



AGEB

AG Energiebilanzen e.V.

ENERGIE- VERBRAUCH

in Deutschland im Jahr

2025

Primärenergieverbrauch in Deutschland sinkt 2025 auf den tiefsten Stand seit 1990

Inhalt

Primärenergieverbrauch insgesamt	2
Rahmenbedingungen der Verbrauchsentwicklung im Jahr 2025	3
Abhängigkeit von Energieimporten	11
Primärenergiegewinnung in Deutschland	12
Mineralöl	13
Erdgas	19
Steinkohle	25
Braunkohle	30
Elektrizitätswirtschaft	33
Erneuerbare Energien	42
Energieeffizienz in Deutschland	46
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen	53
Zusammenfassende Entwicklung	56

Stand: 28. Mai 2026

bearbeitet von Hans Georg Buttermann (h.g.buttermann@ag-energiebilanzen.de)

(Der Beitrag zu den erneuerbaren Energien beruht auf Arbeiten der AGEE-Stat, Stand 15. Mai 2026)

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Reinhardtstraße 32, 10117 Berlin

h.g.buttermann@ag-energiebilanzen.de

f.schenke@ag-energiebilanzen.de

u.maassen@ag-energiebilanzen.de

www.ag-energiebilanzen.de

Titelbild© monsiti/stock.adobe.com

Primärenergieverbrauch insgesamt

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2025 (nach vorläufigen Schätzungen) insgesamt 10.530 PJ oder 359,3 Mio. t SKE; gegenüber dem Vorjahr nahm er damit um 0,4 % ab (vgl. Tabelle 1)¹.

Das Niveau des Energieverbrauchs sowie seine Zusammensetzung (Energiemix) wurden im Jahr 2025 weiterhin durch die Folgen des Krieges in der Ukraine bzw. die damit verbundenen spürbar höheren Energiepreise geprägt. Hinzu kamen 2025 weitere Krisenherde, wie der z. B. der Konflikt im Nahen Osten (Zwölftagekrieg zwischen Israel und dem Iran, amerikanische Luftangriffe auf iranische Atomanlagen) sowie protektionistische US-Handelszölle, die die Weltwirtschaft belasteten und zusätzliche Wachstumsverluste und sektorale Veränderungen innerhalb der deutschen Wirtschaft nach sich zogen.

Wichtigster Energieträger für Deutschland blieb auch 2025 das Mineralöl mit einem Anteil von 36,0 %.

Es folgte das Erdgas mit einem gegenüber dem Vorjahr auf 26,6 % erhöhten Anteil (2024: 25,8 %). Die Position an dritter Stelle belegten die erneuerbaren Energien mit einem Anteil von 20,8 %, 2024 waren es noch 20,1 % gewesen. Der Primärenergieverbrauch von Stein- und Braunkohle ist im Vergleich zu 2024 um 6,8 % bzw. 7,4 % gesunken, so dass Braunkohle 2025 etwa 7,1 % und Steinkohle 6,8 % des Primärenergiebedarfs deckten.

Im Jahr 2025 flossen 19,5 Mrd. kWh (70 PJ) mehr Strom aus dem Ausland nach Deutschland als umgekehrt ins benachbarte Ausland. Damit ist Deutschland zum dritten Mal in Folge, erstmals seit 2002 wieder Netto-Importeur von elektrischem Strom. Infolgedessen wirkte sich der Stromaustauschsaldo im Jahr 2025 verbrauchserhöhend (um plus 2,0 Prozentpunkte, wie auch im Vorjahr) auf den Primärenergieverbrauch aus. 2022 wirkte der Austauschsaldo noch verbrauchsmindernd in der Größenordnung von minus 0,8 Prozentpunkten).

Tabelle 1

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2024 und 2025 ¹⁾

Energieträger	2024	2025	2024	2025	Veränderungen 2025 ggü. 2024			Anteile in %	
	Petajoule (PJ)		Mio. t SKE		PJ	Mio. t SKE	%	2024	2025
Mineralöl	3.830	3.789	130,7	129,3	-41	-1,4	-1,1	36,2	36,0
Erdgas	2.727	2.804	93,1	95,7	77	2,6	2,8	25,8	26,6
Steinkohle	774	721	26,4	24,6	-52	-1,8	-6,8	7,3	6,8
Braunkohle	809	749	27,6	25,6	-60	-2,1	-7,4	7,7	7,1
Kernenergie	0	0	0,0	0,0	0	0,0	...	0,0	0,0
erneuerbare Energien	2.127	2.190	72,6	74,7	62	2,1	2,9	20,1	20,8
Stromaustauschsaldo	95	70	3,2	2,4	-24	-0,8	...	0,9	0,7
Sonstige	209	208	7,1	7,1	-1	0,0	-0,5	2,0	2,0
Insgesamt	10.571	10.530	360,7	359,3	-41	-1,4	-0,4	100,0	100,0

