BGR Energiestudie 2025



Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung

Ausgabe 26

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

www.bgr.bund.de

Impressum

Herausgeberin:
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Stilleweg 2
30655 Hannover

Autorenkreis:
Meike Bagge, Martin Blumenberg, Peter Klitzke, Michael Krumbholz,
Stefan Ladage, Rüdiger Lutz, Martin Pein, Michael Schauer,
Sandro Schmidt, Christine Thiel (Koordination)

unter Mitarbeit von:
Andreas Bahr, Jennifer Bremer, Lukas Czudowski, Isabell Dick

Kontakt:
Fachbereich B1.3 – Geologie der Energierohstoffe, Polargeologie
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Stilleweg 2
30655 Hannover
energierohstoffe@bgr.de

Bildnachweise: Die BGR - Abbildungen stehen unter der Creative-Commons-Lizenz CC-BY (Namensnennung) 4.0. Um eine Kopie dieser Lizenz zu sehen, besuchen Sie https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/

Bild Vorwort: © BGR/Bernd Lammel

Kartengrundlage: Natural Earth. Freie Vektor- und Rasterkartendaten
@ naturalearthdata.com

Layout: yellow too Pasiek Horntrich GbR

Datenstand: 2024

Zitierhinweis: BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2026): BGR Energiestudie 2025 – Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung (26). – 84 S.; Hannover; DOI:10.25928/es-2025

ISBN PDF: 978-3-910923-14-0

BGR Energiestudie 2025

Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung

Hannover, September 2026



Dr. Tim Vietor

Präsident der Bundesanstalt für
Geowissenschaften und Rohstoffe

Die angespannte Weltlage stellt Deutschland auch in diesem Jahr vor große energiepolitische Herausforderungen. Allein die kurzfristigen Auswirkungen des Angriffs Israels und der Vereinigten Staaten auf den Iran und die dadurch ausgelösten rasanten Preisanstiege von Erdöl und Erdgas wurden vor Kurzem noch für kaum denkbar gehalten. Zudem befindet sich der Energiesektor weiterhin im Wandel – eine Entwicklung, die wir aufmerksam beobachten müssen, gilt es doch, unsere Versorgung mit Energie nachhaltig zu sichern.

Laut der Internationalen Energieagentur ist das Zeitalter der Elektrizität angebrochen, und der weltweite Übergang zu einer auf Elektrizität basierenden Wirtschaft dürfte sich in den kommenden Jahren noch weiter beschleunigen. Während einerseits die globale Förderung der fossilen Energierohstoffe Erdgas, Erdöl und Kohle 2024 neue Höchststände erreichte, beschleunigt sich das Wachstum der erneuerbaren Energien weiter: 92 % des weltweiten Ausbaus der Stromerzeugungskapazitäten gingen in dem Jahr auf ihr Konto, wobei China dabei der maßgelbliche Treiber war. Aufgrund des kräftigen globalen Zubaus entfällt mittlerweile rund ein Drittel der weltweiten Stromerzeugung auf erneuerbare Energien – und damit genauso viel wie auf die globale Kohlestromerzeugung.

Auch in Deutschland hat sich 2024 der Anteil erneuerbarer Energien an der Energieversorgung weiter erhöht. Erneut wurde aus erneuerbaren Energien, vor allem Windkraft, Photovoltaik und Biomasse, mehr Strom produziert als aus allen fossilen Energieträgern zusammen. Zur Deckung des Primärenergiebedarfs besteht jedoch weiterhin eine sehr hohe Abhängigkeit von Energierohstoffimporten. Ihr Anteil liegt bei 68 % des Bedarfs. In den letzten Jahren ist es gleichzeitig gelungen, die Energielieferungen aus der Russischen Föderation auf ein Minimum zu reduzieren und die Importe nach Deutschland weiter zu diversifizieren. Erdgas kommt in diesem Zusammenhang weiterhin eine besondere Rolle zu, und hierbei auch verflüssigtes Erdgas (LNG). So ist in Deutschland der Ausbau von LNG-Terminals weiter vorangeschritten.

Die Energiestudie 2025 der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe hält alle relevanten energierohstoffwirtschaftlichen Daten und Fakten für Politik, Wirtschaft und Gesellschaft bereit. Sie leistet damit einen wichtigen Beitrag zum Verständnis der aktuellen weltweiten Energiesituation.

Inhalt

1 **Kurzfassung** 9

Methodik 14

2 **Energiesituation in Deutschland** 15

2.1 Erdgas 15
2.2 Erdöl 20
2.3 Erneuerbare Energien 22
2.4 Geothermie 25
2.5 Kernbrennstoffe 26
2.6 Kohle 27
2.7 Wasserstoff 31

3 **Energiesituation weltweit** 33

3.1 Erdgas 33
3.2 Erdöl 38
3.3 Erneuerbare Energien 43
3.4 Geothermie 46
3.5 Kernbrennstoffe 48
3.6 Kohle 53
3.7 Wasserstoff 57

4 **Literatur** 61

5 **Anhang** 69

Abkürzungsverzeichnis 70
Glossar 71
Definitionen 75
Ländergruppen der BGR Energiestudie 78
Wirtschaftspolitische Gliederungen 80
Maßeinheiten 81
Umrechnungsfaktoren 82

1 Kurzfassung

Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine hat nachhaltige Auswirkungen auf den deutschen, aber auch globalen Energiesektor. Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (PEV), d. h. Höhe und Zusammensetzung, wird jedoch von zahlreichen weiteren Faktoren beeinflusst. Dazu gehören energiepolitische und ordnungsrechtliche Rahmenbedingungen, makroökonomische und sektorale Faktoren, der Strukturwandel, demografische Faktoren, die Energiepreise und der Witterungsverlauf (AGEB 2025a). Die erhöhten Energiepreise, die planmäßige Abschaltung aller Kernkraftwerksblöcke im April 2023, der fortgesetzte Ausstieg aus der Kohleverstromung und der Ausbau der erneuerbaren Energien waren Faktoren, die den deutschen Energiemix maßgeblich prägten.

Der PEV Deutschlands nahm im Jahr 2024 um 1,2 % gegenüber dem Vorjahr ab und betrug 10.529 PJ. Der wichtigste Energieträger blieb Mineralöl (36,2 %), gefolgt von Erdgas (25,9 %), erneuerbaren Energien (20 %) und Kohle (7,7 % Braun- und 7,3 % Steinkohle) (Abb. 1-1). Im Energiemix weiteten Erdgas (plus 4,1 %) und die erneuerbaren Energien (plus 1,5 %) ihre Anteile aus. Alle anderen Energieträger nahmen sowohl absolut als auch relativ ab. Insgesamt floss mehr Strom aus dem Ausland nach Deutschland als umgekehrt (positives Stromaustauschsaldo). Deutschland ist seit zwei Jahren Strom-Nettoimporteur mit wachsender Tendenz (AGEB 2025a).

In Deutschland erreichte 2024 die Einspeisung aus Photovoltaik einen Rekordwert von 74,1 TWh, was rund 15 % der inländischen Stromerzeugung entspricht. Der Solaranteil am Strommix hat sich damit in zehn Jahren fast verdreifacht; 2014 lag er bei nur rund 6 %. Erneuerbare Energien liefern inzwischen knapp 60 % des deutschen Stroms und decken damit 20 % des PEV.

Der Anteil der fossilen Energieträger am PEV lag im Jahr 2024 bei rund 77 % (AGEB 2025a). Deutschland gehört als hochentwickelte Industrienation zu den größten Energieverbrauchern der Welt und musste mehr als 68 % seines Energiebedarfs aus importierten Energierohstoffen decken. Aus der inländischen Förderung stammten im Jahr 2024 rund 2 % des Erdöls und 5 % des Erdgases (Abb. 1-1) mit weiter rückläufiger Tendenz bei Erdöl (minus 0,7 %) und Erdgas (minus 3,7 %) . Der

Rückgang der Erdölförderung ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der Lagerstätten und fehlende signifikante Neufunde zurückzuführen (LBEG 2025).

Ende 2022 erfolgte der erste direkte Import von verflüssigtem Erdgas (LNG) nach Deutschland über ein schwimmendes Terminal (Floating Storage & Regasification Unit – FSRU) in Wilhelmshaven. Weitere Terminals gingen anschließend in Lubmin (2023), Brunsbüttel (2023) und Rügen (2024) in Betrieb; das FSRU von Lubmin wurde 2024 nach Rügen verlegt.

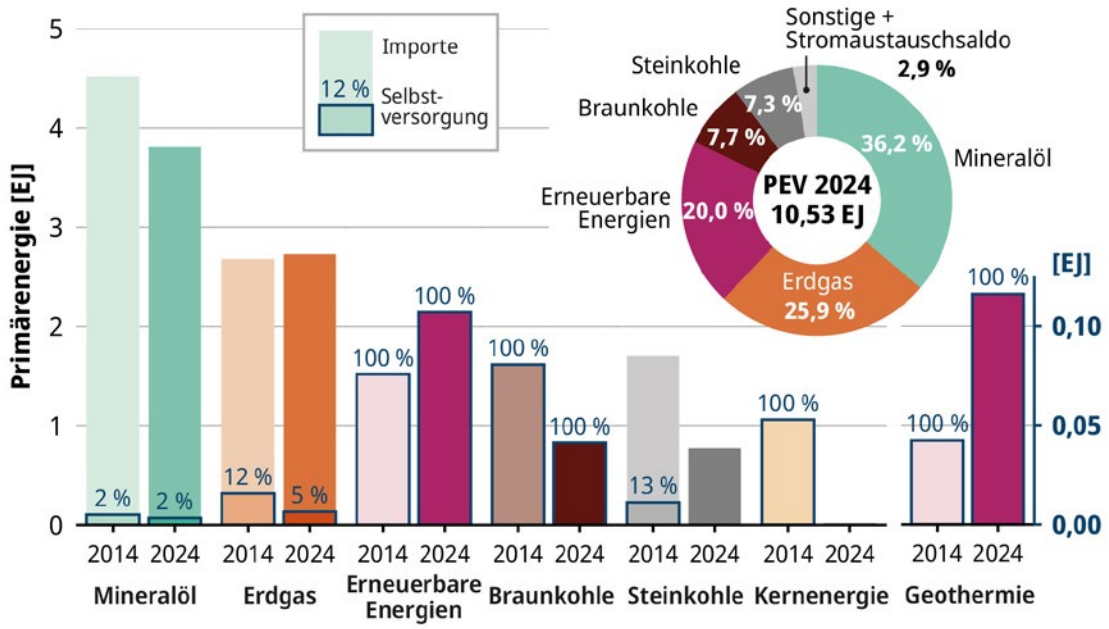


Abbildung 1-1: Importabhängigkeit und Selbstversorgungsgrad Deutschlands in den Jahren 2014 und 2024. Kreisdiagramm: Anteil der einzelnen Energieträger am deutschen Primärenergieverbrauch im Jahr 2024 (AGEB 2025a).

Die Steinkohle wird zu 100 % importiert. Unter allen fossilen Energieträgern ist Weichbraunkohle der einzige nicht-erneuerbare Energierohstoff, über den Deutschland in großen, wirtschaftlich gewinnbaren Mengen verfügt; hier ist Deutschland Selbstversorger. Die Braunkohlenförderung nahm 2024 deutlich um rund 10 % ab. Als bedeutsamste heimische Energie haben sich die erneuerbaren Energien (rund 63 %) etabliert, gefolgt von der Braunkohle mit rund 24 %. Beide liegen mit weitem Abstand vor Erdgas und Erdöl (AGEB 2025a). Der 10-Jahresvergleich zeigt für die Energieträger Mineralöl, Steinkohle, Braunkohle und Kernenergie eine Abnahme der Primärenergiemenge. Dahingegen gab es beim Erdgas einen leichten und bei den erneuerbaren Energien einen deutlichen Anstieg. Die durch Geothermie erzeugte Primärenergiemenge hat sich in den letzten zehn Jahren etwa verdreifacht, allerdings auf sehr niedrigem Niveau (Abb. 1-1). Der Anteil der heimischen Primärenergiegewinnung am gesamten deutschen PEV ist auf rund 32 % gestiegen (AGEB 2025a).

Während Deutschland im Vor-Corona-Jahr 2019 fossile Energierohstoffe (ohne erdölbasierte Mineralölprodukte und Koks) im Umfang von 8,315 Exajoule (EJ) importierte, so fielen diese Einfuhren im Jahr 2024 mit 6,993 EJ rund 16 % geringer aus (Abb. 1-2). Der deutsche PEV verringerte sich im gleichen Zeitraum nach AGEB (2025a) um 18 %.

In 2019 stammte nahezu die Hälfte (rund 48 %) der deutschen fossilen Energierohstoffeinfuhren aus der Russischen Föderation. Mit großem Abstand folgten auf Rang zwei und drei die Lieferländer Norwegen (rund 15 %) und die Vereinigten Staaten (rund 6 %). Im Jahr 2024 ist nun die nahezu vollständige Abkehr von russischen Energierohstoffimporten durch die Sanktionierung von Kohle- und Erdöllieferungen deutlich ersichtlich (Abb. 1-2).

Der Wegfall der russischen Energierohstofflieferungen konnte durch Importe aus anderen Ländern kompensiert werden. Die Energierohstofflieferungen aus den Vereinigten Staaten nahmen zwischen 2019 und 2024 um mehr als das Doppelte zu. Auch die norwegischen Einfuhren verdoppelten sich nahezu, gefolgt von Lieferzuwächsen aus Australien, Kolumbien, Kasachstan, Algerien und dem Irak. Der bedeutendste Energierohstofflieferant für Deutschland war 2024 Norwegen mit einem Anteil von rund 34 %, gefolgt von den Vereinigten Staaten (rund 17 %); mit weitem Abstand reihen sich Kasachstan, das Vereinigte Königreich, Libyen, Australien und der Irak ein. Auf diese sieben Länder entfielen 2024 rund drei Viertel der deutschen Energierohstoffeinfuhren, die vorrangig Erdöl und Erdgas nach Deutschland liefern – abgesehen von Australien, das Kohle nach Deutschland exportiert. Der Anteil der Einfuhren aus der Russischen Föderation verringerte sich 2024 auf 1,6 %.

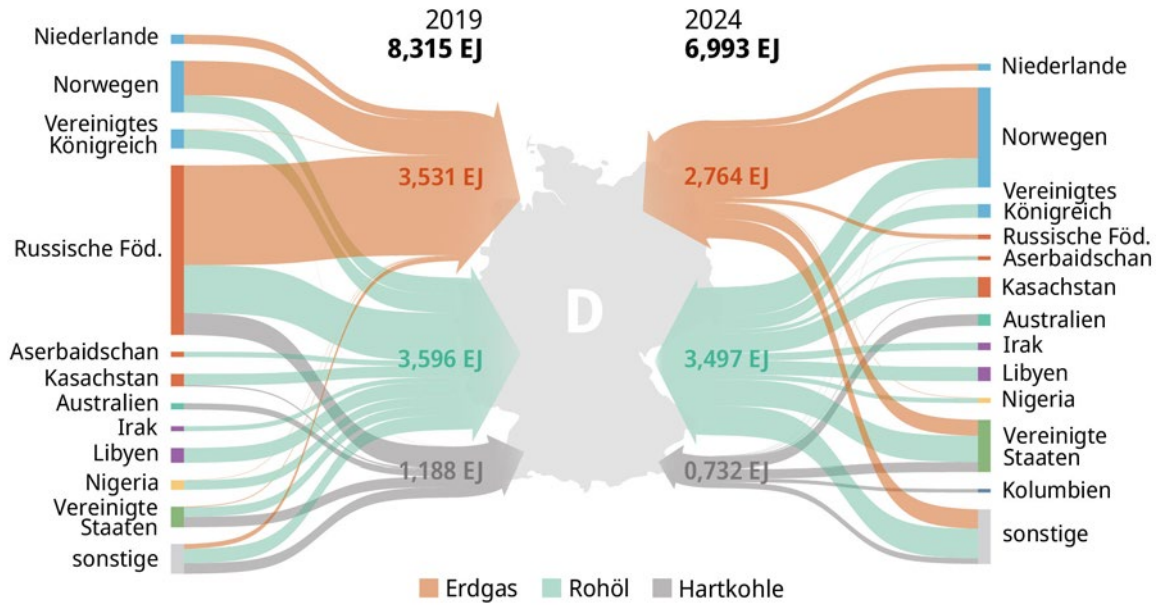


Abbildung 1-2: Vergleich der deutschen Importe von Erdgas (Nettoimporte), Rohöl und Hartkohle nach Herkunftsland im Jahr 2019 (links) und 2024 (rechts). Hartkohle umfasst Steinkohlen und Anthrazit, wobei der mit Abstand größte Teil der deutschen Importe auf Steinkohlen entfällt. Koksimporte sind nicht berücksichtigt.

Die Substitution russischer Energierohstofflieferungen führte ebenfalls zu einer stärkeren Diversifikation der deutschen fossilen Energierohstoffimporte, was sich durch die nahezu doppelt so hohe Liefermenge der sonstigen Lieferländer (Länder mit Einfuhren von weniger als 0,8 EJ) in 2024 gegenüber 2019 zeigt.

Der weltweite PEV ist 2024 erneut angestiegen (IEA 2025a), und in der globalen Betrachtung haben die fossilen Energieträger weiterhin eine sehr hohe Bedeutung. Mit einem Anteil von rund 34 % am globalen PEV blieb Erdöl der weltweit wichtigste Energieträger (Energy Institute 2025; Abb. 1-3). Die globale Erdölförderung stieg in 2024 um etwa 1 % auf 4,55 Gt, was einem historischen Höchstwert entspricht. Die weltweiten Erdölreserven beliefen sich auf 252 Gt; davon entfielen 182 Gt auf konventionelles Erdöl. Die weltweite Erdgasförderung stieg 2024 gegenüber dem Vorjahr um etwa 1 % auf rund 4,27 Bill. m^3 (Vorjahr 4,22 Bill. m^3). Damit wurde 2024 für Erdgas ebenfalls ein neuer Höchststand der weltweiten Förderung erreicht (Abb. 1-3). Auch der weltweite Erdgasverbrauch stieg in 2024 an; hier konnte ein Zuwachs von 4 % gegenüber dem Vorjahr verzeichnet werden. Die Vereinigten Staaten blieben mit 936 Mrd. m^3 der größte Erdgasverbraucher, gefolgt von der Russischen Föderation (522 Mrd. m^3) und China (428 Mrd. m^3). Über die Hälfte des interregionalen Erdgashandels erfolgte mit LNG. Dabei erhöhte sich der weltweite Handel mit LNG um 1 % auf rund 560 Mrd. m^3 (GIIGNL 2025).

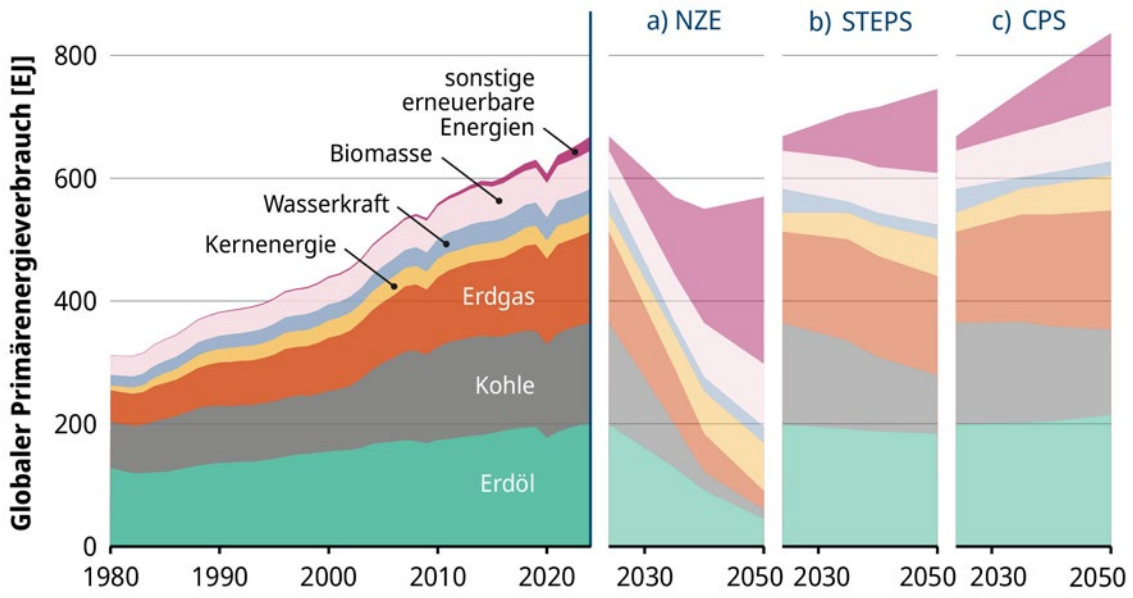


Abbildung 1-3: Entwicklung des weltweiten Primärenergieverbrauchs von 1980 bis 2025 und Szenarien bis 2050 (IEA 2025a): a) Pfad für den globalen Energiesektor, bis 2050 Netto-Null CO_2-Emissionen zu erreichen (net zero emissions = NEZ), b) prognostizierter Energieverbrauch auf Grundlage bestehender und von Regierungen der ganzen Welt bis Ende 2025 angekündigten politischen Maßnahmen (stated policies scenario = STEPS) und c) prognostizierter Energieverbrauch auf Grundlage aktueller politischer Maßnahmen (current policies scenario = CPS).

Die globale Hartkohlenförderung belief sich 2024 erstmals auf rund 8 Gt und fiel damit 1,6 % höher als im Vorjahr aus. Zusammen mit der weltweiten Weichbraunkohlenförderung wurden 2024 rund 9,2 Gt Kohle gefördert. Der Großteil davon entfiel auf China (rund 4,8 Gt). Der globale Hartkohlenwelthandel erhöhte sich 2024 um mehr als 2 % auf rund 1,5 Gt. Mit 87 % geht der Großteil der weltweit gehandelten Hartkohle nach Asien.

Weltweit hat das Interesse an Kernenergie in den letzten Jahren zugenommen. Mehr als 20 Länder haben sich auf den letzten Klimakonferenzen verpflichtet, die global installierte Leistung von Kernenergie bis 2050 zu verdreifachen. Die Stromerzeugung aus Kernenergie von 2.768 TWh wird sich voraussichtlich bis 2050 im Vergleich zu heute nahezu verdoppeln (Abb.1-3), insofern alle Projekte umgesetzt werden. Neben dem weltweiten Zubau klassischer Reaktoren, kündigen immer mehr Länder an, insbesondere kleinere, sog. modulare Kernreaktoren (small modular reactors, SMRs; Schauer 2025) mit deutlich geringerer Leistung nutzen zu wollen.

Im Jahr 2024 wurde der weltweite Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten, wie bereits im Vorjahr, überwiegend durch erneuerbare Energien bestimmt. Ihr Anteil am gesamten Zubau betrug rund 92 %. Damit überstieg der jährliche Zuwachs an erneuerbaren Energien erneut deutlich den Ausbau fossiler Energieträger und der Kernenergie.

Der Kapazitätszuwachs im Stromsektor wurde 2024 insbesondere durch den starken Ausbau der Photovoltaik geprägt. Etwa 75 % der neu installierten Leistung entfielen auf Photovoltaikanlagen. Regional betrachtet entfiel der überwiegende Teil des Ausbaus erneuerbarer Energien auf Asien, das mehr als 70 % des globalen Zuwachses verzeichnete. China war dabei der maßgebliche Treiber. Mit einer installierten Leistung von rund 1.827 GW an erneuerbaren Energien verfügt China über etwa ein Fünftel der globalen Gesamtkapazität und bleibt damit weltweit führend. Insgesamt belief sich die installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2024 weltweit auf rund 4.450 GW; in Deutschland sind 189 GW installiert.

Die Nutzung geothermischer Energie steigt weltweit nur langsam und stellt trotz Grundlastfähigkeit weiterhin ein Nischenprodukt dar. Weltweit stammen rund 3 % der aus erneuerbaren Energien erzeugten Wärme und rund 1 % der aus erneuerbaren Energien erzeugten Elektrizität aus der (tiefen) Geothermie. Eine künftige Koproduktion von Rohstoffen, wie u. a. Lithium, Kupfer und Mangan aus den geothermalen Fluiden, könnte das Wachstum des Geothermiesektors positiv beeinflussen.

Wasserstoff ist im Vergleich zu den übrigen Energieträgern weiterhin nur von untergeordneter Bedeutung. Der weltweite Wasserstoffverbrauch ist im Jahr 2024 erneut gestiegen um gut 2 % zum Vorjahr auf fast 100 Mt; die Anwendungsbereiche bleiben die traditionellen Sektoren. Die Produktion von emissionsarmem Wasserstoff stieg 2024 um 10 %, macht aber immer noch weniger als 1 % der weltweiten Wasserstoffproduktion aus. Die im Jahr 2024 installierte Elektrolysekapazität lag weltweit bei 1,7 GW.

Methodik

Inhalt der aktuellen Energiestudie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) sind Daten und Analysen zur Situation der erneuerbaren Energieträger einschließlich der tiefen Geothermie und der Energierohstoffe Erdgas, Erdöl, Kohle, den Kernbrennstoffen und Wasserstoff zum Stand Ende 2024.

Die Studie enthält Abschätzungen des geologischen Inventars an Energierohstoffen mit Angaben zu Reserven und Ressourcen. Beleuchtet werden auch die Rohstoffmärkte bezüglich der Entwicklung von Produktion, Export, Import und Verbrauch von Energierohstoffen. Treibhausgasemissionen durch Erdgaslieferungen in die Europäische Union werden dargestellt.

Die Studie dient der rohstoffwirtschaftlichen Beratung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE; bis zum 5. Mai 2025 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, BMWK), der deutschen Wirtschaft, der Wissenschaft und der Öffentlichkeit.

Die hier präsentierten Daten und unter BGR Energiedaten 2025 bereits veröffentlichten Datensätze sind ein klassifizierter und bewerteter Auszug aus der Energierohstoffdatenbank der BGR. Sämtliche Daten wurden aus Fachzeitschriften, wissenschaftlichen Publikationen, Berichten aus der Wirtschaft, Fachorganisationen, politischen Stellen und aus eigenen Studien zusammengeführt. Nicht aus der Energierohstoffdatenbank der BGR stammende Daten sind gekennzeichnet.

2 Energiesituation in Deutschland

2.1 Erdgas

Der Erdgasverbrauch ist gegenüber dem Vorjahr um etwa 3,5 % gestiegen (BNetzA 2025a), was auf die kältere Witterung in der Heizperiode sowie einem vermehrten Einsatz bei der Verstromung zurückzuführen ist. Etwa 39 % des gesamten deutschen Gasverbrauchs entfielen auf Haushalte und Gewerbe, 61 % auf Industriekunden (BNetzA 2025a). Die Brutto-Erdgasimporte nahmen gegenüber dem Vorjahr abermals deutlich ab. Im Jahr 2024 wurden etwa 11 % weniger Erdgas eingeführt (Abb. 2-1), ein weiterer Rückgang seit dem Angriffskrieg der Russischen Föderation auf die Ukraine mit Einbruch der Einfuhren per Pipeline aus der Russischen Föderation. In der Folge nahmen auch die Reexporte in die europäischen Nachbarländer deutlich ab; in 2024 nochmals um rund 48 % (Destatis 2025a). Erdgas war mit einem Anteil von knapp 26 % im Jahr 2024 weiterhin der zweitwichtigste Energieträger Deutschlands (Abb. 1-1; AGEB 2025a).

Reingasförderung	4,1 Mrd. m^3	-5 % ↘
Sichere Reingasreserven	22,5 Mrd. m^3	-25 % ↓
Erdgasverbrauch	79,0 Mrd. m^3	+3,5 % →
Erdgasimporte	83,6 Mrd. m^3	-11 % ↓

Abbildung 2-1: Kennziffern des deutschen Erdgassektors im Jahr 2024 sowie Veränderungen zum Vorjahr (Destatis 2025a, LBEG 2025).

Deutschland deckt seinen Erdgasbedarf zu rund 95 % aus Importen, lediglich rund 5 % stammen aus heimischer Förderung. Die heimische Erdgasförderung (Rohgas) ist gegenüber dem Vorjahr um 3,7 % erneut weiter zurückgegangen und damit auf einem Tiefpunkt. Damit setzt sich der Trend seit Anfang der Jahrtausendwende fort: Von ehemals über 20 Mrd. m^3 heimischer Erdgasförderung sind mittlerweile mehr als 75 % eingebüßt worden. Im Jahr 2024 wurden nur noch rund 4,4 Mrd. m^3 Rohgas bzw. 4,1 Mrd. m^3 Reingas gefördert (Abb. 2-1; LBEG 2025).

Nach geologischen Formationen gestaffelt, befanden sich rund 74 % der Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon sind 41 % in Sandsteinen des Rotliegenden und 33 % in Karbonatgesteinen des Zechstein akkumuliert (LBEG 2025). Niedersachsen verfügt über 99 % an den gesamten sicheren Reingasreserven der Bundesrepublik. Gleichfalls erbringt dieses Bundesland mit einem Anteil von knapp 99 % auch den größten Anteil an der Förderung. Im Berichtsjahr standen 61 Felder in Produktion. Etwa zwei Drittel der gesamten Erdgasförderung wurden aus den zehn förderstärksten Erdgasfeldern erbracht (LBEG 2025).

Die Erdgasförderung deutscher Unternehmen im Ausland wird vor allem durch die Wintershall DEA AG erbracht. Das Unternehmen war im Berichtsjahr in Nordeuropa, Nordafrika, Lateinamerika und den Vereinigten Arabischen Emiraten aktiv.

In 2024 war ein Arbeitsgasvolumen von 23,5 Mrd. m^3(Vn) in Deutschlands Untertagegasspeichern für Erdgas verfügbar. Rund 63 % davon waren in Kavernenspeichern verortet, der Rest in Porenspeichern (LBEG 2025). Für die Befüllung der Gasspeicher gelten gesetzliche Vorgaben, die in 2024 zum 1. Oktober einen Füllstand von 85 % und zum 1. November von 95 % vorschrieben. Im Juli 2024 waren die Speicher zu 85 % gefüllt und erreichten am 3. November 2024 einen Füllstand von 98 % (BNetzA 2025a). Im Rahmen der Erdgasaufbereitung wird auch der Rohstoff Schwefel als wertvolles Nebenprodukt gewonnen. Im Jahr 2024 betrug die Schwefelgewinnung aus Erdgas in Deutschland rund 0,28 Mt (BVEG 2025).

