule.¹ Dies entspricht 359,3 Millionen Tonnen Steinkohleeinheiten (Mio. t SKE) bzw. 251,5 Mio. t Öleinheiten. Im Vergleich zum Vorjahr ist der Primärenergieverbrauch konstant geblieben. Wesentliche Einflussfaktoren, die für diese Entwicklung verantwortlich sind, waren die im Vergleich zum Vorjahr kühleren Witterung und die gesunkenen Verbraucherpreise für Energie. Diese tendenziell verbrauchssteigernden Effekte wurden durch verbrauchsmindernde Faktoren kompensiert, die von der schwachen wirtschaftlichen Entwicklung, vor allem von der verzeichneten Drosselung der Produktion bei energieintensiven Branchen ausgingen.

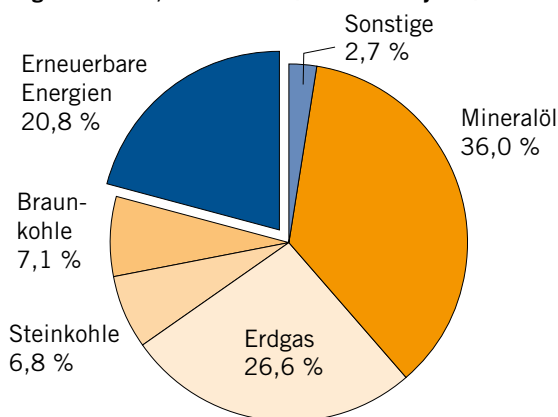
Der für 2025 ermittelte Verbrauch lag um 149,3 Mio. t SKE bzw. 29,4 % unter dem Vergleichswert des Jahres 1990 von 508,6 Mio. t SKE. Der Primärenergieverbrauch pro Einheit preisbereinigtes Bruttoinlandsprodukt (BIP)

hat sich 2025 gegenüber dem Stand des Jahres 1990 in etwa halbiert. Die kontinuierliche Verbesserung der Energieeffizienz, aber auch der Strukturwandel zu Lasten der energieintensiven Industrie sowie Veränderungen im Energiemix erklären die Entkopplung von Wirtschaftsleistung und Energieverbrauch während der letzten Jahrzehnte. Der 2025 realisierte Primärenergieverbrauch entspricht 80 kg SKE pro 1.000 € BIP (BIP 2025: 4.470,48 Mrd. €). Im weltweiten Durchschnitt war der Energieverbrauch 2025 – gemessen an der Wirtschaftsleistung – doppelt so hoch wie in Deutschland. Der Primärenergieverbrauch pro Kopf der Bevölkerung lag 2025 bei 4,3 t SKE. Das war ein Drittel weniger als 1990. Die CO₂-Emissionen werden für 2025 auf insg. 573,5 Mio. t veranschlagt. Das entspricht 6,9 t pro Kopf. Seit 1990 haben sich die CO₂-Emissionen um 45,6 % und die gesamten Treibhausgas (THG)-Emissionen um 48,2 % vermindert.

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 2025

Insgesamt: 359,3 Mio. t SKE (10.530 Petajoule)



Anteile in %

	1990	2025
Fossile Energien	87,5	78,5
Kernenergie	11,2	0,0
Erneuerbare	1,3	20,8
Stromausgleichsbedarf	0,02	0,7

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Mai 2026

Energieimporte

Deutschlands eigene Energiereserven sind gering. Daher ist das Land in besonders hohem Maße auf Importe angewiesen. Der Anteil der Importe an der Deckung des Primärenergiebedarfs betrug 2025 bei Mineralöl 98 %, bei Erdgas 95 % und bei Steinkohle 100 %. Erneuerbare Energien (EE) und Braunkohle sind die einzigen heimischen Energiequellen, über die Deutschland in größerem Umfang verfügt.

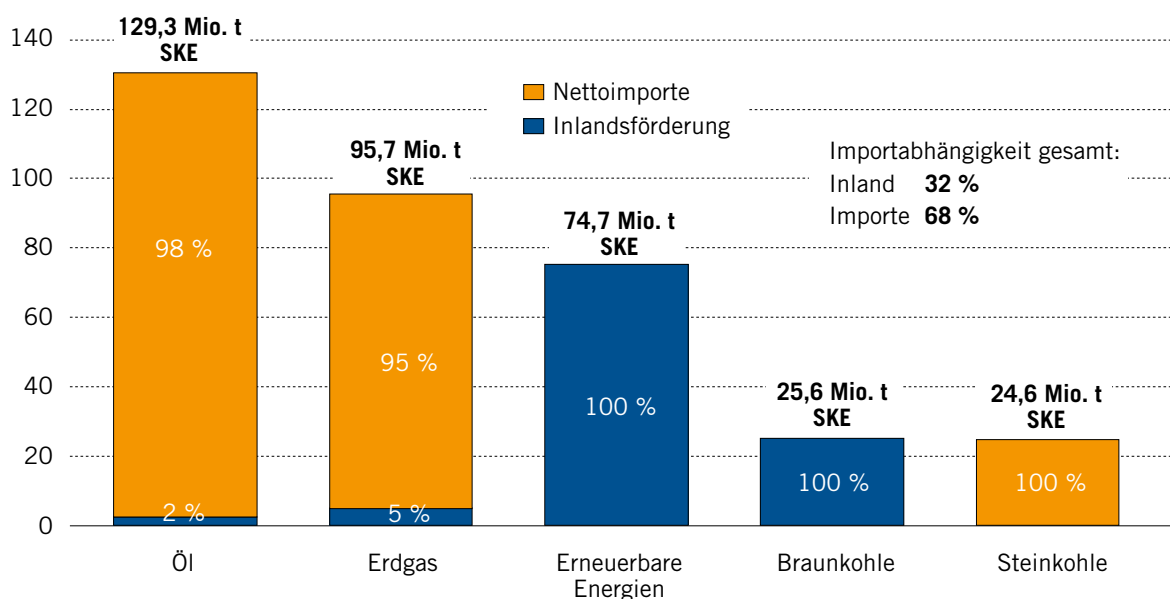
Die Deckung des Energieverbrauchs erfolgte 2025 zu 32 % durch heimische Energieträger. Von der gesamten Primärenergiegewinnung in Deutschland in Höhe von 114,9 Mio. t SKE entfielen 2025 75,0 Mio. t SKE auf Erneuerbare. Es folgte Braunkohle mit 26,2 Mio. t SKE. Die inländische Förderung von Erdgas belief sich 2025 auf 4,4 Mio. t SKE, von Mineralöl auf 2,3 Mio. t SKE und von sonstigen Energien, wie z.B. dem nicht-biogenen Anteil im Hausmüll, auf 7,0 Mio. t SKE.

Importierte Energien deckten 68 % des Energieverbrauchs. Die Einfuhren an Rohöl und Mineralölprodukten sind unter allen Energieträgern am höchsten – gefolgt von Erdgas und Steinkohle. Norwegen hat seit

2023 Russland als wichtigsten Energie-Rohstofflieferanten für Deutschland abgelöst. 2025 war Norwegen die für Deutschland stärkste Bezugsquelle sowohl für Rohöl als auch für Erdgas. In der Rangliste der Ursprungsländer für Rohöl folgten 2025 die USA, Libyen, Kasachstan und das Vereinigte Königreich Großbritannien und Nordirland. Die Lieferungen an Erdgas aus den USA haben mit dem Wegfall der russischen Pipelinelieferungen im September 2022 erheblich an Bedeutung gewonnen. Anders als bei den Lieferungen aus Norwegen, bei denen Pipeline-Gas dominierte, handelte es sich bei den Bezügen aus den USA um verflüssigtes Erdgas (*Liquefied Natural Gas, LNG*). Die größten Liefermengen an Steinkohlen stammten 2025 aus Australien, den USA, Kolumbien und Südafrika. Über alle drei Energieträger hinweg haben sich die USA seit 2023 zum zweitwichtigsten Herkunftsland für die Importe Deutschlands entwickelt.

➤ **Norwegen war im Jahr 2025 der für Deutschland wichtigste Energie-Rohstofflieferant.**

Abbildung 4.2: Energieimportabhängigkeit Deutschlands im Jahr 2025 in Mio. t

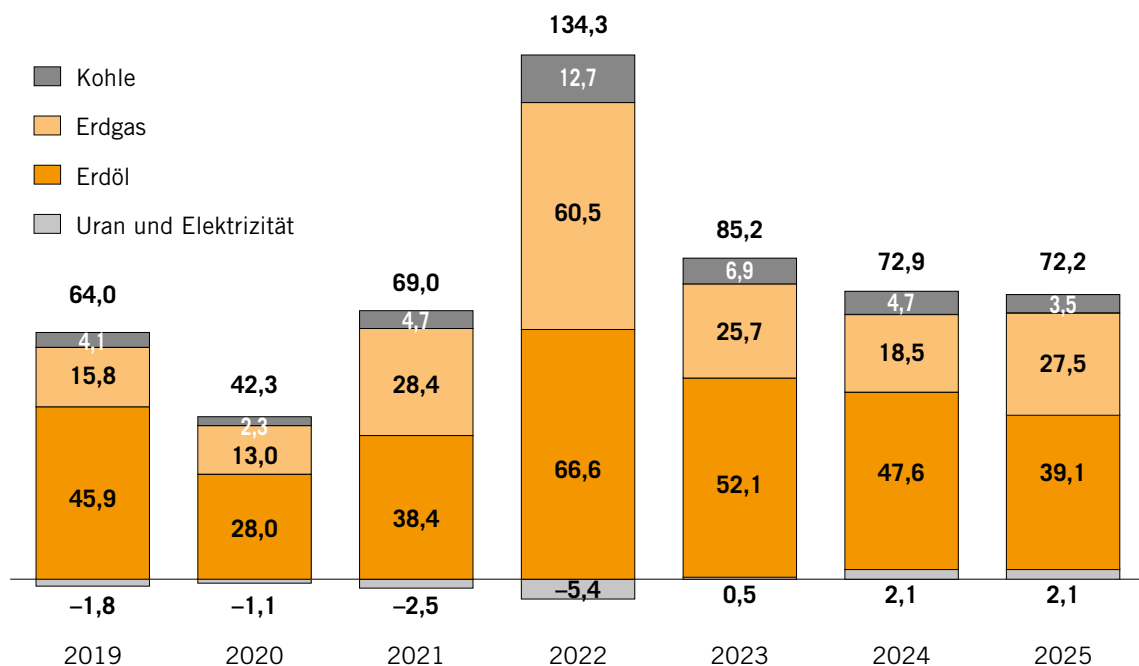


Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 05/2026 (Prozentzahlen als Anteile der Inlandsförderung am jeweiligen Primärenergieverbrauch errechnet); einschließlich sonstiger Energien, wie o. a. Außenhandels saldo Strom, von 9,4 Mio. t SKE ergibt sich der gesamte Primärenergieverbrauch von 359,3 Mio. t SKE.

Tabelle 4.1: Energie-Importrechnung der Bundesrepublik Deutschland

Energieträger	Einfuhr		Ausfuhr		Saldo	
	2024	2025	2024	2025	2024	2025
	Mrd. €					
Erdöl	71,3	59,7	23,7	20,6	47,6	39,1
Erdgas	21,5	29,9	2,9	2,4	18,5	27,5
Kohle	5,7	4,2	0,9	0,7	4,7	3,5
Uran	1,6	1,7	1,6	1,6	0,1	0,1
Elektrizität	6,6	7,6	4,6	5,6	2,0	2,0
Insgesamt	106,7	103,1	33,8	30,9	72,9	72,2

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. auf Basis der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes; Stand: Mai 2026

Abbildung 4.3: Außenwirtschaftliche Energierechnung Deutschlands 2020 bis 2025, Nettoeinfuhren (Einfuhren minus Ausfuhren) in Mrd. €

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. auf Basis der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes; Stand: Mai 2026

Der Wert der Energieeinfuhren nach Deutschland hat von 106,7 Mrd. € im Jahr 2024 um 1,8 Mrd. € bzw. 3,4 % auf 103,1 Mrd. € abgenommen. Damit entsprachen die Einfuhren an Energierohstoffen und -erzeugnissen 7,6 % des Werts der gesamten Einfuhren von Waren in die Bundesrepublik Deutschland (2024: 8,2 %), der sich im Jahr 2025 auf 1.362,5 Mrd. € (2024: 1.306,7 Mrd. €) belaufen hatte. Die außenwirtschaftliche Energie-Nettorechnung (Einfuhren minus Ausfuhren) betrug im vergange-

nen Jahr 72,2 Mrd. €. Das waren 0,7 Mrd. € bzw. 1,0 % weniger als 2024. Die Netto-Öleinfuhren machten mit 39,1 Mrd. € rund 54 % der deutschen Energierechnung aus. Die zweitwichtigste Position hielten die Nettoeinfuhren an Erdgas mit 27,5 Mrd. €, deren Netto-Einfuhrwert 2025 um rund 49 % zugenommen hat. Der Einfuhrwert von Steinkohle war 2025 mit 3,5 Mrd. € deutlich niedriger als im vergleichbaren Vorjahreszeitraum. Beim Stromaußenhandel haben sich die Vorzeichen seit 2023 umgekehrt.

Tabelle 4.2: Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland

Installierte Leistung nach Energieträgern (ET)¹⁾	2024 in Megawatt (MW)	2025⁵⁾ in Megawatt (MW)
Braunkohle	15.119	14.758 ²⁾
Steinkohle	15.973	15.387 ³⁾
Erdgas	33.735	33.464 ³⁾
Mineralölprodukte	3.990	3.811 ³⁾
Übrige konventionelle ET	6.445	6.309
Erneuerbare Energien gesamt	188.645	211.366
davon:		
Windkraft onshore	63.525	68.148
Windkraft offshore	9.215	9.733
Solare Strahlungsenergie	100.757	118.236 ⁴⁾
Biomasse	9.602	9.702
Wasser**	5.496	5.497
Geothermie	50	50
Insgesamt⁵⁾	263.907	285.095

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

2) Zum 01.01.2026 wurde Jänschwalde A mit 465 MW Leistung in die gestreckte Stilllegung überführt.

3) Davon in Reserve: Steinkohle: 6.671 MW in Netzreserve, 10 MW vorläufig stillgelegt; Erdgas: 1.340 MW in Netzreserve, 1.375 MW in Kapazitätsreserve, 988 MW besondere netztechnische Betriebsmittel, 1.428 MW vorläufig stillgelegt; Mineralöl: 805 MW in Netzreserve, 307 MW besondere netztechnische Betriebsmittel, 247 MW vorläufig stillgelegt

4) Vorläufig, teilweise geschätzt

5) Ohne Einspeiseleistung von Stromspeichern (Pumpspeicher, Batteriespeicher usw.)

Quellen: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand 05/2026

2025 entsprach der Netto-Importwert von Strom mit 2,0 Mrd. € dem Vergleichswert des Jahres 2024.

Strom

2025 betrug die gesamte Brutto-Stromerzeugung 499,4 Terawattstunden (TWh). Unter Abzug des Eigenverbrauchs der Kraftwerke von 23,0 TWh ermittelt sich für 2025 eine Netto-Stromerzeugung von 476,4 TWh. Die Struktur der Brutto-Stromerzeugung nach Einsatzenergien zeigte 2025 folgendes Bild:

- Erneuerbare Energien: 57,8 %,
- Erdgas: 17,3 %,
- Braunkohle: 14,9 %,
- Steinkohle: 6,0 %,
- Mineralöl: 0,8 %,
- Sonstige Energien: 3,3 %.