1) Alle Angaben vorläufig, Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.; Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat, für erneuerbare Energien)

1) Der vorliegende Bericht stützt sich in weiten Teilen (Angaben zum Energieverbrauch nach Sektoren und Energieträgern, sofern nicht anders vermerkt) auf Daten der endgültigen Energiebilanz Deutschland 2024 (Datenstand: 31. Januar 2026) sowie der Schätzenergiebilanz Deutschland 2025 (Datenstand: 15. Mai 2026), die ihrerseits eine Aktualisierung der Frühschätzung der Energiebilanz Deutschland 2025 (Datenstand: 15. Februar 2026) darstellt. Eine ausführliche Beschreibung der formalen Methoden und Schätzansätze, die zur Frühschätzung der Energiebilanz Deutschland angewendet werden, findet sich in den Studien „Pilotprojekt zur Frühschätzung der Energiebilanz 2020 und Vergleich zu späteren definierten Datenständen“ (UBA-Projektnr. 152983) und „Weiterentwicklung des Modells zur Frühschätzung der Energiebilanz“ (UBA-Projektnr. 177616). Die Studien wurden in der Reihe UBA-Texte publiziert und können hier abgerufen werden: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_18-2023_pilotprojekt_zur_fruehschaetzung_der_energiebilanz_2020.pdf (Abrufdatum: 11.3.2025); https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/167_2024_texte_0.pdf (Abrufdatum: 11.3.2025).

Rahmenbedingungen der Verbrauchsentwicklung im Jahr 2025

Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs ist von zahlreichen Einflussfaktoren abhängig. Dazu gehören neben Veränderungen der energiepolitischen und ordnungsrechtlichen Rahmenbedingungen vor allem makroökonomische und sektorale Entwicklungen (Strukturwandel), demografische Faktoren, die Energiepreise sowie Temperaturschwankungen.

Temperatur- und Witterungseinflüsse²

Für einen großen Teil des nicht-industriellen Energieverbrauchs spielt die Temperatur eine erhebliche Rolle, weil der überwiegende Teil des Energieverbrauchs in diesen Bereichen zum Beheizen privat oder gewerblich genutzter Räume bestimmt ist. Der Temperatureinfluss wird üblicherweise mit Hilfe von Gradtagzahlen gemessen; diese Maßzahl spiegelt – vereinfacht gesprochen – die kumulierten Temperaturdifferenzen der Tage wider, an denen die Durchschnittstemperatur unter ein bestimmtes Niveau (Heizgrenztemperatur, hier 15 °C) fällt.³

Im Jahr 2025 lag die Gradtagzahl erneut unter dem Niveau des langjährigen Durchschnitts (arithmetisches Mittel von 1990 bis 2024 über 16 Messstationen). Die niedrige Anzahl von Tagen mit einer Heizgrenztemperatur unter 15 °C weist grundsätzlich auf ein höheres durchschnittliches Temperaturniveau im Berichtsjahr und eine damit verbundene Reduzierung des beobachteten Energiebedarfs (insbesondere zur Beheizung von Wohnräumen) infolge einer milderer Witterung hin.⁴

Gegenüber dem Vorjahr hingegen hat sich die Gradtagzahl um 273 auf 3.255 erhöht, weil es 2025 wesentlich kälter war als 2024. Die Gradtagzahlen lagen 2025 um rund 9,1 % über dem Wert des Vorjahres (niedrigere Temperaturen), so dass der beobachtete Energieverbrauch im Jahr 2025 verglichen mit dem Jahr 2024 aufgrund des Witterungseinflusses bzw. der milderer Temperaturen gestiegen sein dürfte.