Die Erdgasressourcen werden auf 1,36 Bill. m^3 geschätzt. Diese setzten sich zusammen aus 0,02 Bill. m^3 konventionellem Erdgas, 0,45 Bill. m^3 Kohleflözgas, 0,09 Bill. m^3 Erdgas aus Tight Gas-Vorkommen (Tab. A-16 BGR Energiedaten 2025) und Erdgas aus Schiefergasvorkommen, welches in der Größenordnung von 0,32 Bill. m^3 bis 2,03 Bill. m^3 liegt bezogen auf eine Tiefe von 1.000 m bis 5.000 m (BGR 2016).

Erdgas-Reexporte Deutschlands – einst der Erdgas-Hub in Mitteleuropa – haben sich halbiert.

Die deutschen Erdgaseinfuhren kamen vorrangig aus Norwegen (48 %), den Niederlanden (25 %) und Belgien (18 %) (Abb. 2-2). Etwa 8 % der deutschen Erdgaseinfuhren stammen mittlerweile von Lieferungen an deutsche LNG-Terminals (BNetzA 2025a). Nach Daten des Statistischen Bundesamtes (Destatis 2025a) ist der durchschnittliche Importpreis für Erdgas 2024 im Vergleich zum Vorjahr um etwa 13 % auf 10.380 €/TJ Erdgas gefallen. Der Wert der Erdgasimporte nach Deutschland betrug im Jahr 2024 rechnerisch 18,9 Mrd. €.

Die LNG-Importinfrastruktur wurde weiter ausgebaut.

Der direkte Import von verflüssigtem Erdgas (LNG) nach Deutschland wurde als teilweiser Ersatz für die ausgefallen Pipelinelieferungen aus der Russischen Föderation 2022 von der Bundesregierung kurzfristig in die Wege geleitet. Ende 2022 ging das erste schwimmende LNG-Terminal (FSRU) in Wilhelmshaven in Betrieb (Abb. 2-3). Anfang 2023 folgten FSRU in Lubmin und Brunsbüttel. Im Sommer 2024 ist das FSRU von Lubmin an das neugebaute Terminal in Mukran umgezogen. Seit Mai 2025 ist ein zweites FSRU in Wilhelmshaven in Betrieb. Das erste festinstallierte Terminal befindet sich aktuell im Bau in Stade. Die LNG-Importkapazität im Herbst 2025 beläuft sich auf rund 20 Mrd. m^3 gasförmiges Erdgas.

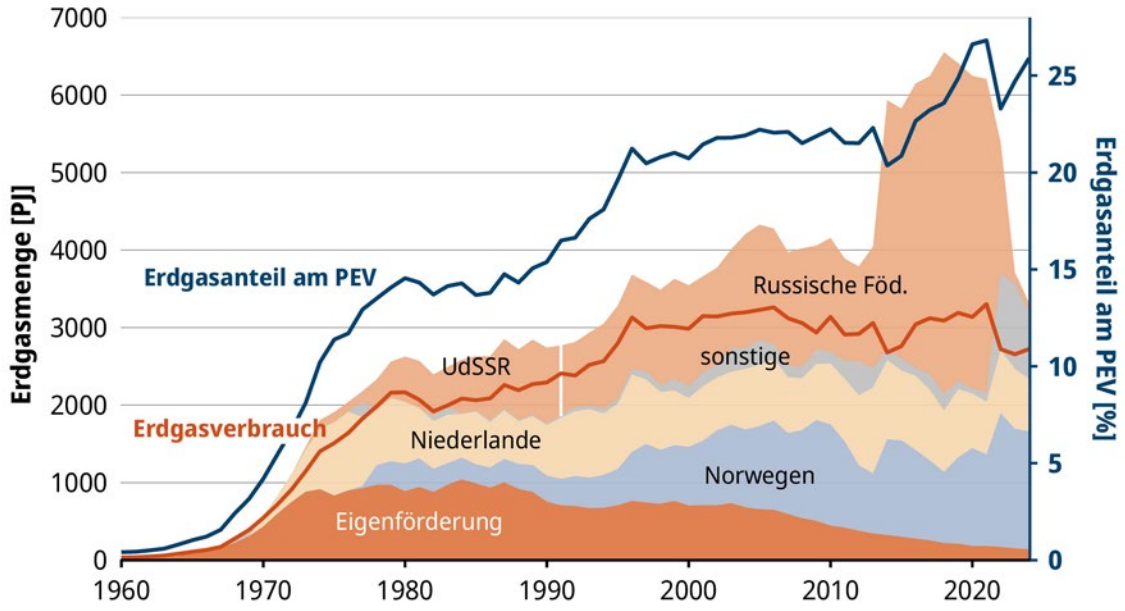


Abbildung 2-2: Erdgasversorgung Deutschlands von 1960 bis 2024 und Erdgasanteil am PEV (blaue Kurve, rechte Skala). Die rote Kurve zeigt den rechnerischen deutschen Erdgasverbrauch (AGEB 2025a, BAFA 2024, Eurostat 2025a).



Abbildung 2-3: Bestehende und im Bau befindliche LNG-Importterminals in Deutschland. FSRU: Floating Storage & Regasification Unit – schwimmendes LNG-Terminal.

Methanemissionen in der Erdgasvorkette sind ein entscheidender Faktor, der die Klimabilanz von Erdgas bestimmt. Auf Basis des Global Methane Trackers der International Energy Agency (IEA-Methane-Tracker; IEA 2025b) sowie der Erdgasförderdaten des jeweiligen Landes (GIIGNL 2025; Tab. A-18 BGR Energiedaten 2025) wurden hier für das Jahr 2024 für die elf wichtigsten Erdgaslieferländer der EU-27 die Methanverlustraten in der Erdgasvorkette ermittelt und errechnet (Abb. 2-4). Neben den Methanverlustraten im Produktionsland wurden in der Auswertung auch Methanverluste während des Transports (LNG und Pipelinetransport) sowie Emissionen als CO_2 aus der Prozesskette für eine Gesamtbetrachtung berechnet (in g CO_2eq/kWh).

Im Vergleich der wichtigsten Erdgaslieferländer in die EU-27 weist Erdgas aus Norwegen seit Jahren die deutlich beste Klimabilanz auf. LNG aus Katar hingegen hat etwa dreifach und das aus den Vereinigten Staaten, Algerien und Nigeria etwa vier- bis fünffach höhere Vorkettenemissionen als Erdgas aus Norwegen. Der IEA-Methane-Tracker liefert Daten zu Methanemissionen im Erdöl- und Erdgassektor, allerdings kann die Validität der Daten nicht im Einzelnen eruiert werden und ist daher für die Länder differenziert zu bewerten. Während für einige Länder, unter anderem Norwegen und die Vereinigten Staaten, Messdaten inkl. Satellitenmessungen enthalten sind, basieren die Angaben für andere Länder zum Teil auf Schätzungen oder festgelegten Emissionsfaktoren. Eine vergleichsweise geringere Belastbarkeit wird für Daten zu Methanverlustraten zum Beispiel für Erdgas aus der Russischen Föderation oder Aserbaidschan angenommen. Insofern leidet die globale Vergleichbarkeit der Methanemissionsdaten stark unter der Belastbarkeit und Repräsentativität der zugrundeliegenden Datenquellen. Dies trifft nicht nur auf den IEA-Methane-Tracker zu, sondern stellt ein generelles Problem dar. Zusätzlich sollte ein vor kurzem gestarteter spezieller Methansatellit (MethaneSAT) detaillierte Messungen liefern; zu diesem Satellit ist allerdings seit Ende Juni 2025 der Kontakt verloren gegangen.

Lieferland	Erdgas-Liefermenge	Methanverlustrate		CO_2-Emissionen	Summe $CH_4 + CO_2$
	LNG / Pipeline [Mrd. m³]	ohne Transport [%]	inkl. Transport in die EU [%]	[g/kWh]	[g CO_2eq/kWh]
Norwegen	93,3	0,01	0,04	20	21
Aserbaidschan	11,9	0,34	0,38	30	37
Russische Föderation	48,3	0,92	0,97	30	49
Libyen	1,3	0,66	0,72	43	57
Katar	13,1	0,57	0,70	49	63
Algerien	38,6	1,36	1,39	43	70
Trinidad und Tobago	2,3	0,80	0,89	57	74
Angola	0,8	0,67	0,78	64	79
Vereinigte Staaten	48,6	1,63	1,74	57	91
Peru	1,5	1,25	1,38	64	91
Nigeria	6,0	1,52	1,61	64	96

Abbildung 2-4: Daten zu den für die EU-27 wichtigsten (> 0,5 Mrd. m³) Erdgaslieferländern sowie Berechnungen der Methanverlustraten und der direkten Kohlendioxid-(CO_2)-Emissionen in der Erdgasvorkette (basierend auf GWP100-Faktor für Methan (CH_4) laut IPCC-AR6: 29,8) (Quellen u. a.: IEA 2025b, IEA 2025c, GIIGNL 2025, Balcombe et al. 2022). Eine erweiterte Tabelle mit Quellen für die Berechnungsgrundlagen findet sich in Tab. A-22 BGR Energiedaten 2025.

Über die letzten drei Jahre sind erhebliche Unterschiede in den Vorkettenemissionen einzelner Länder vergleichend in den Daten des IEA-Methane-Trackers erkennbar. Beispielhaft sind hier die Vereinigten Staaten zu nennen, für die aktuell und auf Basis einer Metastudie höhere Verlustraten für Produktion und Transport von Erdgas angenommen werden als in den Vorjahren (Sherwin et al. 2024). Unabhängig von der großen Spannbreite in den Treibhausgasemissionen der Erdgase aus den unterschiedlichen Lieferländern ergeben die Berechnungen jedoch, dass Erdgas, ob als LNG oder Pipelinegas importiert, in der Klimabilanz einen deutlichen Vorteil gegenüber Kohle z. B. bei der Verstromung in Deutschland (vergleiche Ladage et al. 2021) aber auch global aufweist. Dementsprechend nimmt die IEA an, dass mehr als 99 % des in 2024 genutzten LNG geringere Treibhausgasemissionen als Kohle hatte (IEA, 2025c).

LNG weist bei der Verstromung deutlich geringere Treibhausgasemissionen als Kohle auf.

Unstrittig ist, dass die Reduzierung der Methanverluste in der Erdgasvorkette weiter vorangetrieben werden sollte, um insbesondere technisch leicht zu verhindernde Emissionen zu vermeiden. Im Rahmen verschiedener Industrieprogramme (z. B. Oil and Gas Methane Partnership), multilateraler Initiativen (z. B. Global Methane Pledge) als auch regulatorischer Direktiven (z. B. im Rahmen der EU-Methanverordnung) werden derzeit optimale Verfahren (Best Practices) als auch Zertifizierungssysteme (z. B. MiQ, EO, Project Canary) bezüglich Methanemissionen in der Erdgasvorkette entwickelt.

2.2 Erdöl

Der Anteil von Erdöl am PEV stieg im Jahr 2024 auf rund 36 % (Abb. 2-5); damit war Erdöl weiterhin der wichtigste Primärenergieträger Deutschlands. Erdölprodukte werden vor allem in Form von Kraftstoffen im Verkehrssektor eingesetzt, wo sie in den letzten Jahren einen Anteil von über 90 % am Endenergieverbrauch deckten (ABEG 2025a). Darüber hinaus sind Mineralölprodukte essenzielle Grundstoffe der chemischen Industrie.

Erdöl bleibt mit 36 % der wichtigste Primärenergieträger.

Die heimische Förderung war, wie schon in den letzten Jahren, rückläufig und lag 2024 bei rund 1,62 Mt (Abb. 2-6; LBEG 2025). Ende 2024 standen 43 Erdölfelder in Produktion. Rund 90 % der Gesamtförderung wurden aus den zehn förderstärksten Feldern Deutschlands erbracht, wobei das größte deutsche Erdölfeld Mittelplate/Dieksand etwa 55 % der Gesamtförderung abdeckte. Das größte Erdölförderunternehmen nach betrieblicher Förderung war die Wintershall DEA AG, mit einem Anteil von etwa 64 % (BVEG 2025).

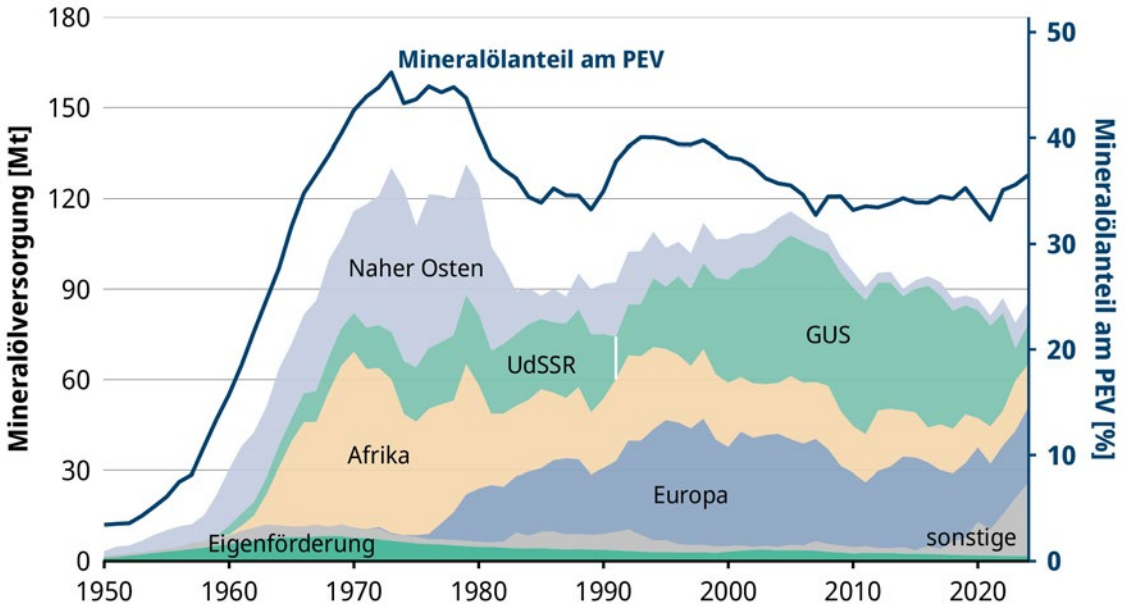


Abbildung 2-5: Mineralölversorgung Deutschlands von 1950 bis 2024 und -anteil am PEV (blaue Kurve, rechte Skala).

Bedingt durch die im Vergleich zum Vorjahr niedrigeren Erdöl- und Erdgaspreise sanken die Förderabgaben der Erdöl- und Erdgasproduzenten erheblich auf rund 152 Mio. € (minus 18 %). Davon entfielen 75 Mio. € auf die Erdölproduktion (BVEG 2025). Mit 17 aktiven Erdöl- und Erdgasbohrungen lag die heimische Bohraktivität auf dem Niveau des Vorjahres (LBEG 2025).

Die sicheren Erdölreserven Deutschlands belaufen sich auf 13,6 Mt (Abb. 2-6). Der Großteil der Reserven lagert im Norddeutschen Becken, dabei vorrangig in Schleswig-Holstein und Niedersachsen.



Förderung	1,6 Mt	-0,7 % →
sichere Reserven	13,6 Mt	-7 % ↘
Verbrauch	88,0 Mt	-0,5 % →
Rohölimporte	84,0 Mt	+9 % ↗

Abbildung 2-6: Kennziffern des deutschen Erdölsektors im Jahr 2024 sowie Veränderungen zum Vorjahr (LBEG 2025, BAFA 2025a).

Als einer der größten Mineralölverbraucher weltweit ist Deutschland fast vollständig auf den Import von Erdöl angewiesen. Die Erdölimporte stiegen gegenüber dem Vorjahr um knapp 9 % auf rund 84 Mt (BAFA 2025a). Die Importe stammten aus über 29 Ländern. Die deutsche Rohölversorgung wurde dabei zu 69 % durch Importe aus den Vereinigten Staaten, Norwegen, Libyen, Kasachstan und Großbritannien gedeckt (Eurostat 2025a).

Aufgrund der Importabhängigkeit wurde bereits im Jahr 1966 eine Pflichtbevorratung eingeführt, die seit dem Jahr 1978 durch das Erdölbevorratungsgesetz gesetzlich verankert ist (Erdölbevorratungsverband 2008). Die gesetzlich vorgeschriebene Höhe der Bevorratung in Deutschland entspricht mindestens den täglichen Durchschnittseinfuhren für 90 Tage bezogen auf die letzten vor dem Bezugszeitraum liegenden drei Kalenderjahre. Vorgehalten werden Rohöl sowie Mineralölprodukte. Diese lagern u. a. in Kavernen, Tank- und Vorratslagern von Raffinerien (BMJ 2019). Zum Stichtag 31. März 2024 wurden Vorräte an Erdöl und Erdölerzeugnissen in Höhe von knapp 22 Mt Rohöläquivalent gehalten (Erdölbevorratungsverband 2025). Obgleich in allen Bundesländern, mit Ausnahme des Saarlands, Vorräte lagern, konzentrieren sich die Bestände auf den nordwestdeutschen Raum. Bedeutende Kavernenspeicher befinden sich beispielsweise in Wilhelmshaven-Rüstlingen, Heide, Etzel, Bremen-Lesum und Sottorf.

Die Grenzübergangspreise für nach Deutschland importiertes Erdöl reflektieren den Rückgang der Erdölpreise im Jahresvergleich. Im Jahr 2024 mussten durchschnittlich 570,18 €/t importiertes Erdöl gezahlt werden. Dies waren 2,8 % bzw. 16,28 €/t weniger als im Vorjahr (Destatis 2025b). Die Gesamtkosten der deutschen Rohölimporte beliefen sich rechnerisch auf rund 44,72 Mrd. €.

2.3 Erneuerbare Energien

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Energieversorgung Deutschlands hat sich 2024 weiter erhöht. Erneut wurde aus erneuerbaren Energien, vor allem Windkraft, Photovoltaik und Biomasse, mehr Strom produziert (Anteil: 56,9 %) als aus allen fossilen Energieträgern zusammen (AGEB 2025b). Grundlage für das Wachstum der erneuerbaren Energien ist das zum 1. April 2000 eingeführte Erneuerbare-Energien-Gesetz (BGBL 2000), welches letztmalig 2023 reformiert wurde. Ziel ist es, im Jahr 2030 mindestens 80 % des verbrauchten Stroms in Deutschland aus erneuerbaren Energien treibhausgasneutral zu erzeugen (BMJ 2023). Um dieses Ausbauziel bis 2030 zu erreichen, wurden die Ausbaupfade 2023 deutlich angehoben. Die installierte Leistung der Windenergie an Land soll um bis zu 10 GW pro Jahr steigen. Bis 2030 soll Deutschland dann über eine installierte Leistung von 115 GW an Windenergieanlagen an Land verfügen; 2024 lag die installierte Leistung bei 64 GW. Bei der Solarenergie wurden die Ausbauraten auf bis zu 22 GW pro Jahr erhöht, sodass im Jahr 2030 in Deutschland Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 215 GW installiert sein sollen (BMJ 2023); 2024 lag die installierte Leistung bei 99 GW.

Im Jahr 2024 belief sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf rund 22 % (UBA 2025). Maßgebend dafür war der gestiegene Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung als auch bei der Wärmegewinnung, bei einem insgesamt rückläufigen Energieverbrauch in diesen Sektoren. Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien ist die Energieeffizienz die zweite Säule der Energiewende. Bis 2050 soll der deutsche Primärenergiebedarf um 50 % gegenüber dem Jahr 2008 gesenkt werden (BMWK 2025).

57 % der Stromerzeugung und 20 % des Primärenergieverbrauchs stammen aus erneuerbaren Energien.

Bislang fokussiert die Entwicklung der erneuerbaren Energien primär auf den Stromsektor. Windkraft, Photovoltaik und Biomasse sind dabei die wichtigsten Energieträger zur Stromerzeugung. Wasserkraft und Geothermie leisten zusätzliche Beiträge zur Bedarfsdeckung.

Aus Windkraft (an Land und auf See) wurden insgesamt 138,9 Mrd. kWh Strom erzeugt, womit sie mit einem Anteil von rund 28 % am Strommix erneut an erster Stelle der Stromerzeugung steht (AGEB 2025b). Insgesamt stehen in Deutschland über 172 GW installierte Leistung aus Windanlagen (an Land und auf See) zur Verfügung (Tab. A-44 BGR Energiedaten 2025). Allerdings geriet der Windenergieausbau an Land leicht ins Stocken. Mit einem Netto-Zubau von 2,6 GW in 2024 ging der Ausbau um 14 % gegenüber dem Vorjahr zurück. Auch die Stromerzeugung reduzierte sich gegenüber dem Vorjahr um 4 % auf 112,8 Mrd. kWh (UBA 2025). Gründe hierfür waren aber hauptsächlich vergleichsweise schlechtere Windverhältnisse.

Die Anlagen auf See erzeugten hingegen 9 % mehr Strom als im Vorjahr. Vor allem waren geringere netzbedingte Abregelungen (2.505 GWh, minus 44 %) gegenüber dem Vorjahr notwendig (Fraunhofer ISE 2025) sowie der Zubau neuer Anlagen ausschlaggebend. Insgesamt stieg die installierte Leistung bei Anlagen auf See um 0,7 GW auf insgesamt 9,2 GW. Während die Stromerzeugung im Jahr 2014 mit noch 1,4 Mrd. kWh gering ausfiel, wurden 2024 bereits 26,1 Mrd. kWh auf See erzeugt (UBA 2025); im Jahr 2023 waren es noch 23,9 Mrd. kWh.

Auch die Photovoltaik wird in Deutschland weiter intensiv ausgebaut. Die Zuwachsrate bei der Photovoltaik erhöhte sich bereits in den letzten Jahren deutlich (BGR 2024) und führte zu einem stetigen Anstieg der installierten Leistung auf nun mehr als 99 GW. Unter den erneuerbaren Energien weist Photovoltaik damit die höchste installierte Leistung auf. Der Zubau in 2024 übertraf das Rekordjahr 2023 nochmals signifikant um 16,7 GW (plus 20 %). Auch die Stromerzeugung aus Photovoltaik stieg deutlich um 16 % von 63,9 Mrd. kWh in 2023 auf 74,1 Mrd. kWh 2024, was auf den starken Anlagenzubau der letzten Jahre zurückzuführen ist (UBA 2025).

Photovoltaik-Strom ist aufgrund von Rekordzubau der letzten Jahre auf Höchststand.

Drittwichtigster Energieträger der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung ist die Biomasse mit einem Anteil von 17 % des gesamterzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien. Der Anteil der Biomasse am Gesamtstrommix in Deutschland beträgt 9 % (AGEB 2025b). Mit knapp 10,6 GW installierter Leistung wurden 2024 48,6 Mrd. kWh Strom aus biogenen Energieträgern (feste, flüssige und gasförmige Biomasse) produziert. Dazu gehören neben Biogas auch Deponie- und Klärgas, Klärschlamm sowie biogene Abfälle in Müllkraftwerken. Nahezu zwei Drittel des aus Biomasse gewonnenen Stroms (31,3 Mrd. kWh) werden aus Biogas und Biomethan gewonnen (UBA 2025). Jedoch ist der Zubau von Biogas- und Biomethananlagen seit Jahren rückläufig. Vielmehr wird indessen in Leistungserhöhungen bestehender Biogasanlagen investiert. 2024 wurden 110 MW Leistung zugebaut (BNetzA 2025b).

Der Anteil erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung stieg 2024 im Vergleich zum Vorjahr nur sehr leicht an von 18 % auf 18,1 %. Zurückzuführen ist diese Entwicklung zum einen auf mildere Wetterverhältnisse in beiden Vergleichsjahren und zum anderen auf einen Anstieg des Prozesswärmebedarfs der Industrie, der häufig noch durch fossile Energieträger gedeckt wird (UBA 2025).

Mit rund 81 % hat Biomasse (inkl. biogenem Abfall) den bedeutendsten Anteil der erneuerbaren Energien an der Wärmeerzeugung. Holznutzung erzeugt alleine davon rund drei Viertel der erneuerbaren Wärme in Deutschland. Die Nutzung von Umweltwärme hat sich, trotz eines deutlichen Rückgangs (minus 46 %) des Verkaufs von Wärmepumpen in 2024 (BWP 2025), positiv auf den Anteil der erneuerbaren Energien auf den Wärmemarkt ausgewirkt. Die Wärmenutzung aus Solarthermienanlagen war aufgrund einer in 2024 nur durchschnittlichen Sonneneinstrahlung (UBA 2025) hingegen rückläufig.

Biokraftstoffe wie Biodiesel, Bioethanol und Biogas machen den Hauptanteil (rund 80 %) der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor aus (UBA 2025). Deren Anteil nahm 2024 aber ab. Ausschlaggebend dabei war besonders der Rückgang des Absatzes von Biodiesel (minus 21 %), aufgrund eines allgemein sinkenden Dieselverbrauchs. Biomethan hingegen stieg 2024 vergleichsweise stark an (plus 75 %), da der biogene Anteil beim LNG deutlich erhöht wurde (UBA 2025). Neben Biokraftstoffen kommt im Verkehrssektor zunehmend elektrische Energie zum Einsatz; davon liegt der Anteil erneuerbarer Energien bei 22 %.

In 2024 hatten knapp 14 % der in Deutschland neu zugelassenen Personenkraftwagen einen batterieelektrischen Antrieb.

Der Bestand von rein batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen erhöhte sich deutlich von 309.083 (2020) zu 1.013.009 (2022) auf über 1.651.643 in 2024. Über die Hälfte aller in Deutschland neu zugelassenen Personenkraftwagen hatten 2024 einen alternativen Antrieb (batterieelektrisch, Plug-in-Hybrid, Brennstoffzelle, Flüssig- und Erdgas); rund 14 % hatten einen rein elektrischen Antrieb. Im Vergleich zu den Anfang 2025 insgesamt knapp 50 Millionen zugelassenen Personenkraftwagen in Deutschland ist der Anteil batterieelektrisch betriebener Fahrzeuge weiterhin gering (rund 3 %), wobei über die letzten zehn Jahre die batterieelektrischen Personenkraftwagen die höchsten Steigerungsraten aufwiesen. Erstmalig war 2024 die Steigerungsrate jedoch rückläufig (KBA 2025).

Mit Blick auf den Anteil der erneuerbaren Energien am PEV nach Verwendungsfeldern dominiert der Einsatz zur Stromerzeugung mit 58 %. Zweitgrößtes Einsatzgebiet ist die Wärmeerzeugung, wobei die privat genutzten Anlagen (Kaminöfen, Solarthermieanlagen, Wärmepumpen etc.) mit einem Anteil von 25 % deutlich überwiegen. Der Einsatz zur Wärmeerzeugung in industriellen Kraftwerken beträgt hingegen nur 5 %. Weitere 6 % werden im Verkehrssektor als Beimischung von Benzin- und Dieselkraftstoffen eingesetzt sowie 6 % von der Industrie genutzt (AGEB 2025b). Biomasse ist mit einem Anteil von 47 % die dominierende Energieform bei den erneuerbaren Energien, gefolgt von Windenergie (24 %), Solarenergie (14 %), Abfällen (6 %), Geothermie plus Umweltwärme (5 %) und Wasserkraft (4 %) (Abb. 2-7).

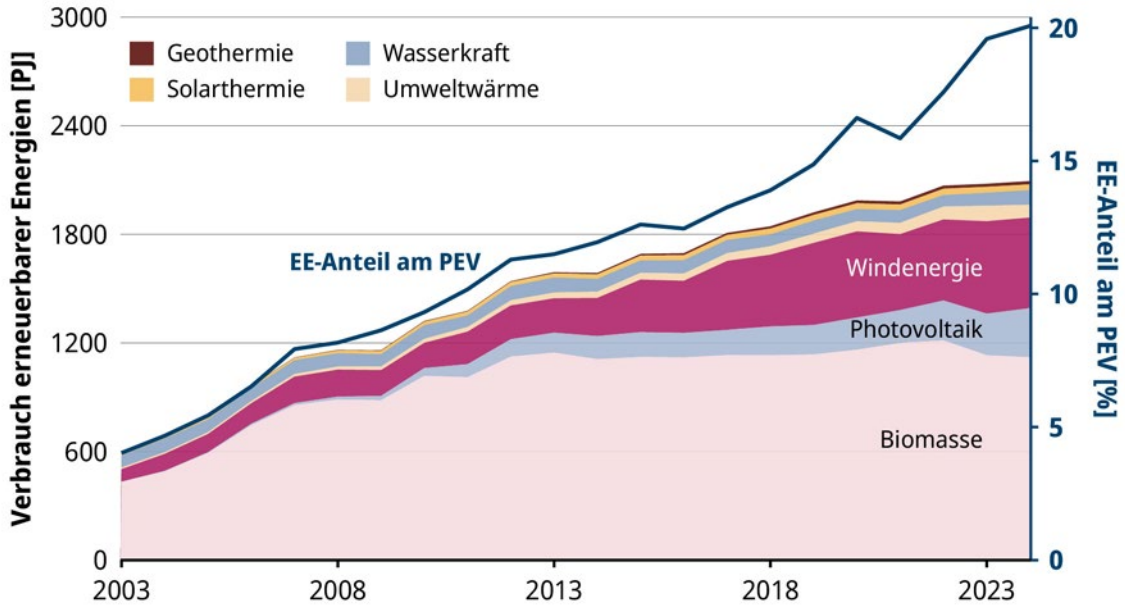


Abbildung 2-7: Entwicklung der erneuerbaren Energieträger in Deutschland der letzten 20 Jahre und Anteil am PEV (blaue Kurve, rechte Skala) (AGEB 2025a, UBA 2025).

Verglichen mit dem Jahr 2004 hat sich der PEV in Deutschland um 28 % von 14.591 PJ (2004) auf 10.529 PJ (2024) verringert, während sich gleichzeitig der Anteil der erneuerbaren Energien am PEV von 645 PJ (2004) auf 2.110 PJ (2024) fast vervierfacht hat. Dazu trugen die einzelnen erneuerbaren Energieträger in unterschiedlichem Maße bei (Abb. 2-7). Mit Ausnahme der Wasserkraft (minus 6 %) stieg in den letzten 20 Jahren der Anteil aller erneuerbaren Energien am PEV deutlich an. Mit dem geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland wird deren Anteil auch künftig wachsen. Dadurch werden auch witterungsbedingte Schwankungen in der Energieerzeugung zunehmen.

Am PEV erreichen Windkraft und Photovoltaik zusammen einen Anteil von knapp 8 %.

2.4 Geothermie

Die Erschließung von Erdwärme aus mehr als 400 Metern Tiefe wird als tiefe Geothermie bezeichnet. Oft sind aber Bohrungen mit mehreren tausend Metern Tiefe nötig, um die gewünschten Temperaturen zu erreichen. Im Mittel nimmt die Temperatur in Deutschland um ca. 30 °C pro Kilometer zu, der Temperaturgradient kann aber lokal stark erhöht sein. Im Oberrheingraben erreicht er zum Beispiel mehr als 80 °C pro Kilometer. Neben dem Oberrheingraben bieten in Deutschland noch das Norddeutsche Becken und das Molassebecken mit einem erhöhten geothermischen Gradienten und günstigen hydraulischen Verhältnissen besonders günstige Voraussetzungen für die Nutzung tiefer Geothermie (LIAG 2025).