Die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen belief sich 2025 auf 285,1 Gigawatt (GW). Mit 211,4 GW entfielen davon 74 % auf Erneuerbare. Die Kraftwerksleistung auf Basis fossiler Energieträger verteilte sich mit 33,5 GW auf Erdgas, mit 15,4 GW auf Steinkohle, mit

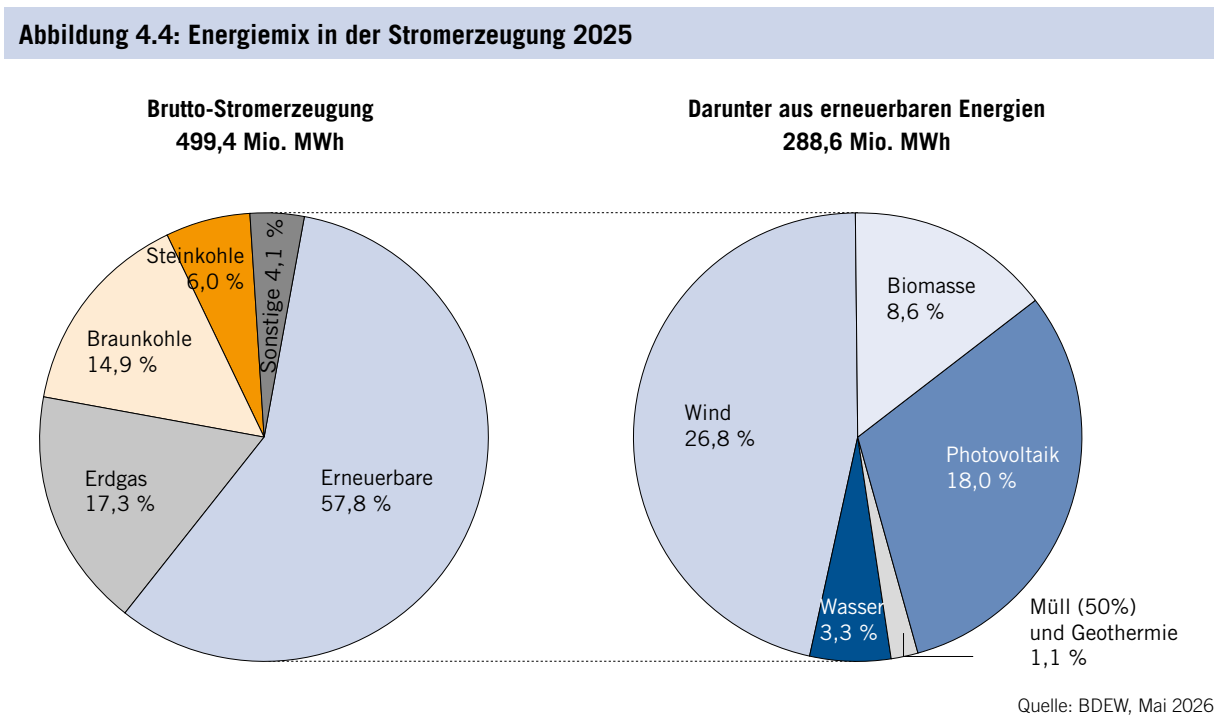
14,8 GW auf Braunkohle und mit 3,8 GW auf Öl. Des Weiteren trugen Anlagen auf Basis sonstiger fossiler Energieträger (u.a. Müllkraftwerke) mit 6,3 GW zur Stromversorgung in Deutschland bei. Angesichts des starken Zubaus von Anlagen auf EE-Basis ist die installierte Leistung inzwischen mehr als dreimal so hoch wie die Jahreshöchstlast.

Die Erzeugung an deutschen Standorten wurde ergänzt durch Stromimporte, die 2025 rund 78,5 TWh betrugen. Die Stromexporte beliefen sich 2025 auf 60,7 TWh. Im Vergleich zum Vorjahr sanken die Stromimporte um 2,3 %. Die Stromexporte erhöhten sich um 8,3 %. Der Nettostromimport belief sich 2025 auf 17,8 TWh gegenüber 24,2 TWh im Jahr 2024.

Der Energiemix in der Stromerzeugung wurde 2025 insb. durch folgende Faktoren bestimmt: den starken Zubau von Solaranlagen, die im Vergleich zum Vorjahr ungünstigeren Wind- und Wasserverhältnisse, die Preiserückgänge für Erdgas und die Zunahme der Preise für CO₂-Zertifikate.

Tabelle 4.3: Brutto-Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern			
Energieträger	2024	2025	Änderung
	TWh		%
Braunkohle	78,8	74,2	-5,9
Steinkohle	26,9	29,8	+10,5
Erdgas	81,6	86,3	+5,8
Mineralöl	4,3	4,0	-7,3
Übrige fossile Energien	17,1	16,5	-3,4
Erneuerbare Energien	285,1	288,6	+1,2
Insgesamt (ohne Pumpspeicher)	493,9	499,4	+1,1

Quelle: BDEW²



Der Letztverbrauch an Strom hat sich in Deutschland 2025 im Durchschnitt über alle Verbrauchergruppen gegenüber dem Vorjahr um 0,5 % auf 464,5 TWh verringert. In der Industrie betrug der Minderverbrauch gegenüber dem Vorjahr 1,0 %. Der Stromverbrauch der privaten Haushalte hat sich um 0,5 % verringert. In den Sektoren Gewerbe/Handel/Dienstleistungen/Landwirtschaft verminderte sich der Stromverbrauch um 0,7 %. Im Verkehrssektor wurde die Stromnachfrage des Vorjahres um 8,0 % überschritten. Die Zahl der batterieelektri-

schen Fahrzeuge ist bis zum 1. Januar 2026 auf 2.034.260 gestiegen, was 4,1 % des PKW-Bestands entspricht. Auf Plug-in-Hybride entfielen mit 1.122.958 Fahrzeugen 2,3 % des Bestands.

Nach Abnehmergruppen stellte sich der Stromverbrauch 2025 damit wie folgt dar: Industrie: 41,7 %, private

² Vgl. BDEW, Die Energieversorgung 2025. Jahresbericht, Berlin 2026.

Haushalte: 28,3 %, Kleinverbraucher (hierzu zählen Handel, Gewerbe, Dienstleistungen sowie öffentliche Einrichtungen): 25,9 % und Verkehr: 4,1 %.

Erneuerbare Energien

Erneuerbare waren im Jahr 2025 mit 288,6 TWh (2024: 285,1 TWh) bzw. 57,8 % an der Brutto-Stromerzeugung in Deutschland beteiligt (2024: 57,7 %). Die Aufteilung nach Technologien stellt sich wie folgt dar:

- Windenergie 133,8 TWh (2024: 139,0 TWh)
- Photovoltaik (PV) 90,0 TWh (2024: 75,6 TWh)
- Biomasse 43,1 TWh (2024: 43,3 TWh)
- Wasserkraft 16,0 TWh (2024: 21,4 TWh)
- Abfall (nur erneuerbarer Anteil gerechnet – 50 %) 5,6 TWh (2024: 5,5 TWh)
- Geothermie 0,2 TWh (2024: 0,2 TWh)

Insgesamt hat die EE-Stromerzeugung 2025 um 1,2 % gegenüber 2024 zugenommen.

Nach Angaben der Deutschen WindGuard GmbH (DWG) wurden im Jahresverlauf 2025 in Deutschland 965 Windenergieanlagen (WEA) an Land mit einer Gesamtleistung von insg. 5.269 MW zugebaut. Im Vergleich zum vorhergehenden Jahr ist der Zubau um 59 % gestiegen. Damit ist 2025 das zweitstärkste Zubaujahr für die Windenergie an Land – mehr Leistung wurde in Deutschland nur im Rekordjahr 2017 installiert. Im Rahmen von *Repowering*-Projekten wurde neue Leistung von 1.515 MW installiert, was etwa 29 % der im Jahr 2025 zugebauten Leistung entspricht.³ Im Jahresverlauf 2025 sind in Deutschland 452 WEA mit einer Gesamtleistung von 633 MW stillgelegt worden. Damit belief sich der 2025 realisierte Netto-Zubau auf 513 WEA mit einer Leistung von 4.636 MW. Zum 31. Dezember 2025 stieg der kumulierte Anlagenbestand auf 29.190 WEA mit einer Gesamtleistung von 68.177 MW (laut BDEW: 68.148 MW).

Zum 31. Dezember 2025 waren in Deutschland 1.680 Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) mit einer Leistung von insg. 9.740 MW in Betrieb (laut BDEW: 9.733 MW). Davon haben 41 Anlagen mit einer Leistung von zusammen 518 MW im Jahr 2025 erstmals Strom in das Netz eingespeist. Von den insg. 1.680 OWEA mit Netzeinspeisung entfielen zu dem genannten Zeitpunkt 1.371 Anlagen mit 7.910 MW auf die Nordsee und 309 Anlagen mit

1.831 MW auf die Ostsee. Die zum 31. Dezember 2025 in Betrieb befindlichen Anlagen befinden sich im Mittel in einer Wassertiefe von 31 Metern und stehen im Durchschnitt 73 Kilometer von der Küste entfernt.

Die installierte PV-Leistung hat sich nach Angaben des BDEW von 100.757 MW zum Jahresende 2024 auf 118.236 MW zum Jahresende 2025 erhöht. Die Leistung der Anlagen auf Basis von Biomasse hat sich von 9.602 MW Ende 2024 auf 9.702 MW Ende 2025 verringert. Bei Wasserkraft wurde ein Anstieg um 1 MW auf 5.497 MW verzeichnet.

Der größte Anteil an der gesamten Stromerzeugungskapazität entfiel unter den Erneuerbare-Energien-Anlagen mit 56,0 % auf Solarenergie, gefolgt von Windkraft mit 36,8 % und sonstigen Anlagen, wie insb. auf Basis von Biomasse und Wasserkraft, mit 7,2 %. Den größten Beitrag zur Stromerzeugungsmenge leisteten jedoch die Windkraftanlagen.

2025 waren Windkraftanlagen mit einem Anteil von 27 % die stärkste Stromerzeugungsquelle in Deutschland. Den größten Zuwachs verzeichnete die Photovoltaik.

Die Stromerzeugung war 2025 – wie auch in den Vorjahren – der wichtigste Einsatzbereich der erneuerbaren Energien. So entfiel mehr als die Hälfte des EE-Primärenergieverbrauchs auf den Einsatz in Kraftwerken zur Stromerzeugung. Einschließlich des Einsatzes zur Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Heizwerken erreichte der Anteil fast zwei Drittel.

Mineralöl

Die Basis für die Versorgung mit Mineralöl sind die Rohöleinfuhren, da mit 1,555 Mio. t nur 1,8 % des Bedarfs aus inländischer Förderung gedeckt werden können. Die Rohölimporte beliefen sich 2025 nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen auf 80,4 Mio. t. Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 33,0 Mio. t zur Bedarfsdeckung bei. Die Ausfuhr an Mineralölprodukten wird für 2025 auf 26,7 Mio. t veranschlagt.

Die Versorgung mit Rohöl erfolgte 2025 aus insg. rund 30 Staaten. Auf den ersten fünf Plätzen unter den Ursprungsländern rangierten Norwegen, USA, Libyen, Ka-

³ Unter Repowering wird der Austausch alter Windräder durch leistungsfähigere und effizientere Neuanlagen am selben Standort verstanden.

sachstan und das Vereinigte Königreich. Aus diesen fünf Ländern stammten 2025 rund 72 % der Gesamteinfuhren an Rohöl.

➤ Auf die fünf wichtigsten Rohöllieferanten Deutschlands (Norwegen, USA, Libyen, Kasachstan und das Vereinigte Königreich) entfielen 2025 rund 62 % der Importmengen.

Nach Weltregionen stellte sich die Einfuhrstruktur bei Rohöl 2025 wie folgt dar:

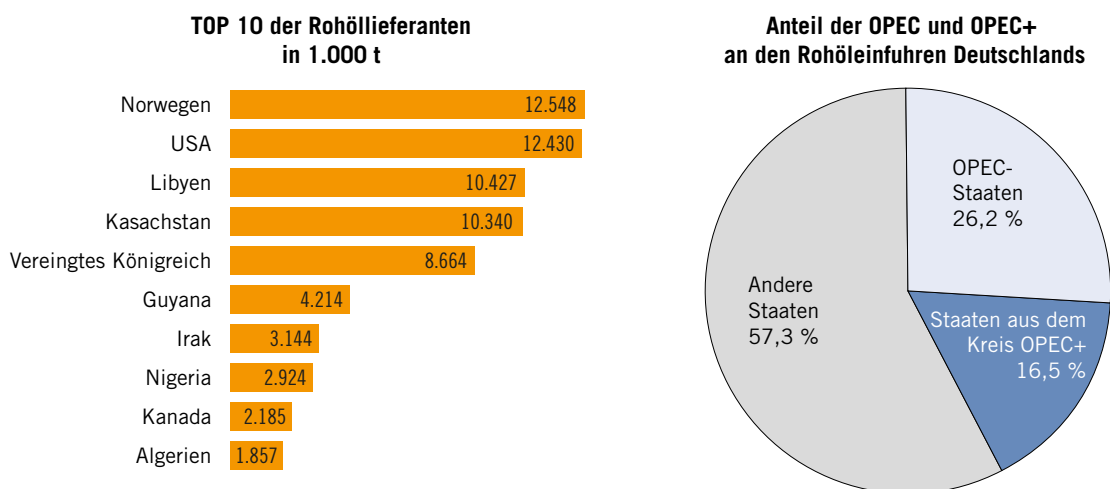
- Europa: 28,6 %
- USA/Kanada: 19,3 %
- Afrika: 23,9 %
- Kaspischer Raum: 15,9 %
- Mittel- und Südamerika: 6,2 %
- Mittlerer Osten: 6,1 %

Der Inlandsababsatz an Mineralölprodukten ist nach Erhebungen des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) von 88,4 Mio. t im Jahr 2024 um 1,4 % auf 89,6 Mio. t im Jahr 2025 angestiegen.

Hauptprodukte sind die vor allem im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe, das leichte Heizöl mit Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt, Flugkraftstoff, Rohbenzin und Flüssiggas (Liquefied Petroleum Gas, LPG). Der Absatz an Ottokraftstoff ist im Vergleich zum Vorjahr um 1,1 % auf 17,9 Mio. t gestiegen. Die Nachfrage nach Dieselmotorkraftstoff hat sich um 3,5 % auf 33,4 Mio. t erhöht. Der Absatz von leichtem Heizöl hat 2025 im Vergleich zu 2024 um 3,4 % auf 10,3 Mio. t abgenommen. Bei Flugturbinenkraftstoff wurde eine Absatzsteigerung um 2,4 % auf 9,4 Mio. t im Jahr 2025 verzeichnet. Die Vertankungen auf deutschen Flughäfen, die sich 2019 auf 10,2 Mio. t belaufen hatten, und 2020 pandemie-bedingt auf weniger als die Hälfte eingebrochen waren, unterschritten damit auch 2025 noch das Niveau von 2019. Der Absatz an Rohbenzin hat sich im Vergleich zu 2024 um 0,5 % auf 12,2 Mio. t verringert. Bei schwerem Heizöl wurde ein Anstieg um 32,9 % auf 1,1 Mio. t ermittelt.

Die Aufteilung des gesamten Inlandsabsatzes nach Verbrauchsbereichen stellte sich 2025 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.

Abbildung 4.5: Herkunft des nach Deutschland importierten Rohöls 2025



Gesamteinfuhren an Rohöl: 75.697 Tausend t; Einfuhrwert: 36.118 Mio. €

Quelle: Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes

Erdgas

Im Jahr 2025 betrug der Erdgasverbrauch 875,3 TWh (2024: 843,8 TWh). Dies entsprach einem Zuwachs von 3,7 % im Vergleich zu 2024. Der Erdgasabsatz unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs und statistischer Differenzen belief sich im Jahr 2025 auf 862,1 TWh (2024: 835,6 TWh). Nach Einsatzsektoren waren folgende Absatztendenzen zu verzeichnen:

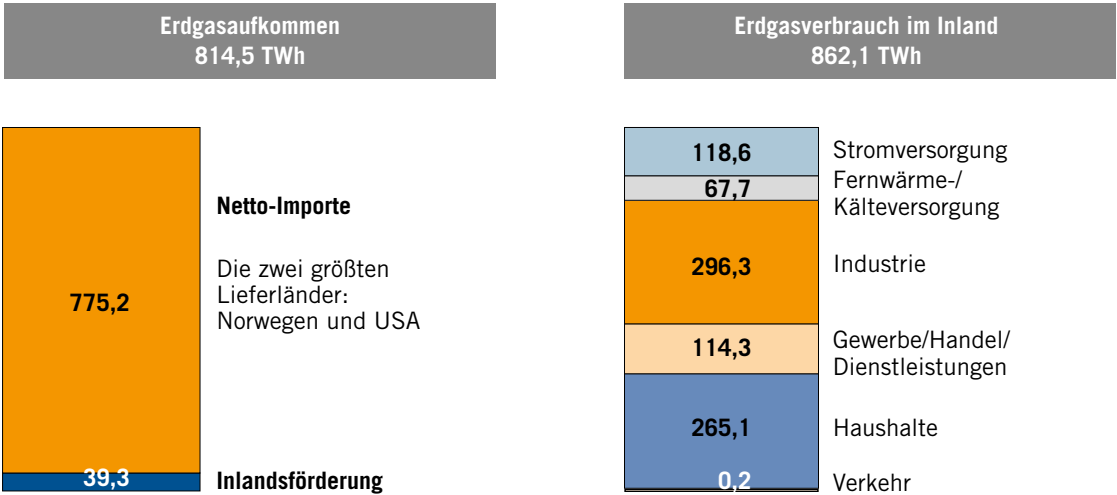
- Der Absatz an die Industrie belief sich 2025 auf 296,3 Mrd. Kilowattstunden (kWh). Das waren aufgrund der gedämpften Konjunktur 1,3 % weniger als 2024.
- Auch der Absatz zur Stromversorgung erhöhte sich, und zwar um 5,9 % auf 118,6 Mrd. kWh. Entscheidend für diese Entwicklung waren die gesunkenen Erdgaspreise, die zu einem verstärkten Einsatz von Erdgas in Kraftwerken führten.
- Der Absatz an private Haushalte nahm aufgrund der kühleren Witterung um 4,9 % auf 265,1 Mrd. kWh zu.
- Dies gilt auch für den Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen. 2025 wurden mit 114,3 Mrd. kWh etwa 7,7 % mehr abgesetzt als im Jahr 2024.
- Der Einsatz von Erdgas zur Fernwärmeversorgung hat sich um 5,9 % auf 67,7 Mrd. kWh im Jahr 2025 erhöht.
- Der Erdgasabsatz im Verkehrssektor belief sich 2025 auf lediglich 0,2 Mrd. kWh.