Mit Blick auf die Entwicklung der Gradtagzahlen in den einzelnen Monaten fällt auf, dass das Jahr 2025 insbesondere in den Monaten Januar, April und Dezember etwas milder verlief als im Vorjahr. In den Monaten Oktober, Februar, März und Mai hingegen lagen die Temperaturen gemessen an den Gradtagzahlen niedriger als 2024. In den für die Heizperiode wichtigen Monaten Januar bis Mai und September bis Dezember war es demzufolge 2025, insgesamt betrachtet, kühler als im entsprechenden Vorjahreszeitraum (Gradtagzahlen plus 9,1 %).

Verglichen mit dem langjährigen Mittel (1990 bis 2024) war das Jahr 2025 (unter Ausschluss der Sommermonate von Juni bis August) durchgängig wärmer (vgl. Abbildung 1).

Der Einfluss kurzfristiger Temperatureffekte auf die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs wird typischerweise ausgeschaltet, indem Temperaturen wie im langjährigen Mittel⁵ unterstellt und

2) Die nachfolgenden Abschnitte beziehen sich ausschließlich auf den Einfluss von Temperaturänderungen auf den raumwärmeabhängigen Teil des Energieverbrauchs. Unabhängig davon nimmt mit dem wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch auch der Einfluss des Wetters (also des Dargebotes an Wind, Sonne und Wasser bzw. Niederschlag) auf die Höhe und die Struktur des (Primär)energieverbrauchs zu. Ein geringeres Dargebot an Wind- oder Sonne induziert ohne eine Speichermöglichkeit, die die daraus resultierende Erzeugungslücke bei der Windkraft und der Photovoltaik schließen könnte, automatisch einen Mehreinsatz von Erdgas und Kohle in der Stromerzeugung und vice versa nach sich. Aufgrund der unterschiedlichen Wirkungsgrade bzw. Bewertungsmethoden der genannten Stromerzeugungsarten beeinflussen „wetterbedingte“ Strukturverschiebungen im Stromerzeugungsmix den Primärenergieverbrauch zusätzlich zum Temperatureinfluss, wobei sich die Einflüsse auch hier gegenseitig kompensieren oder verstärken können.

3) Konkret sind Gradtagzahlen (nach DIN VDI 3807) definiert als die Summe der Differenzen zwischen einer festgelegten Rauminnentemperatur (hier 20 °C) und der Tagesmitteltemperatur der Tage, an denen die Lufttemperatur unter der Heizgrenztemperatur (hier 15 °C) liegt.