In Deutschland dominiert die Nutzung von hydrothermalen Systemen. In diesen Systemen wird heißes Wasser aus wasserführenden Schichten gefördert; in diesen fließt das Wasser über Risse, Poren und/oder Karsthohlräume. Tiefe Erdwärmesonden, bei denen die Wärme über ein geschlossenes System gefördert wird, spielen eine untergeordnete Rolle. Das trifft auch auf petrothermale Systeme zu. Allerdings entfallen auf diese rund 90 % des geschätzten Potenzials zur geothermalen Stromerzeugung. In petrothermalen Systemen werden künstliche oder künstlich verbesserte Kluftnetzwerke genutzt, um die geothermische Energie aus ursprünglich zu trockenen und/oder zu undurchlässigen Gesteinen zu gewinnen. In Deutschland existieren sie bisher allerdings nur als Forschungsprojekte.

Der Anteil der tiefen Geothermie am Strom- und Wärmesektor ist seit mehreren Jahren weitestgehend konstant. Die installierte elektrische Leistung lag zwar Ende 2024 mit 55 MW im Vergleich zu 47 MW in 2023 höher (GtV 2025), die Menge an erzeugtem Strom betrug aber wie im Vorjahr ungefähr 0,2 TWh. Der Anteil an der Stromerzeugung betrug damit unter 0,1 % an den erneuerbaren Energien und 0,04 % am Gesamtbruttostromverbrauch Deutschlands (UBA 2025).

Die tiefe Geothermie stellt weiterhin einen sehr kleinen Anteil am Strom- und Wärmesektor.

Die tiefe Geothermie lieferte wie im Vorjahr 1,8 TWh für den Wärmebedarf. Das entspricht 0,9 % des aus erneuerbaren Energien zur Verfügung gestellten Anteils und etwa 0,2 % des gesamten Endenergieverbrauchs für Wärme (UBA 2025). Bereitgestellt wurde die Energie durch 42 Geothermiekraftwerke. Davon waren 31 Anlagen mit ausschließlicher Wärmebereitstellung; neun Anlagen produzierten Wärme und Strom, und zwei Kraftwerke produzierten ausschließlich Elektrizität (GtV 2025).

Seit Anfang 2024 gilt das Wärmeplanungsgesetz), welches die rund 11.000 Kommunen verpflichtet, eine verbindliche Wärmeplanung zu erarbeiten und vorzulegen. Zusammen mit dem Geothermie-Beschleunigungsgesetz (GeoBG), das im August 2025 verabschiedet wurde, wurden so deutlich verbesserte Voraussetzungen für den schnelleren Ausbau der tiefen Geothermie geschaffen.

Die Anzahl der tiefen Geothermieprojekte in Planung hat sich in den Jahren 2023 und 2024 fast verdoppelt.

Der erste Indikator für ihre positiven Auswirkungen ist der deutliche Anstieg der Anzahl der in Planung befindlichen Objekte, die sich von 82 Anfang 2023 auf 155 am Ende von 2024 erhöhte. Die Zahl der im Bau befindlichen Projekte stieg in diesem Zeitraum von zwölf auf 16, wobei dieser Zuwachs aufgrund des Zeitrahmens nicht auf die geänderte Gesetzeslage zurückzuführen ist.

2.5 Kernbrennstoffe

Mit der 13. Novelle des Atomgesetzes vom 6. August 2011 (BGBL 2011) legte die Bundesregierung fest, dass die kommerzielle Nutzung der Kernenergie in Deutschland spätestens bis Ende 2022 beendet werden sollte. Im Zuge der Energiekrise 2022/2023, ausgelöst durch den Angriffskrieg der Russischen Föderation auf die Ukraine, hatten Bundesregierung und Bundestag im Herbst 2022 beschlossen, den Betrieb der zu diesem Zeitpunkt noch aktiven Kernkraftwerke übergangsweise bis zum 15. April 2023 zu verlängern, sodass die letzten drei Kernkraftwerke – Emsland in Niedersachsen, Isar 2 in Bayern und Neckarwestheim 2 in Baden-Württemberg – erst am 15. April 2023 endgültig den Strombetrieb einstellten.

Nutzung der Kernkraft in Deutschland endete im Jahr 2023.

Mit der Abschaltung der letzten drei Kernkraftwerke ist die Nutzung der Kernenergie in Deutschland beendet. Aktuell befinden sich 27 Kernkraftwerke und sechs Forschungsreaktoren in der Stilllegung und im Rückbau. Bei mehreren Kernkraftwerken ist der Rückbau bereits weit fortgeschritten. Systeme wie Kühlkreisläufe, Reaktorkerne, Kontrollräume und Sicherheitstechnik werden demnächst demontiert oder sind bereits entfernt. Auch bei den drei zuletzt abgeschalteten Kernkraftwerken laufen die Vorbereitungen für den Rückbau, und die entsprechenden Rückbauanträge sind bereits eingereicht. Eine Wiederinbetriebnahme ist aus technischer Sicht ausgeschlossen (Deutscher Bundestag 2025); darüber hinaus ist der Kernenergieausstieg gesetzlich verankert (BGBL 2022), und eine Umkehr würde umfassende Gesetzesänderungen erfordern.

In der Bundesrepublik Deutschland findet seit 1990 kein aktiver Uranerzbergbau mehr statt. Seit dieser Zeit führt die Wismut GmbH die Stilllegungs-, Sanierungs- und Rekultivierungsarbeiten in den ehemaligen thüringischen und sächsischen Uranbergbaurevieren durch. Im Zusammenhang mit der Stilllegung und Sanierung der ehemaligen Produktionsstätten wurde bis 2020 allerdings Uran als Rückstand aus der Behandlung bergbaulicher Wässer abgetrennt. Seit 1992 stammte die gesamte Uranabscheidung in Deutschland aus den Sanierungsarbeiten im Bergwerk Königstein. Mit dem Umbau der Wasseraufbereitungsanlage im Bergwerk Königstein wurde die Urangewinnung in Deutschland im Jahr 2020 endgültig beendet. Die bestehende Anlage wurde an die zukünftigen Anforderungen angepasst. Da die Konzentrationen von Uran und Schwermetallen im Flutungswasser in den letzten Jahren gesunken ist, kann der verfahrenstechnische Prozess der selektiven Uranabtrennung nun entfallen. Dennoch wird auch künftig am Standort Königstein weiterhin eine Wasseraufbereitung erforderlich sein, jedoch ohne eine spezielle Uranabscheidung (Wismut GmbH 2020). Zwischen 1991 und 2020 belief sich die Uranrückgewinnung aus der Grubenwasseraufbereitung und der Umweltsanierung auf insgesamt rund 2.700 t U.

2.6 Kohle

Im Jahr 2024 war Kohle (Stein- und Braunkohle) mit einem Anteil von 15 % nach Erdöl, Erdgas und den erneuerbaren Energien der viertwichtigste Energieträger Deutschlands (AGEB 2025b). Gemäß dem Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz), wird Kohle maximal noch bis 2038 einen Beitrag zur deutschen Energieversorgung leisten. Im Oktober 2022 verständigten sich das Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (2022) mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK 2022a) und der RWE AG (2022) darauf, den Kohleausstieg im Rheinischen Revier um acht Jahre auf 2030 vorzuziehen. Während die heimische Steinkohlenförderung am Ende des Jahres 2018 eingestellt wurde, stellt die Braunkohle mit Blick auf die Vorräte und Förderung den bedeutendsten heimischen fossilen Energieträger dar. Sowohl die Förderung (Abb. 2-8) als auch der Verbrauch von Braun- und Steinkohle verringerten sich im Berichtsjahr (Abb. 2-9).

Neben der hauptsächlichen Verwendung von Kohle zur Stromerzeugung existieren mit dem Wärmemarkt, der Kohlevergasung und -verflüssigung sowie der Verkokung noch weitere Einsatzgebiete für Kohle. Insbesondere die Verwendung von Koks, erzeugt aus Kokskohlen, ist für die Roheisenerzeugung in der Stahlindustrie derzeit noch nicht vollumfänglich substituierbar.

Ende 2018 stellten die letzten zwei deutschen Steinkohlenbergwerke die Förderung ein (BGR 2019). Aufgrund der Beendigung des deutschen Steinkohlenbergbaus deckt Deutschland seinen Bedarf an Steinkohle seitdem vollständig über Importe.

Gegenüber dem Jahr 2023 fiel der Verbrauch an Steinkohle in Deutschland im Berichtsjahr nach vorläufigen Angaben signifikant geringer aus; er lag bei rund 26 Mt SKE (minus 10 %). Damit belief sich der Anteil von Steinkohle am Primärenergieverbrauch auf 7,3 %, während er im Vorjahr noch 8,1 % betrug (AGEB 2025b).

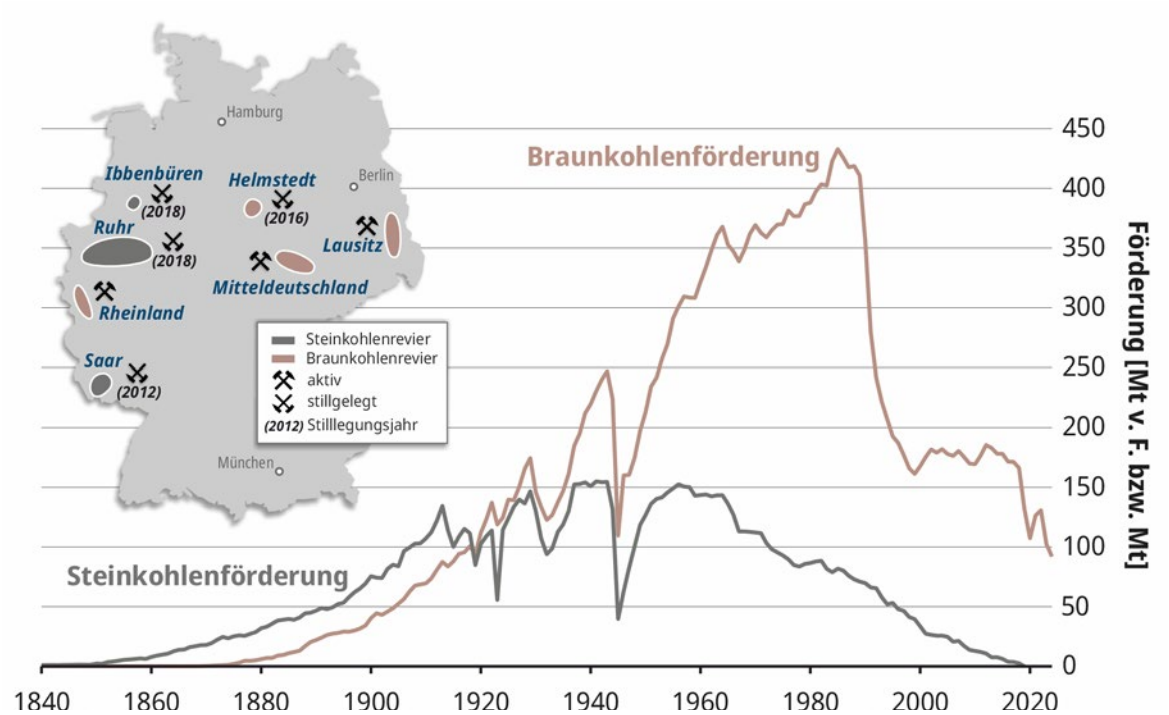


Abbildung 2-8: Entwicklung der deutschen Kohlenförderung von 1840 bis 2024 (nach SdK 2025; Steinkohlenförderung in Mt v.F.) sowie aktive und stillgelegte Kohlereviere Deutschlands im Jahr 2024.

	Braunkohle		Steinkohle	
Förderung	91,9 Mt	-10,1 % ↓	-	-
Importe*	n. b.	n. b.	27,2 Mt	-16,5 % ↓
Exporte*	0,9 Mt	-12,4 % ↓	-	-
Verbrauch	27,6 Mt SKE	-9,5 % ↘	26,3 Mt SKE	-10,3 % ↓
Reserven	35.200 Mt	-0,6 % →	-	-

*inkl. Produkte wie Staub, Briketts und Koks

Abbildung 2-9: Kennziffern des deutschen Braun- und Steinkohlensektors im Jahr 2024 sowie Veränderungen zum Vorjahr (AGEB 2025b, DEBRIV 2025, SdK 2025, VDKI 2025).

Australien erstmals bedeutendstes Kohlelieferland für Deutschland.

Die Importe von Steinkohle und Steinkohlenprodukten fielen mit 27,2 Mt um rund ein Sechstel (minus 16,5 %) geringer als im Vorjahr aus (Abb. 2-10). Im Jahr 2024 war Australien mit rund 9 Mt (33 %) der größte Lieferant, gefolgt von den Vereinigten Staaten (28 %) und Kolumbien (13 %). Die Einfuhren aus dem einzig verbliebenen bedeutsamen EU-27-Kohleexportland Polen verringerten sich geringfügig auf 1,4 Mt; davon entfielen fast 1,3 Mt auf Koks (VDKI 2025).

Braunkohle wird in Deutschland in drei Revieren gefördert (Abb. 2-8). Im Rheinischen Revier hat sich die Förderung um 9,1 % auf 44 Mt verringert. In den Revieren Mitteldeutschlands und der Lausitz ging die Förderung um 11 % auf rund 48 Mt zurück (SdK 2025). Über erschlossene und konkret geplante Tagebaue sind in Deutschland rund 1,1 Gt an Braunkohlenvorräten (Reserven) zugänglich. Weitere Reserven belaufen sich auf rund 34 Gt; die Ressourcen umfassen rund 37 Gt. Günstige geologische Bedingungen der Braunkohlelagerstätten ermöglichen den Einsatz einer leistungsfähigen Tagebautechnik, sodass große Mengen an Braunkohle zu konkurrenzfähigen Marktpreisen in nahegelegene Kraftwerke zur Stromerzeugung abgesetzt werden können.

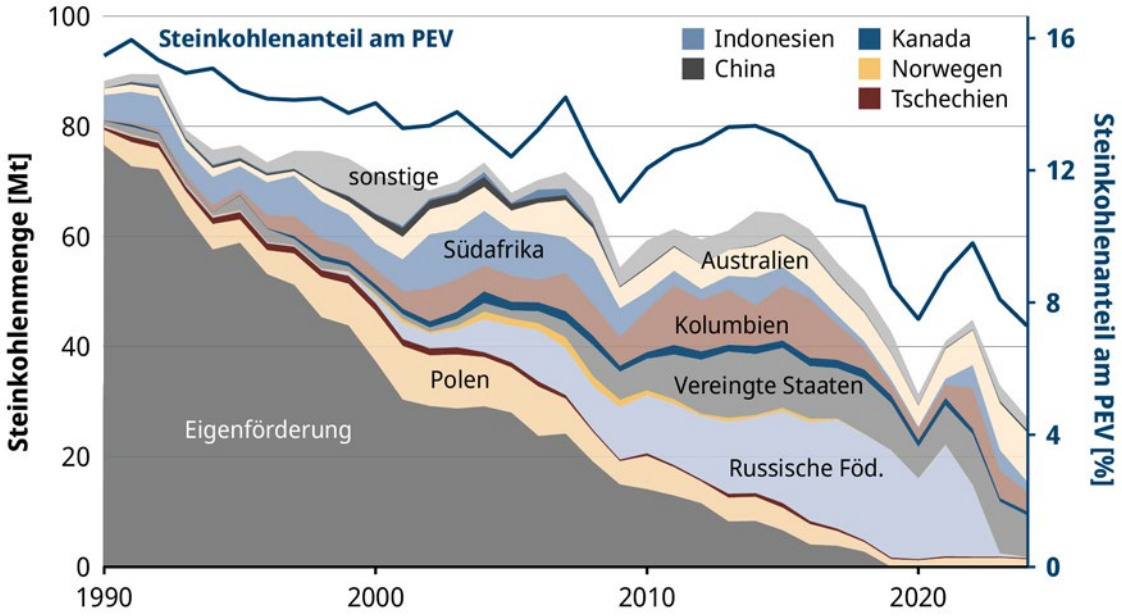


Abbildung 2-10: Steinkohlenaufkommen Deutschlands von 1990 bis 2024 (AGEB 2025a, SdK 2025, VDKI 2025). Die blaue Kurve zeigt den Steinkohlenanteil am PEV.

Im Rheinischen Revier betreibt die RWE Power AG mit Garzweiler, Hambach und Inden drei Tagebaue. Mit Braunkohle aus dem Tagebau Garzweiler werden die Kraftwerke Neurath und Niederaußem beliefert. Der Tagebau Hambach liefert an die Kraftwerke Niederaußem und Goldenberg. Das Kraftwerk Weisweiler wird vom Tagebau Inden versorgt.

Braunkohle stellt nach den erneuerbaren Energien die zweitwichtigste heimische Energiequelle dar.

Die Förderung im Lausitzer Revier erfolgt durch die Lausitz Energie Bergbau AG aus den drei Tagebauen Welzow-Süd, Nochten und Reichwalde. Die Kraftwerke Jänschwalde, Boxberg, Lippendorf/Block R sowie Schwarze Pumpe werden durch die Lausitz Energie Kraftwerke AG betrieben. Beide Unternehmen – ehemals Vattenfall Europe Mining AG und Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG – stellen sich seit dem Herbst 2016 unter dem gemeinsamen Markennamen LEAG dar und gehören zum tschechischen Energiekonzern Energetický a Průmyslový Holding (EPH).

Im Revier Mitteldeutschland sind die zwei Tagebaue Profen und Vereinigtes Schleenhain der Mitteldeutschen Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG), die seit 2012 vollständig zur tschechischen EP Holding gehört, sowie der Tagebau Amsdorf der Romonta GmbH in Betrieb. Der größte Teil der Braunkohle aus den zwei erstgenannten Tagebauen wird in den Kraftwerken Schkopau und Lippendorf verstromt. Hingegen dient die Braunkohlenförderung aus dem Tagebau Amsdorf der Produktion von Rohmontanwachs.

Im Zuge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine und der damit verbundenen Energiekrise wurde mit dem Gesetz zur Bereithaltung von Ersatzkraftwerken zur Reduzierung des Gasverbrauchs im Stromsektor im Fall einer drohenden Gasmangellage (Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz) eine Gasersatz-Reserve eingerichtet (AGEB 2023). Dazu hatten der Bundestag und der Bundesrat am 8. Juli 2022 im Rahmen des neuen Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes sowie weiterer Gesetze beschlossen. Sowohl für Steinkohle- und Mineralölanlagen als auch für Braunkohleanlagen konnten durch die vom Bundeskabinett am 28. September 2022 verabschiedete Verordnung zur sogenannten Versorgungsreserve Neuregelungen in Kraft treten, für Letztere zum 1. Oktober 2022. Diese waren zeitlich begrenzt bis zum 31. März 2024. Die Neuregelungen bei Braunkohleanlagen betraf einige bislang in Sicherheitsbereitschaft stehende Kraftwerksblöcke, und zwar die RWE-Kraftwerksblöcke Niederaußem E & F und Neurath C im Rheinischen Revier sowie die LEAG-Kraftwerksblöcke Jänschwalde E & F im Lausitzer Revier (BNetzA 2023, BMWK 2022b, LEAG 2022a, b, RWE Power AG 2022).

Die gesamte Verwendung von Braunkohle verringerte sich einhergehend mit der gesunkenen Förderung im Berichtsjahr um rund 10 % auf 92 Mt. Ihr Anteil am PEV reduzierte sich damit von 8,4 % im Vorjahr auf 7,7 % im Berichtsjahr. Rund 88 % der deutschen Braunkohlenförderung wurden in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung zur Stromerzeugung eingesetzt. Der Anteil der Braunkohlekraftwerke an der Bruttostromerzeugung belief sich 2024 auf 15,8 % und war damit nach Erdgas und den erneuerbaren Energien der drittwichtigste Energieträger im deutschen Strommix. Im Berichtszeitraum verringerte sich die Anzahl der Beschäftigten geringfügig. Bundesweit waren rund 12.600 Personen und damit knapp 6 % weniger als im Vorjahr im Braunkohlenbergbau beschäftigt (AGEB 2025b, SdK 2025).

Der jahresdurchschnittliche Preis für importierte Kraftwerkskohlen belief sich in Deutschland im Jahr 2024 auf rund 173 €/t SKE und verringerte sich damit um rund ein Fünftel gegenüber dem Vorjahr (minus 18,8 %; VDKI 2025). Die Preise für Kokskohle und Koks verringerten sich ebenfalls. Der jahresdurchschnittliche Preis für Kokskohlen nahm gegenüber dem Vorjahr um 8 % auf 230,39 €/t ab. Der jahresdurchschnittliche Preis für Koks sank auf 337,20 €/t (minus 20,6 %) (VDKI 2025). Die nordwesteuropäischen jahresdurchschnittlichen Spotpreise für Kraftwerkskohlen verringerten sich von rund 129 USD/t im Jahr 2023 um rund 16 USD/t (minus 12 %) auf rund 113 USD/t im Jahr 2024 (EURACOAL 2025). Die Kohlenimporte der EU-27-Länder verringerten sich im Jahr 2024 nach vorläufigen Schätzungen auf 68,6 Mt und fielen somit rund 26 % niedriger als im Vorjahr aus (Eurostat 2025b).

2.7 Wasserstoff

Wasserstoff wird derzeit vor allem in der chemischen Industrie sowie in Raffinerien eingesetzt. Im Jahr 2024 belief sich die Wasserstoffproduktion in Deutschland auf rund 3,2 Mrd. m^3, was einem Zuwachs von rund 6 % gegenüber dem Vorjahr entspricht (Abb. 2-11; Destatis 2025c). Der Wasserstoff wurde überwiegend aus Erdgas durch Dampfreformierung hergestellt (BMWK 2023). Der Außenhandel spielt bislang nur eine untergeordnete Rolle. Im Jahr 2024 wurden 6,7 Mio. m^3 importiert und 19,2 Mio. m^3 exportiert (Destatis 2025d).



Produktion	3.216 Mio. m^3	+5,9 % ↗
Exporte	19 Mio. m^3	+41,5 % ↑
Importe	7 Mio. m^3	+5,3 % ↗

Abbildung 2-11: Kennziffern des deutschen Wasserstoffsektors im Jahr 2024 sowie Veränderungen zum Vorjahr (Destatis 2025d).

Die heimische Wasserstoffproduktion erfolgt derzeit fast ausschließlich aus Erdgas durch Dampfreformierung.

Zukünftig soll Wasserstoff eine bedeutende Rolle bei der Dekarbonisierung des Energie- und Wirtschaftssystems spielen (Industrie, Fernverkehr, Energiespeicherung) und fossile Energieträger ersetzen. Die Bundesregierung hat in der Nationalen Wasserstoffstrategie (BMWi 2020) und deren Fortschreibung (BMWK 2023) Leitlinien und ein Zielbild für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft formuliert. Demnach wird im Jahr 2030 ein Wasserstoffbedarf inkl. Derivaten von 95 TWh bis 130 TWh prognostiziert, und die heimische Elektrolysekapazität soll bis dahin mindestens 10 GW betragen (BMWK 2023). Auf Grundlage des Monitorberichts zum Start der 21. Legislaturperiode (EWI & BET 2025) wurden 2025 Schlüsselmaßnahmen erarbeitet (BMWE 2025), die die aktuellen Elektrolyseur-Ausbauziele durch flexible Ziele ersetzen sollen, die sich an konkreten Projekten auf Nachfrageseite in Deutschland orientieren sollen. Mit 10 GW Elektrolyseleistung könnten je nach

Annahmen für die Umrechnung (4.000 Vollaststunden, 70 % Wirkungsgrad) pro Jahr 28 TWh Wasserstoff hergestellt werden, was den prognostizierten Bedarf nicht decken kann.

Die deutsche Elektrolysekapazität ist noch weit von ihren Ausbauzielen entfernt.

Nach Einschätzung der Bundesregierung werden rund 50 % bis 70 % des für 2030 prognostizierten Bedarfes durch Importe aus dem Ausland gedeckt werden müssen (BMWK 2023). Entsprechend hat die Bundesregierung 2024 eine Importstrategie veröffentlicht (BMWK 2024). Wasserstoffabkommen wurden u. a. mit Norwegen, Kanada und Australien geschlossen. Parallel dazu verfolgt die Bundesregierung den Aufbau von entsprechender Importinfrastrukturen einschließlich des Wasserstoffkernnetzes, welches von der Bundesnetzagentur im Oktober 2024 genehmigt wurde. Das Netz soll eine Leitungslänge von 9.040 km umfassen und die wichtigsten Erzeugungs- und Importzentren mit den Verbrauchsregionen verbinden (BNetzA 2025c).

In Deutschland soll der Fokus zukünftig auf der Produktion von Wasserstoff liegen, der durch Wasserelektrolyse unter Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt wird. Im Jahr 2023 wurden allerdings mit sieben Anlagen nur 3,3 GWh Wasserstoff mittels Elektrolyse und nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt (BNetzA 2025d).

Mit einer installierten Leistung von 0,1 GW im Jahr 2024 (IEA 2025d) spielt die Elektrolyse für die Wasserstoffproduktion bisher eine untergeordnete Rolle. Aktuell sind bis zum Jahr 2030 Elektrolyseprojekte im Umfang von rund 18 GW angekündigt; es ist jedoch unsicher, ob diese auch realisiert werden. Von den angekündigten Projekten befinden sich nur 1,3 GW im Bau bzw. haben die finale Investitionsentscheidung. Für 3,8 GW laufen Machbarkeitsstudien, und für 12,7 GW liegt lediglich ein Konzept vor (IEA 2025d). Um die für das Jahr 2030 formulierten Ziele zu erreichen, ist ein massiver Ausbau notwendig.

3 Energiesituation weltweit

3.1 Erdgas

Im Jahr 2024 wurde ein Höchststand der weltweiten Erdgasförderung erreicht.

Die weltweite Erdgasförderung stieg 2024 gegenüber dem Vorjahr um etwa 1 % auf rund 4,27 Bill. m^3 (Abb. 3-1; Vorjahr 4,22 Bill. m^3). In den einzelnen Regionen und Ländern waren die Förderentwicklungen allerdings sehr unterschiedlich. Deutliche Förderzuwächse verzeichneten Norwegen (plus 7,6 %), China (plus 6,9 %) und die Russische Föderation (plus 6,7 %). In Ägypten nahm die Erdgasförderung deutlich ab (minus 17 %). Dies lag im Wesentlichen an einem starken Rückgang der Erdgasförderung aus dem Zohr Feld, welches einen Großteil der ägyptischen Förderung erbringt.

In Europa wurden knapp 3 % mehr Erdgas gefördert, was im Wesentlichen auf die gesteigerte norwegische Förderung zurückzuführen ist. Die Vereinigten Staaten förderten wie auch im Vorjahr weltweit das meiste Erdgas, gefolgt von der Russischen Föderation und Iran (Tab. A-18 BGR Energiedaten 2025).

Förderung	4,27 Bill. m^3	+1,3 % ➡
Konv. Reserven	194 Bill. m^3	+0,1 % ➡
Nicht-konv. Reserven	14 Bill. m^3	-7,6 % ↘
Exporte	1,36 Bill. m^3	-0,1 % ➡

Abbildung 3-1: Weltweite Förderung, Reserven und Export von Erdgas im Jahr 2024 sowie Veränderungen zum Vorjahr.

Die globalen Erdgasreserven sind im Vergleich zum Vorjahr nahezu unverändert und belaufen sich auf 208 Bill. m^3 (Vorjahr 209 Bill. m^3) (Abb. 3-2). Weltweit befinden sich rund 94 % der Erdgasreserven in konventionellen Vorkommen. Nicht-konventionelle Erdgasvorkommen (Schiefergas und Kohleflözgas) hingegen haben nur einen geringen Anteil an den Erdgasreserven (Tab. A-17 BGR Energiedaten 2025). Signifikante Schiefergasreserven werden derzeit nur für die Vereinigten Staaten ausgewiesen, die einen Anteil von etwa 68 % an deren gesamten Erdgasreserven haben. China hat allerdings in den letzten Jahren die Schiefergasexploration verstärkt und dadurch den entsprechenden Anteil an den gesamten Erdgasreserven auf 8 % erhöht. Die chinesische Schiefergasförderung hatte einen Anteil von rund 10 % an der Gesamtförderung.

Rund die Hälfte der weltweiten Erdgasreserven sind in der Russischen Föderation, Iran und Katar konzentriert (Tab. A-17 BGR Energiedaten 2025). Diese befinden sich nahezu ausschließlich in konventionellen Vorkommen. Auch bei den globalen Erdgasressourcen dominieren konventionelle Vorkommen mit rund 327 Bill. m^3, gefolgt von Schiefergasressourcen mit 233 Bill. m^3, Tight Gas mit 50 Bill. m^3 und Kohleflözgas mit 45 Bill. m^3 (Tab. A-16 BGR Energiedaten 2025).

Der weltweite Erdgasverbrauch stieg 2024 um 4 % gegenüber dem Vorjahr. Die Vereinigten Staaten blieben mit 936 Mrd. m^3 der größte Erdgasverbraucher, gefolgt von der Russischen Föderation (522 Mrd. m^3) und China (428 Mrd. m^3) (Tab. A-19 BGR Energiedaten 2025). Mit einem Verbrauch von rund 79 Mrd. m^3 steht Deutschland an neunter Stelle der globalen Erdgasverbraucher (Tab. A-19 BGR Energiedaten 2025). In der EU-27 lag der Erdgasverbrauch mit 332 Mrd. m^3 auf dem Niveau des Vorjahres.