Die Aufteilung des Erdgasabsatzes nach Sektoren stellte sich damit 2025 wie folgt dar:

- Industrie (einschließlich Industriekraftwerken): 34,4 %
- Kraftwerke der allgemeinen Versorgung: 13,7 %
- Fernwärme-/Fernkälteversorgung: 7,9 %
- Private Haushalte: 30,7 %
- Gewerbe/Handel/Dienstleistungen: 13,3 %
- Verkehr: <0,1 %

Deutschland verfügt nur über geringe Erdgasvorkommen. Die Herkunft des in Deutschland 2025 verbrauchten Erdgases setzt sich nach Angaben des BDEW wie folgt zusammen: 42,2 % wurden über Pipelines aus norwegischen Vorkommen bezogen. Nach Schließung des Gasfeldes in Groningen haben sich die Lieferungen mit Ursprung Niederlande deutlich reduziert. Sie umfassen nur noch die Fördermengen aus den Feldern in der niederländischen Nordsee. An der Deckung des Verbrauchs in Deutschland waren diese Mengen mit 4,3 % beteiligt. Die im Inland geförderten Mengen hielten einen Anteil von 4,5 %. Ende Dezember 2025 befanden sich vier LNG-Terminals in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Mukran im Regelbetrieb. Am Verbrauch in Deutschland waren die über diese Terminals direkt nach Deutschland importierten Mengen 2025 – nach einer Steigerung um gut ein Drittel gegenüber 2024 – mit 9,7 % beteiligt. Davon stammten 94,3 % aus den USA, 3,7 % aus Norwegen und jeweils 1,0 % aus Äquatorialguinea sowie Trinidad & Tobago. 39,3 % der Mengen dürften insb. über

Abbildung 4.6: Erdgasaufkommen und -absatz in Deutschland 2025



Das Erdgasaufkommen unterscheidet sich von der Erdgasverwendung durch Speichersaldo (Ausspeicherung) von 60,8 TWh. Die Differenz zwischen dem angegebenen Erdgasverbrauch und der Summe der einzelnen Sektoren erklärt sich durch den Eigenverbrauch der Erdgaswirtschaft und statistische Differenzen in Höhe von zusammen 13,2 TWh. Entsprechend belief sich der Erdgasabsatz 2025 auf 862,1 TWh. Nicht enthalten in dem ausgewiesenen Erdgasverbrauch ist der Verbrauch an Biomethan in Höhe von 12,8 TWh. Quelle: BDEW, Mai 2026

LNG-Importterminals an den Küsten der Niederlande und Belgiens angelandet und über die bestehenden Pipelineanbindungen nach Deutschland weitergeleitet worden sein.⁴

➤ 95,5 % des Erdgasbedarfs werden durch Importe gedeckt. Wichtigster Lieferant war 2025 Norwegen.

Innerhalb der Bundesrepublik Deutschland steht für den Transport und die Verteilung von Erdgas ein gut ausgebautes Leitungsnetz mit einer Gesamtlänge von 437.300 km zur Verfügung, das in die europäischen Transportsysteme integriert ist. Davon entfallen:

- 127.000 km auf Hochdruck-,
- 180.900 km auf Mitteldruck- und
- 129.500 km auf Niederdruckleitungen.

Hinzu kommen 173.800 km Hausanschlussleitungen.

Zur Infrastruktur gehört auch eine Vielzahl von Untertagegas speichern. Die deutschen Untertage-Gasspeicher können nach Angaben des BDEW 248 Mrd. kWh Erdgas aufnehmen. Das entspricht fast 30 % des deutschen Erdgasverbrauchs im Jahr 2025. Damit verfügt Deutschland über die mit Abstand größten Speicherkapazitäten in der Europäischen Union (EU), die auch von anderen Staaten genutzt werden.

Braunkohle

In Deutschland wurden im Jahr 2025 rund 84,40 Mio. t Braunkohle entsprechend 26,17 Mio. t SKE ausschließlich im Tagebau gefördert. Die Fördermenge lag 2025 um 8,2 % unter dem Vorjahreswert (91,94 Mio. t). Der Abbau von Braunkohle erfolgt in drei Revieren.

Im Rheinischen Revier westlich von Köln wurde die Abbaumenge 2025 um 12,6 % auf 38,34 Mio. t reduziert. Im Lausitzer Revier nordöstlich von Dresden belief sich die Förderung auf 34,58 Mio. t. Damit wurde die Vergleichsmenge des Vorjahres um 8,6 % unterschritten. Das Mitteldeutsche Revier in der Umgebung von Leipzig erreichte 2025 eine Fördermenge von 11,49 Mio. t. Das waren 12,2 % mehr als im Jahr 2024. Damit entfielen

2025 von der Gesamtförderung 45,4 % auf das Rheinland, 41,0 % auf die Lausitz und 13,6 % auf Mitteldeutschland.

Der Schwerpunkt der Braunkohlennutzung liegt in der Stromerzeugung. 2025 wurden 75,04 Mio. t Braunkohle aus inländischer Förderung an Kraftwerke der allgemeinen Versorgung geliefert (2024: 80,92 Mio. t). Dies entsprach 88,9 % der gesamten Gewinnung. Die gesamte Brutto-Stromerzeugung auf Basis von Braunkohle, einschließlich der Erzeugung in Gruben- und Industriekraftwerken, belief sich 2025 auf 74,2 Mrd. kWh (2024: 78,8 Mrd. kWh). Neben dem anhaltenden strukturellen Rückgang zeigen sich zunehmend deutliche monatliche Schwankungen in der Stromerzeugung. Sie sind Ausdruck des flexibleren Betriebs der verbliebenen Kraftwerke, der sich verstärkt an der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien orientiert.

➤ Die inländische Braunkohlengewinnung verringerte sich 2025 um 8,2 %.

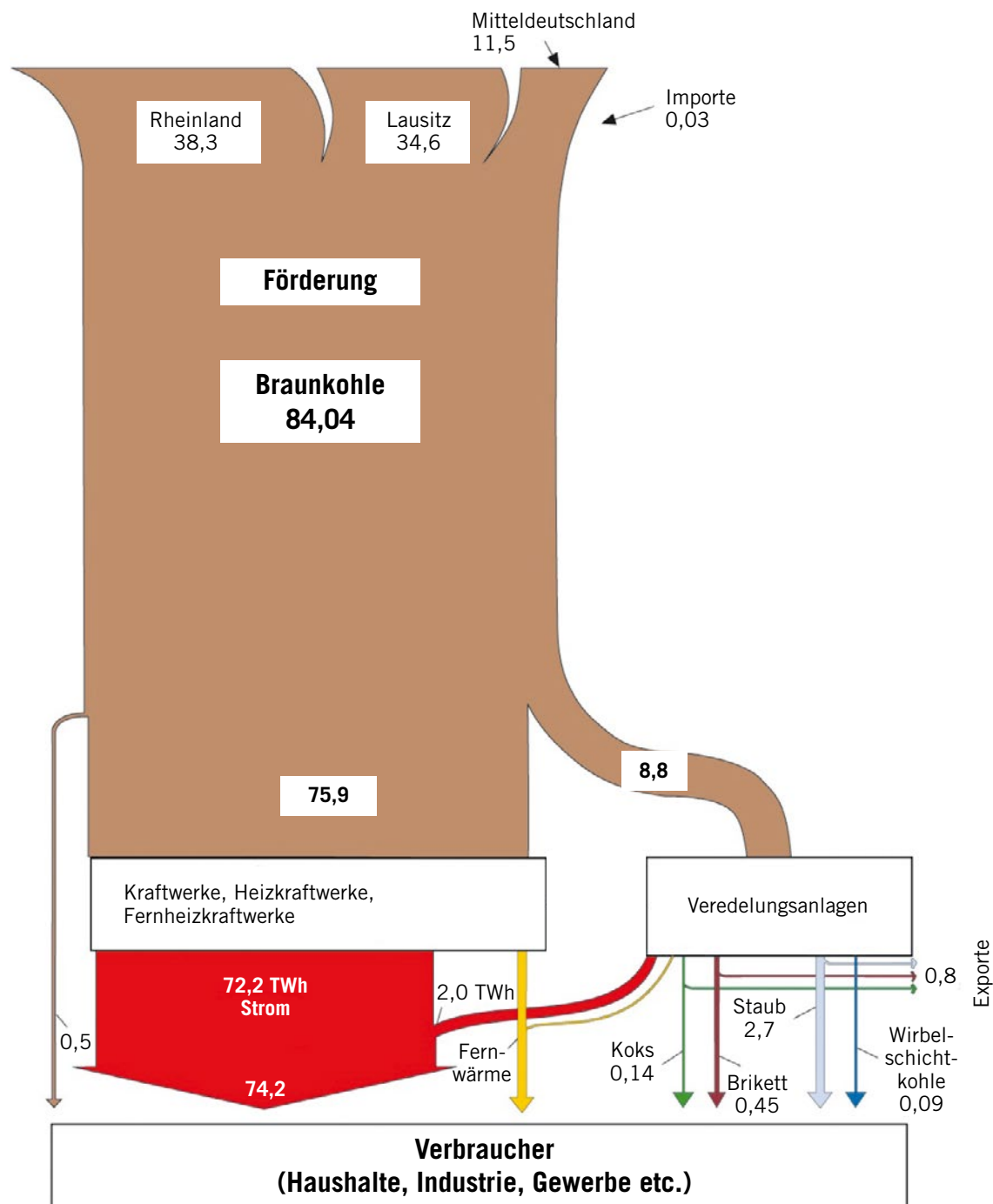
Nach den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung repräsentieren die Veredlungsbetriebe den wichtigsten Abnahmebereich der Rohbraunkohle. 2025 wurden 7,3 Mio. t zur Veredlung von Braunkohle in feste Produkte und 1,5 Mio. t in Kraftwerken des Braunkohlenbergbaus eingesetzt (2024: zusammen 10,4 Mio. t). Neben Strom und Wärme wurden dort 3,38 Mio. t marktgängige Produkte, wie Braunkohlenstaub, Briketts, Wirbelschichtkohle – ein Veredelungsprodukt der Braunkohle, das in Wirbelschichtkesseln eingesetzt wird – und Koks, hergestellt (2024: 3,90 Mio. t). An sonstige Abnehmer wurden 0,5 Mio. t Braunkohle abgesetzt, insb. zur Stromerzeugung in Industriekraftwerken außerhalb des Braunkohlenbergbaus (2024: 0,7 Mio. t).

Steinkohle

Im Jahr 2025 betrug der Primärenergieverbrauch an Steinkohle 24,6 Mio. t SKE. Er lag damit um 6,8 % unter dem Vorjahresniveau von 26,4 Mio. t SKE. Nach Beendigung des Steinkohlenbergbaus in Deutschland im Jahr 2018 wurde die Versorgung ausschließlich durch Importe sichergestellt. Die deutschen Steinkohlenimporte (einschließlich Koks und Briketts, Koks in Kohle umgerechnet) sind 2025 im Vergleich zum Vorjahr (2024: 27,5 Mio. t) mit 27,4 Mio. t praktisch konstant geblieben.

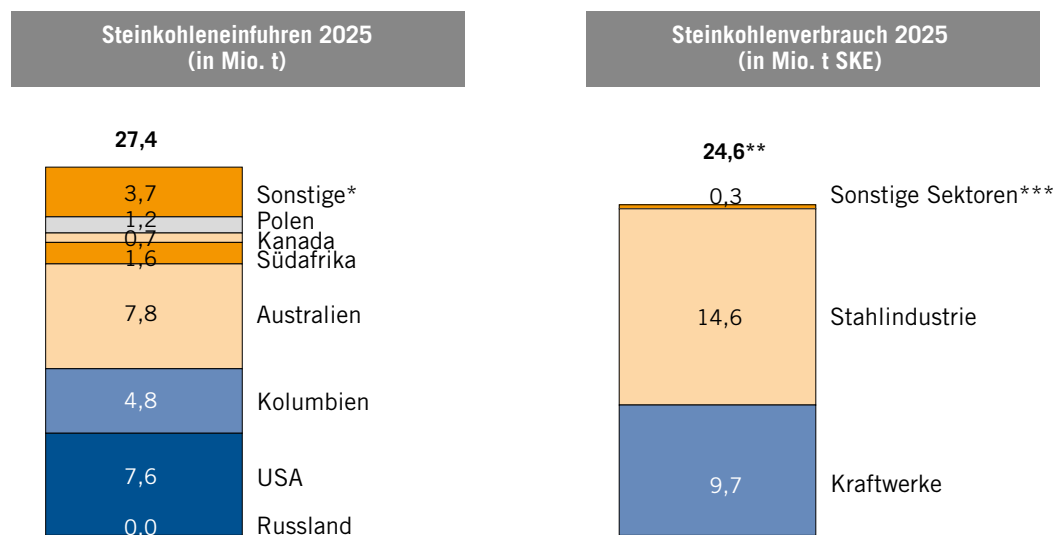
⁴ Aufgrund der teilweise engen Verflechtung des europäischen Pipelinetzes ist eine Zuordnung dieser Mengen nach Herkunftsländern nicht möglich.

Abbildung 4.7: Braunkohlenförderung und deren Verbrauch in Deutschland 2025



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

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft, Stand 02/2026

Abbildung 4.8: Steinkohlenverbrauch in Deutschland 2025

*einschl. Anthrazit, Brikett und Koks (einschl. nicht zuordenbarer Liefermengen); **einschließlich statistischer Differenzen

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), Mai 2026

Ausgehend von den für 2025 vorliegenden Zahlen der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes stellte sich die Struktur der Steinkohlenimporte nach Kohlenarten und nach Herkunftsländern wie folgt dar: Australien war mit einem Anteil von 28,7 % wichtigster Lieferant von Steinkohlen. Russland, bis zum Jahr 2021 größter Lieferant, ist inzwischen aus der deutschen Steinkohle-Importstatistik durch andere Herkunftsländer ersetzt worden, vor allem durch die USA (24,4 %), Kolumbien 11,3 %) und Südafrika (6,1 %). Damit entfielen auf die vier bedeutendsten Herkunftsländer 70,5 % der gesamten Einfuhren an Steinkohlen.

Rund 70 % der Steinkohleeinfuhren nach Deutschland stammten 2025 aus nur vier Staaten: Australien, den USA, Kolumbien und Südafrika.

Nach Verbrauchssektoren stellte sich die Entwicklung wie folgt dar:

- Der Einsatz von Steinkohle in Kraftwerken zur Erzeugung von Strom und Wärme hat sich im Jahr 2025 um rund 9 % im Vergleich zu 2024 auf 9,7 Mio. t SKE erhöht. Wichtigster Grund war die vergrößerte Stromerzeugung aus Steinkohle. Am gesamten Primärener-

gieverbrauch der Steinkohle hatten die Kraftwerke im Jahr 2025 einen Anteil von 39,4 %.

- Der Verbrauch der inländischen Stahlindustrie verringerte sich um 7 % auf 14,6 Mio. t SKE. Dies ist im Wesentlichen auf den Rückgang der Erzeugung von Roheisen und von Rohstahl zurückzuführen. Damit erreichte der Anteil des Kohleverbrauchs der Stahlindustrie am Primärenergieverbrauch von Steinkohle 59,3 %.
- Der Verbrauch in den übrigen Sektoren wird – unter Einbeziehung der statistischen Differenzen – für 2025 mit 0,3 Mio. t SKE angegeben.

CO₂-Emissionen

Die CO₂-Emissionen in Deutschland werden für 2025 – einschließlich der Emissionen aus Industrieprozessen und Landwirtschaft – auf 573,5 Mio. t beziffert. Dies entspricht im Vergleich zu 2024 einer Reduktion um 0,1 %. In der Stromerzeugung hatten sich die CO₂-Emissionen, die einem stetigen Abwärtstrend von 367 Mio. t im Jahr 1990 auf 187 Mio. t im Jahr 2020 gefolgt waren, im Jahr 2021 auf 215 Mio. t und im Jahr 2022 auf 223 Mio. t erhöht. Seit dem Jahr 2023 knüpft die Entwicklung der CO₂-Emissionen jedoch wieder an den Trend der drei Jahrzehnte von 1990 bis 2020 an. So werden die CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung für 2023 auf 172 Mio. t, für 2024 auf 158 Mio. t und für

2025 auf 154 Mio. t beziffert. Im Gebäude- und im Verkehrssektor war hingegen ein Anstieg zu verzeichnen. Dagegen sanken die CO₂-Emissionen der Industrie aufgrund wirtschaftlicher Schwäche, vor allem in energieintensiven Branchen.