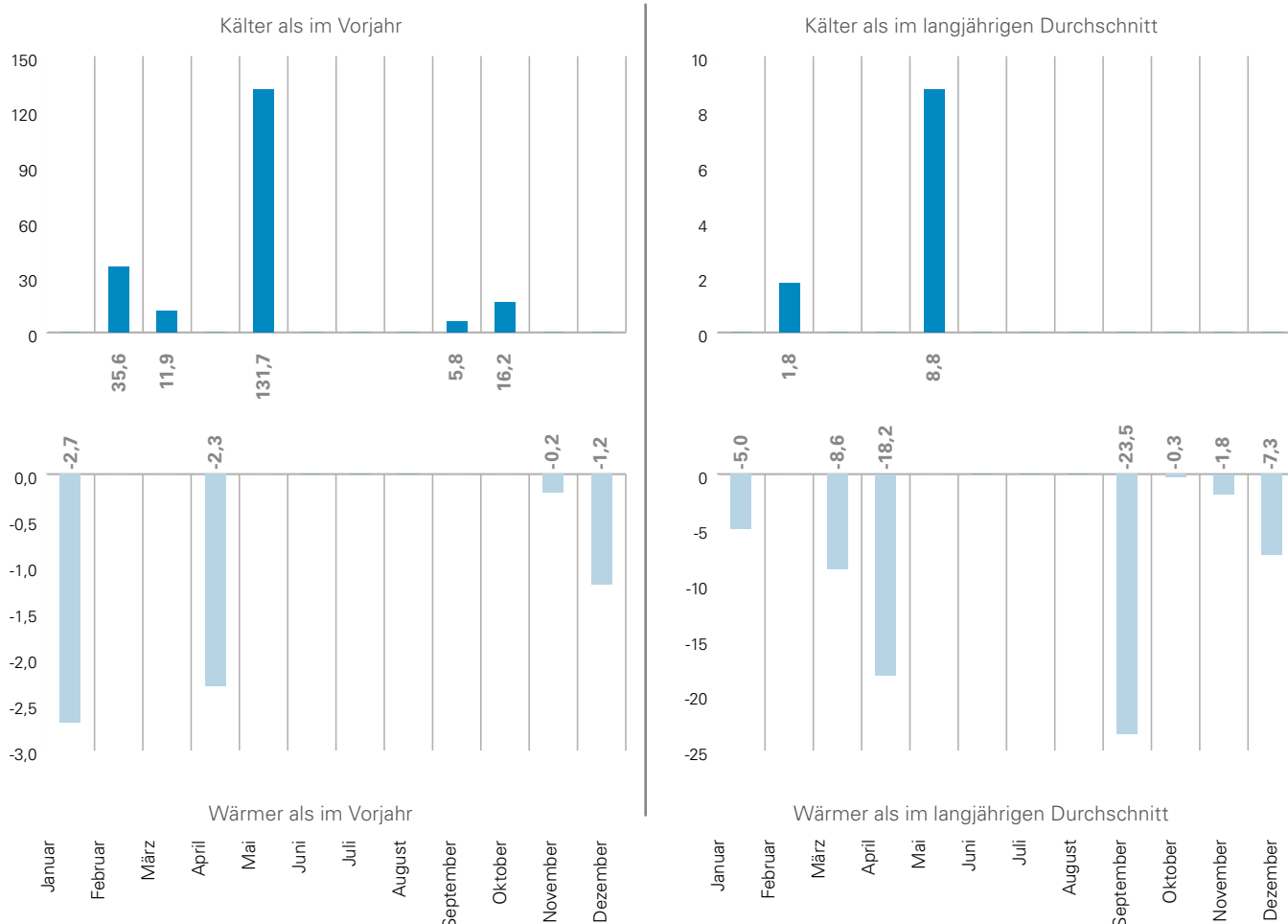
4) Im Vergleich zum langjährigen Mittel (Durchschnitt der Gradtagzahlen von 1990 bis 2024) war das Jahr 2025 wärmer. Die Temperaturen lagen im Durchschnitt des Jahres (gemessen an den Gradtagen) um 6,7 % über den Werten des langjährigen Mittels. Konzentriert man die Betrachtung ausschließlich auf diese längerfristige Perspektive, hätte der Primärenergieverbrauch 2025 spürbar über dem beobachteten Niveau liegen müssen, sofern die Witterungsbedingungen in diesem Jahr denen des langfristigen Mittels entsprochen hätten.

5) Zur Bewertung längerfristiger Entwicklungen des Energieverbrauchs (ab 1990) werden Temperaturbereinigungen in diesem Bericht grundsätzlich mit Hilfe des langjährigen Mittels (in diesem Bericht 1990 bis 2024) durchgeführt (vgl. Tabelle 15, Schaubild 15 und 16). Für kurzfristige Vergleiche könnten alternativ auch die Witterungsbedingungen einer beliebigen anderen Vergleichsperiode (z. B. des Vorjahres) herangezogen werden. Es liegt auf der Hand, dass sowohl das Niveau des temperaturbereinigten absoluten Energieverbrauchs, als auch die Veränderungsrate zum Vorjahr von der Wahl der Bezugsperiode im Bereinigungsverfahren abhängt.

Abbildung 1

Monatliche Gradtagzahlen in Deutschland (16 Messstationen)

Veränderungen 2025 gegenüber dem Vorjahr und dem langjährigen Mittel (1990-2024) in %
wobei die Monate Juni bis August wegen begrenzter Aussagefähigkeit entfallen



Quelle: Deutscher Wetterdienst

lagerbestandsbereinigte Daten für den Mineralölverbrauch⁶ berücksichtigt werden. Unter Zugrundelegung dieser Prämissen wäre der Primärenergieverbrauch im Jahr 2025 nicht, wie beobachtet, um 0,4 %, sondern deutlich stärker gesunken (Veränderungsrate des witterungs- u. lagerbestandsbereinigten Primärenergieverbrauchs 2024/2025: -2 %). Der Bereinigungseffekt hat bei den einzelnen Energieträgern, abhängig

von ihrer Anwendung für Raumwärmezwecke, unterschiedliche Auswirkungen (vgl. Abbildung 2).