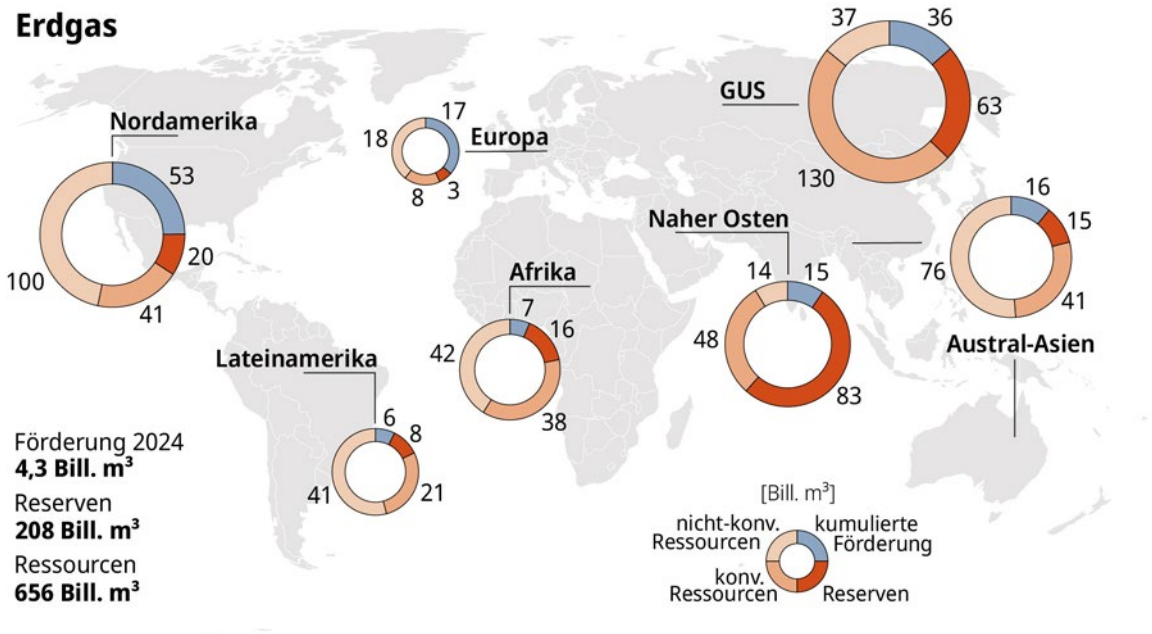


Abbildung 3-2: Regionale Verteilung des Gesamtpotenzials an Erdgas 2024 (ohne Aquifergas und Gashydrate).

Die Erdgasimporte nahmen weltweit um mehr als 3 % zu. Die größten Erdgasimporteure sind China, die Vereinigten Staaten, Japan und Deutschland. Die Erdgasimporte der Vereinigten Staaten stammen zum größten Teil aus Kanada und versorgen den nördlichen Teil der Vereinigten Staaten, während die Erdgasförderung der Vereinigten Staaten zum überwiegenden Teil im Süden und Osten des Landes liegt – wie auch die LNG-Exportterminals. Die Vereinigten Staaten sind der größte Erdgasexporteur der Welt.

Der weltweite Handel mit verflüssigtem Erdgas (LNG) erhöhte sich leicht um 1 % auf rund 550 Mrd. m^3 (GIIGNL 2025) und stellte rund 53 % des interregionalen Erdgashandels dar (Energy Institute 2025). Damit wurde interregional wieder mehr Erdgas in Form von LNG gehandelt als durch den Pipelinetransport.

Über die Hälfte des interregionalen Erdgashandels erfolgt mit LNG.

Der Angriffskrieg der Russischen Föderation auf die Ukraine und die weitgehende Einstellung der pipelinegebundenen Lieferungen nach Europa sorgte 2022 für einen enormen Nachfrageschub nach LNG mit entsprechend stark gestiegenen Preisen in Europa und weltweit. Die LNG-Handelsströme verlagerten sich 2022 zum Teil von Asien nach Europa. Infolge des stark steigenden Bedarfs in Asien – vor allem in China und Indien – kehrte sich diese Dynamik im Berichtsjahr wieder um. Den größten Anteil mit 70 % an den weltweiten LNG-Importen hatte weiterhin Asien, wobei auf China (108 Mrd. m^3), Japan (92 Mrd. m^3) und Südkorea (65 Mrd. m^3) die größten Mengen entfielen (GIIGNL 2025). Die Länder der EU-27 importierten 17 % weniger LNG als im Vorjahr (insgesamt rund 110 Mrd. m^3).

Weltweit standen 49 LNG-Importnationen 22 LNG exportierenden Ländern gegenüber. Die globale Verflüssigungskapazität stieg um rund 15 Mrd. m^3 mit den größten Beiträgen aus der Russischen Föderation (3 Mrd. m^3; u. a. Inbetriebnahme Arctic LNG 2) und Indonesien (2 Mrd. m^3). Weiterhin kamen Mexiko und die Republik Kongo als Exportländer hinzu. Die Regasifizierungskapazität stieg mit rund 60 Mrd. m^3 hingegen stärker an. Die rechnerisch mögliche weltweite durchschnittliche Auslastung der Regasifizierungsterminals sank damit in den letzten fünf Jahren sukzessive von 48 % auf 41 %.

Global steigen die LNG-Importkapazitäten schneller als die Exportkapazitäten.

Die drei größten LNG-Exporteure (Abb. 3-3) im Jahr 2024 waren die Vereinigten Staaten (116 Mrd. m^3; 21 % Anteil), Australien (108 Mrd. m^3; 20 % Anteil) und Katar (106 Mrd. m^3; 19 % Anteil). Das Exportvolumen dieser Exporteure blieb jeweils nahezu unverändert gegenüber dem Vorjahr (GIIGNL 2025).

In die EU wurde LNG in 2024 vor allem aus den Vereinigten Staaten (49 Mrd. m^3), der Russischen Föderation (21 Mrd. m^3) und Katar (13 Mrd. m^3) geliefert. Die Liefermengen aus den Vereinigten Staaten und Katar sanken um 21 % bzw. 26 %, während die Mengen aus der Russischen Föderation um 19 % zunahmen (GIIGNL 2025; Abb. 3-4).

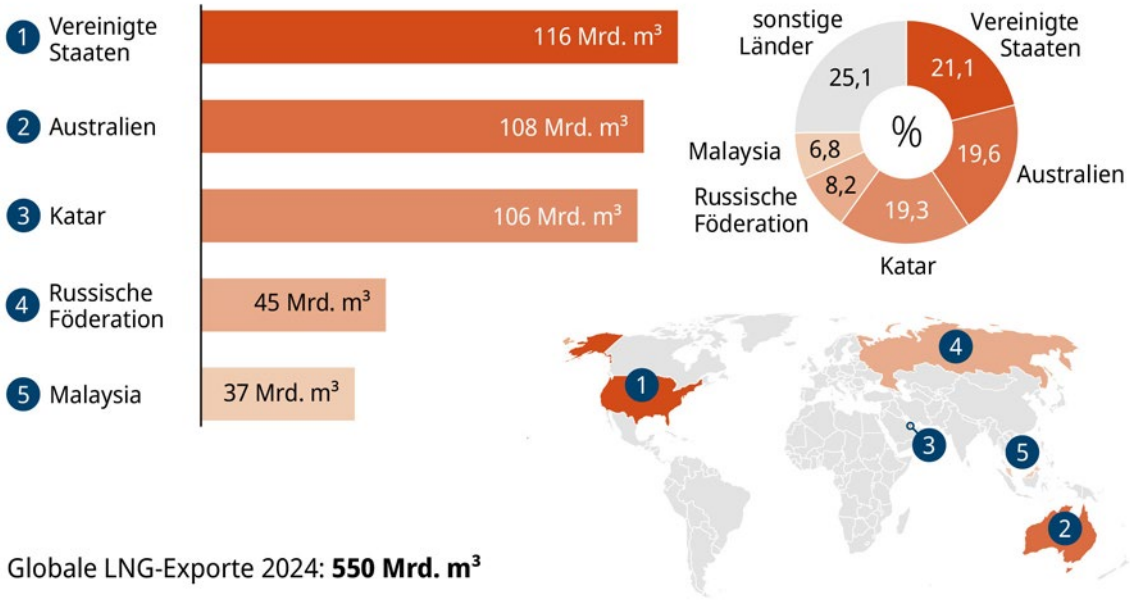


Abbildung 3-3: Die weltweit größten LNG-Exporteure in 2024 (Angaben umgerechnet auf gasförmiges Erdgas; GIIGNL 2025).

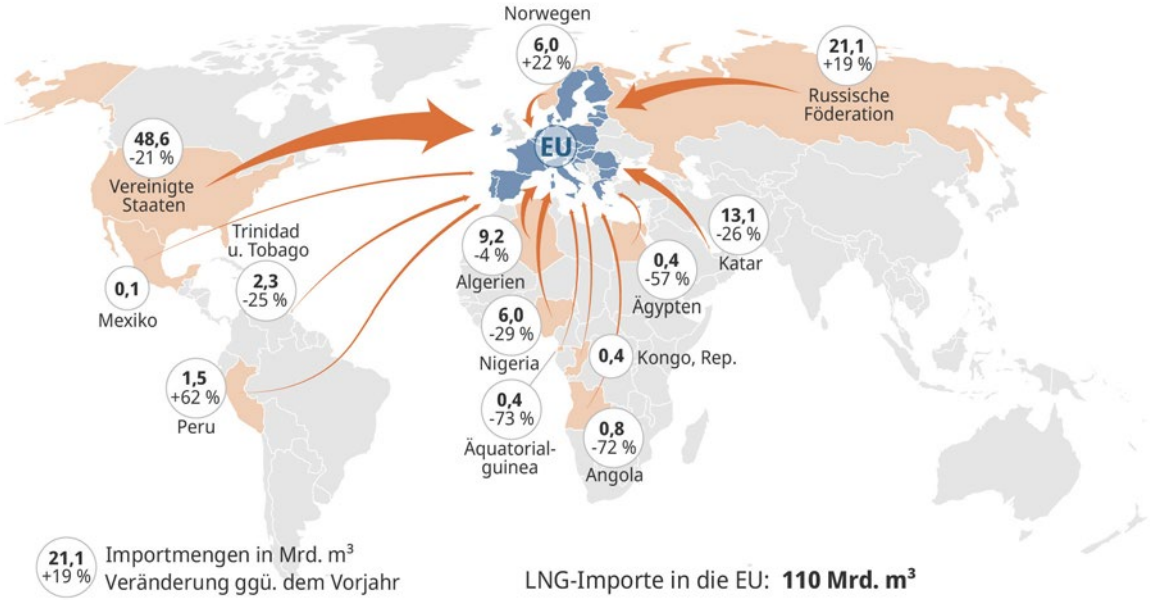


Abbildung 3-4: LNG-Importmengen (Mrd. m3) für die Lieferländer der EU in 2024 (LNG-Mengen angegeben als gasförmiges Erdgas; GIIGNL 2025).

Die europäischen Erdgaspreise begannen ab der zweiten Jahreshälfte 2021 sehr stark zu steigen. Infolge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine und den damit verbundenen befürchteten Erdgasversorgungsunterbrechungen kam es in Europa zu historischen Preishöchstständen bis in den Herbst 2022. Da es gelang, die befürchteten Versorgungsunterbrechungen sowohl durch Einsparungen als auch durch zusätzliche LNG-Lieferungen zu vermeiden, sank der europäische Erdgaspreis zum Jahresende hin erheblich. Allerdings blieb der europäische Erdgaspreis bis Mitte 2025 deutlich über dem Schnitt der Vorjahre und damit wesentlich höher als jener der Vereinigten Staaten (Abb. 3-5).

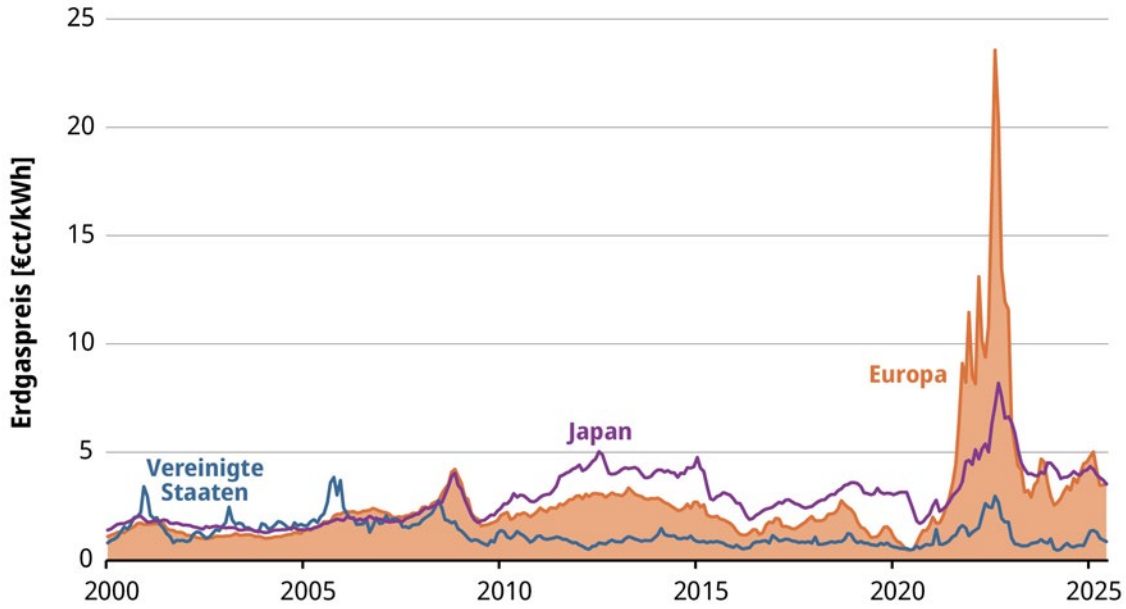


Abbildung 3-5: Vergleich der Entwicklung internationaler Erdgaspreise von 2000 bis 2025 (Worldbank 2025).

3.2 Erdöl

Mit einem Anteil von rund 34 % am globalen PEV blieb Erdöl der weltweit wichtigste Energieträger (Energy Institute 2025). Die globale Erdölförderung stieg in 2024 um etwa 1 % auf 4,55 Gt, was einem historischen Höchstwert entspricht (Abb. 3-6).



Förderung	4,55 Gt	+0,8 % ➡
Konv. Reserven	181,53 Gt	+0,6 % ➡
Nicht-konv. Reserven	70,85 Gt	+0,6 % ➡
Exporte	2,21 Gt	-1,4 % ➡

Abbildung 3-6: Weltweite Förderung, Reserven und Export von Erdöl im Jahr 2024 sowie Veränderungen zum Vorjahr.

Die weltweiten Erdölreserven beliefen sich auf 252 Gt; davon entfielen 182 Gt auf konventionelles Erdöl. Bedeutende Offshore-Erdölfunde wurden mit dem Mopane Feld im Orange-Becken (Namibia) und dem Al-Nokhatha Feld (Kuwait) getätigt. Diese Funde werden in den nächsten Jahren Eingang in die Vorratsdaten finden.

Die konventionellen Erdölreserven, die für die weltweite Versorgung mit flüssigen Kohlenwasserstoffen aufgrund des vergleichsweise geringen Förderaufwands besonders relevant sind, lagern zu zwei Dritteln in den Ländern des Nahen Ostens (Abb. 3-7; Tab. A-10 BGR Energiedaten 2025).

Die geologischen Vorräte an Erdöl könnten noch über Jahrzehnte auch einen steigenden Bedarf decken. Allerdings sind erhebliche Investitionen erforderlich, um neue Lagerstätten zu erschließen und bestehende Förderanlagen in Betrieb zu halten. Die IEA (2025d) weist darauf hin, dass ohne angemessene Investitionen in das Upstream-Segment der Erdöl- und Erdgasindustrie die globale Ölproduktion um rund 8 % pro Jahr fallen könnte. Diese hätte erhebliche Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit (IEA 2025d).

Globale Erdölversorgung könnte in den nächsten Jahren unsicherer werden.

Die Investitionen im Upstream-Segment der Erdöl- und Erdgasindustrie (Exploration und Produktion) werden für das Jahr 2024 auf etwa 570 Milliarden USD geschätzt. Dies entspricht einem Zuwachs von rund 7 % gegenüber 2023. Etwa 40 % der Mittel entfielen auf die Entwicklung und Optimierung bestehender Felder, während 33 % in die Exploration und Erschließung neuer Vorkommen investiert wurden. Der verbleibende Anteil wurde in Tight-Oil- und Schiefergasprojekte gelenkt (IEA 2024). Schon ein relativ geringer Rückgang der Upstream-Investitionen kann den Unterschied zwischen einem Wachstum der Öl- und Gasversorgung und einer stagnierenden Produktion ausmachen. Gleichzeitig sind in einem Szenario, in dem die Nachfrage zurückgeht, weniger Investitionen erforderlich.

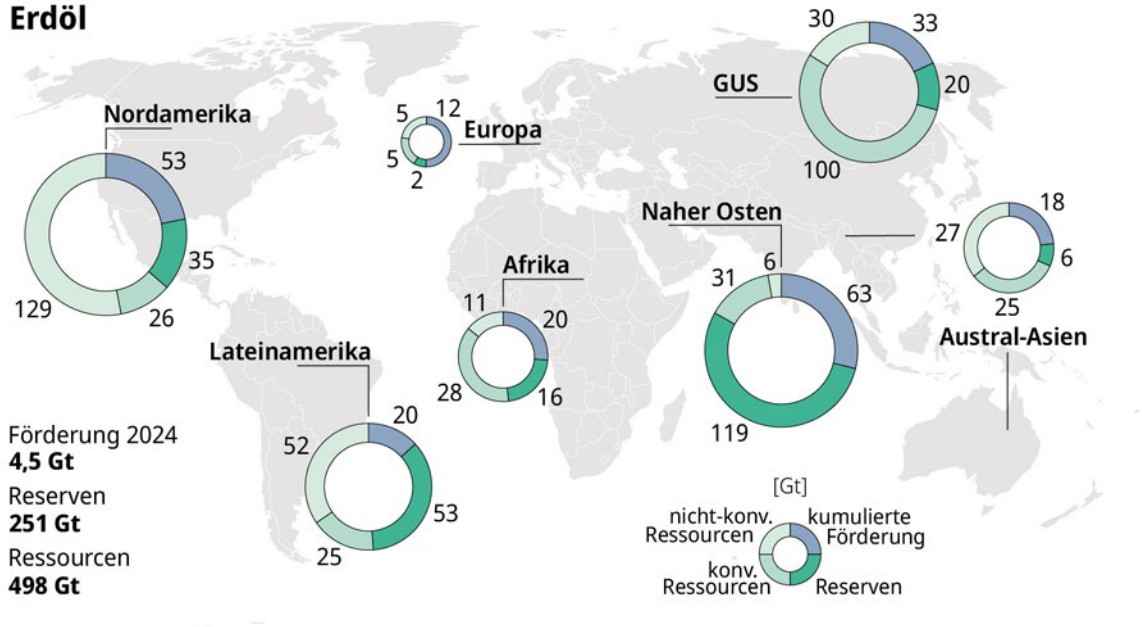


Abbildung 3-7: Regionale Verteilung des Gesamtpotenzials an Erdöl 2024.

Die zukünftige Entwicklung des weltweiten Ölverbrauchs wird unterschiedlich eingeschätzt. Während die IEA den weltweiten Ölbedarf bis 2030 um 2,3 % auf etwa 105,5 Mio. Barrel pro Tag moderat steigen sieht (IEA 2025e), geht die OPEC von einem Bedarf bis 2029 von 113,3 Mio. Barrel pro Tag aus, getrieben durch das starke Wachstum der Ölnachfrage in Nicht-OECD-Ländern (OPEC 2025).

Die Erdölförderung ist auf der Welt ungleichmäßig verteilt. So deckten die 10 größten Erdölförderländer knapp 74 % der weltweiten Erdölproduktion ab (Tab. A-11 BGR Energiedaten 2025). Die wichtigste Förderregion blieb in 2024 der Nahe Osten mit einem Anteil von rund 31 %. Die mit Abstand förderstärksten Nationen blieben die Vereinigten Staaten, die Russische Föderation und Saudi-Arabien (Abb. 3-8), die zusammen 42 % der weltweiten Förderung abdeckten. Einen besonderen Einfluss auf den Erdölmarkt haben die OPEC+-Staaten, die ihre Förderung untereinander koordinieren. Zusammen haben diese Länder einen Anteil an der weltweiten Förderung von 53 % und an den Erdölexporten von 65 %. Mit der Produktionsaufnahme des Offshore-Ölfelds Sangomar im Juni 2024 ist Senegal erstmalig zu einem Erdölförderland geworden.

Die weltweiten Erdölpreise sanken im Jahr 2024 geringfügig (Abb. 3-9). Im Jahresdurchschnitt betrug der Preis für die US-amerikanische Referenzsorte WTI 76,63 USD/bbl (EIA 2025a) und lag damit auf dem Niveau des Vorjahres. Der Preis blieb im Jahresverlauf in einer relativ engen Bandbreite und schwankte zwischen 70 und 90 USD/bbl. Das langsame Wachstum der weltweiten Nachfrage und das steigende Angebot außerhalb der OPEC+ Staaten verhinderten einen starken Preisanstieg. Für vorübergehenden Aufwärtsdruck des Preises sorgten Produktionskürzungen der OPEC+-Staaten, geopolitische Spannungen und Transportstörungen im Roten Meer. Insgesamt war der globale Ölmarkt relativ ausgeglichen, mit nur einem leichten Rückgang der weltweiten Lagerbestände, was zu der engen Preisspanne beitrug.

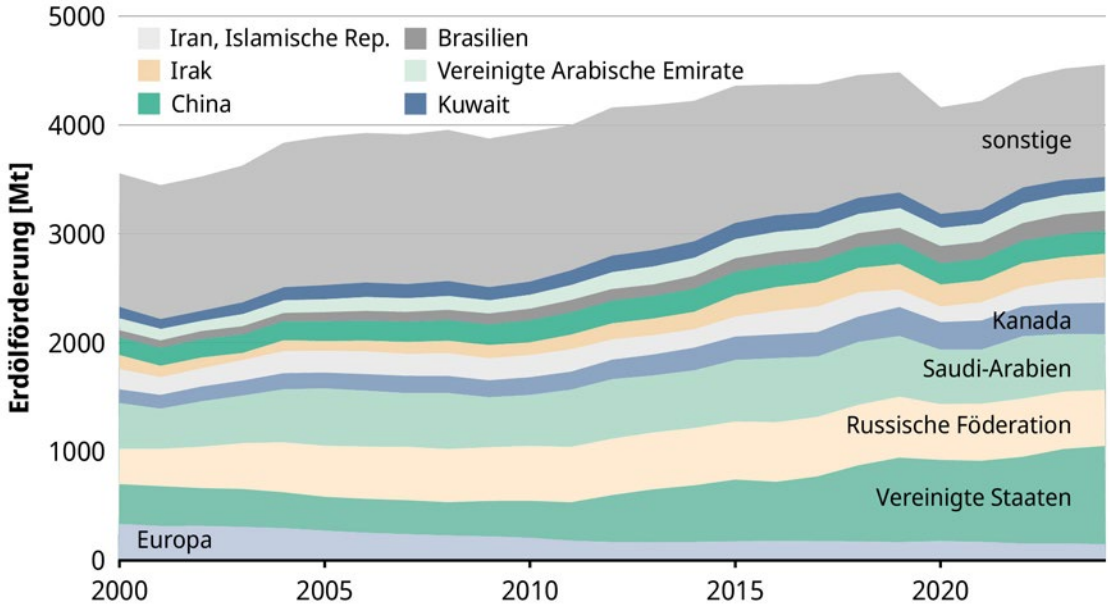


Abbildung 3-8: Entwicklung der globalen Erdölförderung seit dem Jahr 2000.



Abbildung 3-9: Entwicklung des Erdölpreises (inflationsbereinigt) (EIA 2025a; U.S. Bureau of Labor Statistics 2025).

Obgleich die nicht-konventionelle Erdölförderung in den letzten Jahrzehnten immer mehr an Bedeutung gewann, bleibt konventionell gefördertes Erdöl zentral bei der Versorgung mit flüssigen Kohlenwasserstoffen. 2024 entstammten schätzungsweise 77 % der gesamten Erdölförderung aus konventionellen Erdölfeldern (IEA 2025f).

Zuwächse bei der Erdölproduktion der letzten Jahre durch gestiegene Erdgas- und Schieferölförderung

Die Zuwächse bei der Gesamtproduktion flüssiger Kohlenwasserstoffe wurde seit 2005 vor allem durch Fördersteigerungen von Kondensat, NGL, nicht-konventionellem Erdöl (Schieferöl, Ölsand und Schwerstöl) sowie Biokraftstoffen realisiert. Kondensat und NGL fallen überwiegend bei der Förderung und Aufbereitung von Erdgas an und werden der Erdölförderung zugeschlagen. Durch die seit Jahrzehnten steigende globale Erdgasförderung steigt auch die Kondensatförderung und NGL-Produktion stetig an.

Die Förderung von nicht-konventionellem Erdöl ist bislang überwiegend auf Nord- und Südamerika beschränkt. Schieferöl wird vorwiegend in den Vereinigten Staaten gewonnen, wo es einen Anteil von etwa 64 % an der Rohölförderung hatte (EIA 2025b), sowie in geringerem Umfang in Kanada und Argentinien. In Argentinien nahm die Schieferölförderung wie schon in den letzten Jahren weiter zu. Allerdings macht China bei der Erschließung seiner Schieferölvorkommen große Fortschritte. Im Berichtsjahr wurden etwa 6 Mt Schieferöl gewonnen, mit weiter steigender Tendenz.

Erdöl aus Ölsand wird bislang nur in Kanada gewonnen. Dort wird die Produktion seit Jahrzehnten ausgeweitet und erreichte 2024 mit rund 206 Mt einen neuen Höchststand. Schwerstölförderung in größerem Maßstab findet ausschließlich in Venezuela statt. Aufgrund der unzureichend gewarteten Infrastruktur sowie Sanktionen war die Schwerstölförderung in den letzten Jahren wesentlich geringer als vor einem Jahrzehnt.

Bei der Produktion von Biokraftstoffen dominieren gleichfalls Nord- und Südamerika. Auf die Vereinigten Staaten und Brasilien entfielen 2024 knapp 60 % der weltweiten Biokraftstoffproduktion (Energy Institute 2025).

20 Länder verbrauchen mehr als drei Viertel des weltweiten Mineralöls.

Über drei Viertel des weltweiten Mineralöls wurden von nur 20 Ländern genutzt, angeführt von den Vereinigten Staaten und China, mit einem Anteil von zusammen 36 %. Die EU verbrauchte 12 % des weltweiten Mineralöls. Afrika als zweitbevölkerungsreichster Kontinent hatte lediglich einen Anteil von rund 5 % am weltweiten Mineralölverbrauch (Tab. A-12 BGR Energiedaten 2025).

Etwa die Hälfte des 2024 geförderten Erdöls wurde grenzüberschreitend, hauptsächlich per Tankschiff oder Pipeline, gehandelt. Weltweit wurden 2.216 Mt Rohöl exportiert; ein Rückgang um 1,4 % gegenüber dem Vorjahr. Die beiden führenden Exportnationen waren Saudi-Arabien und die Russische Föderation.

Die EU verhängte im Juni 2022 Sanktionen gegen die Russische Föderation und verbot zum Jahresende den Import von Erdöl auf dem Seeweg aus der Russischen Föderation. Der Pipelinetransport war davon ausgenommen. Bereits im Laufe des Jahres 2022 sanken die Einfuhren russischen Erdöls in die EU erheblich. Ab Februar 2023 wurde der Import von raffinierten Ölprodukten wie Diesel oder Benzin aus der Russischen Föderation verboten. Weiterhin wurde gemeinsam mit den G7-Staaten eine Preisobergrenze von 60 USD/bbl für russisches Öl festgelegt. Unternehmen dürfen nur dann Transport oder Versicherung übernehmen, wenn der Preis unterhalb dieser Grenze liegt. Die Sanktionen haben die russischen Rohölexporte bislang wenig beschränkt. Zu den mit großem Abstand wichtigsten Abnehmern russischen Erdöls sind Indien und China aufgestiegen.

Die weltweite Raffineriekapazität stieg 2024 um 1 % auf 5,19 Gt. Von allen Ländergruppen weist Afrika mit 173 Mt die mit Abstand geringste Raffineriekapazität aus. Darüber hinaus lag die Auslastung afrikanischer Raffinerien 2022 bei lediglich 56 % (Energy Institute 2025). Die Raffineriekapazität ist auf Algerien, Ägypten, Nigeria und Südafrika konzentriert. Die meisten Länder des Kontinents, darunter auch bedeutende Rohölförderländer, sind auf den Import von Mineralölprodukten angewiesen.

Global blieb Austral-Asien mit einem Anteil von 56 % die wichtigste Rohöl-Importregion. Afrika importierte mit 0,3 % Gesamtanteil das wenigste Rohöl. Wie in den Vorjahren war China mit 554 Mt der mit Abstand größte Importeur. Die Rohöleinfuhren der Vereinigten Staaten, deren Erdölimporte infolge der gestiegenen Eigenförderung seit Ende der 2000er Jahre fast durchgängig rückläufig waren, stiegen 2024 auf 328 Mt (plus 2 %). Drittgrößter Rohölimporteur war Indien mit 238 Mt (plus 3 %).

Die Vorräte der OECD-Staaten für Rohöl und Rohölprodukte (strategische Reserven und industrielle Vorräte), die überwiegend in Kavernen oder oberirdischen Tanklagern vorgehalten werden, beliefen sich im Dezember 2024 auf rund 3,98 Mrd. Barrel (IEA 2025d).

Die freie Produktionskapazität der OPEC-Staaten belief sich 2024 durchschnittlich auf 4,22 Mio. Barrel pro Tag (EIA 2025d). Damit wird die zusätzliche Fördermenge an Erdöl bezeichnet, um welche die Förderung innerhalb von 30 Tagen gesteigert und mindestens 90 Tage beibehalten werden kann.

Der weltweite Handel von Erdöl wird seit Jahrzehnten fast ausschließlich in USD („Petrodollar“) abgewickelt. Seit einigen Jahren forciert China den Handel in eigener Währung („Petro Yuan“). Die größten kurzfristigen Risiken für den weltweiten Handel mit Erdöl stellen disruptive geopolitische Entwicklungen dar. Allein durch die Straße von Hormus, die zwischen Iran und Oman verläuft und eine der wichtigsten maritimen Engstellen für den Export von Erdöl und LNG darstellt, werden rund ein Drittel der weltweiten Rohölexporte transportiert. Hinzu kommen täglich schätzungsweise 5,9 Mio. Barrel an Erdölprodukten sowie nahezu die gesamten LNG-Exporte Katars. Ebenso gilt die Schifffahrtsroute durch das Rote Meer aufgrund der Angriffe der jemenitischen Huthi-Rebellen auf Tanker und andere Schiffe als besonders gefährlich.

3.3 Erneuerbare Energien

Erneuerbaren Energien deckten im Jahr 2024 fast 19 % des globalen PEV ab (REN21 2025a). Über die Hälfte entfiel auf biogene Energieträger, wobei der Hauptanteil mit rund 45 % auf fester Biomasse und im Speziellen auf Brennholz beruhte. Noch heute werden vor allem in Entwicklungsländern vorwiegend Holz und Holzkohle zur Energiegewinnung genutzt, aber auch in Industrieländern steigt die Anzahl privat genutzter Anlagen wie Kaminöfen oder Pelletheizungen zur Wärmeerzeugung. So machte Biomasse im Berichtsjahr mit rund 60 % am Verbrauch der erneuerbaren Energien in der EU-27 den größten Anteil aus (EU 2025a).