Im Zeitraum 1990 bis 2025 sanken die nicht-temperaturbereinigten CO₂-Emissionen um 481,3 Mio. t bzw. 45,6 % auf 573,5 Mio. t. Die gesamten THG-Emissionen – einschließlich anderer treibhausrelevanter Gase, wie Methan, Lachgas und fluorierte Treibhausgase – haben sich von 1.253,1 Mio. t CO₂-Äquivalenten (CO₂-Äq) im Jahr 1990 um 48,2 % auf 648,9 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2025 verringert.

vorgelegt.⁵ Danach sinkt der Primärenergieverbrauch in Deutschland um fast ein Drittel gegenüber 2025 auf 250 Mio. t SKE im Jahr 2050. Während heute 68 % des Primärenergieverbrauchs durch Importe gedeckt werden, verringert sich der Einfuhranteil bis 2050 auf 37 %. Erneuerbare tragen nach den Analysen von DNV im Jahr 2050 fast drei Viertel zum Primärenergieverbrauch bei. Der verbleibende Teil entfällt auf Öl- und Erdgasimporte, die jedoch drastisch zurückgehen werden.

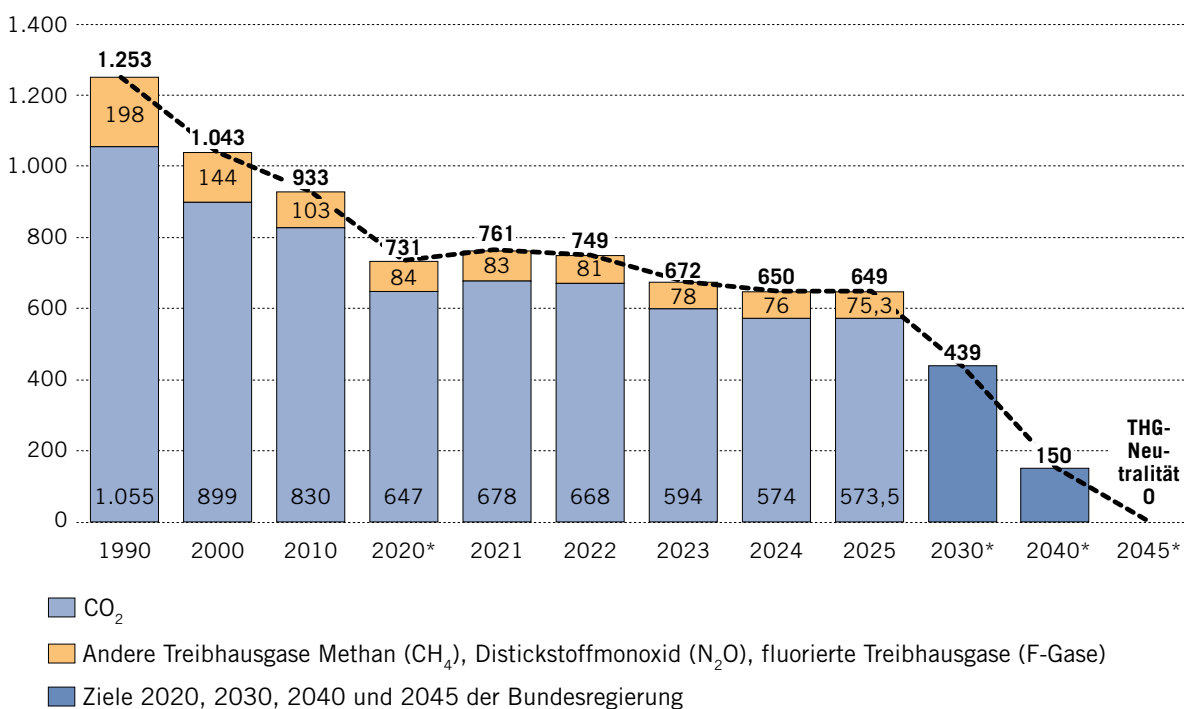
Die zukünftige Entwicklung wird von einer zunehmenden Elektrifizierung geprägt sein. DNV erwartet, dass in Deutschland 2050 etwa 46 % des Endenergieverbrauchs durch Strom gedeckt werden – gegenüber 19 % heute.

Ausblick

Die norwegische Beratungs- und Zertifizierungsgesellschaft DNV hatte im Februar 2025 eine Prognose für die Energieversorgung in Deutschland bis zum Jahr 2050

⁵ Vgl. DNV AS, Energy Transition Outlook Deutschland 2025, Høvik 2025.

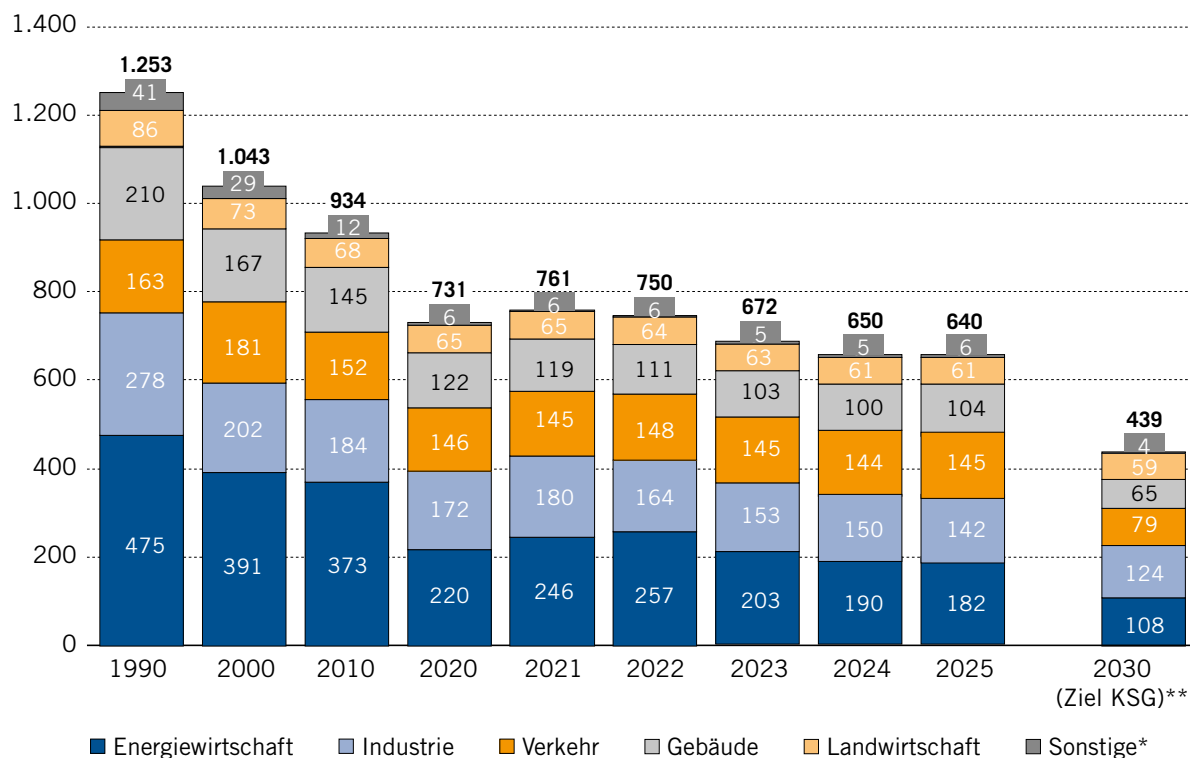
Abbildung 4.9: Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2025 und Ziele bis 2045
(in Mio. t CO₂-Äquivalenten)



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

Quelle: Umweltbundesamt, Pressemitteilung vom 15.03.2023 (für 2015 und 2021) Nationales Treibhausgasinventar 1990-2024, EU-Submission, Januar 2026 sowie Pressemitteilung Nr. 08/2026 vom 14. März 2026

Abbildung 4.10: Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2025 nach Sektoren
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 Emissionshöchstmengen nach Klimaschutzgesetz ergibt 439 Mio. t CO₂-Äq.

Quelle: Umweltbundesamt, Pressemitteilung Nr. 08/2026 vom 14.03.2026

Die Stromnachfrage steigt bis 2030 auf etwa 580 TWh an und erreicht 2050 eine Größenordnung von fast 900 TWh (exakt ausgewiesen werden 896 TWh). Das entspricht bis 2050 nahezu einer Verdoppelung im Vergleich zum Stand des Jahres 2025. Nach den Erwartungen von DNV wird Strom aus Solar- und Windkraftanlagen in Kombination mit Batteriespeichern den Technologiemix bei der Stromerzeugung dominieren, während Wasserstoff- und Gaskraftwerke die Residual- und Spitzenlast abdecken. Ab Mitte der 2030er-Jahre werden nach Modellrechnungen von DNV 42 GW neue Kapazitäten auf Gas- und Wasserstoffbasis benötigt. Die Spitzenlast in der Stromnachfrage, die in den Jahren 2000 bis 2025

zwischen 75 und 90 GW gelegen hatte, wird laut DNV bis 2035 auf etwa 100 GW und bis 2050 auf rund 135 GW ansteigen. Der Bedarf an Wasserstoff wird sich nach dieser Prognose von gegenwärtig etwa 1,1 Mio. t pro Jahr bis 2035 verdoppeln und bis 2050 auf 7,1 Mio. t ansteigen.

In den kommenden 25 Jahren müssen nach Einschätzung von DNV 3,3 Billionen € in die Energieinfrastruktur investiert werden. Das entspricht zwischen 2 % und 2,5 % des Bruttoinlandsprodukts (BIP). Zum Vergleich: In den vergangenen 25 Jahren waren es 1,7 % bis 2,0 % des BIP.

4.2 Gesamtkosten des deutschen Stromsystems

- **Gesamtsystemkosten beinhalten alle jährlichen Kosten eines Systems zur Energieversorgung, z. B. des Stromsystems. Aktuell wird erwartet, dass die jährlichen Kosten des deutschen Stromsystems von derzeit rund 120 Mrd. € bis Erreichung des Klimaneutralitätszieles 2045 um etwa 50 bis 70 % steigen werden.**
- **Der Systemkostenansatz ermöglicht einen gesamtheitlichen Blick auf die durch die Konsumenten zu tragenden Kosten. Er stellt eine gute Planungsgrundlage dar und zeigt Optimierungspotenziale auf.**
- **Mehrere Gutachten zeigen erhebliche Potenziale zur Kostensenkung im deutschen Stromsystem auf. Über die kommenden Jahrzehnte könnten sich diese Einsparungen auf dreistellige Milliardenbeträge summieren. Die Dimensionierung des Stromsystems im Einklang mit dem tatsächlichen Strombedarf ist hier ein Schlüsselfaktor.**

Systemkosten bezeichnen im Energiebereich die gesamten jährlich anfallenden Kosten eines Systems der Energieversorgung – also (je nach Definitionsrahmen) des Stromsystems oder sektorenübergreifend des gesamten Energieversorgungssystems (inkl. der Versorgung mit gasförmigen und flüssigen Energieträgern sowie Kraftstoffen). Die Systemabgrenzung ist hierbei wesentlich. Im Folgenden werden die Systemkosten des in den europäischen Binnenmarkt integrierten deutschen Stromsystems betrachtet. Kostenbestandteile sind hierbei:

- Die annuitätischen (d. h., auf die Abschreibungs- oder Nutzungsdauer verteilten) Kapitalkosten für Erzeugungsanlagen, also sowohl thermische als auch erneuerbare Anlagen der Stromproduktion sowie Speicher. Beim Übergang zu einer klimaneutralen Erzeugung müssten, falls erforderlich, Kosten für die CO₂-Abscheidung und -Speicherung (*Carbon Capture and Storage, CCS*) berücksichtigt werden.
- Die jährlichen Betriebskosten: Personalkosten, Brennstoffkosten, Wartungs- und Instandhaltungskosten etc. Bei den Kosten für thermische Erzeugungsanlagen können auch die Kosten für Reserveanlagen (Netz- und Kapazitätsreserve) angesetzt werden. Mit dem Übergang zu einer klimaneutralen thermischen Erzeugung müssen erhöhte Kosten für entsprechende Brennstoffe (Wasserstoff (H₂) und ggf. Biomethan) sowie – bei der Nutzung von CCS – Effizienzeinbußen im Anlagenbetrieb berücksichtigt werden.
- Die jährlichen Kosten für Stromimporte. Hierbei können sowohl Brutto- als auch Nettoimporte angesetzt werden. Letztere sind der Saldo aus Ex- und Importen.
- Die jährlichen Kosten für Stromnetze, also Kapital- und Betriebskosten für Übertragungs- und Verteilnetze.
- Anteilige Kosten für die Inanspruchnahme sonstiger Infrastrukturen durch das Stromsystem, insb. die Gasinfrastruktur, aber auch (falls vorhanden) Wasserstoff- oder CO₂-Transportinfrastruktur.

- Kosten für CO₂-Emissionen, die über den CO₂-Preis berechnet werden.
- Kosten für Nachfrageflexibilitäten wie annuitätische Investitionskosten für flexible Anlagen, Kosten für die Vorhaltung und Aktivierung, wie z. B. durch Trading-Einheiten.
- Kosten für Systemdienstleistungen wie die Regelleistung.⁶

Je nach derzeit verfügbarer Studie werden Systemkostenabgrenzungen und auch Bewertungsansätze unterschiedlich verwendet. So können bspw. unterschiedliche Ansätze für die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*) zum Einsatz kommen.

Die Nutzung von Systemkosten hat gegenüber der Betrachtung einzelner Kostenbestandteile (z. B. den Vollkosten – *Levelized Cost of Energy, LCOEs* – einzelner Erzeugungsarten) mehrere Vorteile. Es ist davon auszugehen, dass die Stromkonsumenten langfristig immer die jährlichen Gesamtsystemkosten zu tragen haben. Dabei hängen die individuellen Auswirkungen sowie die genaue zeitliche Verteilung von den jeweiligen Mechanismen der Kostentragung ab. Auch wird ein Teil der Kosten aus Steuermitteln (d. h., vom Verbraucher in seiner Eigenschaft als Steuerzahler) getragen.

Werden die Gesamtsystemkosten auf den Stromverbrauch umgelegt, ergeben sich die spezifischen Stromkosten – d. h., die Stromkosten je Kilowattstunde (kWh). Weiterhin erhält man eine tragfähige Aussage über die volkswirtschaftlichen Kosten, einschließlich der Infrastrukturkosten und externen Kosten, da auch CO₂-Kosten berücksichtigt werden. Dies ermöglicht den Vergleich von Planungsalternativen. Schließlich erlaubt der Ansatz der Systemkosten eine Betrachtung der Wechselwirkungen zwischen unterschiedlichen Bereichen des Stromsystems.

⁶ Regelleistung ist Leistung, die von Kraftwerken, Speichern oder Verbrauchern bereitgestellt wird, um kurzfristige Ungleichgewichte zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch auszugleichen.

Tabelle 4.4: Übersicht aktueller Systemkostenstudien

    					
Studie	Systemkosten-reduzierter Pfad zur Klima-neutralität im Stromsektor 2040	Energiewende kosteneffizient gestalten Szenarien zur Klimaneutralität 2045	Energiewende auf Kurs bringen	Zukunftspfad Stromnachfrage (2024: Stromversorgung)	The Energy Playbook
Zeit-horizont	Bis 2045	Bis 2045	Bis 2035	Bis 2035	Bis 2050
Klimaziel	Klima-neutralität 2045	Klima-neutralität 2045	Klima-neutralität 2045	Klima-neutralität bis 2050 bei Trendpfad-Szenario	Klima-neutralität bis 2050 (EU)
Ziel-stellung	Reduzierung der Gesamt-Systemkosten unter den Nebenbedingungen wie Klimaneutralität im Stromsektor bis 2040 & Versorgungssicherheit.	Die Klimaneutralität Deutschlands bis 2045 mit dem Ziel, diese kosteneffizient zu gestalten bei einem gleichzeitig robusten Gesamtsystem.	Die Sicherung des deutschen Industriestandorts durch eine kosteneffiziente, versorgungssichere und wettbewerbsfähige Energieversorgung.	Energiewende effizienter, versorgungssicher und praktikabler gestalten – durch Vermeidung von Überinvestitionen und Unterauslastung bei gleicher Klimawirkung.	Ableitung eines realistischen und wirtschaftlich tragbaren Szenarios, gekennzeichnet von einer kosteneffizienten & technologiefreundlichen Dekarbonisierung.
Methodik	Fünf Grundhypothesen dienen als Basis für die Ableitung von Kostenhebeln. Deren Kombination in Szenarien ermöglicht die Annäherung an ein Finalszenario mit maximaler Systemkosteneinsparung	Auf Basis von sechs Szenarien mit variierendem Technologiefokus und Nachfragedynamik wird das Gesamtsystem mit PyPSA-DE modelliert. Daraus werden Szenarien übergreifende, Erkenntnisse abgeleitet.	Vergleich pol. Ambitionen vs. einem optimierten Szenario auf Basis realistischer Nachfrage, kosteneffizienterer Technologien & verbesserter Systemkoordination. Daraus werden 20 Hebel zur Senkung der Gesamtkosten abgeleitet.	Aus dem Strommarkt- und Verteilnetzmodell von McKinsey sowie einer Unternehmensbefragung werden die zwei Szenarien – ein ambitionierter Transformationspfad und fortgeschriebener Trendpfad abgeleitet.	Auf Basis der Leitprinzipien Dekarbonisierung bis 2050, Kosteneffizienz und Systemresilienz wird ein optimiertes Szenario entwickelt und Planungen wie REPowereu und der EU Impact Assessment gegenübergestellt.
Szenario-rahmen	NEP23-B, eigenes Strommarktmodell	NEP23-C	NEP23-B & BMWK T45-Szenarien	NEP 2023 & EEG-Novelle (Osterpaket)	

Quelle: EnBW

So kann bspw. analysiert werden, in welchem Umfang unterschiedliche Netz-, Speicher- oder Erzeugungsinvestitionen untereinander substituierbar sind. Damit bestehen Ansatzpunkte für eine Optimierung des Gesamtsystems, die sich bei einer auf einzelne Kostensegmente beschränkten Sicht nicht erschließen würden. So ist z. B. denkbar, dass eine Stromerzeugungsart zwar niedrigere Erzeugungskosten aufweist als eine andere. Dieser Vorteil kann sich jedoch bei Einbeziehung der jeweiligen Netzkosten relativieren oder sogar umkehren. Im Rahmen entsprechender Systemanalysen können auch weitere Aspekte, wie unterschiedliche geographische Verteilungen von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen oder unterschiedliche Annahmen zu verfügbaren Flexibilität, untersucht werden.