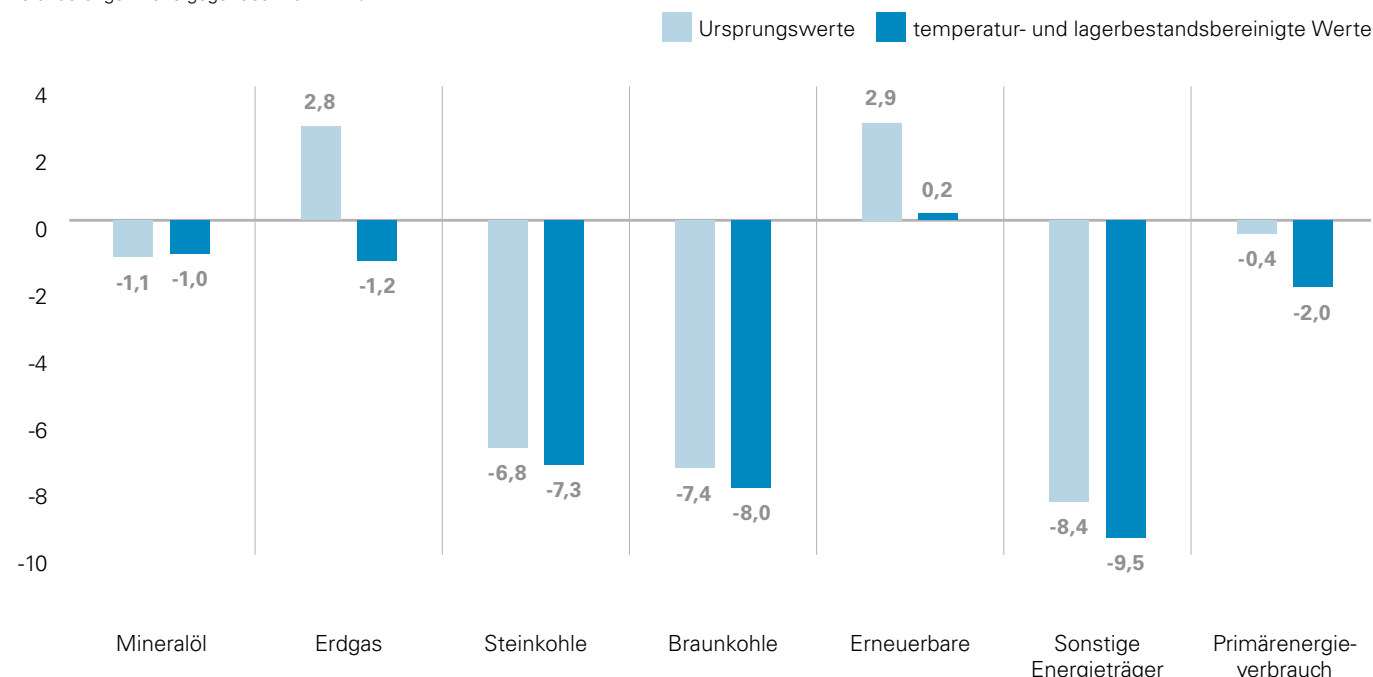
Für den Witterungseinfluss gilt im Allgemeinen, dass die temperaturbereinigten Veränderungen des Energieverbrauchs in vergleichsweise warmen Jahren kräftiger ausfallen, als die Veränderungen der Ursprungswerte; entsprechend gilt, dass in kälteren

6) Die Angaben zum Mineralölverbrauch in der Energiebilanz (insbesondere leichtes Heizöl) umfassen teilweise nur Absatzzahlen. Der tatsächliche Verbrauch dieses Energieträgers kann deshalb um die jeweiligen Veränderungen der Lagerbestandshaltung von den ausgewiesenen Absatzmengen abweichen. Die Veränderungen der Lagerbestände stellt die amtliche Statistik allerdings nur für den Energiesektor und für das produzierende Gewerbe bereit, so dass diese auch nur dort für die Verbrauchsberechnung berücksichtigt werden können. Für die privaten Haushalte und den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen liegen keine originär-statistischen Daten zu den Veränderungen der Heizölbestände vor. Um die skizzierte Lücke zu schließen, setzt die AG Energiebilanzen seit einiger Zeit ein ökonometrisch gestütztes Verfahren ein, um die Lagerbestandsveränderungen für diese Sektoren empirisch zu bestimmen und auch für Mineralöle eine vollständige Verbrauchsrechnung durchführen zu können. Einzelheiten zu diesem Verfahren vgl. Umsetzung eines Verfahrens zur regelmäßigen und aktuellen Ermittlung des Energieverbrauchs in nicht von der amtlichen Statistik erfassten Bereichen (2016), Studie der AG Energiebilanzen im Auftrag des BMWi, S. 82ff. (Internet: https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/umsetzung-verfahren-ermittlung-energieverbrauch-nicht-amtliche-statistik-langfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (Abrufdatum 21.2.2023))