In der EU decken erneuerbare Energien 25 % des Energieverbrauchs.

In der EU-27 wurden rund 25 % des Energieverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt (EEA 2025). Bis 2030 soll der Verbrauchsanteil aus erneuerbaren Energiequellen fast verdoppelt werden (Ziel: 42,5 % des Bruttoendenergieverbrauchs). Nach fester Biomasse mit rund 50 % am Verbrauch der erneuerbaren Energien in der EU-27 (Stand: 2023) war Windkraft mit 17 % die meistgenutzte regenerative Energiequelle; Wasserkraft trug mit 13 % bei.

Wie im Vorjahr wurden die weltweit neu installierten Stromerzeugungskapazitäten vor allem durch den Zubau von erneuerbaren Energien erbracht. Ihr Anteil am Zubau betrug im Jahr 2024 rund 92 % gegenüber 83 % im Jahr 2022. Damit überstieg der jährliche Zubau von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung den Zubau der fossilen Energien und Kernenergie (IRENA 2025a). Ein Grund sind die sich ändernden politischen Rahmenbedingungen, die den Ausbau von erneuerbaren Energien begünstigen. Aber auch Technologiekosten, insbesondere der Solar- und Windenergie, sind in den letzten Jahren deutlich gesunken und führen zu einer gesteigerten Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien. Im Jahr 2024 waren Neuinstallationen im Stromsektor vor allem bei der Photovoltaik maßgebend. Rund 75 % der neuinstallierten Leistung wurden durch den Zubau von Photovoltaikanlagen (452 GW) umgesetzt (IRENA 2025b). Bei Windkraft und Wasserkraft wurden 2024 weltweit zusätzliche Leistungen von jeweils 113 GW und 15 GW neu installiert. Insbesondere in Asien ist ein starker Ausbau zu beobachten. Über 70 % des Zuwachses in 2024 fielen auf diese Region. Haupttreiber beim Ausbau erneuerbarer Energien bleibt China, das 2024 mit 374 GW für rund 60 % des weltweiten Zubaus sorgte (IRENA 2025b).

Rekordzubau: 585 GW installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – davon 374 GW allein in China!

Weltweit lag die installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in 2024 bei rund 4.450 GW (Abb. 3-10). Über die Hälfte ist in Asien (2.383 GW) installiert, wobei China mit rund zwei Fünftel der global installierten Leistung (1.827 GW) an erneuerbaren Energien mit Abstand führend ist (Tab. A-45 BGR Energiedaten 2025). Allein 888 GW entfallen in China auf Photovoltaik, was mehr als eine Verdopplung der installierten Leistung zum Jahr 2022 (393 GW) ist. Auch Windkraft wird in China besonders stark ausgebaut. In den letzten zwei Jahren kamen Windkraftanlagen mit einer Leistung von 156 GW hinzu. Insgesamt sind nunmehr 522 GW an Windkraft in China installiert; Wasserkraft, einst unter den erneuerbaren Energien der dominante Energieträger in China, kommt auf 436 GW.

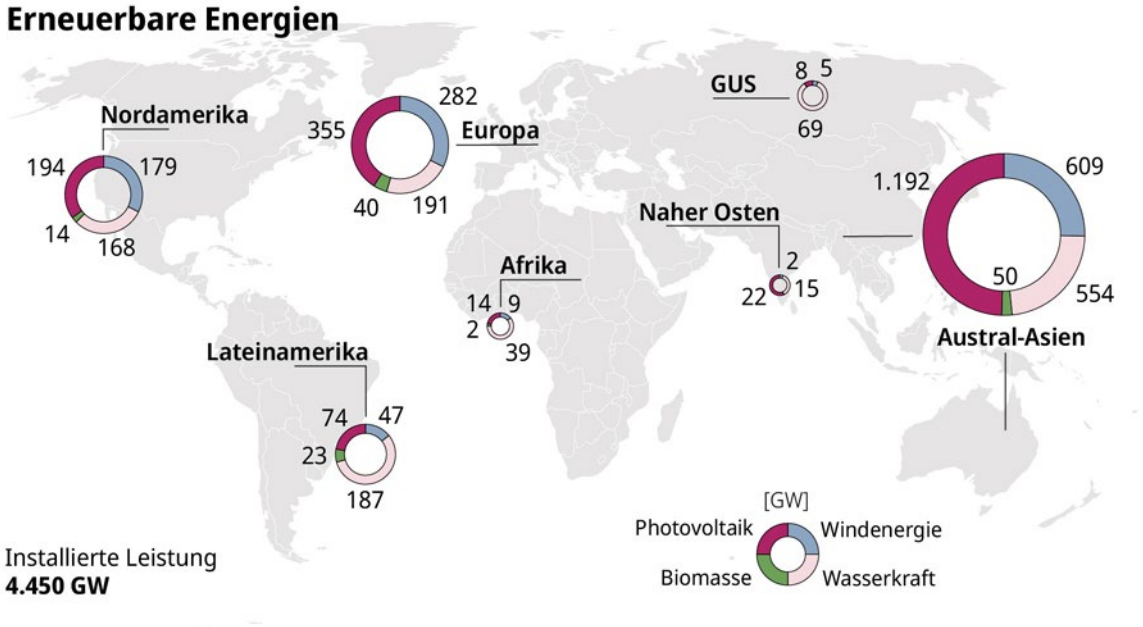


Abbildung 3-10: Regionale Verteilung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 2024 (IRENA 2025b).

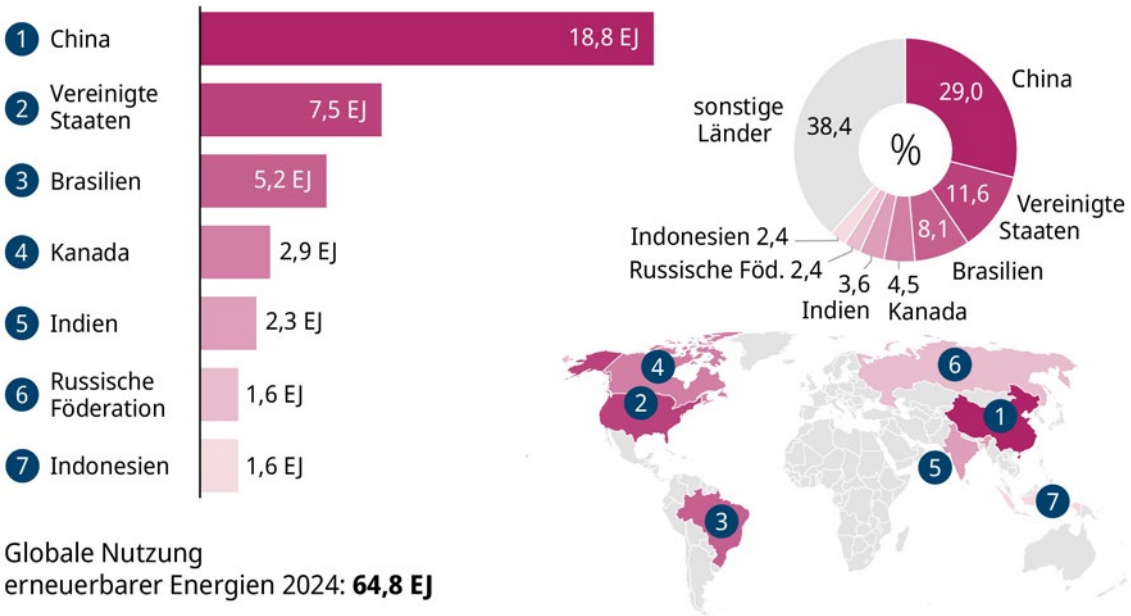


Abbildung 3-11: Die größten Nutzer erneuerbarer Energien zur Elektrizitätsgewinnung 2024 (Energy Institute 2025).

Der weltweite Ausbau von Windkraft und Photovoltaik wird intensiv vorangetrieben; ihr Anteil an der Stromerzeugung steigt jährlich, ist aber mit 15 % immer noch vergleichsweise gering. Zwar betrug der Gesamtanteil erneuerbarer Energien an der globalen Stromerzeugung 32 %, wurde aber maßgeblich durch Wasserkraft (14 %) erzeugt. Windkraft, Photovoltaik und Biomasse zusammen trugen 2024 zu 17 % der Stromerzeugung bei (REN21 2025a). Während weltweit die Wasserkraft die Stromerzeugung aus regenerativen Quellen dominiert, wurde in Deutschland rund ein Drittel aus Windkraft (139 Mrd. kWh; 28 % der deutschen Stromerzeugung) und Photovoltaik (74 Mrd. kWh; 16 %) gewonnen. China, die Vereinigten Staaten, Brasilien und Kanada nutzen knapp die Hälfte des weltweit aus erneuerbaren Energiequellen erzeugten Stroms (Abb. 3-11).

In 26 Ländern wird über 20 % des Strombedarfs durch Windenergie und Photovoltaik gedeckt.

Der erwartbare weitere Zubau wird den Anteil der erneuerbaren Energien an der globalen Energieversorgung wachsen lassen. Neben den geographischen bzw. geologischen Voraussetzungen sind insbesondere die Strategien und Ziele der Staaten maßgebend dafür, welcher Entwicklungspfad zum Ausbau eingeschlagen wird. So wurden im Berichtsjahr bereits in 26 Ländern jeweils über 20 % des Strombedarfs durch Windenergie und Photovoltaik gedeckt (Ember 2025; Abb 3-12); im Jahr 2022 waren es nur 15 Länder. Unter Hinzunahme weiterer erneuerbarer Energiequellen wie Wasserkraft, Geothermie und Biomasse decken bereits über 30 Länder rund die Hälfte ihres Strombedarfs mit erneuerbaren Energien. Island deckt seinen Strombedarf zu 100 % aus erneuerbaren Energien (70 % Wasserkraft; 29 % Geothermie; <1 % Windkraft, Solar, Biomasse) (Energy Institute 2025).

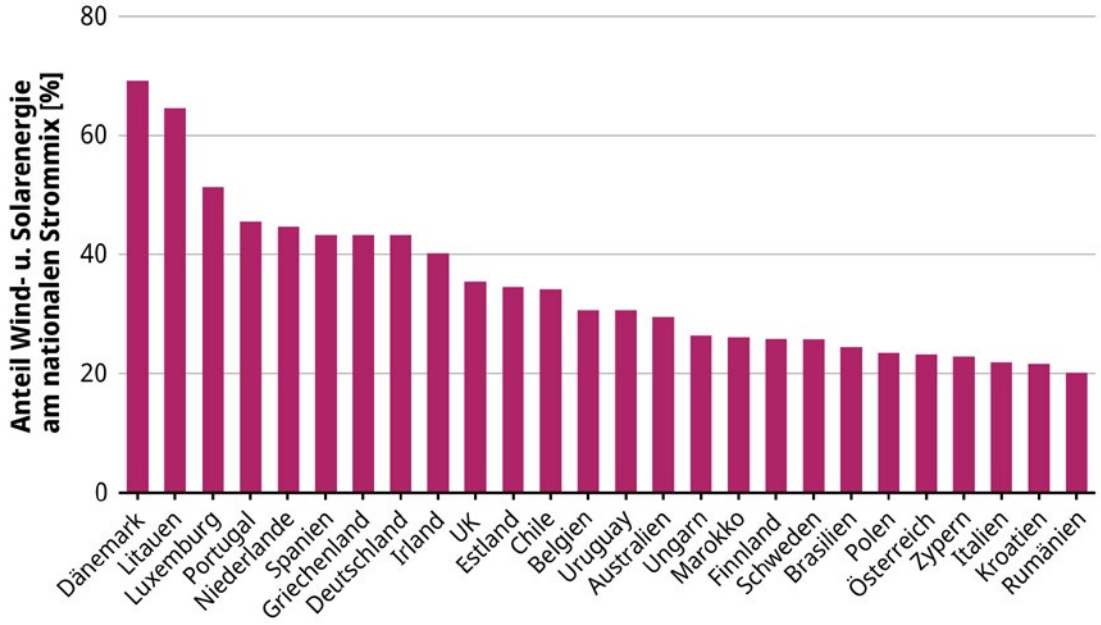


Abbildung 3-12: Anteil der Wind- und Solarenergie an der Stromerzeugung nach Ländern 2024 (Ember 2025).

Auch im Verkehrs- und Transportsektor gewinnen erneuerbare Energien als Biokraftstoffe (Ethanol, Biodiesel) oder als Strom in Elektrofahrzeugen (E-Mobilität) an Bedeutung, wenn auch deutlich langsamer als zur Stromerzeugung.

Derzeit tragen Biokraftstoffe zu 3,5 % zum Gesamtenergieverbrauch im Verkehrssektor bei. Die Produktion hat sich in den letzten Jahren von rund 30 Mrd. Liter (2004) auf rund 175 Mrd. Liter (2024) nahezu versechsfacht (REN21 2025b); ein weiterer Anstieg ist zu erwarten. Bei der Produktion von Ethanol sind die Vereinigten Staaten und Brasilien führend. Über 80 % der Ethanolkraftstoffe stammen aus diesen beiden Ländern. Biodiesel macht rund 27 % der gesamten Biokraftstoffproduktion aus. Hier ist die EU-27 mit rund 12 Mrd. Litern pro Jahr (2022) führend bei der Produktion und deckt so rund 8 % der Nachfrage an Biodiesel ab; Hauptrohstoff hierbei ist Raps. Auf Frankreich, Deutschland und Spanien entfallen 53 % der Biodieselproduktion in Europa (REN21 2024a), wobei Deutschland mit rund 4 Mrd. Litern größter Produzent Europas ist (VDB 2025).

56 Mio. Elektroautos weltweit auf der Straße – Anzahl innerhalb von zwei Jahren verdoppelt.

Neben dem bereits bestehenden Einsatz im Schienenverkehr wird E-Mobilität im Verkehrs- und Transportsektor bedeutender. China und Europa sind derzeit führend in der Nutzung von E-Mobilität (VDA 2025). Seit 2022 hat sich weltweit die Zahl der Elektroautos im Einsatz etwas mehr als verdoppelt und lag im Jahr 2024 bei 56 Mio. Fahrzeugen. Auch die Verwendungen im Schwerlastverkehr auf der Straße und in der Schifffahrt werden entwickelt und ausgebaut. Langfristig wird auch der Einsatz von alternativen Treibstoffen wie synthetische Kraftstoffe, Wasserstoff oder Ammoniak für Schifffahrt und Schwerlastverkehr angestrebt. Der Anteil der erneuerbaren Energien im globalen Transportsektor beträgt derzeit rund 4 % (REN21 2025a).

3.4 Geothermie

Die heute als Geothermie genutzte Wärme stammt hauptsächlich aus Restwärme aus der Zeit der Entstehung der Erde und dem Zerfall radioaktiver Isotope (Stober & Bucher 2014). Ihre ökonomische Nutzbarkeit ist stark vom geothermischen Gradienten abhängig und damit an die geologischen Gegebenheiten gebunden. Gebiete mit stark erhöhtem geothermischem Gradienten sind typischerweise Gebiete mit aktivem Vulkanismus oder tektonisch aktive Gebiete. Im Mittel liegt der globale geothermische Gradient bei rund 25 K/km bis 30 K/km (Stober & Bucher 2014); in Island zum Beispiel kann er über 200 K/km erreichen. Diese regionalen Unterschiede spiegeln sich auch in der Tatsache wider, dass die sieben führenden Länder, angeführt von den Vereinigten Staaten, Indonesien und den Philippinen (Abb. 3-13), rund 80 % der weltweit installierten geothermischen Stromerzeugungskapazität auf sich vereinen.

Die weltweit installierte elektrische Leistung aus Geothermie stieg von 2023 bis 2024 um rund 400 MW_e auf rund 16,8 GW_e (ThinkGeoEnergy 2025). Die Zugewinne stammen aus 17 neuen Kraftwerken und aus Erweiterungen von bereits bestehenden Kraftwerken. 174 MW_e davon stammen von einem Kraftwerk in Neuseeland. Die restlichen Zuwächse verteilen sich hauptsächlich auf die Vereinigten Staaten, Indonesien, Philippinen, die Türkei und Japan. Die geschätzte weltweite Stromerzeugung aus Geothermie lag bei 99 TWh (REN21 2025b). Damit steuerte die Geothermie

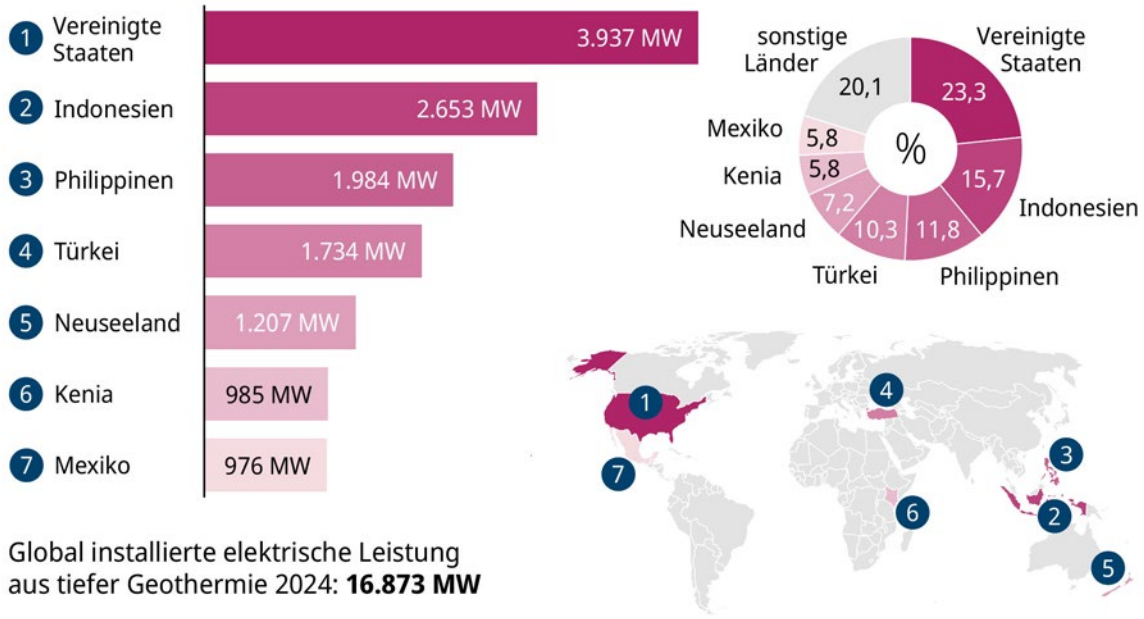


Abbildung 3-13: Länder mit den größten installierten geothermischen Stromerzeugungskapazitäten.

rund 1 % der aus erneuerbaren Energien erzeugten Strommenge bei (REN21 2025b) und belegt weiterhin nur eine Nische.

Der Anteil der Geothermie an der weltweiten Energieerzeugung (Elektrizität und Wärme) bleibt klein.

Eine Schätzung für die weltweite Wärmegewinnung aus der Direktnutzung von Geothermie beläuft sich auf 245 TWh für 2024 (REN21 2025b). Das entspricht einem Zuwachs von rund 20 % im Vergleich zum Vorjahr und etwa 3 % der gesamten aus erneuerbaren Energien erzeugten Wärme. Von den 245 TWh entfallen wie in den Vorjahren knapp 90 % (213 TWh) auf China, die Türkei, Island und Japan, wovon wiederum rund 75 % in China gewonnen werden.

Das Verharren auf diesem niedrigen Niveau ist neben durch die geologischen Voraussetzungen bestimmten Grenzen auch durch die Kombination aus hohen Anfangsinvestitionen bei vergleichsweise hohen Fündigkeitsrisiken begründet. Allerdings gab es in 2024 eine massive Zunahme an angekündigten Projekten zur Gewinnung geothermischer Energie in den Vereinigten Staaten, Südostasien und Teilen Europas (IEA 2025g). Weiterhin wird erwartet, dass die Koproduktion von Rohstoffen wie z. B. Lithium, Mangan und Zink sich positiv auf die Rentabilität der Wärmegewinnung aus Geothermie auswirken wird.

Eine aktuelle und genaue Bestimmung der installierten Kapazitäten zur Wärmeerzeugung und der aus Geothermie erzeugten Wärmemenge für die einzelnen Länder ist nicht umsetzbar. Zum einen werden diese Daten für viele Länder nur mit größerer Verzögerung bekannt, zum anderen ist eine klare Abgrenzung zwischen flacher Geothermie und Umgebungswärme nicht sicher möglich. Auch wird nicht immer angegeben, ob die Wärme unter Nutzung von Wärmepumpen erzeugt wird.

3.5 Kernbrennstoffe

Die globalen Uranressourcen (Abb. 3-14) sind gegenüber dem Vorjahr leicht gesunken, aber mit 12 Mt weiterhin sehr umfangreich. Wie in den vergangenen Jahren sind bei Uranressourcenänderungen hauptsächlich einige wenige Länder ausschlaggebend. Nach jahrelanger Rezession des Uranmarktes (BGR 2017) erholt sich dieser zwar zunehmend, Uranressourcenzuwächse blieben aber auch 2024 gering.

Auch die Uranreserven haben sich gegenüber dem Vorjahr leicht geändert (minus 14 %; Tab. A-37 BGR Energiedaten 2025). Die weltweiten Uranreserven in der Kostenkategorie < 80 USD/kg U belaufen sich auf 1,2 Mt. Hier sind vor allem Neubewertungen, Übertragungen in höhere Kostenkategorien und Uranverbrauch ausschlaggebend.

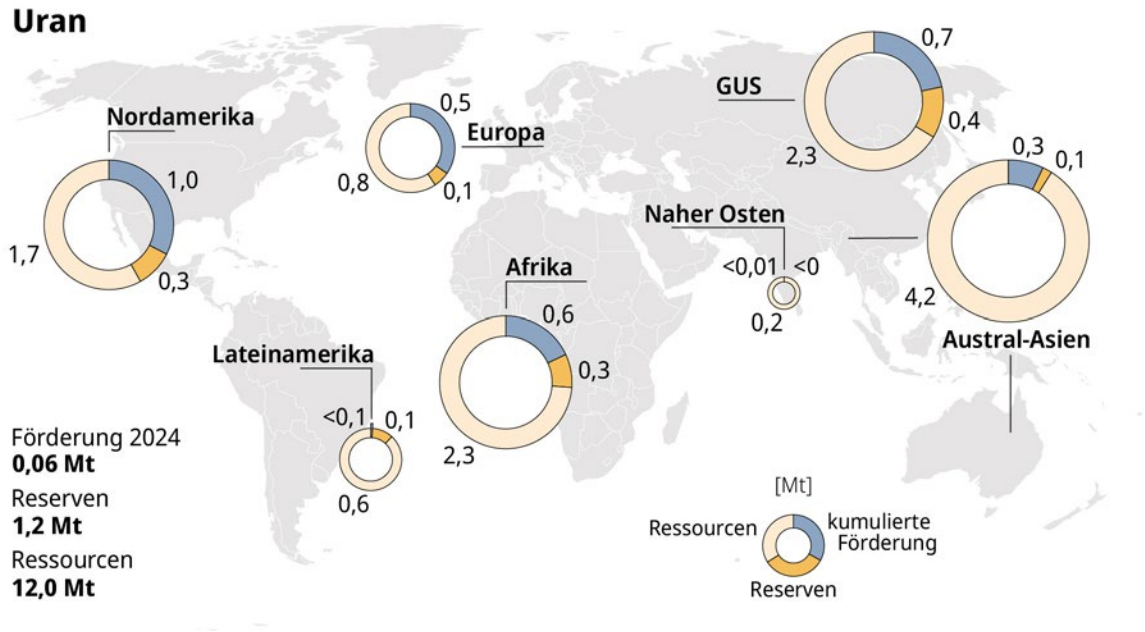


Abbildung 3-14: Regionale Verteilung des Gesamtpotenzials an Uran 2024.

Eine sinkende Nachfrage auf dem Uranmarkt seit 2011 (BGR 2019b), verstärkt durch die Corona-Pandemie 2020/2021 (BGR 2022), führte zu einer marktbedingten Reduzierung der Gesamtproduktion von Uran in den letzten Jahren. So fiel die Förderung von 2016 bis 2022 um rund 16 %. Seit 2023 steigt die globale Uranproduktion wieder an (BGR 2026). Besonders die Steigerungen der Uranproduktion in Kanada (plus 2.500 t U), Kasachstan (plus 2.158 t U) und Namibia (plus 2.139 t U) trugen 2024 maßgeblich zum Aufwärtstrend der globalen Uranproduktion bei.

Die globale Uranproduktion verzeichnet wieder Zuwächse.

Größte Einzelproduktionsstätte war die kanadische Mine McArthur River/Key Lake mit rund 7.300 t U und einem Marktanteil von 12 %. Mit einer Jahresproduktion in 2024 von über 62.000 t U (Tab. A-39 BGR Energiedaten 2025)

erreichte die weltweite Uranförderung wieder das Niveau des Jahres 2016. Rund 90 % der Weltförderung wurden von fünf Ländern erbracht (Abb. 3-15). Größtes Förderland war erneut Kasachstan, das seine Produktion gegenüber dem Vorjahr von rund 21.110 t U auf 23.270 t U erhöhte und mit einem Anteil von rund 40 % an der globalen Uranförderung führend blieb. Wie in der Vergangenheit (BGR 2019b) wurde die Differenz aus jährlichem Bedarf und Primärproduktion aus zivilen und militärischen Lagerbeständen, insbesondere der Russischen Föderation und den Vereinigten Staaten, gedeckt. Bis 2026 besteht der Vertrag zur Verringerung strategischer Waffen zwischen beiden Staaten (NEW START – Strategic Arms Reduction Treaty) noch (DOS 2023a). Jedoch wurde 2023 der Vertrag einseitig von der Russischen Föderation ausgesetzt (DOS 2023b). Somit bleibt offen, ob die militärischen Uranbestände der zivilen Nutzung weiterhin zur Verfügung stehen werden. Eine weitere Quelle für Uran ist die Wiederaufarbeitung von Brennelementen.

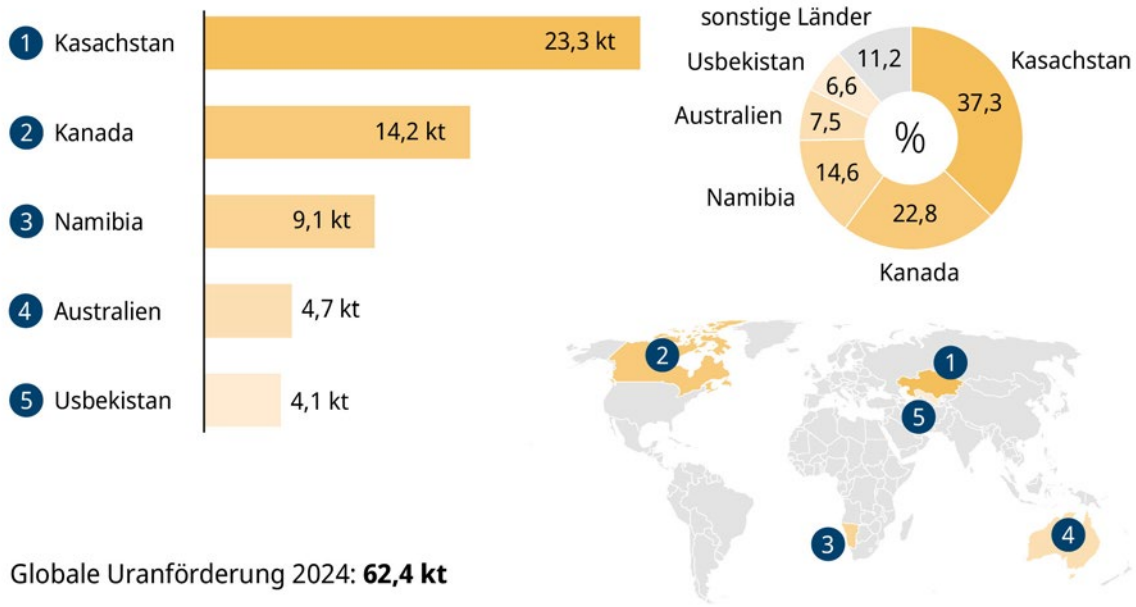


Abbildung 3-15: Die größten Uranförderländer 2024.

Der weltweite Bedarf an Uran belief sich 2024 auf 67.517 t U und ist damit gegenüber dem Vorjahr nahezu unverändert. Vor allem die Vereinigten Staaten, China, Frankreich, die Russische Föderation und Korea (Republik) sind die größten Verbraucher. Über 70 % des globalen Uranbedarfs wird von diesen fünf Ländern beansprucht. Besonders Asien und der Nahe Osten verzeichnen steigende Verbräuche in den letzten Jahren (Tab. A-40 BGR Energiedaten 2025), die voraussichtlich auch in den folgenden Jahren weiter steigen werden. Aber auch in anderen Regionen der Welt ist bis Mitte des Jahrhunderts mit einem steigenden Uranverbrauch zu rechnen.

Weltweit wird Uran hauptsächlich über langfristige Lieferverträge gehandelt. Uranlieferungen an die Mitgliedsstaaten der EU-27 lagen 2024 mit 13.984 t U (minus 4 %) knapp unter dem Vorjahresniveau von 14.555 t U. Wie in Europa üblich, machten Lieferungen aus Spotmarkt-Verträgen lediglich 6 % aus (ESA 2025).

Die Russische Föderation gehört mit zu den größten Uranproduzenten der Welt. Die Förderung 2024 betrug 2.700 t Uran und trug zu 4 % zur Weltförderung bei. Für die EU-27 war die Russische Föderation ein bedeutender Uranlieferant, aus der sie in 2024 rund 16 % bezog. Auch ist die Russische Föderation ein wichtiger globaler Lieferant von Kernenergietechnologie, -dienstleistungen und insbesondere Kernbrennstoffen. Mit 43 % ist sie der weltweit größte Anbieter von Urananreicherungsdienstleistungen und beliefert weltweit rund 73 Reaktoren mit Kernbrennstoffen (OECD 2023). So stammten bis 2023 beispielsweise rund 20 % des schwach angereicherten Urans (LEU) für Reaktoren in den Vereinigten Staaten aus der Russischen Föderation; im Jahr 2024 waren es noch 4 %. In Europa sind die Kernkraftwerke in Bulgarien, Ungarn, der Slowakei und Tschechien vollständig auf russische Kernbrennstoffe und Dienstleistungen angewiesen. Die Substitution von russischen Brennelementen und eine Diversifizierung der Lieferländer wird sich nur mittelfristig realisieren lassen.

Abhängigkeit von der Russischen Föderation besteht primär bei weiterverarbeitetem Uran und Dienstleistungen.