Systemkosten sind die gesamten jährlich anfallenden Kosten eines Systems der Energieversorgung.

Erwartete Systemkostenentwicklung bis 2045

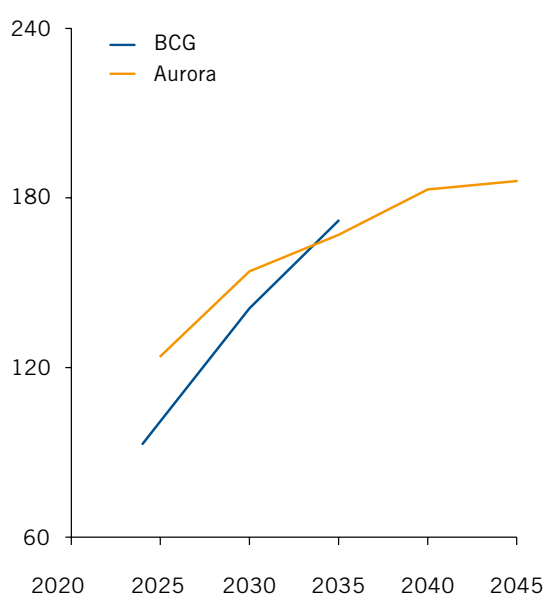
Bis zur geplanten Erreichung des Klimaneutralitätsziels im Jahr 2045 wird ein spürbarer Anstieg der Kosten des

Stromsystems um ca. 50 bis 70 % erwartet.⁷ Wesentliche Determinanten dieser Entwicklung sind die Kapital- und Betriebskosten von CO₂-neutralen Erzeugungskapazitäten, wie erneuerbaren Energien (EE) und Batterien, sowie die Kosten der Stromnetze. Weniger ins Gewicht fallen die anteiligen Kosten für Gas- und H₂-Netze. Diese werden entsprechend dem Anteil des Stromsystems an der gesamten Gas- bzw. H₂-Nachfrage berücksichtigt. Ein gegenläufiger, d. h., ein im Zeitverlauf systemkostensenkender Effekt, tritt dann auf, wenn historische Investitionen abgeschrieben werden. Dies dürfte zu einem Plateau bei den Systemkosten ab ca. Ende der 2030er/Anfang der 2040er Jahre führen.

Für die Entwicklung der spezifischen Stromkosten (Cent/kWh) sind nicht allein die gesamten absoluten Systemkosten maßgeblich, sondern auch der Strombedarf, zu dessen Deckung diese Kosten entstehen. Entwickelt sich der Strombedarf schneller als die Stromsystemkosten, kommt es zu sinkenden spezifischen Stromkosten. Die Bedarfsentwicklung ist damit ebenso eine Schlüsselgröße für die künftige Kostenbelastung der Strom-

⁷ Vgl. Aurora Energy Research, Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040, Studie im Auftrag der EnBW AG, Berlin 2025; Boston Consulting Group, Energiewende auf Kurs bringen – Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik, Studie im Auftrag des BDI, Berlin 2025.

Abbildung 4.11: Erwartete Systemkosten in Deutschland bis 2045 (in Mrd. € p. a.)



Methodische Unterschiede zwischen den Studien

Aurora

- Modell des deutschen Stromsystems mit allen Systemkosten (unabhängig von heutiger Finanzierung)
- Ausweisung über annualisierte Systemkosten pro Jahr
- Referenz: „NEP-System“ (entspricht NEP 2023 B1)
- Kostenreduziertes System durch kombinierte Kostenhebel und zusätzliches Szenario mit niedriger Nachfrage

BCG

- Betrachtung Strom- und Wasserstoffsystem, Systemkosten umfassen annualisierte CAPEX + Energiekosten + andere OPEX
- Systemkosten ≠ Strompreise (Preise enthalten Steuern/Abgaben/Umlagen)
- Referenz: aktuelle politische Ambition (u. a. NEP-B, Stromnachfragepfad)
- Quantifiziert explizit Kostenrisiken aus Fehlsteuerung

Quellen: Aurora Energy Research; Boston Consulting Group (BCG)

konsumenten wie die Entwicklung der Stromsystemkosten selbst.

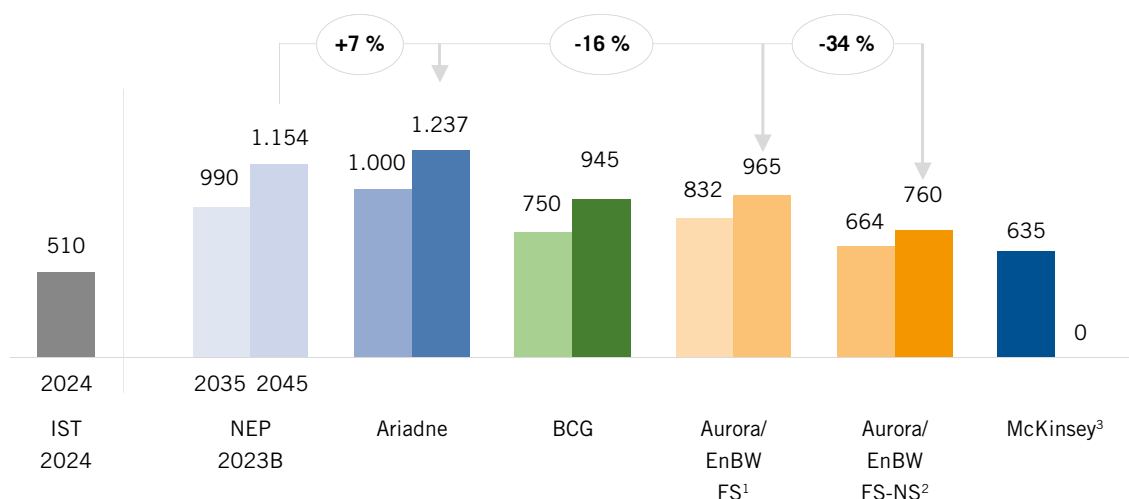
Die derzeit vorliegenden Studien zur Systemkostenentwicklung⁸ unterscheiden sich erheblich. Dies betrifft sowohl die Zielsetzungen und Rahmenbedingungen der Szenarien als auch die Annahmen zur zukünftigen Stromnachfrage. Daraus ergeben sich unterschiedliche prognostizierte Investitionsbedarfe für Stromnetze und Erzeugungskapazitäten. Weiterhin sind einige der aktuell verfügbaren Systemkosten-Szenarien normativ. Sie beschreiben also nicht die wahrscheinlichste Entwicklung, sondern einen Zielzustand, der durch die Umsetzung bestimmter Maßnahmen zur Systemkostenreduzierung erreicht werden soll.

- 8 Vgl. Aurora Energy Research, Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040, Studie im Auftrag der EnBW AG, Berlin 2025; Ariadne, Energiewende kosteneffizient gestalten. Szenarien zur Klimaneutralität 2045, Potsdam 2025; Boston Consulting Group, Energiewende auf Kurs bringen. Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik, Studie im Auftrag des BDI, Berlin 2025, McKinsey&Company, Zukunftspfad Stromnachfrage, o.O. 2025.
- 9 Vgl. Bundesnetzagentur, Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 (Version 2023), Ariadne, Energiewende kosteneffizient gestalten. Szenarien zur Klimaneutralität 2045, Potsdam 2025, Aurora Energy Research, Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040, Studie im Auftrag der EnBW AG, Berlin 2025, Boston Consulting Group, Energiewende auf Kurs bringen. Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik, Studie im Auftrag des BDI, Berlin 2025, McKinsey&Company: Zukunftspfad Stromnachfrage, o. O. 2025.

Vorliegende Studien zu Systemkosten unterscheiden sich hinsichtlich der Erwartungen zur Stromnachfrageentwicklung und den Investitionsbedarfen.

Die vorliegenden Analysen zur zukünftigen Systemkostenentwicklung unterscheiden sich auch im Detail erheblich. Besonders deutlich werden die Unterschiede bei den Annahmen zum Ausbau einzelner Technologien. So beträgt für das Jahr 2045 die Bandbreite des Ausbaus der Photovoltaik (PV) zwischen 254 Gigawatt (GW) (Aurora Finalszenario) und 468 GW (Ariadne). Bei den installierten Gas-Erzeugungskapazitäten werden zwischen 35 GW (BCG) und 87 GW (Ariadne) gesehen. Auffällig ist die vergleichsweise einheitliche Einschätzung zum Ausbau der Onshore-Windenergie zwischen 140 GW (BCG) und den aktuell geplanten 160 GW (Aurora, Ariadne). Beim Offshore-Ausbau werden meist weniger als die derzeit für Deutschland vorgesehenen 70 GW erwartet.

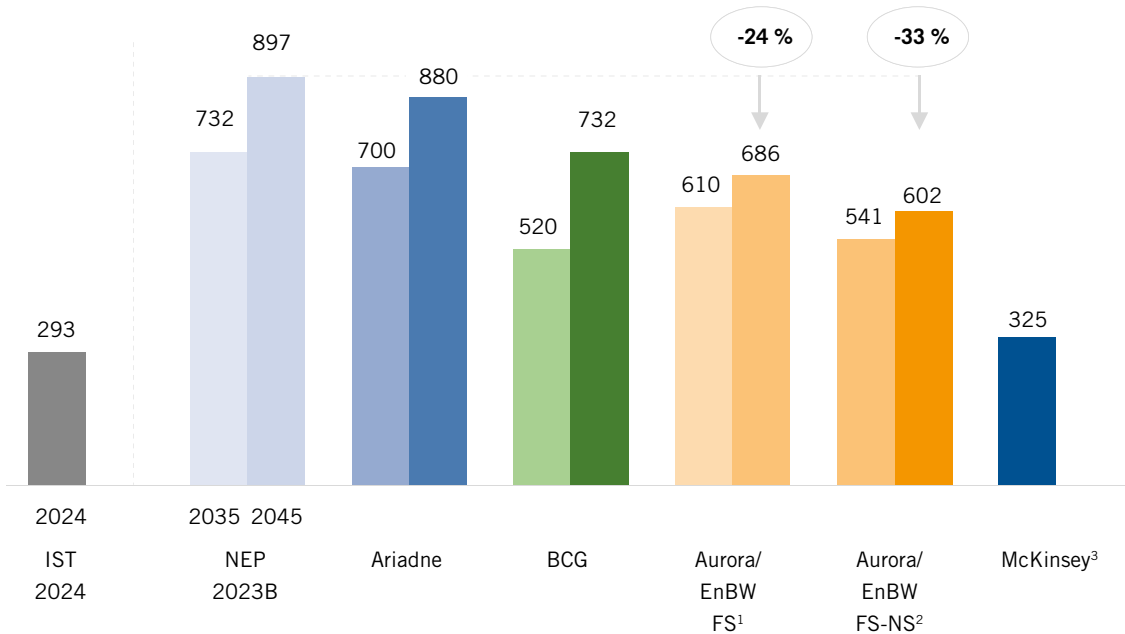
Abbildung 4.12: Szenarien zur deutschen Stromnachfrageentwicklung 2035 und 2045



NEP 2023B: Wärmepumpen für Gebäudewärme und Elektromobilität als Treiber + signifikante Nachfrage für die aufzubauende Wasserstoffinfrastruktur, Ariadne sieht sogar größere Stromnachfrage; Die anderen Studien sehen eine wachsende Stromnachfrage getrieben durch die fortschreitende Elektrifizierung in allen Sektoren, welche aber deutlich geringer ausfällt als im NEP 2023B

Quellen: EnBW auf Basis von Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur); Ariadne; Boston Consulting Group; McKinsey&Company⁹

Abbildung 4.13: Szenarien zur installierten Erzeugungskapazität 2035 und 2045



1 Finalszenario; 2 Finalszenario mit Nachfragesensitivität; 3 Trendpfad + nur Berücksichtigung der Erzeugung durch EE + keine Angaben für 2045;
4 Sonstige enthält Pumpspeicher, Wasserkraft, Biobrennstoffe/Müll, Andere EE

Quellen: EnBW auf Basis von Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur); Ariadne; Boston Consulting Group; McKinsey&Company¹⁰

Möglichkeiten zur Minderung der Gesamtsystemkosten

Die vorliegenden Systemkosten-Studien wurden vorrangig mit dem Ziel der Identifikation von Möglichkeiten einer Kostenreduzierung erstellt. Aufgrund der Unterschiede in den Annahmen und der analytischen Vorgehensweise unterscheiden sich die Ergebnisse. Wählt man den Netzentwicklungsplan (NEP) 2023 Szenario B als Referenz, ergeben sich bis zum Jahr 2035 kumulierte Kosteneinsparpotenziale zwischen 170 Mrd. € (Aurora) und 350 Mrd. € (McKinsey). Während sich die ermittelten Einsparungspotenziale in ihrer Höhe unterscheiden, finden sich oftmals vergleichbare Maßnahmenempfehlungen für die Kostenreduktion:

- **Anpassung des Systems auf eine reduzierte Stromnachfrage.** Der ursprünglich für Deutschland angenommene Anstieg der Stromnachfrage auf 750 Terawattstunden (TWh) im Jahr 2030 ist angesichts eines stagnierenden und sogar leicht rückläufigen Stromverbrauchs nicht mehr realistisch. Ein Ausbau des Systems auf diesen Nachfragehochlauf würde zu einer Überdimensionierung des Systems aufgrund bereits getätigter und nicht mehr rückholbarer Investitionen (*versunkene Kosten*) führen.
- **Reduzierung des Ausbaus der geplanten heimischen Elektrolyse-Kapazitäten.** Da den Studien zufolge die in Deutschland betriebene Elektrolyse zur Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff aller Voraussicht nach nicht mit importiertem klimafreundlichem Wasserstoff konkurrieren kann, können durch weitgehenden Verzicht auf heimischen Elektrolyse-Ausbau deutliche Kostenreduzierungen erzielt werden. Gleichzeitig sinkt dadurch der heimische Strombedarf, was wiederum den Bedarf an Investitionen in heimische Stromerzeugungskapazitäten reduziert.

¹⁰ Vgl. Bundesnetzagentur, Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 (Version 2023), Ariadne, Energiewende kosteneffizient gestalten. Szenarien zur Klimaneutralität 2045, Potsdam 2025, Aurora Energy Research, Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040, Studie im Auftrag der EnBW AG, Berlin 2025, Boston Consulting Group, Energiewende auf Kurs bringen. Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik, Studie im Auftrag des BDI, Berlin 2025, McKinsey&Company: Zukunftspfad Stromnachfrage, o. O. 2025.

Die Referenz: Szenario B des Netzentwicklungsplans (NEP) Version 2023

Der Netzentwicklungsplan (NEP) ist die von den Übertragungsnetzbetreibern erstellte und von der Bundesnetzagentur geprüfte Planung des langfristigen Ausbaus des deutschen Stromübertragungsnetzes. Dabei werden drei unterschiedliche Szenarien verwendet. Diese dienen dazu, verschiedene mögliche Entwicklungen des Energiesystems abzubilden.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber beschreiben diese Szenarien ausdrücklich als unterschiedliche Pfade zur Klimaneutralität mit verschiedenen hohen Graden von Elektrifizierung und Wasserstoffnutzung. Im NEP 2037/2045 (Version 2023) dient Szenario B als das wahrscheinlichste zentrale Planungsszenario für das Zieljahr 2037. Es beschreibt einen Entwicklungspfad, auf dem Deutschland auf einen Mix aus Direktelektrifizierung und Wasserstoffnutzung setzt.

Die drei Szenarien A, B und C unterscheiden sich vor allem hinsichtlich des Ausmaßes der Elektrifizierung und der Rolle von Wasserstoff. In Szenario B werden die energie- und klimapolitischen Ziele durch einen starken Ausbau von Wind- und Solarenergie sowie durch Elektromobilität, Wärmepumpen und Industrieelektrifizierung umgesetzt, was zu einem deutlichen Stromverbrauchsanstieg führt. Gleichzeitig wird aber auch eine bedeutende Nutzung von Wasserstoff in Industrie, Kraftwerken und Teilen des Verkehrssektors angenommen. Im Vergleich zu Szenario B ist Szenario A durch eine stärkere Rolle von Wasserstoff und eine geringere Direktelektrifizierung gekennzeichnet. Letztere ist in Szenario C sehr ausgeprägt, was hier einen besonders hohen Strombedarf verursacht.