Abbildung 2

Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern

Veränderungen 2025 gegenüber 2024 in %



Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Deutscher Wetterdienst

Jahren der Anstieg der temperaturbereinigten Werte niedriger ausfällt als bei den Ursprungswerten. Dies wird auch an den unterschiedlichen Spreizungen der in Abbildung 2 dargestellten Energieträger sichtbar. Beim Mineralöl wirkte sich auf die (lagerbestandsbereinigte) Entwicklung zusätzlich aus, dass sich vor allem private (aber auch gewerbliche) Verbraucher angesichts der gegenüber 2024 gesunkenen Energiepreise mit Heizöl bevorrateten und ihre Tanks weiter befüllten (Bestandsaufbau plus 60 PJ bzw. ca. 1,7 Mio. Liter).

Bei der Interpretation der Effekte ist zu beachten, dass es in beiden hier betrachteten Jahren (2024 und 2025) nach unseren Schätzungen zu einem Aufbau der Heizölbestände bei den Verbrauchern kam. Der Einfluss dieser Bevorratungseffekte reduziert im Rahmen der Lagerbestandsbereinigung grundsätzlich in beiden Jahren am aktuellen Rand den tatsächlichen Heizölverbrauch (allerdings in unterschiedlicher Stärke).

Hinzu kommt der Einfluss der Temperaturbereinigung gegenüber dem langjährigen Mittel. Da 2024 gegenüber dem langjährigen Mittel deutlich wärmer ausfiel als 2025, erhöht die Temperaturbereinigung den (Heizöl)Verbrauch im Jahr 2024 stärker als 2025.

Aus beiden, teilweise gegenläufigen Effekten (der Bestandsaufbau reduziert den tatsächlichen Heizölverbrauch, die Ausschaltung des Witterungseinflusses erhöhte ihn) folgt für die Mineralöle als Ganzes, dass der um Lagerbestands- und Temperatureinflüsse bereinigte Primärenergieverbrauch (wie auch der beobachtete Mineralölverbrauch) im Jahr 2025 gegenüber dem Vorjahr um rund 1 % (bzw. 1,1 %) abgenommen hat. Die Lagerbestandseffekte haben folglich den für sich genommen verbrauchserhöhenden Einfluss der Witterungsbereinigung auf die beobachtete Verbrauchsentwicklung im Jahr 2025 nahezu vollständig kompensiert bzw. ausgeglichen, wenn die Witterungsbereinigung, wie hier geschehen, auf der Grundlage des langjährigen Mittels der Gradtagzahlen von 1990 bis 2024 durchgeführt wird.

Bei den Gasen hingegen spielt im Rahmen der Bereinigung ausschließlich der Witterungseffekt eine Rolle. Der Verbrauch hat sich vor diesem Hintergrund, nach Ausschaltung des Temperatureinflusses, um 1,2 % verringert, im Gegensatz zur beobachteten Entwicklung, die einen Anstieg des Verbrauches an Erdgas verzeichnet (2,8 %). Bei den Kohlen sowie den erneuerbaren Energien spielen Temperatureffekte nur

eine geringe Rolle, da sie überwiegend zur Stromerzeugung bzw. Eisen- und Stahlerzeugung eingesetzt werden.

Makroökonomische und sektorale Faktoren

Eine exportorientierte Volkswirtschaft, die zudem einen erheblichen Teil ihres Bedarfs an Energieträgern und Rohstoffen importiert, wie dies charakteristisch für Deutschland ist, hängt in vielfältiger Weise von weltwirtschaftlichen Entwicklungen ab. Die Weltwirtschaft dürfte nach Schätzung des International Monetary Fund (IMF) im Jahr 2025 um 3,4 % gewachsen sein.⁷ Für den Euro-Raum rechnen die IWF-Projektionen für 2025 mit einer moderaten Zunahme des Wachstums auf 1,4 % (2024 waren es noch 0,9 %).

Von der skizzierten moderaten Entwicklung der globalen Wachstumsperspektiven konnte die deutsche Wirtschaft kaum profitieren.