Darüber hinaus ist die Ausfuhr von Gütern und Dienstleistungen aus dem Bereich der Kernenergie ein wichtiges politisches und wirtschaftliches Ziel der Russischen Föderation. So wird die Vermarktung russischer Reaktoren in vielen Ländern der Welt fortgesetzt. Rund 20 Kernkraftwerke baut oder plant die Russische Föderation derzeit weltweit (WNA 2025a).

Das Europäische Parlament und die Staats- und Regierungschefs der EU-27 konnten sich bisher nicht darauf einigen, die Sanktionen gegen die Russische Föderation auch auf den Kernenergiesektor auszudehnen, planen aber, die Einfuhr von Uran, angereichertem Uran und anderen Kernmaterialien aus der Russischen Föderation weiter zu beschränken (EU 2025). Für Natururan stehen grundsätzlich genügend Versorgungsalternativen auf dem Weltmarkt zur Verfügung, z. B. in Australien, Kanada oder Namibia (Tab. A-35 BGR Energiedaten 2025). Engpässe für Europa werden auch durch Lagervorhaltung kompensiert. Über das Subunternehmen Uranium One des staatlichen Konzerns ARMZ und Rosatom ist die Russische Föderation aber auch an Urangruben in Kasachstan, Namibia, Tansania und den Vereinigten Staaten beteiligt.

Weltweit ist das Interesse an Kernenergie insgesamt sehr groß. Auf der UN-Klimakonferenz (COP 28) in Dubai, Vereinigte Arabische Emirate, haben sich 2023 mehr als 20 Länder verpflichtet, die global installierte Leistung von Kernenergie bis 2050 zu verdreifachen (UNFCCC 2023). Weitere sechs Länder kamen auf der UN-Klimakonferenz (COP 29) in Baku, Aserbaidschan, hinzu (NEA 2024). Die im Berichtsjahr bei 2.768 TWh liegende Stromerzeugung aus Kernenergie wird sich voraussichtlich bis 2050 im Vergleich zu heute auf 4.460 TWh nahezu verdoppeln (IEA 2024), insofern alle Projekte umgesetzt werden.

Vor allem in den Schwellen- und Entwicklungsländern in Asien und dem Nahen Osten ist mit einem Anstieg des Uranverbrauchs zu rechnen (OECD-NEA/IAEA 2025, WNA 2025b). Mehrere asiatische Staaten streben den Einstieg in die Nutzung der Kernenergie an. Auch in Europa wird Uran als Energierohstoff langfristig Bestand haben, trotz des zu erwartenden Rückgangs der Nachfrage aufgrund des Kernenergieausstiegs in Deutschland sowie des Stopps der Ausbaupläne in Spanien. So setzen Länder wie Finnland, Frankreich, Rumänien, Schweden, die Slowakei, Slowenien, Tschechien, die Türkei, Ungarn und das Vereinigte Königreich auf Kernenergie als einen wichtigen Teil ihrer nationalen Energieversorgung. Polen plant den Bau eines ersten Kernkraftwerkes bis 2033. In der Türkei soll 2026 der erste von vier im Bau befindlichen Reaktoren ans Netz gehen; der türki-

sche Reaktor Akkuyu 1 befindet sich seit Juli 2025 in der finalen Testphase. Länder wie Belgien, die Niederlande, Italien oder die Schweiz, die bereits einen Kernenergieausstieg beschlossen hatten, prüfen den Bau neuer Reaktoren oder verlängern die Laufzeiten bestehender Kernkraftwerke.

Mit Stand August 2025 befanden sich 62 Kernkraftanlagen in 15 Ländern im Bau, darunter allein 29 in China (Abb. 3-16). Asien ist für die Kernenergie eine der wachstumsstärksten Regionen der Welt. Insgesamt sind in Asien 129 Reaktoren in Betrieb und 43 im Bau. Dieser Trend wird sich in Zukunft voraussichtlich weiter verstärken. Neu in Betrieb genommen (2023/2024) wurden drei Kernkraftwerke in China, zwei in den Vereinigten Staaten sowie jeweils eines in Belarus, Frankreich, Indien, Korea (Republik) und den Vereinigten Arabischen Emiraten.

In Asien sind 129 Reaktoren in Betrieb und 43 weitere im Bau.

Neben dem weltweiten Zubau klassischer Reaktoren mit Leistungen von durchschnittlich 1.000 MW und mehr, kündigen immer mehr Länder an, insbesondere kleinere, sogenannte modulare Kernreaktoren (small modular reactors, SMR) mit deutlich geringerer Leistung (bis zu 300 MW) nutzen zu wollen. Weltweit existieren über 100 SMR-Designs und -Konzepte in unterschiedlichen Entwicklungsstadien (Schauer 2025).

Das erste Land, welches modulare Kernreaktortechnik kommerziell einsetzt, ist die Russische Föderation (Rosatom 2025). Ende Mai 2020 nahm das schwimmende Kernkraftwerk Akademik Lomonosov den kommerziellen Betrieb auf und versorgt seitdem die Stadt Pewek im Nordosten der Russischen Föderation mit Strom und Wärme. Das Kraftwerk verfügt über zwei Druckwasserreaktoren (Typ KLT-40S-Reaktoren) mit jeweils 35 MW_e bzw. 150 MW_{th} Leistung, die auch in russischen Atomeisbrechern eingesetzt werden. Weitere Modelle dieses Reaktors sind in Planung.

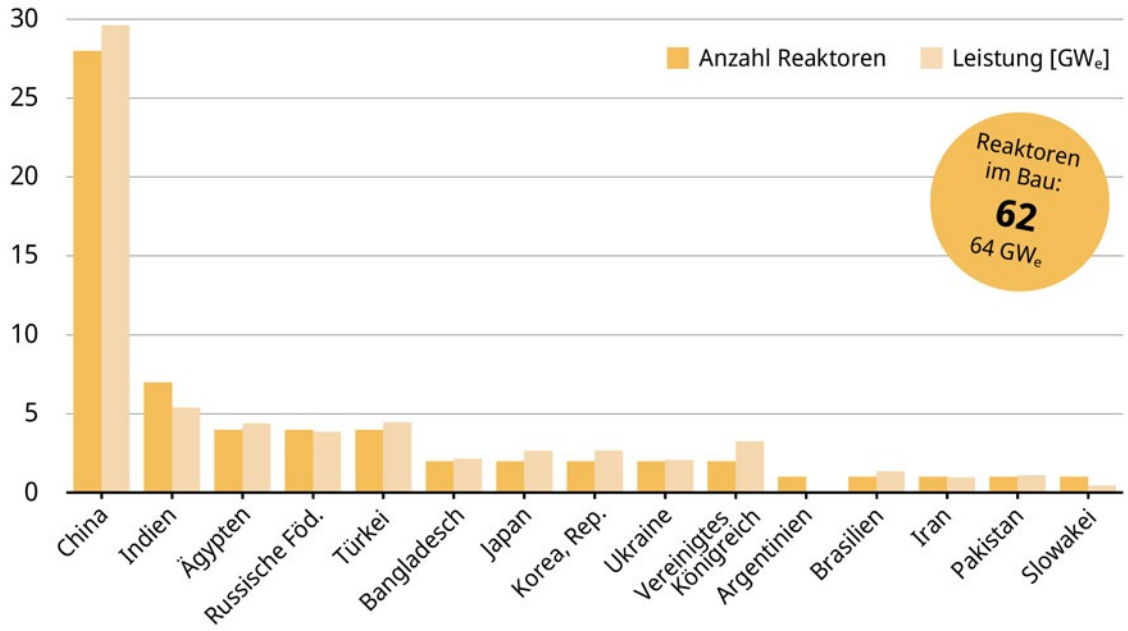


Abbildung 3-16: Globale Anzahl und Leistung der Kernreaktoren im Bau (Stand: 2025).

In China wurde der erste Kugelhaufen-Hochtemperaturreaktor (HTR-PM; 210 MW_e Leistung; Zhang et al. 2016) mit Brennstoff beladen und 2021 an das Versorgungsnetz angeschlossen. Das jedoch nur als Demonstrationsanlage laufende Kraftwerk an der chinesischen Ostküste (Shangdong Provinz) dient als Testanlage für den zukünftigen kommerziellen Einsatz leistungsstärkerer Reaktoren gleicher Bauart. Diese HTR-PM-Reaktoren werden zukünftig Leistungen von rund 1.500 MW haben und dann nicht mehr als Kleinreaktoren definiert sein. Weltweit befinden sich aktuell vier modulare Reaktoren in Argentinien, China und der Russischen Föderation im Bau.

Derzeit gibt es in über 40 Ländern Pläne, modulare Kernreaktoren für verschiedene Zwecke in ihren nationalen Energiemix zu integrieren (Schauer 2025), darunter auch in Ländern, die bisher keine Kernenergie in ihrem nationalen Energiemix führen (WNA 2025b). Besonders in Teilen Asiens und Europas ist das Interesse hoch, aber auch Länder in Afrika, des Nahen Ostens, der GUS und Südamerika planen, modulare Reaktoren zukünftig zu nutzen.

Seit der Beginn der Nutzung von Kernreaktoren wurden über 200 kommerzielle Reaktoren (inkl. Prototypen) und 500 Forschungsreaktoren weltweit stillgelegt (Stand: September 2025). Davon wurden 25 Reaktoren (inkl. Forschungsreaktoren und Prototypen) vollständig zurückgebaut (WNA 2022). In Europa wurden vier Stilllegungsprojekte vollständig abgeschlossen, davon allein drei in Deutschland (Grosswelzheim, Niederaichbach, Kahl). Über 30 weitere Reaktoren in Deutschland befinden sich im Prozess der Stilllegung (BASE 2025).

Mit Thorium betriebener Versuchsreaktor in China erhält Betriebserlaubnis.

Thorium gilt aus wissenschaftlicher Sicht als mögliche Alternative zu Uran. Derzeit wird Thorium aber weltweit nicht für die Energieerzeugung genutzt, und gegenwärtig sind keine mit Thorium gespeisten kommerziellen Reaktoren in Betrieb. Mittelfristig könnte sich dies aber ändern. Im Juni 2023 erhielt der chinesische Thorium-Versuchsreaktor TMSR-LF1 (thorium-based molten salt experimental reactor – liquid fuel) eine Betriebserlaubnis. Sollte sich der Betrieb des Versuchsreaktors (2 MW), in dem Thorium in Form geschmolzenen Salzes vorliegt, nach einer Probephase als erfolgreich erweisen, plant China den Bau eines Thorium-Flüssigsalzreaktors mit einer Leistung von 373 MW (WNA 2023). Allerdings wurde die geplante Fertigstellung für 2030 bereits um weitere fünf Jahre verschoben (WNA 2025c).

Thoriumvorkommen wurden durch die in den letzten Jahren zunehmende Exploration nach anderen Rohstoffen (Uran, Seltene Erden, Phosphat) miterfasst und bewertet (IAEA 2025). Der Gehalt von Thorium in der Erdkruste liegt im Schnitt zwischen 6 g/t und 10 g/t und damit etwa drei- bis viermal so hoch wie der von Uran. In 2024 wurden rund 6,35 Mt Thoriumressourcen ausgewiesen, rund 25 % davon in Austral-Asien.

3.6 Kohle

Mit einem Anteil von rund 28 % am weltweiten PEV war Kohle im Jahr 2024 hinter Erdöl der zweitwichtigste Energieträger (Energy Institute 2025) und mit rund 11.250 TWh (35 %) der bedeutendste Energieträger bei der globalen Stromerzeugung (IEA 2025h). Unter den fossilen Energierohstoffen hat Kohle sowohl die höchsten spezifischen CO_2-Emmissionen als auch die bei weitem größten globalen Reserven und Ressourcen (Abb. 3-17).



	Weichbraunkohle		Hartkohle	
Förderung	1.143 Mt	+1,6 % ➡	8.039 Mt	+1,7 % ➡
Reserven	320 Gt	-0,3 % ➡	802 Gt	+0,7 % ➡
Ressourcen	3.515 Gt	-0,03 % ➡	16.202 Gt	+0,01% ➡

Abbildung 3-17: Weltweite Förderung und Vorräte von Weichbraun- und Hartkohle im Jahr 2024 sowie Veränderungen zum Vorjahr.

Welt-Kohlenförderung erhöhte sich 2024 um fast 2 %.

Die globale Kohlenförderung erhöhte sich 2024 auf rund 9.180 Mt; dies entspricht einem Zuwachs von rund 1,6 % gegenüber dem Vorjahr. Davon entfielen rund 8.040 Mt (plus 1,7 %) auf Hartkohle (Tab. A-26 BGR Energiedaten 2025) und die restlichen rund 1.140 Mt (plus 1,6 %) auf Weichbraunkohle (Tab. A-33 BGR Energiedaten 2025).

Die regionale Verteilung der Hartkohlenreserven, -ressourcen und der geschätzten kumulierten Produktion seit 1950 ist in Abbildung 3-18 dargestellt. Über das größte verbleibende Potenzial an Hartkohle verfügt Austral-Asien mit 7.595 Gt, gefolgt von Nordamerika mit 6.869 Gt und der GUS mit rund 1.383 Gt. Über die weltweit größten Hartkohlenreserven verfügen die Vereinigten Staaten mit rund 218 Gt (27 % Weltanteil). China folgt mit rund 155 Gt (19 %) vor Indien mit rund 144 Gt (18 %); danach folgen Australien (9 %) und fast gleichauf die Russische Föderation (rund 9 %). Bei den Ressourcen verfügen allein die Vereinigten Staaten mit 6.459 Gt über rund 40 % der weltweiten Hartkohlenressourcen, gefolgt von China (33 %) und Australien (über 9 %).

Die drei größten Hartkohlenförderer im Jahr 2024 waren China mit einem Anteil von rund 55 %, Indien (13 %) und Indonesien (8,3 %). In den wichtigsten Hartkohlenförderländern (Tab. A-26 BGR Energiedaten 2025) wurden 2024 vor allem in folgenden Förderländern signifikante Zuwächse verzeichnet: Indien (plus 5 %), Indonesien (plus 8,2 %) und Mongolei (plus 31 %). Größere Förderrückgänge hingegen waren nur in den Vereinigten Staaten (minus 12 %) und Kolumbien (minus 17 %) zu verzeichnen. Die Länder der EU-27 förderten rund 4 Mt weniger als im Vorjahr; auf sie entfielen mit rund 46 Mt nur 0,6 % der global geförderten Hartkohle in 2024.

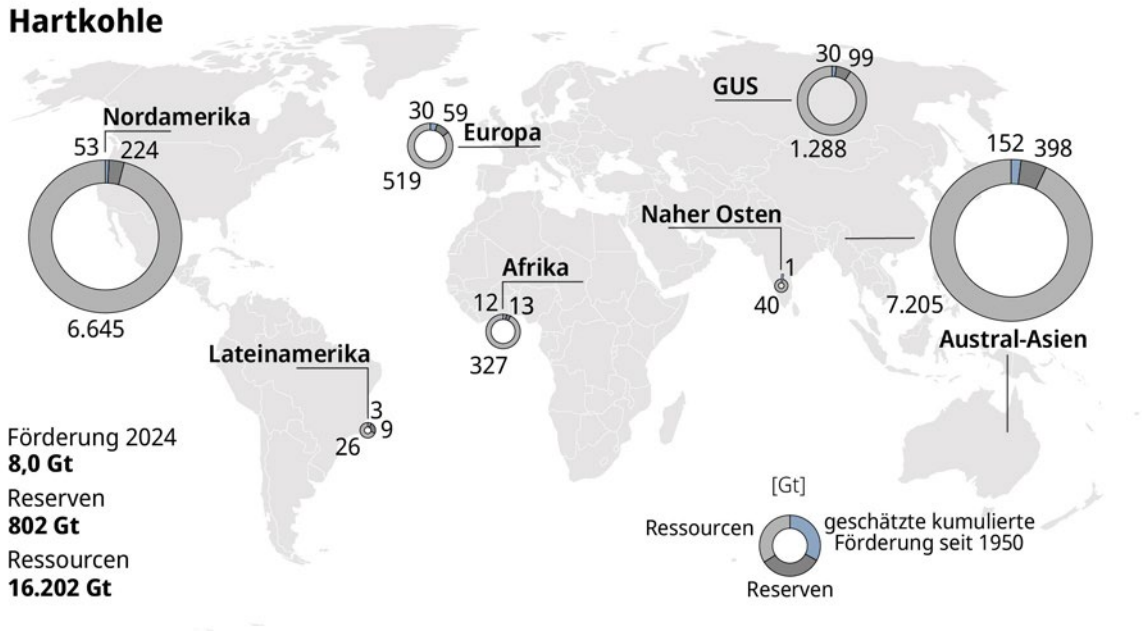


Abbildung 3-18: Regionale Verteilung des Gesamtpotenzials an Hartkohle 2024.

Obwohl insbesondere in Europa und Nordamerika die Hartkohlenförderung seit Jahren nahezu kontinuierlich sinkt (Abb. 3-19), wird die globale Hartkohlenförderung 2025 mit schätzungsweise 8,1 Gt (plus 0,8 % gegenüber 2024) wieder ein neues Allzeithoch erreichen.

Ausschlaggebend für das neue Allzeithoch sind vor allem die kräftigen Zuwächse bei den größten Förderländern China, Indien und auch Indonesien. So beläuft sich der Zuwachs der Förderung in diesen drei Ländern seit 2019 bis einschließlich 2025 auf schätzungsweise mehr als 1,35 Gt, wobei davon mit rund 880 Mt der Großteil auf China entfällt, gefolgt von Indien (rund 330 Mt) und Indonesien (rund 140 Mt). Die Förderung in bedeutenden Kohleexportländern wie beispielsweise Indonesien, Australien und Kolumbien dürfte 2025, entgegen dem Trend der letzten Jahre, nachfragebedingt merklich geringer als im Vorjahr ausfallen.

Der Exportmarkt wird weiterhin von Indonesien und Australien dominiert.

Mit rund 1.540 Mt wurden 2024 etwa 19 % der geförderten Hartkohle weltweit gehandelt, davon rund 1.210 Mt seewärtig (VdKi 2025a, b). Damit erhöhte sich das weltweite Handelsvolumen von Hartkohle gegenüber dem Vorjahr geringfügig um etwas mehr als 2 %. Indonesien dominierte den Hartkohlenweltmarkt (Abb. 3-20) mit Exporten in Höhe von 555 Mt (36 %), gefolgt von Australien (24 %) und der Russischen Föderation (13 %). Die russischen Hartkohleausfuhren sind seit 2022 trotz des EU-Kohleembargos nur geringfügig gesunken, da diese nun verstärkt in asiatische Länder, und dabei vor allem nach China, Indien und Korea (Republik), exportiert werden.

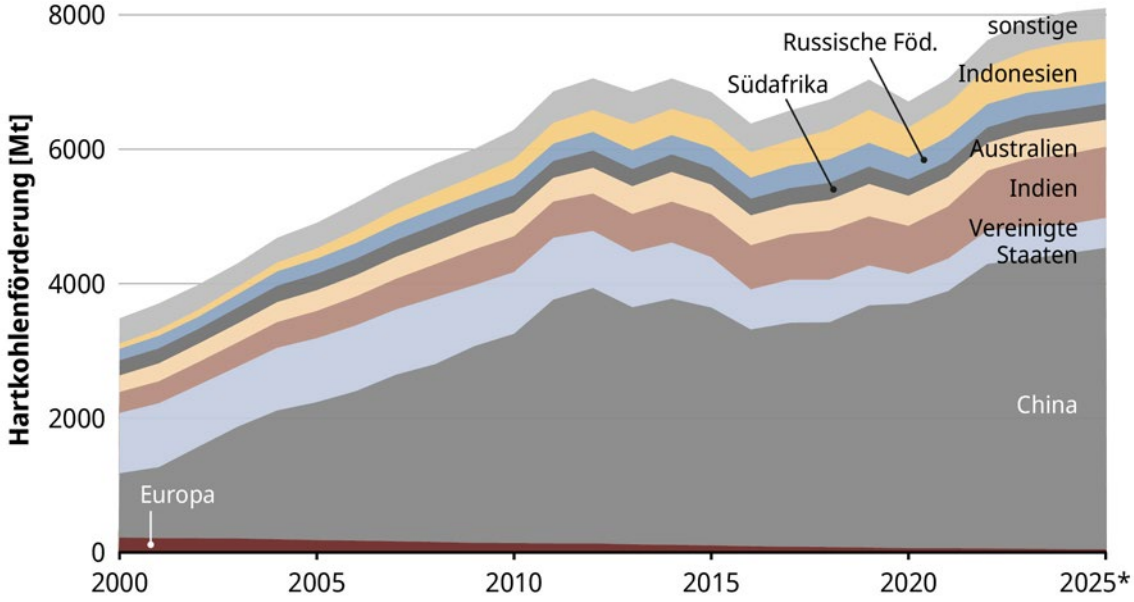


Abbildung 3-19: Entwicklung der globalen Hartkohlenförderung seit 2000 (Schätzung für 2025).

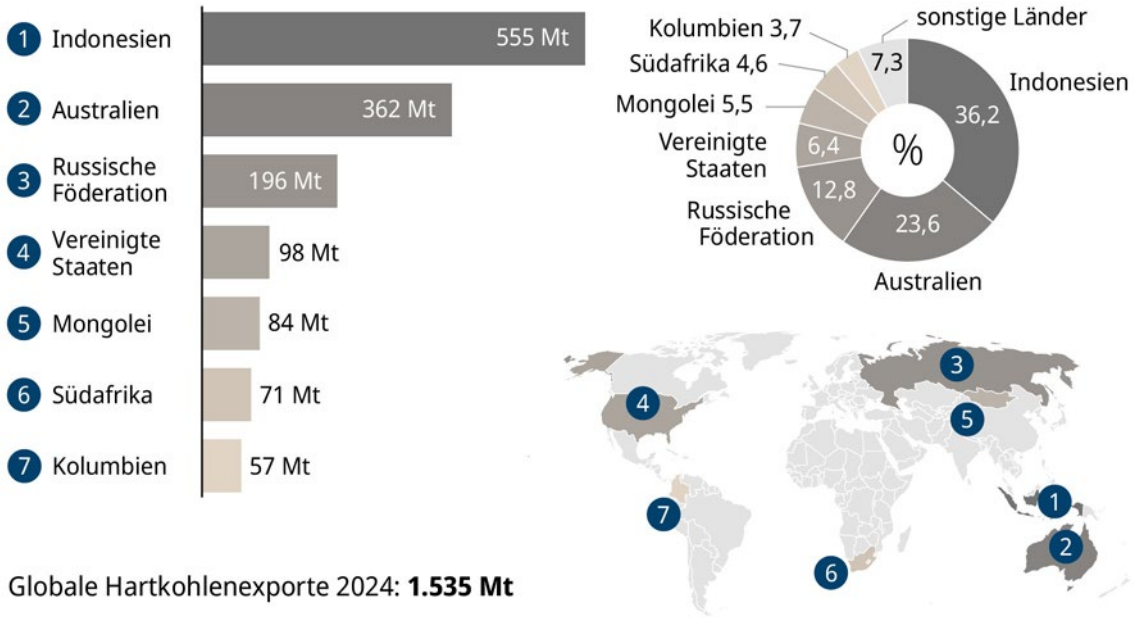


Abbildung 3-20: Die größten Hartkohlenexportländer 2024.

87 % aller Importe gehen nach Asien und rund 4 % in die EU-27.

Bei den Hartkohlenimporten dominiert Asien mit einem Anteil von rund 87 % den globalen Markt (Abb. 3-21). Von den sieben größten Importeuren erhöhten 2024 China (plus 14 %) und Vietnam (plus 25 %) ihre Einfuhren signifikant gegenüber dem Vorjahr. Auf die Länder der EU-27 entfielen 2024 mit rund 68 Mt (minus 27 %) rund 4,4 % der weltweiten Hartkohlenimporte, wobei die EU-27 mit den Importen etwa 63 % ihres Hartkohlenbedarfs deckte. Aufgrund des am 11. August 2022 als Reaktion auf den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine in Kraft getretenen Kohleembargos gegen die Russische Föderation spielten russische Kohleeinfuhren in die EU-27 2024 keine Rolle mehr. Während sich diese 2021 noch auf rund 50 Mt beliefen und damit den Großteil (54 %) der EU-Kohleeinfuhren ausmachten (Eurostat 2023), stammten die EU-Kohleeinfuhren 2024 vorrangig aus Australien (rund 28 %), den Vereinigten Staaten (rund 25 %), Kolumbien (rund 13 %) und Südafrika (rund 7 %) (Eurostat 2025c; VDKI 2025a, b).

Die nordwesteuropäischen Preise für Kraftwerkskohlen (Häfen Amsterdam, Rotterdam oder Antwerpen; cif ARA) verringerten sich um rund 16 USD/t auf 113 USD/t im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr (EURACOAL 2025).

Nordamerika verfügt mit rund 1.520 Gt über das größte verbleibende Potenzial an Weichbraunkohle, gefolgt von Austral-Asien (rund 1.260 Gt) und der GUS (rund 630 Gt, inklusive Hartbraunkohle) (Abb. 3-22). Von den 2024 weltweit bekannten rund 320 Gt an Weichbraunkohlenreserven lagern mit rund 91 Gt (inkl. Hartbraunkohle) mehr als ein Viertel in der Russischen Föderation (28 %), gefolgt von Australien (23 %), Deutschland (11 %), den Vereinigten Staaten (9 %) und Indonesien (4 %).

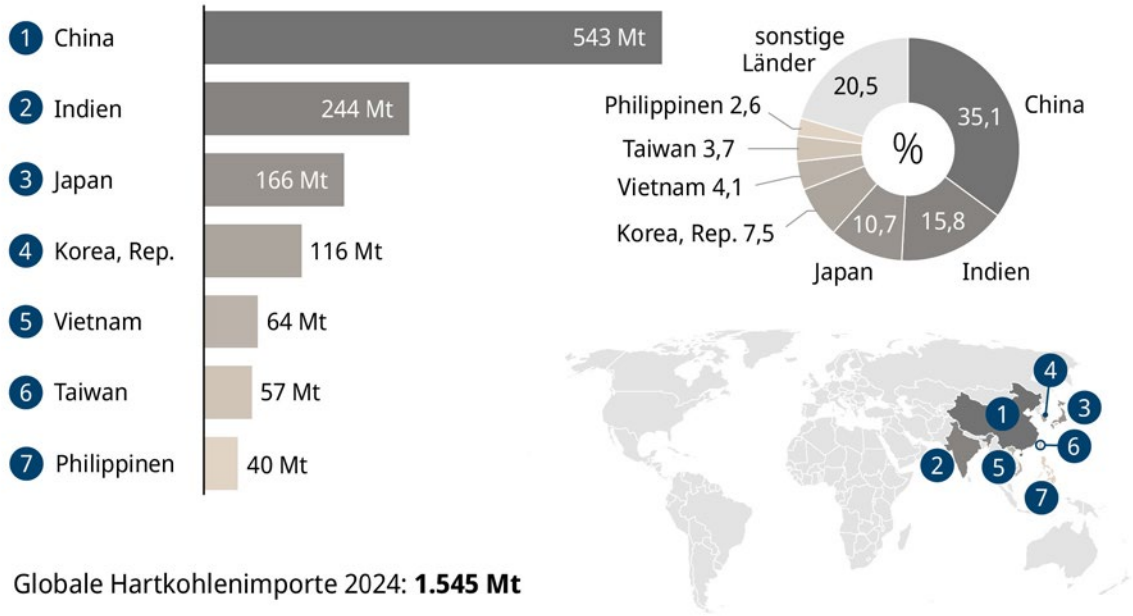


Abbildung 3-21: Die größten Hartkohlenimportländer 2024.

Die Vereinigten Staaten verfügen mit einem Anteil von 39 % über die größten Weichbraunkohlenressourcen vor der Russischen Föderation (knapp über 15 %, inkl. Hartbraunkohle) und Australien (rund 12 %). Aus nur zehn von insgesamt 35 Förderländern wurden 2024 mehr als vier Fünftel der globalen Weichbraunkohlenförderung in Höhe von rund 1.150 Mt erbracht (Tab. A-33 BGR Energiedaten 2025). Während die globale Weichbraunkohlenförderung um 1,6 % stieg, verringerte Deutschland gegenüber dem Vorjahr die heimische Förderung um rund 10 % und war mit einem Anteil von 8 % weltweit der viertgrößte Weichbraunkohlenproduzent nach China (32 %, inkl. Hartbraunkohle), Indonesien (14 %) und der Russischen Föderation (rund 9 %, inkl. Hartbraunkohle).

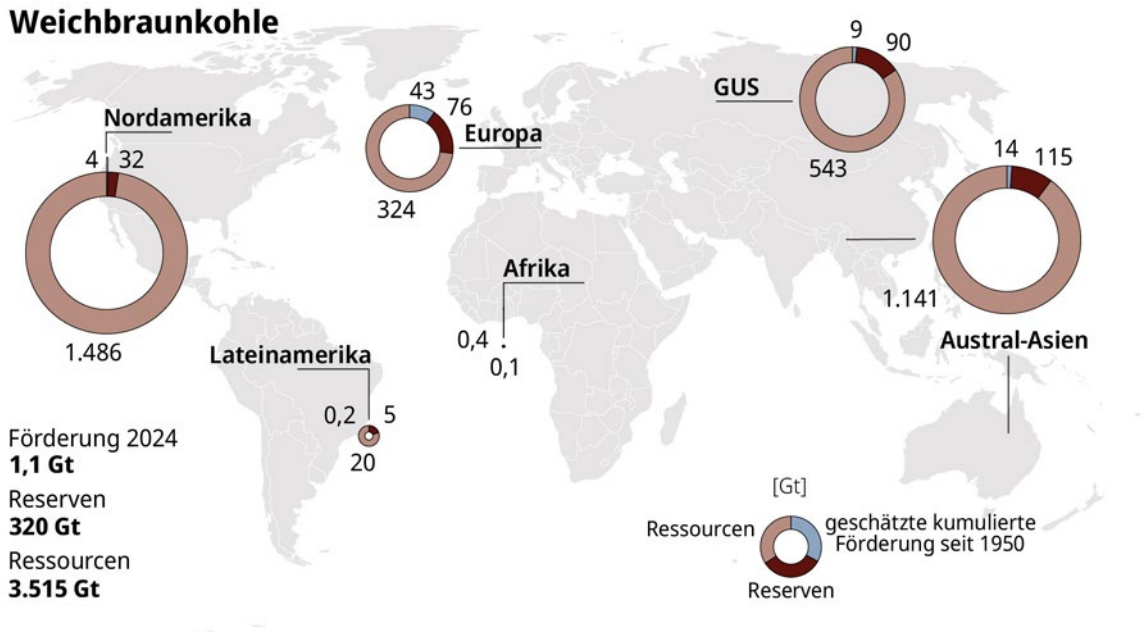


Abbildung 3-22: Regionale Verteilung des Gesamtpotenzials an Weichbraunkohle 2024. Für den Nahen Osten ist kein Weichbraunkohlepotenzial bekannt.