- Selektive Reduzierung des EE-Ausbaus.** Wenn angenommen werden kann, dass der Stromverbrauch geringer als erwartet ausfällt, ist auch eine kleiner dimensionierte Erzeugungsstruktur erforderlich. Bei der Verringerung der Erzeugungsleistung einzelner Technologien kann im Rahmen einer Systemkostenanalyse untersucht werden, wie deren Beiträge oder Kosten zur Systemeffizienz ausfallen. Die hier analysierten Studien kommen bei der optimalen Zusammensetzung des Erzeugungsparks zu unterschiedlichen Ergebnissen. BCG empfiehlt, den Ausbau der Dach-PV zu begrenzen, da deren Stromgestehungskosten höher sind als bei Freiflächenanlagen. Aurora unterscheidet dagegen nicht zwischen beiden Technologien. Nach Einschätzung der Aurora-Studie gleichen geringere Netzkosten bei Dachanlagen die höheren Erzeugungskosten weitgehend aus. Sowohl Aurora als auch McKinsey empfehlen eine deutliche Reduzierung des PV-Zubaus im Vergleich zu den politischen Zielen. Als systemseitig sinnvoll wird bei Aurora und BCG ein umfangreicher Ausbau der Onshore-Windenergie angesehen, weil diese Erzeugungsart einen guten Kompromiss aus niedrigen Erzeugungs- und Netzkosten und relativ guter Verfügbarkeit in Knappheitssituationen darstellt. Bei Offshore-Wind wird meist (Aurora, BCG) ein geringerer Endausbau als derzeit vorgesehen (70 GW) empfohlen, weil ab ca. 55 GW die zusätzlichen Kosten des erforderlichen Übertragungsnetzausbaus deutlich stärker ansteigen und weil ein höherer Ausbau dazu führen würde, dass
 - Winderträge aufgrund von Verschattungseffekten¹¹ deutlich abnehmen.
- Begrenzter Batteriezubau und thermischer Backup.** Bei der disponiblen, nicht-wetterabhängigen Erzeugungskapazität wird in den Studien überwiegend eine Begrenzung der Batteriekapazität empfohlen. Hintergrund ist, dass Batterien zwar kurzfristige Flexibilität für das System liefern können, aber energiebegrenzt sind (also je Zyklus nur eine limitierte Strommenge zur Verfügung stellen können) und im Falle länger anhaltender Knappheiten (z. B. in Zeiten von *Dunkelflauten*, in denen die Sonne kaum bis nicht scheint und Windstille herrscht) an Grenzen stoßen. In diesem Fall müsste Strom zu hohen Preisen importiert werden (Aurora). Alle hier analysierten Studien gehen davon aus, dass auch langfristig ein Backup mit nicht energiebegrenzten Kapazitäten bestehen bleiben muss. Hierzu zählen insb. Gas- und (später) H₂-Kraftwerke. Der Bedarf im Endausbau 2045 wird allerdings unterschiedlich eingeschätzt und reicht von 35 GW (NEP 2023, BCG) bis zu 87 GW (Ariadne). Sollte Wasserstoff in der thermischen Erzeugung zum Einsatz kommen, wird in einigen Studien der Einsatz von blauem Wasserstoff, welcher unter Einsatz von CCS-Technologien gewonnen wird, anstelle von erneuerbarem Wasserstoff empfohlen (BCG, McKinsey, Aurora).

¹¹ Verschattungseffekte (auch *Wake-Effekte* genannt) entstehen, wenn eine Windenergieanlage dem Wind Energie entzieht und dadurch hinter dem Rotor eine Zone mit geringerer Windgeschwindigkeit und höheren Turbulenzen erzeugt. Folgen sind ein verringerter Energieertrag nachgelagerter Windenergieanlagen und höhere mechanische Belastungen durch Turbulenzen.

Die meisten Studien empfehlen zur Reduzierung der Systemkosten eine angemessene Berücksichtigung der tatsächlichen Stromnachfrage und damit eine optimierte Dimensionierung des Stromsystems insgesamt.¹²

Durch die Reduzierung des Ausbaus der Erzeugung und die Berücksichtigung einer angemessenen räumlichen Verteilung der Erzeugung vermindern sich zudem die Kosten des Ausbaus der Übertragungs- und Verteilnetze.

Ausblick

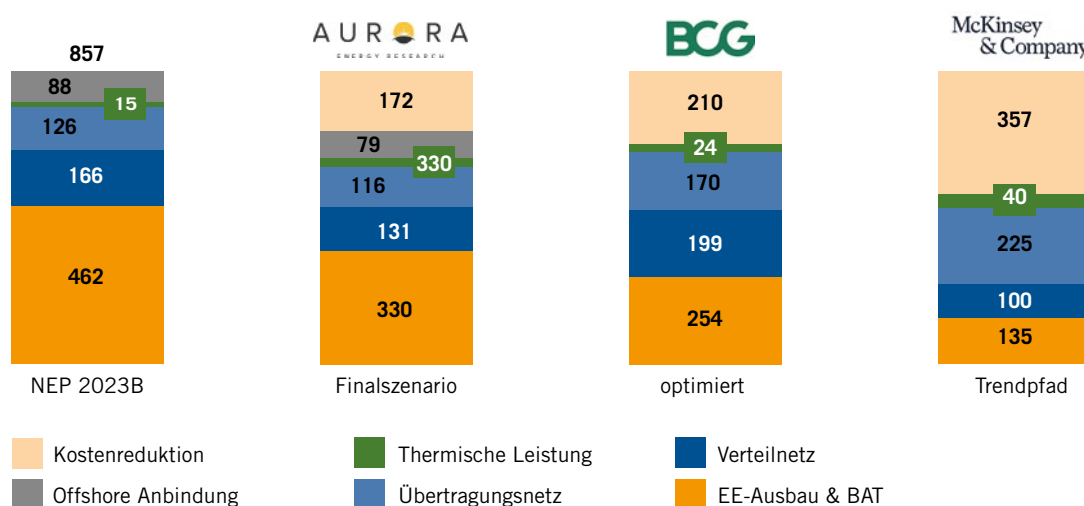
Gesamtsystemkosten sind eine aussagefähige Größe zur Beurteilung der durch die Stromverbraucher zu tragenden Kosten aus volkswirtschaftlicher Sicht. Die Analyse der Systemkosten zeigt, an welchen Stellen sich das Stromsystem grundsätzlich kostengünstiger gestalten lässt. Dabei

werden Zusammenhänge zwischen Stromnachfrage, Stromerzeugung sowie Übertragungs- und Verteilnetzen berücksichtigt. Vorhandene Studien zur Reduzierung der Gesamtkosten des Stromsystems sehen signifikante Potenziale. Auch die Bundesregierung greift zunehmend einen systemischen Planungsansatz auf. So soll eine realistischere Bedarfsplanung erfolgen oder der Netzausbau stärker im Einklang mit dem Erneuerbaren-Ausbau erfolgen. Der Wechsel vom bisherigen Referenz-Szenario B des NEP zu dem nach aktuellen Erwartungsstand realistischeren Szenario A des neuen NEP ist ebenfalls ein wichtiger Schritt in diese Richtung zur Vermeidung einer irreversiblen Überdimensionierung des Systems.

¹² Eine Ausnahme stellt hier die Ariadne-Studie dar, die die Kapazitäten von Wind und PV in allen untersuchten Klimaneutralitätspfaden in der Größenordnung der heutigen politischen Ausbauziele sieht.

¹³ Vgl. Bundesnetzagentur, Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 (Version 2023), Ariadne, Energiewende kosteneffizient gestalten. Szenarien zur Klimaneutralität 2045, Potsdam 2025, Aurora Energy Research, Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040, Studie im Auftrag der EnBW AG, Berlin 2025, Boston Consulting Group, Energiewende auf Kurs bringen. Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik, Studie im Auftrag des BDI, Berlin 2025, McKinsey&Company: Zukunftspfad Stromnachfrage, o. O. 2025.

Abbildung 4.14: Szenarien zu den Gesamtinvestitionen im Stromsektor 2035 nach Investitionsblöcken



1 BCG und Ariadne bereinigt auf real 2023; 2 Gemäß Kostenberechnung im Rahmen der Aurora Systemkostenstudie; 3 Finalscenario; 4 Finalscenario mit Nachfragesensitivität; 5 Nur Berücksichtigung der Erzeugung aus EE + keine Angaben für 2045; 6 Abzüglich der H₂-Netz Investitionen, um Vergleichbarkeit der Studien zu ermöglichen

Quellen: EnBW auf Basis von Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur); Ariadne; Boston Consulting Group; McKinsey&Company¹³

4.3 Flüssiggas in der Industrie – Rolle und Perspektiven im Energiesystem der Zukunft

- **Flüssiggas ist ein etablierter, speicherbarer und leitungsunabhängig einsetzbarer Energieträger für die Prozesswärme, zur Abdeckung von Spitzenlasten und für die dezentrale Versorgung.**
- **Der Industrieabsatz, einschließlich Großlieferungen an die Chemieindustrie, erreichte 2025 bei den Mitgliedern des Deutschen Verband Flüssiggas e. V. (DVFG) 164.746 t und stieg damit gegenüber 2024 um 19,1 %.**
- **Sog. BioLPG ist chemisch identisch mit fossilem Flüssiggas und kann bestehende Infrastruktur als Drop-in-Lösung für eine schrittweise Dekarbonisierung weiter nutzen.**

Flexibel einsetzbar in Industrie und dezentraler Versorgung

Die Transformation der Energieversorgung stellt Industrieunternehmen vor die Aufgabe, Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit gleichzeitig zu berücksichtigen. Gerade für die industrielle Prozesswärme sowie für Standorte ohne leistungsfähige leitungsgebundene Energieversorgung sind deshalb kurzfristig verfügbare und technisch erprobte Lösungen relevant. Propan, neben Butan ein Hauptbestandteil von Flüssiggas (*Liquefied Petroleum Gas, LPG*), lässt sich unter moderatem Druck verflüssigen, per Tank transportieren und direkt am Verbrauchsort bevorraten. Dadurch kann es unabhängig von Erdgas- oder Wärmenetzen eingesetzt werden und neben der regulären Versorgung auch Spitzenlasten oder eine Energiereserve abdecken.¹⁴

Typische industrielle Anwendungen reichen von Wärmebehandlungs- und Trocknungsprozessen über die Metallbearbeitung, die Glas- und Keramikproduktion bis zur Erzeugung von Prozesswärme und Dampf. Hinzu kommen temporäre Anwendungen und der Einsatz als Antriebsenergie für Flurförderzeuge. Die hohe Energiedichte und präzise Regelbarkeit der Flammentemperatur sind dabei wichtige technische Eigenschaften.

Die Speicherbarkeit vor Ort macht Flüssiggas nicht nur für die Vollversorgung, sondern auch für die Abdeckung von Spitzenlasten und als dezentrale Energiereserve interessant.

Auch für die kommunale Krisenvorsorge kann Propan eine Rolle spielen. Durch die dezentrale Bevorratung in Tanks sowie die Bereitstellung entsprechender Versorgungs- und Anwendungstechnik lassen sich bei Ausfällen leitungsgebundener Energien zeitlich befristete Not- und Ersatzversorgungslösungen aufbauen – etwa für kommunale Einrichtungen, Wärmeinseln, Notunterkünfte

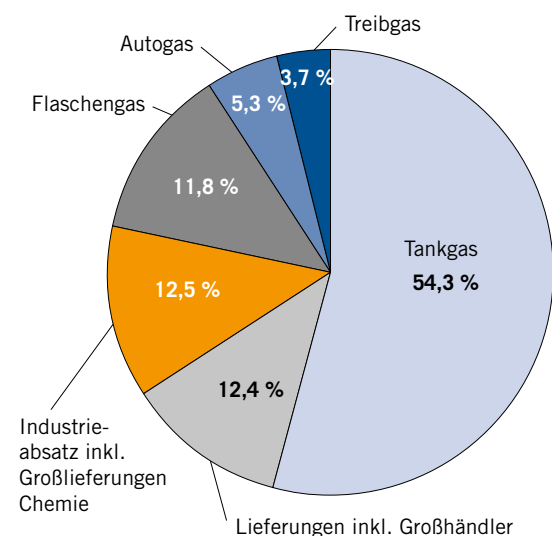
te oder andere kritische Infrastrukturen. Flüssiggas kann damit Bestandteil kommunaler Vorsorgekonzepte sein, um die Energieversorgung in Krisenlagen unabhängiger und resilienter aufzustellen.

Flüssiggas ist ein etablierter Bestandteil der deutschen Energieversorgung. Bei den über die DVFG-Mitgliedsunternehmen abgesetzten Flüssiggasmengen entfielen im Jahr 2025 12,5 % auf den „Industrieabsatz inkl. Großlieferungen Chemie“¹⁵. Das entspricht 164.746 t von insg. 1.313.009 t Inlandsabsatz der DVFG-Mitglieder. Gegenüber 2024 stieg dieses Segment um 19,1 %.¹⁶

¹⁵ DVFG, Jahresbericht 2025, Berlin 2026, S. 18.

¹⁶ Vgl. DVFG, Branchenzahlen 2025: Inlandsabsatz der DVFG-Mitglieder sowie Industrieabsatz inkl. Großlieferungen Chemie.

Abbildung 4.15: Anteil des Industrieabsatzes am gesamten Flüssiggas-Inlandsabsatz der DVFG-Mitglieder 2025



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von DVFG-Branchenzahlen 2025¹⁷

¹⁴ Vgl. Deutscher Verband Flüssiggas e. V. (DVFG), Wechsel auf Flüssiggas – Ersatzversorgung mit Flüssiggas (LPG), Fachinformation Version 1.1, Stand 11/2022, abrufbar unter https://www.dvfg.de/fileadmin/user_upload/downloads/technische-merkblaetter/Fachinformation_Wechsel_zu_Flüssiggas_-_Ersatzversorgung_mit_Flüssiggas_Version_1.1.pdf (zuletzt abgerufen am 17.08.2026).

Neben einer Erholung der wirtschaftlichen Aktivität dürfen dabei die flexible, leitungsunabhängige Versorgung sowie die gegenüber den Spitzenwerten der Energiekrise günstigere Preisentwicklung von Flüssiggas eine Rolle gespielt haben.

BioLPG als Transformationsoption

Mit Blick auf die Klimaziele stellt sich auch für Flüssiggas die Frage nach der langfristigen Dekarbonisierung des Energieträgers. Eine Perspektive bietet biogenes (erneuerbares) Flüssiggas (BioLPG), das sich etwa auf Basis von Pflanzenölen sowie organischen Rest- und Abfallstoffen herstellen lässt. Mithilfe biogener Ausgangsstoffe lässt sich der CO₂-Ausstoß des Energieträgers um bis zu 90 % reduzieren.¹⁸ BioLPG ist chemisch mit konventionellem Propan identisch und kann deshalb grundsätzlich in vorhandener Flüssiggas-Infrastruktur sowie in unterschiedlichen Beimischungsanteilen eingesetzt werden. Die Zuordnung erneuerbarer Mengen erfolgt über Massenbilanz- und Nachweissysteme. Für Anwender kann dies ermöglichen, den erneuerbaren Anteil schrittweise

zu erhöhen, ohne die gesamte Anwendungstechnik austauschen zu müssen.¹⁹

➤ **Der zentrale Vorteil von BioLPG liegt in seiner *Drop-in-Fähigkeit*: Der Energieträger kann bestehende Technik und Logistik weiter nutzen.**

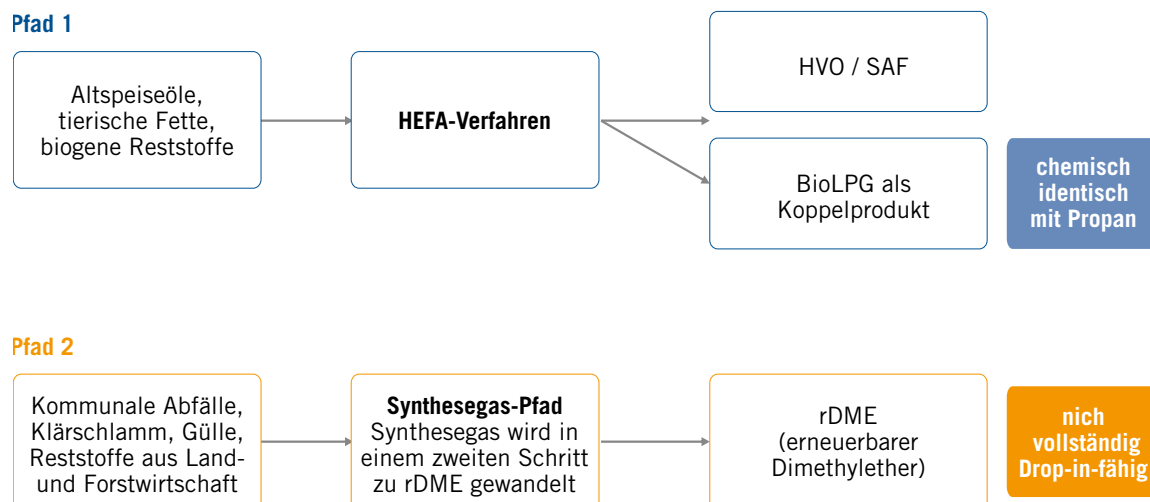
Erneuerbares Flüssiggas kann insb. dort eine ergänzende Rolle spielen, wo eine direkte Elektrifizierung technisch schwierig, wirtschaftlich nicht sinnvoll oder aufgrund begrenzter Netzkapazitäten kurzfristig nicht umsetzbar ist. Regulatorisch ist deshalb entscheidend, wie erneuerbare Moleküle neben elektrischen Lösungen angerechnet und nachgewiesen werden. Verlässliche Nachhaltigkeitskriterien und investitionssichere Rahmenbedingungen sind dafür zentral.

17 Vgl. DVFG, Jahresbericht 2025, Berlin 2026, S. 18.

18 Vgl. DVFG, Jahresbericht 2025, Berlin 2026, S. 7.

19 Vgl. U.S. Department of Energy, Alternative Fuels Data Center, Renewable Propane, abrufbar unter <https://afdc.energy.gov/fuels/propane-renewable> (zuletzt abgerufen am 17.08.2026); International Sustainability and Carbon Certification (ISCC), ISCC EU Mass Balance Guidance Document, Version 1.2, 22.12.2025, abrufbar unter https://www.iscc-system.org/wp-content/uploads/2025/12/ISCC-EU-Mass-Balance-Guidance-Document_Version-1.2_Final_22122025.pdf (zuletzt abgerufen am 17.08.2026).

Abbildung 4.16: Ausgewählte Produktionspfade für BioLPG und rDME



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von U.S. Department of Energy/National Renewable Energy Laboratory (NREL) sowie Europäischer Kommission (CORDIS)

Produktionspfade und Marktentwicklung

Ein wesentlicher Produktionspfad für BioLPG ist das HEFA-Verfahren (*Hydroprocessed Esters and Fatty Acids*), das auch zur Herstellung von *Hydrotreated Vegetable Oil (HVO)*²⁰ und nachhaltigem Luftfahrttreibstoff (*Sustainable Aviation Fuels, SAF*) eingesetzt wird. Bei der Verarbeitung bspw. von Altspeiseölen, tierischen Fetten und anderen geeigneten biogenen Rohstoffen entsteht BioLPG als Koppelprodukt. Mit dem politisch angestoßenen Hochlauf erneuerbarer Kraftstoffe, insb. im Luftverkehr, können deshalb perspektivisch zusätzliche BioLPG-Mengen entstehen.

Daneben wird erneuerbares Dimethylether (rDME) als weiterer Flüssiggas-ähnlicher Energieträger diskutiert, der u. a. aus kommunalen Abfällen, Klärschlamm, Gülle sowie Reststoffen aus der Land- und Forstwirtschaft hergestellt werden kann.²¹ Ein weiterer Herstellungsweg führt über sog. Synthesegas: Dabei werden kohlenstoffhaltige Ausgangsstoffe wie biogene Abfallstoffe zunächst in ein Gemisch aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid umgewandelt, aus dem anschließend über katalytische Verfahren erneuerbare Flüssiggase bzw. rDME erzeugt werden können.²²

Die Zukunft des Energieträgers entscheidet sich an der Verfügbarkeit erneuerbarer Mengen und einem verlässlichen regulatorischen Rahmen.

Die Marktentwicklung hängt davon ab, ob Produktionskapazitäten ausreichend schnell skaliert werden können. Begrenzte Mengen, die Verfügbarkeit nachhaltiger Rohstoffe und die Konkurrenz mit anderen Einsatzfeldern bleiben Herausforderungen. Zugleich unterliegt fossiles

Propan den internationalen Rohstoff- und Energiemärkten. Im Vergleich zu Heizöl wird Flüssiggas im Markt teilweise als etwas weniger kurzfristig preisvolatil beschrieben. Diversifizierte Beschaffungsstrukturen, unterschiedliche Vertragsmodelle und die Möglichkeit zur Vorratshaltung können die Planbarkeit unterstützen.

Auch Flüssiggaspreise bleiben jedoch von Rohstoffmärkten, geopolitischen Entwicklungen und regulatorischen Veränderungen abhängig. Im Vergleich zu Heizöl weist Flüssiggas aber häufig eine geringere kurzfristige Preisvolatilität auf. Hinzu kommt, dass industrielle Abnehmer, abhängig vom Anbieter und der Abnahmemenge, zwischen unterschiedlichen Beschaffungsmodellen wählen können, etwa tagesaktuellen Preisen oder längerfristigen Festpreismodellen. Dies kann dazu beitragen, Preisschwankungen zu glätten und Energiekosten besser planbar zu machen.

Flüssiggas kann auch in einem zunehmend elektrifizierten Energiesystem eine spezifische Rolle behalten: als speicherbarer, transportfähiger und dezentral einsetzbarer Energieträger für Anwendungen, bei denen leitungsgebundene Lösungen nicht oder nur eingeschränkt verfügbar sind. Der Übergang zu erneuerbarem Flüssiggas ermöglicht eine schrittweise Transformation – nicht als Gegenmodell zur Elektrifizierung, sondern als ergänzender Baustein eines diversifizierten Energiesystems.

Für den Markthochlauf erneuerbarer Flüssiggase sind vor allem langfristig verlässliche Rahmenbedingungen erforderlich: Dazu zählen ihre regulatorische Anerkennung entsprechend der erzielten Treibhausgasminde- rung, belastbare Nachhaltigkeits- und Nachweiskriterien sowie Vorgaben, die auch die schrittweise Dekarbonisierung bestehender Infrastrukturen ermöglichen.

20 HVO ist ein Verfahren, bei dem biogene Energieträger wie BioLPG aus Pflanzenölen wie Rapsöl durch einen Prozess der Hydrierung gewonnen werden. Vgl. Thomsen, Uwe/Kusch, Maira/Urbansky, Frank, Flüssiggas und BioLPG in der Energiewende, Berlin 2020, S. 60.

21 Vgl. Europäische Kommission, CORDIS, BUTTERFLY – Biomass Utilized To The Extended portfolio of Renewable Fuels with Large Yields, Grant Agreement ID 101118241, DOI: 10.3030/101118241, abrufbar unter <https://cordis.europa.eu/project/id/101118241/de> (zuletzt abgerufen am 17.08.2026).

22 Vgl. Baldwin, Robert M./Nimlos, Mark R./Zhang, Yimin, Techno-Economic, Feasibility, and Life Cycle Analysis of Renewable Propane: Final Report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), NREL/TP-2A00-83755, 2022, DOI: 10.2172/1891468; U.S. Department of Energy, 40BSAF-GREET 2024 Frequently Asked Questions, 2024. Zur regulatorischen SAF-Nachfrage vgl. Verordnung (EU) 2023/2405 vom 18.10.2023, Art. 4 i. V. m. Anhang I.

WEC intern

World Energy Council und Weltenergierat – Deutschland e. V.

5.1 Veröffentlichungen 2025/2026

5.2 Young Energy Podcast

5.3 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 zwei 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



Weltenergierat – Deutschland e.V.

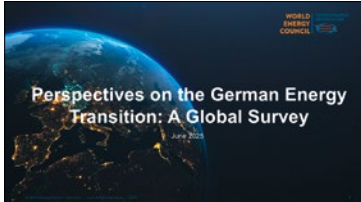
Der Weltenergierat – Deutschland e.V. repräsentiert durch seine Mitglieder alle Energieträger und Technologien und ist die unabhängige Stimme für internationale Energiefragen in Deutschland. Ihm gehören Unternehmen der Energiewirtschaft, Verbände, wissenschaftliche Institutionen sowie Einzelpersonen an.

Sein Ziel ist es, die globale Perspektive in die nationale Debatte einzubringen und das Energiesystem der Zukunft zu gestalten. Hierzu arbeitet der Weltenergierat – 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 Weltenergierat das deutsche Energiesystem im größten internationalen Kompetenznetzwerk der Energiewirtschaft. Seit über 100 Jahren setzt er sich weltweit für eine nachhaltige Energieversorgung zum Wohl aller Menschen ein.

www.weltenergierat.de

5.1 Veröffentlichungen 2025/2026



Perspectives on the German Energy Transition: A Global Survey

Juni 2025

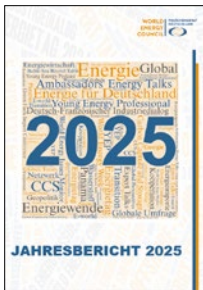
Die deutsche Energiewende wird weltweit aufmerksam verfolgt. Doch wie wird sie heute international bewertet? Die Studie *Perspectives on the German Energy Transition: A Global Survey* des Weltenergiesrats – Deutschland gibt Antworten auf diese Frage. Mehr als 100 Energieexpert:innen aus fast 50 Ländern teilen ihre Einschätzungen zu den Stärken, Herausforderungen und Zukunftsperspektiven für die deutsche Energiepolitik. Die Ergebnisse zeigen, welche Erwartungen die Welt an Deutschland richtet, welche Vorbildfunktion der Energiewende zugeschrieben wird und welche Bedeutung internationale Zusammenarbeit für eine erfolgreiche Energietransformation hat.



World Energy Issues Monitor 2026

April 2026

Der World Energy Issues Monitor 2026 bündelt die Einschätzungen von 2.750 Energieexpert:innen aus über 110 Ländern zu den wichtigsten Unsicherheiten und Prioritäten der globalen Energiewirtschaft. Die Ergebnisse zeigen: Geopolitische Risiken prägen die energiepolitische Agenda stärker denn je. Zugleich stehen der Ausbau von Netzen, Speichern und Flexibilitätsoptionen sowie die Resilienz der Energiesysteme im Mittelpunkt des Handlungsbedarfs.



Jahresbericht 2025

März 2026

Der Weltenergiesrat – Deutschland e. V. veröffentlicht jedes Jahr einen Bericht mit einer Übersicht über die Höhepunkte des vorangegangenen Jahres. Das Jahr 2025 stand erneut im Zeichen tiefgreifender Veränderungen des Energiesystems in Deutschland, in Europa und weltweit. Dabei führten die geopolitischen Entwicklungen erneut zu einer wachsenden Unsicherheit, welche zunehmende Anforderungen an ein resilientes Energiesystem nach sich ziehen. Zugleich gerät die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands und Europas unter Druck und beeinflusst die energiepolitische Agenda.

5.2 Young Energy Podcast



Bauplan fürs Klima: So messen wir den CO₂-Fußabdruck von Gebäuden

September 2025

Gebäude sind mehr als nur Orte zum Wohnen oder Arbeiten – sie sind ein Hebel für den Klimaschutz. Rund ein Drittel der CO₂-Emissionen in Europa gehen auf den Gebäudesektor zurück. Doch wie lässt sich der CO₂-Fußabdruck von Gebäuden eigentlich berechnen? Und was ist für das Klima wirkungsvoller: Sanierung oder Neubau? Darüber spricht Podcast-Host und Young Energy Professional Marlen Sunnyi Bohne mit Lutz Schulte (Fachgebietsleiter beim BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft und der HEA – Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e. V.).



Energie aus Abfall – wichtiger Baustein der Kreislaufwirtschaft

Oktober 2025

Podcast-Host und Young Energy Professional Lisa Bösch spricht mit Maja Steffens, Instandhaltungsleiterin am EEW Energy from Waste Standort Hannover, darüber, wie aus Abfall wertvolle Energie wird. Gemeinsam werfen sie einen Blick hinter die Kulissen der Energiegewinnung aus Abfall und zeigen, was in unserem Müll eigentlich alles steckt – und welches Potenzial darin verborgen liegt.



Pricing the Split: What Consumers and Industry Will See on the Ground after the Bridging Zone Split in Germany

September 2025

Deutschland und Luxemburg bilden derzeit Europas größte einheitliche Gebotszone. Eine Studie von ENTSO-E untersucht Szenarien für eine Aufteilung Deutschlands in zwei oder mehr Preiszonen. Aber wie würde eine solche Aufteilung umgesetzt werden und was würde sich in der Praxis ändern? In dieser Folge spricht Podcast-Host und Young Energy Professional Daria Ekimova mit Dr. Vadim Gorski, Mitgründer der Energieberatung Creatica, und erklärt, warum lokalere Strompreise entscheidend für die Energiewende sein können.



Flexibilitäten im Stromsystem – wieso brauchen wir sie und wie setzen wir sie am besten ein?

März 2026

Negative Strompreise und hohe Preisspitzen machen deutlich: Das Stromsystem braucht mehr Flexibilität. In dieser Folge des Young Energy Podcast spricht Niklas Reichert mit Anton Schwarz über die Ursachen zunehmender Preisschwankungen und die Rolle von Flexibilitäten für eine sichere und effiziente Energiewende. Im Fokus stehen regionale Unterschiede, die Bedeutung von Preissignalen sowie Lösungsansätze wie Netzausbau, regulatorische Anpassungen und Strompreiszonen.



Live-Folge: Energiewende unter Höchstspannung – Flexibilität, Digitalisierung und Stabilität im Übertragungsnetz

März 2026

Live auf der E-world in Essen sprachen Podcast-Hosts Daria Ekimova und Milan Neuhaus mit Dr. Hendrik Neumann, CTO des Übertragungsnetzbetreibers Amprion, über die Zukunft der Netzführung im Zuge der Energiewende. Im Fokus standen die wachsenden Herausforderungen durch volatile Einspeisung, Netzengpässe und steigende Systemkomplexität. Gemeinsam wurde außerdem diskutiert, welche Rolle digitale Zwillinge und KI-gestützte Prognosen im Netzbetrieb spielen, wie Übertragungsnetzbetreiber auf die Veränderungen reagieren und warum die europäische Zusammenarbeit für ein stabiles und resilientes Stromsystem immer wichtiger wird.



Das Rückgrat der Energiewende – Netze, Sicherheit und internationale Zusammenarbeit

August 2026

Stromnetze sind das Rückgrat der Energiewende. Doch wie gelingt es, Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Klimaschutz gleichzeitig zu gewährleisten? Darüber sprechen die Young Energy Professionals Lisa Bösch und Josefine Zurheide mit Stefan Kapferer, CEO der 50Hertz Transmission GmbH und Präsident des Weltenergierrat – Deutschland e. V. Im Fokus stehen die Rolle der Stromnetze für die Transformation des Energiesystems, der notwendige Ausbau der Infrastruktur und die damit verbundenen Investitionen.



Energiewende im Dialog – Wie wir gemeinsam Transformation voranbringen

Mai 2026

Podcast-Host und Young Energy Professional Marlen Sunnyi Bohne spricht mit Dr. Sandra Meyer-Ghosh vom CC4E der HAW Hamburg darüber, warum die Energiewende nicht nur technisch, sondern vor allem gesellschaftlich gelingen muss. Im Fokus steht der Wasserstoffhochlauf, der im Großprojekt *Norddeutsches Reallabor (NRL)* erprobt wird, und die damit verbundene Frage, wie Stakeholder-Diskussionen den Wandel voranbringen können. Außerdem geht es um die öffentliche Wahrnehmung von Wasserstoff und wie man neue Beteiligungsformate für die Energiewende schafft.