3.7 Wasserstoff

Im Jahr 2024 stieg der weltweite Verbrauch von Wasserstoff im Vergleich zum Vorjahr um gut 2 % auf fast 100 Mt (IEA 2025i). Dieser Anstieg wurde durch den verstärkten Einsatz in den traditionellen Sektoren (Raffinerien, Industrie), die Wasserstoff als Rohstoff verwenden, vorangetrieben. Die Wasserstoffproduktion wurde weiterhin von fossilen Brennstoffen (Erdgas, Kohle) dominiert, ohne dabei das anfallende Kohlendioxid abzuscheiden und untertägig zu speichern. Die Produktion von emissionsarmem Wasserstoff stieg im Jahr 2024 um 10 %, macht aber immer noch weniger als 1 % der weltweiten Wasserstoffproduktion aus aufgrund hoher Kosten, geringer Nachfrage, zurückhaltender politischer Unterstützung und regulatorischer Rahmenbedingungen sowie einer langsamen Infrastrukturentwicklung (IEA 2025i).

Die im Jahr 2024 installierte Elektrolysekapazität lag weltweit bei 1,7 GW. Austral-Asien hatte hierbei die größte Kapazität von 917 MW, gefolgt von Europa mit 450 MW und Nordamerika mit 193 MW (Abb. 3-23). Die EU-27 hatte eine Kapazität von 361 MW. Der Hauptteil der Kapazität in Austral-Asien ist auf China zurückzuführen, das mit 805 MW die weltweit größte installierte Elektrolysekapazität hatte. China ist das einzige Land mit Großanlagen über 100 MW Kapazität. Die größte Anlage, die im Jahr 2024 in Betrieb war, ist ein Alkali-Elektrolyseur mit einer Kapazität von 260 MW. Die Vereinigten Staaten standen an zweiter Stelle mit 169 MW installierter Elektrolyseleistung, was 10 % der weltweit installierten Kapazität entspricht. Die im Jahr 2024 größte Anlage in den Vereinigten Staaten ist ein Elektrolyseur mit 40 MW Kapazität. Weitere 8 % der weltweit installierten Kapazität kommen aus Deutschland mit 131 MW. Die größte Anlage in Deutschland namens "Trailblazer" wurde 2024 von Air Liquide betrieben, steht in Oberhausen (Nordrhein-Westfalen) und hat eine Kapazität von 20 MW mit einer Produktionskapazität von bis zu 2.900 t erneuerbarem Wasserstoff pro Jahr (Air Liquide 2024). Südafrika weist 4 % der weltweit installierten Kapazität auf, wobei die gesamte Kapazität von 64 MW fast vollständig durch eine Anlage mit 60 MW gedeckt ist. Die größte Anlage Europas in 2024 war eine Anlage mit 24 MW in Norwegen, welches mit insgesamt 47 MW 3 % der weltweiten Kapazität ausmacht (IEA 2025j).

Den größten absoluten Zuwachs der installierten Kapazität im Vergleich zum Vorjahr erreichte China mit einem Zubau von 113 MW Elektrolysekapazität, gefolgt von den Vereinigten Staaten mit 87 MW, Südafrika mit 60 MW, Deutschland mit 45 MW und Norwegen mit 37 MW (IEA 2025j).

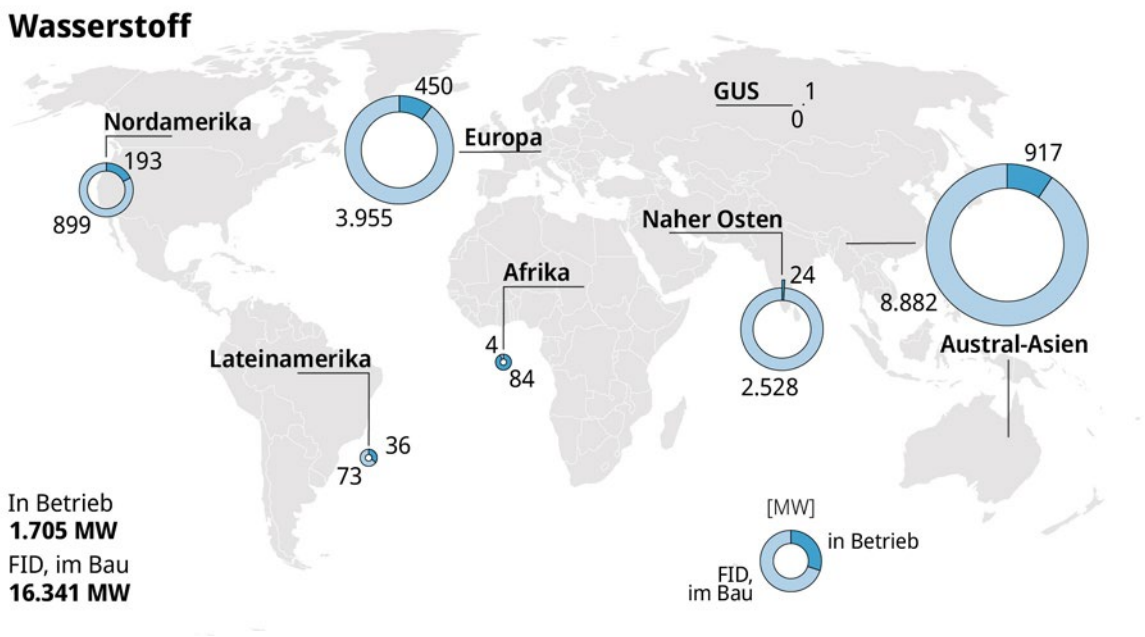


Abbildung 3-23: Regionale Verteilung der Elektrolysekapazität in Betrieb sowie in Bau oder mit finaler Investitionsentscheidung (FID) (IEA 2025j).

Das Gesamtvolumen der geplanten Elektrolyseanlagen, die sich im Jahr 2024 im Bau befanden oder eine finale Investitionsentscheidung (FID) hatten, lag weltweit bei 16,3 GW (Abb. 3-24); Austral-Asien hatte hierbei mit 8,9 GW den größten Anteil. Den zweitgrößten Anteil mit knapp halb so viel geplanter Kapazität hatte Europa mit rund 4 GW, gefolgt von dem Nahen Osten mit 2,5 GW und Nordamerika mit 0,9 GW. China liegt auch bei den geplanten Anlagen vorn mit 7 GW, was 43 % aller weltweit der Kapazität im Bau befindlichen Anlagen oder denen mit FID ausmacht. Saudi-Arabien hat 14 % (2,2 GW) aller weltweiten Anlagen im Bau oder mit einer FID, Indien 9 % (1,5 GW), Deutschland 8 % (1,3 GW) und Schweden ebenfalls 8 % (1,2 GW) (IEA 2025j).

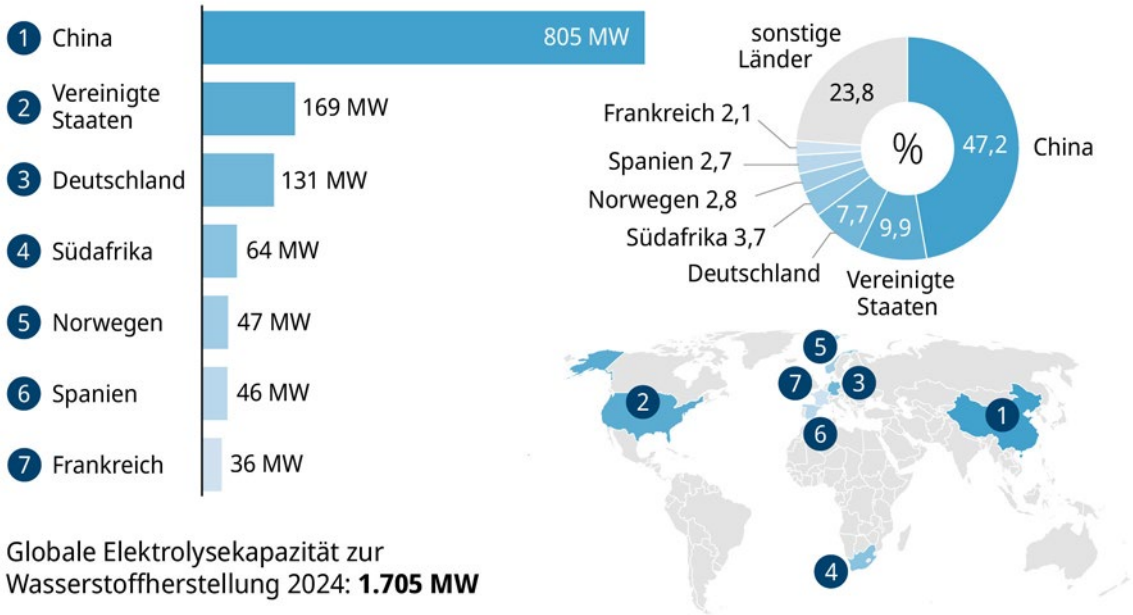


Abbildung 3-24: Länder mit den größten Elektrolysekapazitäten in Betrieb (IEA 2025j).

4 Literatur

AGEB – AG Energiebilanzen e.V. (2023): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2022. – 57 S.; Berlin.

– (2025a): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2024. – 60. S.; Berlin.

– (2025b): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland Daten für die Jahre von 1990 bis 2024.

A1ir Liquide (2024): Air Liquide weiht 20 MW-Elektrolyseur “Trailblazer” in Oberhausen ein.

BAFA – Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2025): Amtliche Mineralöldaten für die Bundesrepublik Deutschland, Monat: Dezember 2024. – 23 S.; Eschborn.

Balcombe P., Heggo D. A. & Harrison M. (2022): Total Methane and CO2 Emissions from Liquefied Natural Gas Carrier Ships: The First Primary Measurements. – Environmental Science & Technology 56, 9632–9640. DOI:10.1021/acs.est.2c01383

BASE – Bundesamt für die Sicherheit der Nuklearen Entsorgung (2025): Statusbericht Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland 2024 – Nutzung und Entsorgung. – 104 S.; Salzgitter.

BDEW (2024): Die Energieversorgung 2024 – Jahresbericht des BDEW.

BGBL – Bundesgesetzblatt (2000): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralöl-steuergesetzes, ausgegeben zu Bonn am 31. März 2000.

– (2011): Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31. Juli 2011, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2011 Teil I Nr. 43, ausgegeben zu Bonn am 5. August 2011.

– (2022): Neunzehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (19. AtGÄndG).

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2016): Schieferöl und Schiefergas in Deutschland – Potenziale und Umweltaspekte. – 197 S.; Hannover.

– (2017): BGR Energiestudie 2017 – Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung (21). – 184 S.; Hannover.

– (2019a): Deutschland – Rohstoffsituation 2018. – 144 S.; Hannover.

– (2019b): BGR Energiestudie 2018 - Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung (22). – 178 S.; Hannover.

– (2022): BGR Energiestudie 2021 – Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung (24). – 175 S.; Hannover.

– (2024): BGR Energiestudie 2023 – Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung. – 154 S.; Hannover. DOI:10.25928/es-2023

– (2026): BGR Energiedaten 2025 - Daten zu Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung; Hannover. DOI:10.25928/es-2025-tab

BMJ – Bundesministerium der Justiz (2019): Gesetz über die Bevorratung mit Erdöl und Erdölerzeugnissen (Erdölbevorratungsgesetz - ErdölBevG).

– (2023): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien – Gesamtausgabe; Bundesministerium der Justiz.

BMWE – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2025): 10 Schlüsselmaßnahmen zum Monitorbericht

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022a): Pressemitteilung Industriepolitik vom 4.10.2022: Bundeswirtschaftsminister Habeck, Landesministerin Neubaur und RWE verständigen sich auf beschleunigten Kohleausstieg 2030 im Rheinischen Revier und Stärkung der Versorgungssicherheit in der aktuellen Energiekrise.

– (2022b): Pressemitteilung Energie vom 28.09.2022: Kabinett stärkt Vorsorge für den kommenden Winter: Marktrückkehr von Braunkohlekraftwerken startet wie geplant zum 1. Oktober 2022 - Netzreserve wird bis zum 31. März 2024 verlängert.

– (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie.

– (2024): Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate.

– (2025): Dossier Energieeffizienz.

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie.

BNetzA - Bundesnetzagentur (2023): Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz.

– (2025a): Bundesnetzagentur veröffentlich Zahlen zur Gasversorgung 2024.

– (2025b): Ausbau Erneuerbarer Energien 2024.

– (2025c): Wasserstoff-Kernnetz.

– (2025d): Monitoringbericht 2024.

BVEG – Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (2025): Jahresbericht 2024.

BWP – Bundesverband Wärmepumpe e.V. (2025): Pressemitteilung vom 21.01.2025: Wärmepumpen: Markt geht auf 193.000 Geräte zurück, aber Vertrauen in die Förderung steigt; Absatzzahlen für Heizwärmepumpen in Deutschland 2018 bis 2024.

DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V. (2025): Statistiken & Fakten. Braunkohle in Deutschland.

Destatis – Statistisches Bundesamt (2025a): Außenhandel – Jährliche Erdgasimporte; Wiesbaden.

– (2025b): Außenhandel – Jährliche Rohölimporte; Wiesbaden.

– (2025c): Produktion im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Güterverzeichnis (9-Steller).

– (2025d): Aus- und Einfuhr (Außenhandel): Deutschland, Jahre, Ware (8-Steller), Länder.

Deutscher Bundestag (2025): Beschlussempfehlung und Bericht des 2. Untersuchungsausschusses der 20. Wahlperiode gemäß Artikel 44 des Grundgesetzes, Deutscher Bundestag, Drucksache 20/14600, Berlin, 19.02.2025.

DOS – United States Department of State (2023a): New START Treaty.

– (2023b): Russian Noncompliance with and Invalid Suspension of the New START Treaty, June 1, 2023.

EEA – European Environment Agency (2025): Share of energy consumption from renewable sources in Europe.

EIA – U.S. Energy Information Administration (2025a): Petroleum & Other Liquids: Cushing, OK WTI SPOT Price FOB.

– (2025b): How much shale (tight) oil is produced in the United States?

– (2025c): Short Term Energy Outlook.

Ember (2025): Electricity Data Explorer.

Energy Institute (2025): Statistical Review of World Energy 2025. – 76 S.; London.

Erdölbevorratungsverband (2008): Mineralölpflichtbevorratung in der Bundesrepublik Deutschland. – 6 S.; Hamburg.

– (2025): Geschäftsbericht 2023/2024. – 82 S.; Hamburg.

ESA – Euroatom Supply Agency (2025): Euratom Supply Agency Annual Report 2024. – 104 S.; Luxemburg.

EU – European Commission (2025a): Energy, Climate change, Environment - Biomass.

– (2025b): REPowerEU, Affordable, secure and sustainable energy for Europe; Roadmap to fully end dependency on Russian energy.

EURACOAL – European Association for Coal and Lignite (2025): EURACOAL Market Report 2025 No. 1. – 17 S.; Brüssel.

Eurostat (2023): Coal production and consumption statistics. June 2023.

– (2025a): Imports of oil and petroleum products by partner country – monthly data.

– (2025b): Imports of natural gas by partner country – monthly data.

– (2025c): Supply and transformation of solid fossil fuels – monthly data.

EWI & BET – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln & BET Consulting GmbH (2025): Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Fraunhofer ISE – Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2025): Kraftwerkseinsätze zum Redispatch und Einspeisemanagement in Deutschland.

GIIGNL – International Group of LNG Importers (2025): GIIGNL Annual Report 2025.

GtV – Bundesverband Geothermie (2025): Tiefe Geothermie in Deutschland 2025.

IAEA – International Atomic Energy Agency (2025): World Distribution of Uranium and Thorium Deposits.

IEA – International Energy Agency (2024): World Energy Investment 2024. – 219 S.; Paris.

– (2025a): World Energy Outlook 2025. World Energy Outlook 2025 – Analysis.

– (2025b): Global Methane Tracker 2025 – Analysis.

– (2025c): Assessing emissions from LNG supply and abatement options.

– (2025d): The Implications of Oil and Gas Field Decline Rates. – 73 S.; Paris.

– (2025e): Oil 2025 – Analysis and forecasts to 2030. – 152 S.; Paris.

– (2025f): Oil Market Report 13 February 2025. – 89 S.; Paris.

– (2025g): Renewables 2025 Analysis and forecasts to 2030.

– (2025h): Hydropower is still 'the forgotten giant of electricity' – and that needs to change.

– (2025i): Global Hydrogen Review 2025. – 284 S.; Paris.

– (2025j): Hydrogen Production and Infrastructure Projects.

IRENA – International Renewable Energy Agency (2025a): Press Release: Record-Breaking Annual Growth in Renewable Power Capacity.

– (2025b): Renewable Capacity Statistics. – 72 S; Abu Dhabi.

– KBA – Kraftfahrt-Bundesamt (2025): Neuzulassungen von Personenkraftwagen nach Kraftstoffarten 2015 bis 2024 und Bestand an Personenkraftwagen nach Kraftstoffarten am 1. Januar 2025.

Ladage, S., Blumenberg, M., Franke, D., Bahr, A., Lutz, R. & Schmidt, S. (2021): On the climate benefit of a coal to gas shift in Germany's electric power sector. – Scientific Reports 11, 11453. DOI:10.1038/s41598-021-90839-7

LBEG – Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (2025): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2024. – Geoberichte 49: 56 S.; Hannover.

LEAG (2022a): Pressemitteilung vom 06.10.2022: Jänschwalder Kraftwerksblock E ist zurück am Stromnetz.

– (2022b): Pressemitteilung vom 17.10.2022: Nach Block E ist auch Jänschwalder Kraftwerksblock F zurück am Stromnetz.

LIAG – LIAG Institut für Angewandte Geophysik (2023): GeotIS Geothermal Information System; Hannover.

McCloskey by OPIS (2025): McCloskey Energy Markets Service, Imports and Exports: Coal, coke and petcoke.

Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (2022): Kohleausstieg 2030 im Rheinischen Revier.

NEA - Nuclear Energy Agency (2024): NEA at COP29: Focus on nuclear financing, new technologies and engagement with young generation.

OECD – Organisation for Economic Co-operation and Development (2023): Legal and Other Critical Issues Related to the Participation of the Russian Federation and Belarus in Specific OECD Bodies (Note by the Secretary-General); C(2022)79/REV1; 24 March 2022.

OECD-NEA/IAEA – Organisation for Economic Co-operation and Development – Nuclear Energy Agency/International Atomic Energy Agency (2025): Uranium 2024: Resources, Production and Demand. – NEA No. 7683, 608 S.; Paris.

OPEC – Organization of the Petroleum Exporting Countries (2025): World Oil Outlook 2025.

REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century e.V. (2024a): Renewables 2024 – Global Status Report – Energy Supply. – 138 S.; Paris.

– (2024b): Renewables 2024 – Global Status Report – Energy Demand. – 90 S.; Paris.

– (2025a): Renewables 2025 – Global Status Report.

– (2025b): Renewables 2025 Global Status Report Collection – Geothermal Power and Heat – Key facts for 2024; Paris.

Rosatom – Federalnoje Agentstwo Po Atomnoi Energii Rossii (2025): Akademik Lomonosov, Floating Nuclear Power Plant.

RWE AG (2022): Pressemitteilung vom 04.10.2022: Verständigung auf Kohleausstieg 2030 und Stärkung der Versorgungssicherheit in der Energiekrise.

RWE Power AG (2022): Pressemitteilung vom 29.09.2022: RWE-Braunkohlenblöcke kehren temporär an Strommarkt zurück, um Versorgungssicherheit zu stärken und Gas in der Stromerzeugung einzusparen.

Schauer, M. (2025): Modulare Kleinreaktoren – Aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen. Commodity TopNews 74, – 15 S.; Hannover. DOI:10.25928/sv71-hg44

SdK – Statistik der Kohlenwirtschaft e.V (2025): Datenangebot Statistik der Kohlenwirtschaft.

Sherwin, E. D., Rutherford, J. S., Zhang, Z., Chen, Y., Wetherley, E. B., Yakovlev, P. V., Berman, E. S. F., Jones, B. B., Cusworth, D. H., Thorpe, A. K., Ayasse, A. K., Duren, R. M. & Brandt A. R. (2024): US oil and gas system emissions from nearly one million aerial site measurements. – Nature 627, 328–334. DOI:10.1038/s41586-024-07117-5

Stober, I. & Bucher, K. (2014): Geothermie – 2. Aufl., – 302 S.; Springer, Heidelberg. DOI:10.1007/978-3-642-41763-4

ThinkGeoEnergy (2025): ThinkGeoEnergy's Top 10 Geothermal Countries 2024 – Power.

UBA – Umweltbundesamt (2025): Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2024. – 28 S.; Dessau-Roßlau.

UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change (2023): Summary of Global Climate Action at COP 28. – 9 S.; Vereinigte Arab. Emirate.

U.S. Bureau of Labor Statistics (2025): Consumer Price Index (CPI) Databases.

VDA – Verband der Automobilindustrie (2025): Die Elektromobilität weltweit auf dem Vormarsch.

VDB – Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie (2025): Biodiesel - Die nachhaltige Dieselalternative.

VDKI – Verein der Kohlenimporteure e.V. (2020): Jahresbericht 2020. Fakten und Trends 2019/20. – 119 S., Berlin.

– (2025a): Jahresbericht 2025. Fakten und Trends 2024/25. – 51 S., Berlin.

– (2025b): Tabellenteil zum Jahresbericht 2025. Fakten und Trends 2024/25. – 20 S., Berlin.

Wismut GmbH (2020): Umweltbericht 2020. – 74 S.; Chemnitz.

WNA – World Nuclear Association (2022): Decommissioning Nuclear Facilities; May 2022.

– (2023): Operating permit issued for Chinese molten salt reactor; June 2023.

– (2025a): Nuclear Power in Russia.

– (2025b): Nuclear Power in the World Today.

– (2025c): Chinese molten salt reactor achieves conversion of thorium-uranium fuel.

Worldbank (2025): World Bank Commodities Price Data (The Pink Sheet).

Zhang, Z., Dong, Y., Li, F., Zhang, Z., Wang, H., Huang, X., Li, H., Liu, B., Wu, X., Wang, H., Diao, X., Zhang, H. & Wang, J. (2016): The Shandong Shidao Bay 200 MWe High-Temperature Gas-Cooled Reactor PebbleBed Module (HTR-PM) Demonstration Power Plant: An Engineering and Technological Innovation. – Engineering (2/1), S. 112–118, ISSN 2095-8099. DOI:10.1016/J.ENG.2016.01.020

ZSW – Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (2025): Datenservice Erneuerbare Energien.

5 Anhang

Abkürzungsverzeichnis 70

Glossar 71

Definitionen 75

Ländergruppen der BGR Energiestudie 78

Wirtschaftspolitische Gliederungen 80

Maßeinheiten 81

Umrechnungsfaktoren 82

Abkürzungsverzeichnis

ARA	Kurzform für Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen.
BP	British Petroleum; international tätiges Energieunternehmen, Sitz: London.
CBM	coalbed methane (Kohleflözgas).
CCS	Carbon Capture and Storage (Speicherung von Kohlendioxid im Untergrund).
cif	cost, insurance, freight (Kosten, Versicherungen und Fracht); im Überseegeschäft übliche Transportklausel, entspricht der ‚free on board'-Klausel zu der der Verkäufer zusätzlich die Kosten der Lieferung, die Versicherung und die Fracht bis zum Bestimmungshafen trägt.
CPS	current policies scenario
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz.
FID	final investment decision; finale Investitionsentscheidung.
FSRU	Floating Storage & Regasification Unit; bezeichnet ein schwimmendes LNG Terminal.
GWP	global warming potential; Treibhausgaspotenzial. Um Treibhausgase zu vergleichen, wird die Klimawirkung innerhalb eines festgelegten Zeitraumes (bei GWP100 = 100 Jahre) auf Kohlendioxid bezogen, sodass alle Emissionen in so genannten Kohlendioxid-Äquivalenten vorliegen.
LEU	low enriched uranium; niedrig angereichertes Uran.
LNG	liquefied natural gas (verflüssigtes Erdgas). Für Transportzwecke bei -162 °C verflüssigtes Erdgas (1 t LNG enthält ca. 1.380 Nm^3 Erdgas, 1 m^3 LNG wiegt ca. 0,42 t).
NGL	natural gas liquids
NEZ	net zero emissions; Netto-Null CO_2-Emissionen
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung), Sitz: Paris; s. a. Wirtschaftspolitische Gliederungen.
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries (Organisation Erdöl exportierender Länder), Sitz: Wien; s. a. Wirtschaftspolitische Gliederungen.
PEV	Primärenergieverbrauch (s. a. Glossar).
SKE	Steinkohleeinheit; entspricht der Energiemenge, die beim Verbrennen von 1 kg Steinkohle frei wird; s. a. Umrechnungsfaktoren.
SMR	Small Modular Reactor (kleine modulare Reaktoren).
STEPS	stated policies scenario
TMSR-LF	thorium-based molten salt (experimental reactor) – liquid fuel; (Versuchs)Reaktors, in dem Thorium in Form geschmolzenen Salzes vorliegt.
USD	US-Dollar; Währung der Vereinigten Staaten.
v. F.	verwertbare Föderung.
WTI	West Texas Intermediate (Rohölsorte); bildet für den amerikanischen Markt den Referenzpreis.

Glossar

Aquifer Gesteinsschicht im Untergrund, deren Permeabilität die Führung von Fluiden erlaubt.

Aquifergas in Grundwasser gelöstes Erdgas.

Biodiesel Kraftstoff, der ähnliche Brenneigenschaften wie mineralischer Dieselkraftstoff aufweist. Er wird aus ölhaltigen Pflanzen (z. B. Raps, Soja) durch Umesterung des Öls und der Zugabe von Methanol oder Ethanol hergestellt. Aber auch die Gewinnung aus Algen oder zellulosehaltiger Biomasse, wie Pflanzenabfälle (Getreidehalme, Weizenstroh) sind möglich.

Biogas Gasgemisch aus Methan (CH_4), CO_2 und geringen Mengen anderer Gase, das bei der natürlichen Zersetzung von organischem Material in einer sauerstofffreien Umgebung entsteht. Für die kommerzielle Nutzung (zur Umwandlung in elektrische Energie, zum Betrieb von Fahrzeugen oder zur Einspeisung nach Aufbereitung als Biomethan in ein Gasversorgungsnetz) wird es in Biogasanlagen aus Biomasse hergestellt.

Biomasse biologisch abbaubare Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Reststoffen der Landwirtschaft mit biologischem Ursprung (einschließlich tierischer und pflanzlicher Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige einschließlich der Fischerei und der Aquakultur. Auch der biologisch abbaubare Teil von Abfällen aus Industrie und Haushalten zählt zur Biomasse.

Biomethan Methan (CH_4), das nicht fossilen Ursprungs ist, sondern durch Aufbereitung von Biogas (ein Verfahren, bei dem Kohlenstoffdioxid und andere Verunreinigungen aus dem Biogas entfernt werden) oder durch die Vergasung fester Biomasse mit anschließender Methanisierung gewonnen wird. Es wird auch als erneuerbares Erdgas bezeichnet. Biomethan ist mit 50 % bis 60 % der Hauptbestandteil von Biogas.

Erdgas natürlich in der Erde vorkommende oder an der Erdoberfläche austretende, brennbare Gase unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung. Zu unterscheiden ist konventionelles Erdgas, welches freies Erdgas in strukturellen und/oder stratographischen Fallen darstellt, von Erdgas in nicht konventionellen Vorkommen (kurz: nicht-konventionelles Erdgas). Zu letzterem zählen Schiefergas, Tight Gas, Kohleflözgas, Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat.

Erdöl natürlich vorkommendes Gemisch aus flüssigen Kohlenwasserstoffen. Die bei der Erdgasförderung anfallenden flüssigen Kohlenwasserstoffe wie Natural Gas Liquids (NGL) und Kondensate werden der Erdölförderung zugerechnet. Als konventionelles Erdöl wird allgemein Erdöl bezeichnet, das aufgrund seiner geringen Viskosität (Zähflüssigkeit) und einer Dichte von weniger als 1 g/cm³ mit relativ einfachen Methoden und kostengünstig gefördert werden kann (Schweröl, Leichtöl, Kondensat). Nicht-konventionelles Erdöl hingegen sind Kohlenwasserstoffe, die nicht mit klassischen Methoden

	gefördert werden können, sondern aufwändigerer Technik bedürfen, um sie zu gewinnen. In der Lagerstätte sind sie nur bedingt oder nicht fließfähig, was auf die hohe Viskosität bzw. Dichte (Schwerstöl, Bitumen) oder auf die sehr geringe Durchlässigkeit des Speichergesteins zurückzuführen ist (Erdöl in dichten Gesteinen, Tight Oil, Schieferöl). Im Fall von Ölschiefer liegt Erdöl erst in einem Vorstadium als Kerogen vor.
Erdölgas/Erdölbegleitgas	in der Lagerstätte im Erdöl gelöstes Gas, welches bei der Erdölförderung mitgefördert wird.
Erneuerbare Energien	hierbei handelt es sich um eine sehr große Bandbreite von Energiequellen. Gemein haben sie, dass sie nahezu unerschöpflich zur Verfügung stehen oder sich vergleichsweise schnell erneuern; hier liegt die Abgrenzung zu den fossilen Energiequellen, die sich erst über den Zeitraum von Millionen Jahren regenerieren. Zu den erneuerbaren Energien zählen Biomasse, Geothermie, Meeresenergie, Sonnenenergie, Wasserkraft und Windenergie.
Gashydrat	feste (schneeartige) molekulare Verbindung aus Gas und Wasser, die unter hohem Druck und bei niedrigen Temperaturen stabil ist.
Geothermie	Erdwärme, die sich zusammensetzt aus der Ursprungswärme der Erde und aus dem Zerfall von im Erdinneren vorhandenen radioaktiven Isotopen. Generell wird zwischen der Oberflächennahen Geothermie bis zu 400 m und der tiefen Geothermie ab 400 m unterschieden. Beide Bereiche werden zu Heizzwecken genutzt (direkte Nutzung), jedoch findet lediglich die tiefe Geothermie aufgrund der höheren Temperaturen im tieferen Untergrund und die damit verbundenen ausreichenden Temperaturdifferenzen im Vergleich zu Lufttemperaturen Anwendung zur Erzeugung elektrischer Energie. Bei der tiefen Geothermie wird zwischen hydrothermalen und petrothermalen Systemen unterschieden, abhängig davon, ob vorrangig Wärme des zirkulierendes Thermalwassers im Untergrund genutzt wird oder die Wärme des heißen Tiefengesteins.
Gesamtpotenzial	geschätzte Gesamtmenge eines Energierohstoffs, die Lagerstätten letztendlich entnommen werden kann; s. a. Definitionen.
Globale Produktion	für die globale Produktion wird die Summe aus den bekannten Einzelwerten der Länder gebildet. Länder, für die keine Werte vorliegen oder deren Produktions- bzw. Förderdaten vertraulich sind, sind nicht enthalten, und die tatsächliche globale Produktion ist vermutlich höher.
Hartkohle	umfasst Hartbraunkohle, Steinkohle und Anthrazit; der Energieinhalt liegt bei ≥ 16.500 kJ/kg. Hartkohle wird im Kohlenhandel häufig gemäß ihrer Verwendung in Kokskohle und Kraftwerkskohle unterschieden. Aufgrund des vergleichsweise hohen Energiegehalts ist Hartkohle wirtschaftlich zu transportieren und wird weltweit gehandelt.
installierte Leistung	*auch installierte Kapazität* (engl. installed capacity); gibt die Nennleistung bzw. die maximale Leistung eines Kraftwerkes an. Die zugehörige SI-Einheit ist Watt.

klimaneutraler Wasserstoff sofern bei der Herstellung keine Treibhausgase in die Atmosphäre freigesetzt werden, wird der erzeugte Wasserstoff als klimaneutral bezeichnet. Nach der Definition des Nationalen Wasserstoffrates gibt es zwei Arten weitgehend klimaneutralen Wasserstoffs: i) mit elektrischem Strom erzeugter Wasserstoff, wenn der Strom nach den geltenden rechtlichen Regeln als klimaneutral eingestuft werden kann und ii) auf Basis fossiler Energieträger erzeugter Wasserstoff, bei dessen Herstellung jedoch maximal zehn Prozent des in den fossilen Brennstoffen enthaltenen Kohlenstoffs als Treibhausgas in die Erdatmosphäre freigesetzt werden.

Kohleflözgas in Kohlen enthaltenes Gas, u.a. Methan; engl.: coalbed methan (CBM).

Kondensat flüssige Bestandteile des Erdgases, die in der Lagerstätte gasförmig sind und nach der Förderung separiert werden können, engl. Bezeichnung natural gas liquids (NGL) (Dichte > 45° API oder < 0,80 g/cm^3).

kumulierte Förderung Summe der Förderung seit Förderbeginn.

Lagerstätte Bereich der Erdkruste mit natürlichen Anreicherungen von wirtschaftlich gewinnbaren mineralischen und/oder energetischen Rohstoffen.

Methan einfachster Kohlenwasserstoff (CH_4), Erdgas.

Mineralöl Erdöl und in Raffinerien hergestellte Erdölprodukte.

Photovoltaik *oder Fotovoltaik* bezeichnet die elektrische Nutzung von (s. a. Sonnenenergie). Mit Hilfe von Solarzellen wird Energie in Form von Licht direkt in elektrische Energie umgewandelt.

Porosität Porenraum eines Gesteins; Maßeinheit: [%].

Potenzial *Gesamtpotenzial*: kumulierte Förderung plus Reserven plus Ressourcen; *verbleibendes Potenzial*: Reserven plus Ressourcen; s. a. Definitionen.

Primärenergie hierbei handelt es sich um die direkt in den Energiequellen vorhandene Energie, zum Beispiel Steinkohle, Braunkohle, Erdöl, Erdgas, Wasser, Wind, Kerbrennstoffe, Solarstrahlung. Die Primärenergie wird etwa in Kraftwerken oder Raffinerien in die sogenannte Endenergie umgewandelt. Ein Teil der Primärenergie wird auch für nichtenergetische Zwecke genutzt (z. B. Rohöl für die Kunststoffindustrie).

Primärenergieverbrauch bezeichnet die insgesamt für die Versorgung einer Volkswirtschaft benötigte Energiemenge.

Reingas normiertes Erdgas, in Deutschland mit einem Heizwert von 9,7692 kWh / Nm^3 für Deutschland.

Reserven nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen.

ursprüngliche Reserven kumulierte Förderung plus verbleibende Reserven.

Ressourcen	nachgewiesene, aber derzeit technisch-wirtschaftlich und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Energierohstoffmengen.
Schiefergas	Shale Gas; Erdgas aus feinkörnigen Gesteinen (Tonsteinen).
Small Modular Reactor	*SMR* (kleine modulare Reaktoren) sind Kernreaktoren mit einer Leistung von bis zu 300 MW, was rund einem Drittel der Leistung herkömmlicher Kernreaktoren entspricht. SMR sind modular aufgebaut, d. h. die Systeme und Komponenten können in Fabriken in Serie gebaut und als vorgefertigte Einheit zu einem Aufstellungsort transportiert werden. Aufgrund ihres geringeren Platzbedarfs können SMR an Standorten errichtet werden, die für größere Kernkraftwerke nicht geeignet sind. Ihre wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit muss in der Praxis noch unter Beweis gestellt werden.
Solarthermie	bezeichnet die thermische Nutzung von Sonnenenergie.
Sonnenenergie	*oder Solarenergie* ist die von der Sonne in Form von Strahlung (vor allem Wärmestrahlung und sichtbarem Licht) zur Erde gesandte Energie. Sie wird in Formen von Photovoltaik oder Solarthermie genutzt.
Tight Gas	Erdgas aus dichten Sandsteinen und Karbonaten.
Uran	ist ein natürlicher Bestandteil der Gesteine der Erdkruste. Als Natururan [U_{nat}] (Norm-Uran) wird Uran in der in der Natur vorkommenden Isotopenzusammensetzung U-238 (99,2739 %), U-235 (0,7205 %) und U-234 (0,0056 %) bezeichnet. Für eine wirtschaftliche Gewinnbarkeit muss Uran im Gestein angereichert sein.
Uranvorräte	im Unterschied zu anderen Energierohstoffen werden Vorräte von Uran (Reserven und Ressourcen) nach Gewinnungskosten unterteilt (siehe auch Uranvorratsklassifikation nach Kostenkategorien unter Definitionen im Anhang).
Verbrauch	energetische und stoffliche Nutzung von Energierohstoffen.
Versorgungssicherheit	mit flüssigen Kohlenwasserstoffen bedeutet, dass diese jederzeit bedarfsgerecht zur Verfügung stehen. Sie kann bei Betrachtung einzelner Länder oder Regionen sichergestellt werden über eine Eigenförderung und -verarbeitung von Erdöl, durch Importe sowie über den Zugriff auf strategische Vorräte. Im globalen Maßstab ist eine Sicherstellung aber ausschließlich über bedarfsgerechte Förderung und Verarbeitung von Erdöl oder den Zugriff auf strategische Vorräte gegeben.
Wasserkraft	*auch Hydroenergie* ist die Nutzung der kinetischen oder potenziellen Energie des Wassers mittels Wasserkraftwerken.
Weichbraunkohle	Rohkohle mit Energieinhalt (aschefrei) < 16.500 kJ/kg; Sie wird aufgrund ihres geringeren Energiegehalts und höheren Wassergehalts primär lagerstättennah verwertet und dabei zumeist verstromt.
Windenergie	bezeichnet die Nutzung der kinetischen Energie des Windes meist zur Gewinnung von Strom mittels Windenergieanlagen. Aber auch die direkte Nutzung zum Antrieb von z. B. Segelschiffen ist verbreitet.

Definitionen

Reserven und Ressourcen

Die Abgrenzung der Begriffe Reserven und Ressourcen ist in Abbildung A-1 dargestellt. Das verbleibende Potenzial sind die Reserven plus die Ressourcen, und das Gesamtpotenzial wird gebildet aus kumulierter Förderung plus Reserven plus Ressourcen. Ursprüngliche (initiale) Reserven sind die kumulierte Förderung plus verbleibende Reserven .

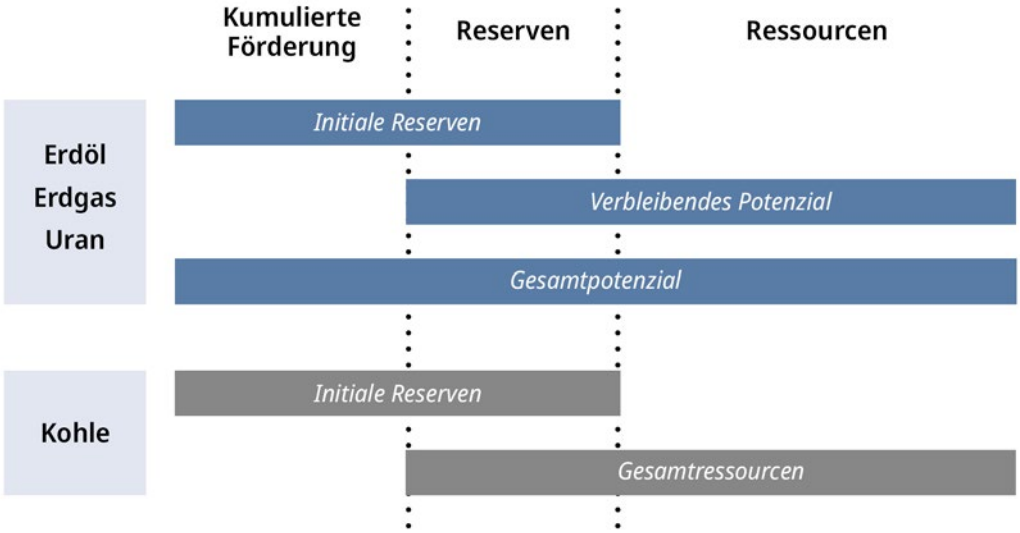


Abbildung A-1: Abgrenzung der Begriffe Reserven und Ressourcen.

Klassifikation von Erdöl

Erdöl wird nach seiner Dichte klassifiziert (Abb. A-2). Dabei haben Schwerstöl und Bitumen die höchste und Kondesat die geringste Dichte. Der von der BGR verwendete Umrechnungsfaktor ist 7,35 bbl/t.

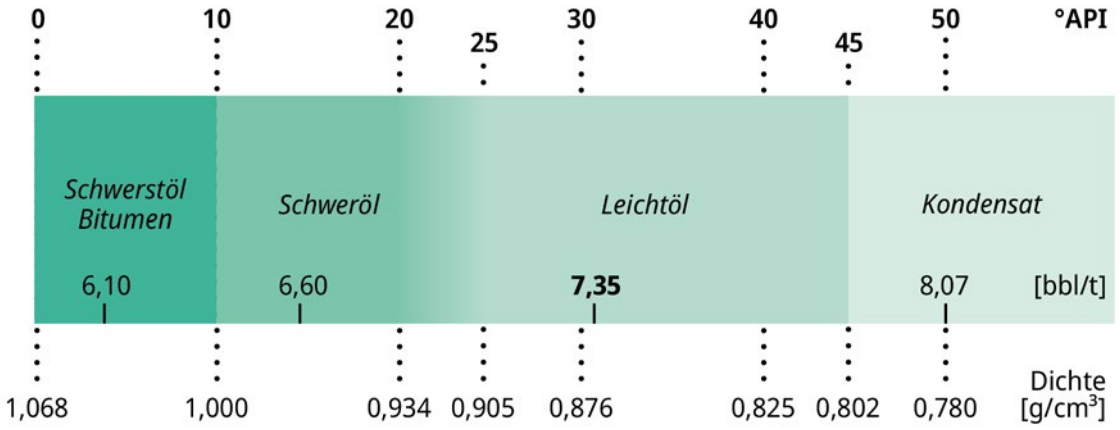


Abbildung A-2: Klassifikation von Erdöl nach seiner Dichte.

Terminologie von angereichertem Uran

Natürlicherweise kommt Uran in der Isotopenzusammensetzung U-238 (99,27 %), U-235 (0,72 %), U-234 (0,0055 %) und U-236 (nur in Spuren) vor (U_{nat} = „Natururan“). Für die Nutzung als Kernbrennstoff muss der Anteil des Uranisotops U-235 angereichert werden (Abb. A-3). Low Enriched Uranium (LEU) ist ein Oberbegriff für niedrig angereichertes Uran. Die Anreicherung des Uranisotops U-235 beträgt 0,7 % bis 20 %. Zu dieser Kategorie des schwach angereicherten Urans zählen auch die Unterkategorien Low Enriched Uranium Plus (LEU+) und High-Assay Low-Enriched Uranium (HALEU), die sich hauptsächlich im Grad der Anreicherung und in der Einordnung in verschiedene Sicherheitskategorien unterscheiden. Bei LEU+ beträgt die Anreicherung des Uranisotops U-235 5 % bis 10 % und fällt in die niedrigste Sicherheitskategorie (Kategorie 3) für spaltbares Kernmaterial. HALEU hingegen gehört zur mittleren Sicherheitskategorie (Kategorie 2) für spaltbares Kernmaterial, wobei die Anreicherung des Uranisotops U-235 5 % bis 20 % beträgt. Highly Enriched Uranium (HEU) bezeichnet hoch angereichertes Uran mit einem Anreicherungsgrad von über 90 % des Uranistops U-235. HEU unterliegt der höchsten Sicherheitskategorie (Kategorie 1); es wird vorwiegend für militärische Zwecke genutzt.

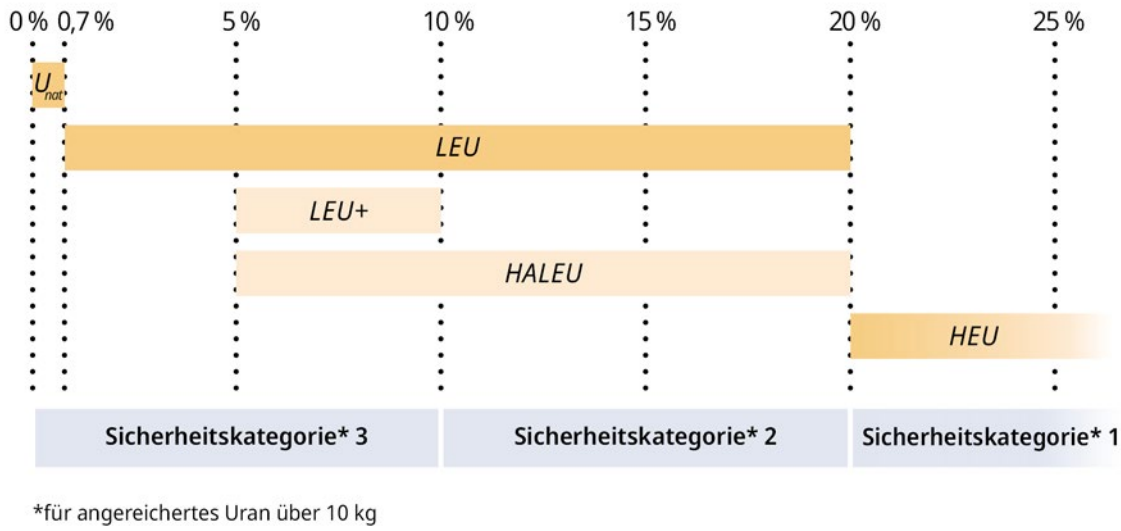


Abbildung A-3: Terminologie von angereichertem Uran (Anteil U-235 im Kernbrennstoff) sowie die Unterteilung der Sicherheitskategorien im Umgang mit angereichertem Uran.

Uranklassifikationen

Im Unterschied zu anderen Energierohstoffen werden Vorräte von Uran (Reserven und Ressourcen) nach Gewinnungskosten unterteilt. Nach der Definition für Uranreserven liegt die Grenze der Abbaukosten bei < 80 USD/kg U. Allerdings sind die tatsächlichen Abbaukosten in vielen Ländern deutlich höher. Die nachfolgende Abbildung illustriert den Zusammenhang zwischen den verschiedenen Ressourcenkategorien: Die horizontale Achse beschreibt den geologischen Kenntnisstand und die Gewissheit über eine bestimmte Menge der Ressource. Die vertikale Achse hingegen gibt den wirtschaftlichen Aufwand der Gewinnung der Ressource in US-Dollar an. Das System ist dabei dynamisch zu betrachten. Veränderungen der Vorratseinteilung sind einerseits die Folge von neuen Erkenntnissen (z. B. über Größe und Lage) von Uranvorkommen und beziehen sich andererseits auf steigende technisch-wirtschaftliche Anforderungen und Kosten der Gewinnung. Daher können für Teile der Vorräte sowohl die Vorratskategorie als auch die Klasse der Gewinnungskosten neu definiert werden. Am zuverlässigsten sind die Angaben in der Kostenkategorie RAR < 80 USD/ kg U, die nach derzeitiger BGR-Definition als Reserven eingestuft werden. Alle Vorräte mit höheren Gewinnungskosten werden aus Sicht der BGR als Ressourcen betrachtet.

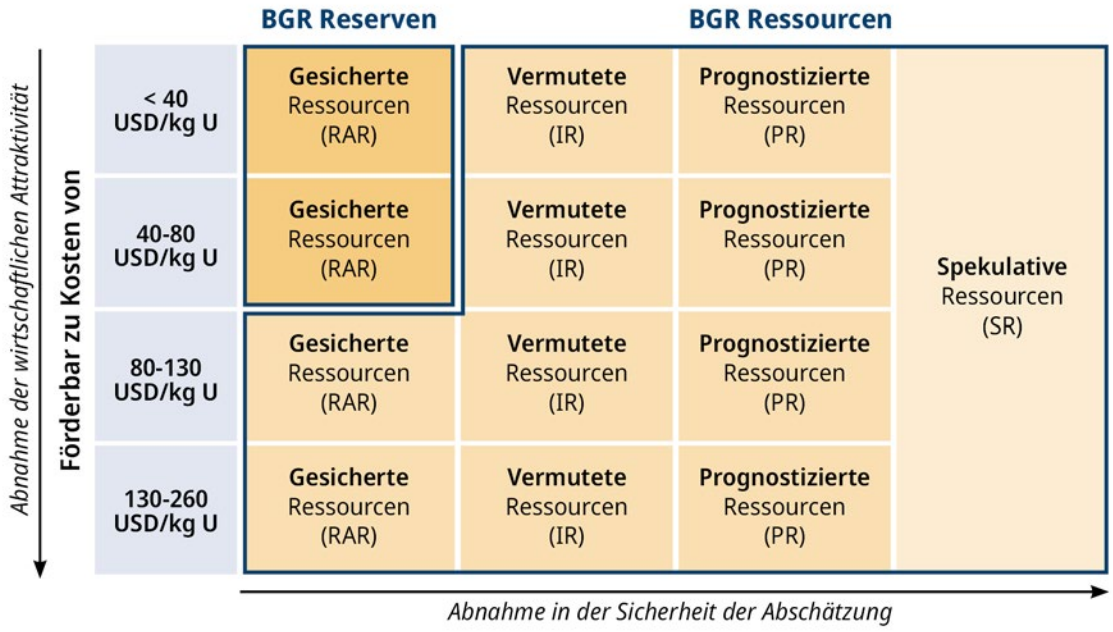


Abbildung A-4: Darstellung der Uranvorratsklassifikation nach Kostenkategorien (verändert nach IAEA und OECD 2014).

Ländergruppen der BGR Energiestudie

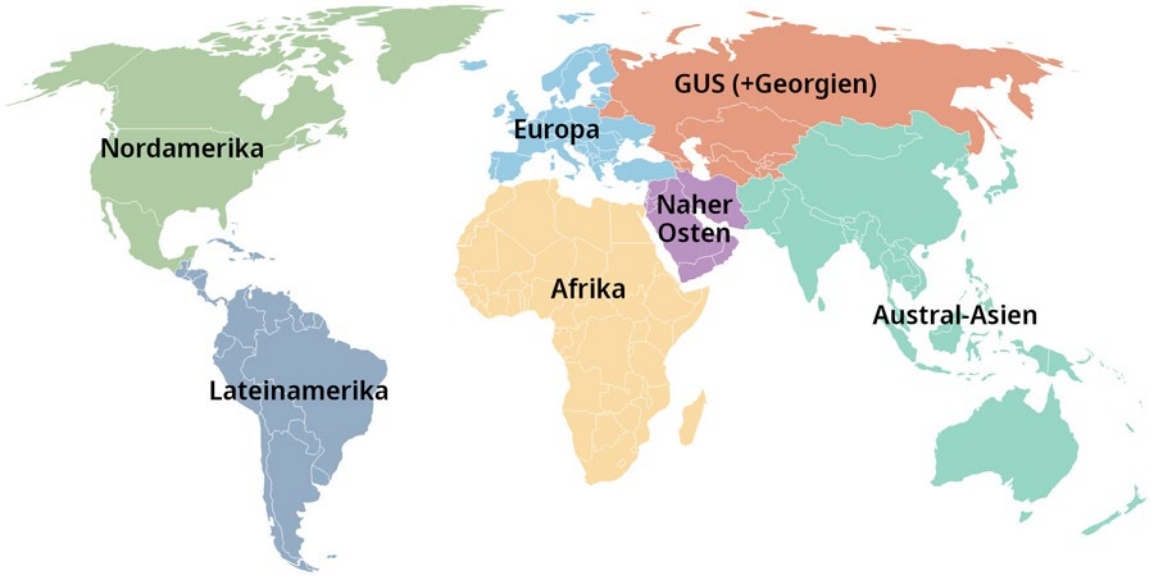


Abbildung A-5: Übersicht Ländergruppen der BGR Energiestudie.

Europa
Albanien, Andorra, Belgien, Bosnien und Herzegowina, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Estland, Färöer, Finnland, Frankreich, Gibraltar, Griechenland, Insel Man, Irland, Island, Italien, Jersey, Kosovo, Kroatien, Lettland, Liechtenstein, Litauen, Luxemburg, Malta, Monaco, Montenegro, Niederlande, Nordmazedonien, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, San Marino, Schweden, Schweiz, Serbien, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien, Türkei, Ukraine, Ungarn, Vatikanstadt, Vereinigtes Königreich, Zypern

GUS (+ GEO)
Armenien, Aserbaidschan, Belarus, Georgien, Kasachstan, Kirgisistan, Moldau (Republik), Russische Föderation, Tadschikistan, Turkmenistan, Usbekistan

Afrika
Ägypten, Algerien, Angola, Äquatorialguinea, Äthiopien, Benin, Botsuana, Burkina Faso, Burundi, Cabo Verde, Côte d'Ivoire, Dschibuti, Eritrea, Eswatini, Gabun, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bissau, Kamerun, Kenia, Komoren, Kongo (Demokratische Republik), Kongo (Republik), Lesotho, Liberia, Libyen, Madagaskar, Malawi, Mali, Marokko, Mauretanien, Mauritius, Mayotte, Mosambik, Namibia, Niger, Nigeria, Ruanda, Sambia, São Tomé und Principe, Senegal, Seychellen, Sierra Leone, Simbabwe, Somalia, St. Helena, Ascension und Tristan da Cunha, Südafrika, Südsudan, Sudan, Tansania (Vereinigte Republik), Togo, Tschad, Tunesien, Uganda, Zentralafrikanische Republik

Naher Osten
Bahrain, Irak, Iran (Islamische Republik), Israel, Jemen, Jordanien, Katar, Kuwait, Libanon, Oman, Palästina (Staat), Saudi-Arabien, Syrien (Arabische Republik), Vereinigte Arabische Emirate

Austral-Asien
„Austral"-Anteil: Australien, Cookinseln, Fidschi, Französisch-Polynesien, Guam, Kiribati, Marshallinseln, Mikronesien (Föderierte Staaten), Nauru, Neukaledonien, Neuseeland, Nördliche Marianen, Norfolkinsel, Palau, Pitcairninseln, Salomonen, Samoa, Timor-Leste, Tokelau, Tonga, Tuvalu, Vanuatu, Wallis und Futuna

„Asien"-Anteil: Afghanistan, Bangladesch, Bhutan, Brunei Darussalam, China, Hongkong, Indien, Indonesien, Japan, Kambodscha, Korea (Demokratische Volksrepublik), Korea (Republik), Laos (Demokratische Volksrepublik), Malaysia, Malediven, Mongolei, Myanmar, Nepal, Pakistan, Papua-Neuguinea, Philippinen, Singapur, Sri Lanka, Taiwan, Thailand, Vietnam

Nordamerika
Grönland, Kanada, Mexiko, Vereinigte Staaten

Lateinamerika (Mittel- und Südamerika ohne Mexiko)
Anguilla, Antigua und Barbuda, Argentinien, Bahamas, Barbados, Belize, Bermudas, Bolivien (Plurinationaler Staat), Brasilien, Chile, Costa Rica, Dominica, Dominikanische Republik, Ecuador, El Salvador, Falklandinseln (Malwinen), (Französisch-) Guayana, Grenada, Guadeloupe, Guatemala, Guyana, Haiti, Honduras, Jamaika, Jungferninseln (Amerik), Jungferninseln (Brit.), Kaimaninseln, Kolumbien, Kuba, Martinique, Montserrat, Nicaragua, Panama, Paraguay, Peru, Puerto Rico, St. Kitts und Nevis, St. Lucia, St. Pierre und Miquelon, St. Vincent und die Grenadinen, Suriname, Trinidad und Tobago, Turks- und Caicosinseln, Uruguay, Venezuela (Bolivarische Republik)

Wirtschaftspolitische Gliederungen (Stand: 2024)

BRICS-Staaten
Ägypten, Äthiopien Brasilien, Russische Föderation, Indien, Iran (Islamische Republik), China, Südafrika, Vereinigte Arabische Emirate

Europäische Union
EU-28 Europäische Union (ab 01.07.2013 bis 31.01.2020) Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Italien, Kroatien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, Niederlande, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien, Ungarn, Zypern, Vereinigtes Königreich
EU-27 Europäische Union (ab 01.02.2020) ohne Vereinigtes Königreich

OECD (Organization for Economic Co-operation and Development; 38 Länder)
Australien, Belgien, Chile, Costa Rica, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Israel, Italien, Japan, Kanada, Kolumbien, Korea (Republik), Lettland, Litauen, Luxemburg, Mexiko, Neuseeland, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, Schweiz, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien, Türkei, Ungarn, Vereinigtes Königreich, Vereinigte Staaten

OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries; 12 Länder)
Äquatorialguinea, Algerien, Gabun, Irak, Iran (Islamische Republik), Kongo (Republik), Kuwait, Libyen, Nigeria, Saudi-Arabien, Venezuela (Bolivarische Republik), Vereinigte Arabische Emirate

OPEC+
ist eine Plattform für die Kooperation der derzeit 13 OPEC-Mitgliedstaaten mit den derzeit 10 kooperierenden Partnern, den sogenannten nicht-OPEC-Ölförderländern: Aserbaidschan, Bahrain, Brunei Darussalam, Kasachstan, Malaysia, Mexiko, Oman, Russische Föderation, Sudan, Südsudan

OPEC-Golf
Irak, Iran (Islamische Republik), Kuwait, Saudi-Arabien, Vereinigte Arabische Emirate

Maßeinheiten

b, bbl	barrel, Fass;	1 bbl = 158,984 Liter
cf	Kubikfuß;	1 cf = 0,02832 m^3
J	Joule;	1 J = 0,2388 cal = 1 Ws
kJ	Kilojoule;	1 kJ = 10^3 J
MJ	Megajoule;	1 MJ = 10^6 J
GJ	Gigajoule;	1 GJ = 10^9 J = 278 kWh = 0,0341 t SKE
TJ	Terajoule;	1 TJ = 10^{12} J = 278 x 10^3 kWh = 34,1 t SKE
PJ	Petajoule;	1 PJ = 10^{15} J = 278 x 10^6 kWh = 34,1 x 10^3 t SKE
EJ	Exajoule;	1 EJ = 10^{18} J = 278 x 10^9 kWh = 34,1 x 10^6 t SKE
m^3	Kubikmeter	
Nm^3	Norm-Kubikmeter;	Gasmenge in 1 m^3 bei 0° C und 1,01325 bar [auch m^3(Vn) abgekürzt]
Mio. m^3	Millionen Kubikmeter;	1 Mio. m^3 = 10^6 m^3
Mrd. m^3	Milliarden Kubikmeter;	1 Mrd. m^3 = 10^9 m^3
Bill. m^3	Billionen Kubikmeter;	1 Bill. m^3 = 10^{12} m^3
lb	pound, Pfund;	1 lb = 453,59237 Gramm
t	Tonne;	1 t = 10^3 kg
t/a	metrische Tonne(n) pro Jahr	
toe	Tonnen Öl-Äquivalent	= tons of oil equivalent
t SKE	Tonne Steinkohleeinheiten	1 t SKE = 29,308 x 10^9 Joule
kt	Kilotonne;	1 kt = 10^3 t
Mt	Megatonne;	1 Mt = 10^6 t = 1 Mio. t
Gt	Gigatonne;	1 Gt = 10^9 t = 1 Mrd. t
Tt	Teratonne;	1 Tt = 10^{12} t
W	Watt;	1 W = 1 J/s = 1 kg m^2 /s^3
MW_e	Megawatt elektrisch;	1 MW = 10^6 W
MW_{th}	Megawatt thermisch;	1 MW = 10^6 W
Wh	Wattstunde;	1 Wh = 3,6 kWs = 3,6 kJ
GWh_e	Gigawattstunde elektrisch;	3,6 x 10^9 kJ
GWh_{th}	Gigawattstunde thermisch;	3,6 x 10^9 kJ

Umrechnungsfaktoren

1 t Erdöl; 1 toe = 7,35 bbl = 1,428 t SKE = 1.101 m^3 Erdgas = 41,8 x 10^9 J

1 t Schwerstöl; 1 toe = 6,19 bbl = 1,428 t SKE = 1.101 m^3 Erdgas = 41,8 x 10^9 J

1 t NGL/Kondensat; 1 toe = 10,4 bbl = 1,428 t SKE = 1.101 m^3 Erdgas = 41,8 x 10^9 J

1 t LNG; 1.360 m^3 Erdgas = 1,06 toe = 1,52 t SKE = 44,4 x 10^9 J

1.000 Nm^3 Erdgas; 35.315 cf = 0,9082 toe = 1,297 t SKE = 0,735 t LNG = 38 x 10^9 J

1 t SKE; 0,70 toe = 770,7 m^3 Erdgas = 29,3 x 10^9 J

1 EJ (10^{18} J); 34,1 Mio. t SKE = 23,9 Mio. toe = 26,3 Mrd. m^3 Erdgas = 278 Mrd. kWh

1 t Uran (nat.); 14.000 bis 23.000 t SKE; je nach Ausnutzungsgrad veränderliche Werte

1 kg Uran (nat.); 2,6 lb U_3O_8

1 Nm^3 Wasserstoff; 0,0898 kg = 3,0 kWh (unterer Heizwert)

Haftungsausschluss

Die in der Energiestudie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) veröffentlichten Inhalte dienen ausschließlich der Information. Trotz größter Sorgfalt übernimmt die BGR keine Gewähr für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der bereitgestellten Informationen. Für die Inhalte von verlinkten Seiten ist stets der jeweilige Anbieter oder Betreiber der Seiten verantwortlich.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Stilleweg 2
30655 Hannover
energierohstoffe@bgr.de

www.bgr.bund.de