5.3 Gremien des Weltenergierat – Deutschland e.V.

Präsidium

Stefan Kapferer
(Präsident)

Dr. Markus Krebber, RWE AG
(Stellvertreter des Präsidenten)

Folker Trepte
(Schatzmeister)

Kerstin Andreae,
BDEW Bundesverband der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Dr. Leonhard Birnbaum, E.ON SE
Anne-Laure de Chamard, Siemens Energy AG
Stefan Dohler, EWE Aktiengesellschaft
Dr. Thorsten Dreier, Covestro AG
Corinna Enders,
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Joachim Goldbeck, GOLDBECK SOLAR GmbH
Carsten Haferkamp, Framatome GmbH
Dr. Thomas Hüwener, Open Grid Europe GmbH
Michael Lewis, Uniper SE
Dr. Christoph Müller, Amprion GmbH
Hildegard Müller,
Verband der Automobilindustrie e.V. (VDA)
Dr. Georg Stamatelopoulos,
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Patrick Vollkmer, TÜV SÜD AG
Patrick Wendeler, BP Europa SE

Ehrenpräsidenten

Dr. Uwe Franke
Dr. jur. Gerhard Ott
Jürgen Stotz

Präsidialausschuss

Samuel Alt, Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Dr. Céline Bilolo, TÜV SÜD AG
Anna Maria Binder,
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Dr. Niko Bosnjak, Open Grid Europe GmbH
Christine Bürger, Framatome GmbH
Thomas Dederichs, Amprion GmbH
Olivier Feix, 50Hertz Transmission GmbH
Enno Harks, BP Europa SE
Jörn Higgen, Uniper SE
Jennifer Howe, Covestro AG
Markus Hümpfer, EWE Aktiengesellschaft
Dr. Maren Jasper-Winter, Lausitz Energie
Bergbau AG (LEAG)
Burkhard von Kienitz, E.ON SE
Alexander Nolden, RWE AG
Andreas Rade,
Verband der Automobilindustrie e.V. (VDA)
Holger Schäfer, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Dr. Elmar Stracke, BDEW Bundesverband der
Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Geschäftsstelle

Stefan Kapferer (Präsident/Chair)
Dr. Carsten Rolle (Geschäftsführer/Executive Director)
Maira Kusch (Büroleiterin/Head of Office)
Claudia Coffey (Referentin/Project Manager in Elternzeit)
Anna Molchanova (Referentin/Senior Manager)
Anne Petzold (Referentin/Senior Manager)
Snjezana Tomic
(Referentin Administration und Finanzen)
Josefine Zurheide (Projektmanagerin)

Redaktionsgruppe *Energie für Deutschland*

Prof. Dr. Hans-Wilhelm Schiffer für die RWE AG
(Vorsitzender)
Michael Baranowski, DMT Energy Engineers GmbH
Quentin BCHINI, Enerdata
Marlen Sunnyi Bohne, Young Energy Professionals
Beatrice Di Giulio, FORRS GmbH
Dr. Dieter Franke, Bundesanstalt für
Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Isabelle Damminger, DMT Energy Engineers GmbH
Géraldine Duffour, Enerdata
Dr. Martin Eckert, thyssenkrupp Uhde GmbH
Nico Fröse, Open Grid Europe GmbH

Daniel Genz, Lausitz Energie Bergbau AG (LEAG)
Robert Gersdorf, European Energy Exchange AG (EEX)
Christopher Gresch, RWTH Aachen University
Felix Hofmann, Shell Deutschland GmbH
Robin Höher, Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Evelyn Höller, Propan Rheingas GmbH & Co. KG
Dr. Jörg Jasper, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Thomas Johannsen, MEW Mittelständische
Energiewirtschaft Deutschland e.V.
Frederick Keil, DVGW Deutscher Verein des Gas- und
Wasserfachs e. V.
Burkhard von Kienitz, E.ON SE

Dr. Luis-Martín Krämer, e-regio GmbH & Co. KG
 Maira Kusch, Weltenergierat – Deutschland e. V.
 Gudrun Lindemann, Horváth AG
 Anna Molchanova, Weltenergierat – Deutschland e. V.
 Dr. Jacopo Maria Pepe, Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP)
 Jörg Philp, Summit Renewable Power GmbH
 Carsten Pöhl, BP Europa SE
 Dr. Stephanie Ropenus, 50Hertz Transmission GmbH
 Andreas Schröder, Independent Commodity Intelligence Services (ICIS)

Dr. Stefanie Schwarz, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.
 Dr. Elmar Stracke, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
 Prof. Dr. Stefan Ulreich, Hochschule Biberach
 Jens Völler, Team Consult G.P.E. GmbH
 Alexandra von Schönburg, Octopus Energy Germany GmbH
 Jakob Weißinger, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
 Johannes Werner, Tennet TSO GmbH

Young Energy Professionals

Frederik Abel, E.ON SE
 Laszlo Barrena, Ørsted
 Mante Bartuseviciute, Polarstern GmbH
 Lisa Behm, Utrecht University
 Lukas Bieber, E.ON SE
 Daniel Böhmer, Aurora Energy Research
 Marlen Sunnyi Bohne, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
 Ekaterina Bosch, 50Hertz Transmission GmbH
 Lisa Bösch, Klimaschutzagentur Region Hannover GmbH
 Dr. Lauritz Bühler, A.T. Kearney GmbH
 Clara Bünger, EEF Erneuerbare Energien Fabrik
 Christine Dede, Amprion GmbH
 Beatrice Di Giulio, FORRS GmbH
 Henri Dörr, Bundesverband Windenergie Offshore e.V.
 Daria Ekimova, Gridcog
 Jan Eustachi, Shell International Trading and Shipping
 Arya Fazilat, 50Hertz Transmission GmbH
 Maximilian Feldes, NRW Energy 4Climate
 Runtian Feng, Uniper SE
 Johanna Friese, EWE Gasspeicher GmbH
 Nico Fröse, Open Grid Europe GmbH
 Leonard Gerch, AFRY
 Timona Ghosh, HDF Energy Deutschland GmbH
 Robert Görsch, Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz e.V. (DENEFF)
 Leonie Greck, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Claudia Günther, Aurora Energy Research/PIK
 Ulrike Hinz, WWF Deutschland
 Felix Hofmann, Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A.U
 Achmed Junusov, Pure Energy
 Philipp Kaiser, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Nora Kögel, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
 Maximilian Lauer, Salzgitter AG
 Leon Lieblang, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Clemens Morschheuser, VNG AG
 Viktor Müller, badenovaNETZE
 Milan Niehaus, Westnetz GmbH
 Daniel Neuhold, Uniper SE
 Lorin Neumann, DNV Energy Systems Germany GmbH
 Maren Preuß, Atmen
 Robin Puchert, Europäische Kommission
 Annkathrin Rabe, Statkraft Markets GmbH
 Niklas Reichert, ewz – Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
 Gerrit Rolofs, TE Connectivity
 Gero Roser, Bundesministerium der Finanzen
 Pantea Sadat-Razavi, Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme an der Hochschule für Technik und Wirtschaft (IZES gGmbH)
 Lara Schech, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Michaela Scheithauer, Technische Universität Bergakademie Freiberg
 Katia Schubert, Amprion GmbH
 Marie Seifert, ENERCON Global GmbH
 Isabel Sigloch, PNE AG
 Michalina Sobolewska, Sobo Studio Berlin
 Sebastian Somfleth, Amprion GmbH
 Sven Stellmacher, GOLDBECK SOLAR GmbH
 Dr. Caledonia Trapp, A.T. Kearney GmbH
 Meike Vey, E.ON SE
 Jan Vollersen, Shell Deutschland GmbH
 Maximilian von Maltzan, Elia Group/50Hertz
 Alexandra von Schönburg, Octopus Energy GmbH
 Transmission GmbH
 Muriel Wegner, Internationale Strategieberatung
 Elisabeth Weisswange, Uniper SE
 Johannes Werner, TenneT TSO GmbH
 Sebastian Wimmer, Digikoo GmbH
 Maximilian Wittke, GOLDBECK SOLAR GmbH
 Hergen Wolf, Norsk e-Fuel AS
 Lisa Marie Wolf, 50Hertz Transmission GmbH
 Josefine Zurheide, Weltenergierat – Deutschland e.V.

Mitglieder Weltenergierat – Deutschland e.V.

50Hertz Transmission GmbH	Propan Rheingas GmbH & Co. KG
AIR LIQUIDE Deutschland GmbH	RWE AG
Amprion GmbH	SEFE Securing Energy for Europe GmbH
A.T. Kearney GmbH	Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	Summit Renewable Power GmbH (Tochterunternehmen der Sumitomo Corporation)
BP Europa SE	SunPlower Propeller GmbH
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)	Team Consult G.P.E. GmbH
Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	TenneT TSO GmbH
CELSIUS Climate Solutions GmbH	ThyssenKrupp Uhde GmbH
CMS Hasche Sigle Partnerschaft von Rechtsanwälten und Steuerberatern mbB	TÜV NORD GROUP
Covestro AG	TÜV SÜD AG
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)	Uniper SE
Deutsche Shell Holding GmbH	UNITI Bundesverband EnergieMittelstand e.V.
Deutscher Verband Flüssiggas e.V. (DVFG)	Verband der Automobilindustrie e.V. (VDA)
DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.	VERBUND AG (Austria)
e-regio GmbH & Co. KG	vgbe energy e.V.
EDF Deutschland GmbH	VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
eFuel Alliance e.V.	VNG AG
EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG
Enerdata	Westfalen AG
Energy & Experience	Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V. (en2x)
ENGIE Deutschland AG	
E.ON SE	
Equinor Deutschland GmbH	
European Energy Exchange AG (eex)	
Everllence SE	
EWE Aktiengesellschaft	
Forschungszentrum Jülich GmbH	
Framatome GmbH	
GASAG AG	
GASCADE Gastransport GmbH	
GOLDBECK SOLAR GmbH	
Go2-markets GmbH	
Horváth & Partner GmbH	
ILF Consulting Engineers Germany GmbH	
Kerntechnik Deutschland e. V. (KernD)	
Lausitz Energie Bergbau AG (LEAG)	
MEW Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland e.V.	
Mitsubishi Heavy Industries EMEA, Ltd., Dusseldorf Branch	
Oliver Wyman GmbH	
Open Grid Europe GmbH (OGE)	
PricewaterhouseCoopers GmbH	
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft	

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
Art.	Artikel
Bbl	One barrel of oil
BCG	Boston Consulting Group
bcm	Billion cubic meters (Milliarden Kubikmeter)
BDEW	BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BEE	Bundesverband Erneuerbarer Energie e.V.
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
Bio.	Billionen
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Btu	British thermal unit
BRZ	Bruttoraumzahl
bspw.	beispielsweise
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CAPEX	Capital Expenditure (Investitionskosten)
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism (CO ₂ -Grenzausgleichsmechanismus)
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CfD	Contract for Difference (Differenzvertrag)
CCU	Carbon Capture and Utilization (CO ₂ -Abscheidung und -Nutzung)
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage (CO ₂ -Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung)
CHIPS	Creating Helpful Incentives to Produce Semiconductors
CH ₃ OH	Methanol
CID	Clean Industrial Deal
Commodity	Homogenes Handelsgut
COP	Conference of Parties der UN-Klimarahmenkonvention
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -Äq	CO ₂ -Äquivalent
DAC	Direct Air Capture
DE	Deutschland
d. h.	das heißt
DNV	Det Norske Veritas (norwegisches Beratungs- und Zertifizierungsunternehmen)

Abkürzung	Erläuterung
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EJ	Exajoule
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EMS	Energiemanagementsystem
EOM	Energy-Only-Markt
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas (Betreiber des texanischen Stromnetzes)
ETS	EU Emission Trading System (EU-Emissionshandelssystem)
EU	Europäische Union
EU27	Europäische Union aus 27 Mitgliedstaaten (seit 01.02.2020)
EU ETS	European Union Emissions Trading System (EU-Emissionshandelssystem)
EV	Electric Vehicle (Elektrofahrzeug)
evtl.	eventuell
EWR	Europäischer Wirtschaftsraum
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GEG	Gebäudeenergiegesetz
ggf.	gegebenenfalls
ggü.	gegenüber
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistungen
GHG-Strategy	Greenhouse Gas Strategy (Treibhausgas-Strategie)
G20	Gruppe der 20 wichtigsten Industrie- und Schwellenländer
GOPACS	Grid Operators Platform for Ancillary Services (Plattform der Netzbetreiber für Systemdienstleistungen)
Gt	Gigatonne
GTAI	Germany Trade & Invest
GuD-Kraftwerk	Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
H ₂	Wasserstoff
HEMS	Home Energy Management System (Heimenergiemanagementsystem)
IAA	Industrial Accelerator Act (Industriebeschleunigungsgesetz der EU)
IAEA	International Atomic Energy Agency (Internationale Atomenergie-Organisation)
ICIS	Independent Commodity Intelligence Services
ICS	International Chamber of Shipping (Internationale Schifffahrtskammer)

Abkürzung	Erläuterung
IEA	Internationale Energieagentur
IMF	Internationaler Währungsfonds (International Monetary Fund)
IMO	International Maritime Organization (Internationale Seeschifffahrts-Organisation)
insb.	insbesondere
IPCEI	Important Projects of Common European Interest (EU-Förderprogramme für strategisch wichtige Themen)
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)
Kb	Kilobarrel
kg	Kilogramm
KI	Künstliche Intelligenz
km	Kilometer
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KN	Kombinierte Nomenklatur
kt	Kilotonne
ktoe	Kilotonne Öleinheiten
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
KWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)
Lkw	Lastkraftwagen
LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
LPG	Liquefied Petroleum Gas (Flüssiggas)
m	Meter
mb	Millionen Barrel
MdEP	Mitglied des Europäischen Parlaments
MEPC	Marine Environment Protection Committee
mind.	mindestens
Mio.	Millionen
MMBtu	million British thermal units
MMbbl	Million Barrels per Day (Million Barrel pro Tag)
Mrd.	Milliarden
Mt	Megatonne, Millionen Tonnen
Mtoe	Megatonnen Öläquivalent

Abkürzung	Erläuterung
MSR	Marktstabilitätsreserve
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NATO	North Atlantic Treaty Organization
NDC	Nationally Determined Contribution (National festgelegte Beiträge unter dem Übereinkommen von Paris)
NECP	National Energy and Climate Plan (Nationaler Energie- und Klimaplan)
nEHS	Nationales Emissionshandelssystem
NEP	Netzentwicklungsplan
NH ₃	Ammoniak
NREP	National Renewable Energy Program (Nationales Programm für erneuerbare Energien)
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
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)
OWEA	Offshore-Windenergieanlage
p. a.	per annum (pro Jahr)
PJ	Petajoule
Pkw	Personenkraftwagen
PPA	Power Purchase Agreement
PV	Photovoltaik
RED	Renewable Energy Directive (Erneuerbare-Energien-Richtlinie)
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin (erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs)
SCR	Selective Catalytic Reduction
SGI	Saudi Green Initiative
SKE	Steinkohleeinheiten
SMR	Small Modular Reactor
sog.	sogenannt/e/r
t	Tonne
THG	Treibhausgas
TJ	Terajoule
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde
u. a.	unter anderem
UN	United Nations (Vereinte Nationen)

Abkürzung	Erläuterung
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen)
USA	United States of America (Vereinigte Staaten von Amerika)
USD	US-Dollar
VAE	Vereinigte Arabische Emirate
VLSFO	Very Low Sulphur Fuel Oil (schwefelarmer Schiffskraftstoff)
VNB	Verteilnetzbetreiber
VO	Verordnung
WEA	Windenergieanlage
WACC	Weighted Average Cost of Capital (Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)
WEC	World Energy Council
WTO	World Trade Organization (Welthandelsorganisation)
z. B.	zum Beispiel
zzgl.	zuzüglich
€	Euro
§	Paragraph

Energieeinheiten

Ausgangseinheit \ Zieleinheit	Mt SKE	Mt RÖE	Mrd. kcal	TWh*
1 Mt Steinkohleneinheiten (SKE)	–	0,7	7.000	8,14
1 Mt Rohöleinheiten (RÖE)	1,429	–	10.000	11,63
1 Mrd. Kilokalorien (kcal)	0,000143	0,0001	–	0,001163
1 Terawattstunde (TWh)	0,123	0,0861	859,8	–

* Die Umrechnung in TWh ist nicht gleichbedeutend mit einer Umwandlung in Strom, bei der zudem der Wirkungsgrad der Umwandlung berücksichtigt werden müsste.

(1 Barrel = 159 Liter)

Kilo = k = 10^3 = Tausend

Mega = M = 10^6 = Million

Giga = G = 10^9 = Milliarde

Tera = T = 10^{12} = Billion

Peta = P = 10^{15} = Billiarde

WORLD ENERGY COUNCIL

<u>Algeria</u>	<u>Ethiopia</u>	<u>Netherlands</u>
<u>Argentina</u>	<u>Finland</u>	<u>New Zealand</u>
<u>Armenia</u>	<u>France</u>	<u>Nigeria</u>
<u>Australia</u>	<u>Germany</u>	<u>Norway</u>
<u>Austria</u>	<u>Greece</u>	<u>Panama</u>
<u>Bahrain</u>	<u>Hong Kong, China</u>	<u>Poland</u>
<u>Belgium</u>	<u>Iceland</u>	<u>Portugal</u>
<u>Bosnia and Herzegovina</u>	<u>India</u>	<u>Romania</u>
<u>Botswana</u>	<u>Indonesia</u>	<u>Saudi Arabia</u>
<u>Brazil</u>	<u>Italy</u>	<u>Serbia</u>
<u>Bulgaria</u>	<u>Japan</u>	<u>Singapore</u>
<u>Burkina Faso</u>	<u>Jordan</u>	<u>Slovenia</u>
<u>Chile</u>	<u>Kazakhstan</u>	<u>South Africa</u>
<u>China</u>	<u>Kenya</u>	<u>Spain</u>
<u>Colombia</u>	<u>Korea (Rep.)</u>	<u>Sri Lanka</u>
<u>Congo (Dem. Rep.)</u>	<u>Latvia</u>	<u>Switzerland</u>
<u>Croatia</u>	<u>Lebanon</u>	<u>Trinidad and Tobago</u>
<u>Cyprus</u>	<u>Lithuania</u>	<u>Tunisia</u>
<u>Dominican Republic</u>	<u>Malta</u>	<u>Turkey</u>
<u>Ecuador</u>	<u>Monaco</u>	<u>United Arab Emirates</u>
<u>Egypt (Arab Rep.)</u>	<u>Morocco</u>	<u>United States of America</u>
<u>Estonia</u>	<u>Namibia</u>	<u>Uruguay</u>
<u>Eswatini (Kingdom of)</u>	<u>Nepal</u>	