Das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt (BIP) ist in Deutschland im Jahr 2025 nach zwei Jahren der Rezession gegenüber dem Vorjahr wieder leicht gestiegen und legte um rund 0,2 % zu (2023: -0,7 %, 2024: -0,5 %).⁸ Die preisbereinigte Bruttowertschöpfung verringerte sich gegenüber dem Vorjahr um 0,1 %. Insbesondere im Verarbeitende Gewerbe und im Baugewerbe nahm die Bruttowertschöpfung preisbereinigt um 1,3 % bzw. 3,4 % ab, während sich in den Dienstleistungsbereichen ein heterogenes Bild zeigte.

Auch vom Außenbeitrag ging 2025 ein negativer Wachstumsbeitrag auf das preisbereinigte BIP aus (-1,5 %). Die Exporte von Waren und Dienstleistungen verringerten sich 2025 um 0,3 %⁹, nachdem sie bereits im Vorjahr geschrumpft waren (2024: -2,1 %). Zugleich erhöhte sich der Wert der preisbereinigten Importe im Jahr 2025 um 3,6 % (Vorjahr: -0,6 %).

Vor diesem Hintergrund war das Wirtschaftswachstum 2025 in erster Linie auf gestiegene Konsumausgaben der Privaten Haushalte sowie höhere Staatsausgaben zurückzuführen. Die preisbereinigten Konsumausgaben der Privaten Haushalte sind

gegenüber dem Vorjahr um 1,4 % deutlich gestiegen (2024: 0,5 %). Auch die Konsumausgaben des Staates legten um (preisbereinigt) 1,5 % erneut zu, wenn auch in geringerem Maße als im Vorjahr (+2,6 %).

Die Bruttoanlageinvestitionen¹⁰, nahmen im Jahr 2025 verglichen mit dem Vorjahr um 0,5 % ab (nachdem sie im Vorjahr bereits um 3,3 % gesunken waren).

Die negative Entwicklung der Bruttoanlageinvestitionen war in erster Linie auf die weiterhin rückläufigen Ausrüstungsinvestitionen (Maschinen, Geräte und Fahrzeuge) zurückzuführen, die gegenüber dem Vorjahr um 2,3 % schrumpften, auch die Bauinvestitionen (Wohnungsbau und Nichtwohnungsbau bzw. Hoch- und Tiefbau) nahmen im Jahr 2025 gegenüber dem Vorjahr preisbereinigt um 0,9 % ab.

Insgesamt erhöhte sich die gesamte inländische Verwendung 2025 um 1,7 %. Zum Vergleich: Im Vorjahr (2023/2024) ging von der inländischen Verwendung nur ein Wachstumsbeitrag von etwa 0,2 % aus.

Trotz der moderaten Zunahme des preisbereinigten Bruttoinlandsproduktes verlief die wirtschaftliche Entwicklung im Verarbeitenden Gewerbe (mit Ausnahme des Sektors „Verarbeitung von Steinen und Erden“) aufgrund der skizzierten Entwicklung in den einzelnen makroökonomischen Aggregaten im Jahr 2025 negativ.

Die Produktionsentwicklung von Wirtschaftszweigen, die entweder selbst einen Großteil ihrer Produktion im Ausland absetzen oder als Vorleistungslieferant für exportabhängige Sektoren tätig sind, wurde durch den Einbruch der Exporte gebremst. Wirtschaftszweige, die von der Baukonjunktur abhängen, verzeichneten Wachstumseinbußen bzw. reduzierten ihre Produktion, weil die preisbereinigten Bauinvestitionen (Wohn- und Nichtwohnungsbauten) 2025 gegenüber dem Vorjahr 2024 weiter abnahmen. Sektoren, die als Zulieferer oder Produzenten von Investitionsgütern im Markt tätig sind, mussten Produktionseinschränkungen hinnehmen, weil Investitionen in Ausrüstungen (also Maschinen, technische Anlagen usw.) im Jahr 2025 preisbereinigt um 2,3 % niedriger ausfielen, als im Jahr zuvor. Die energieintensiven Sektoren sahen

7) Vgl. International Monetary Fund (2026), World Economic Outlook, April 2026.

8) Einzelheiten vgl. Pressemitteilung Nr. 017 des Statistischen Bundesamtes vom 15. Januar 2026, Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2025 um 0,2 % gewachsen.

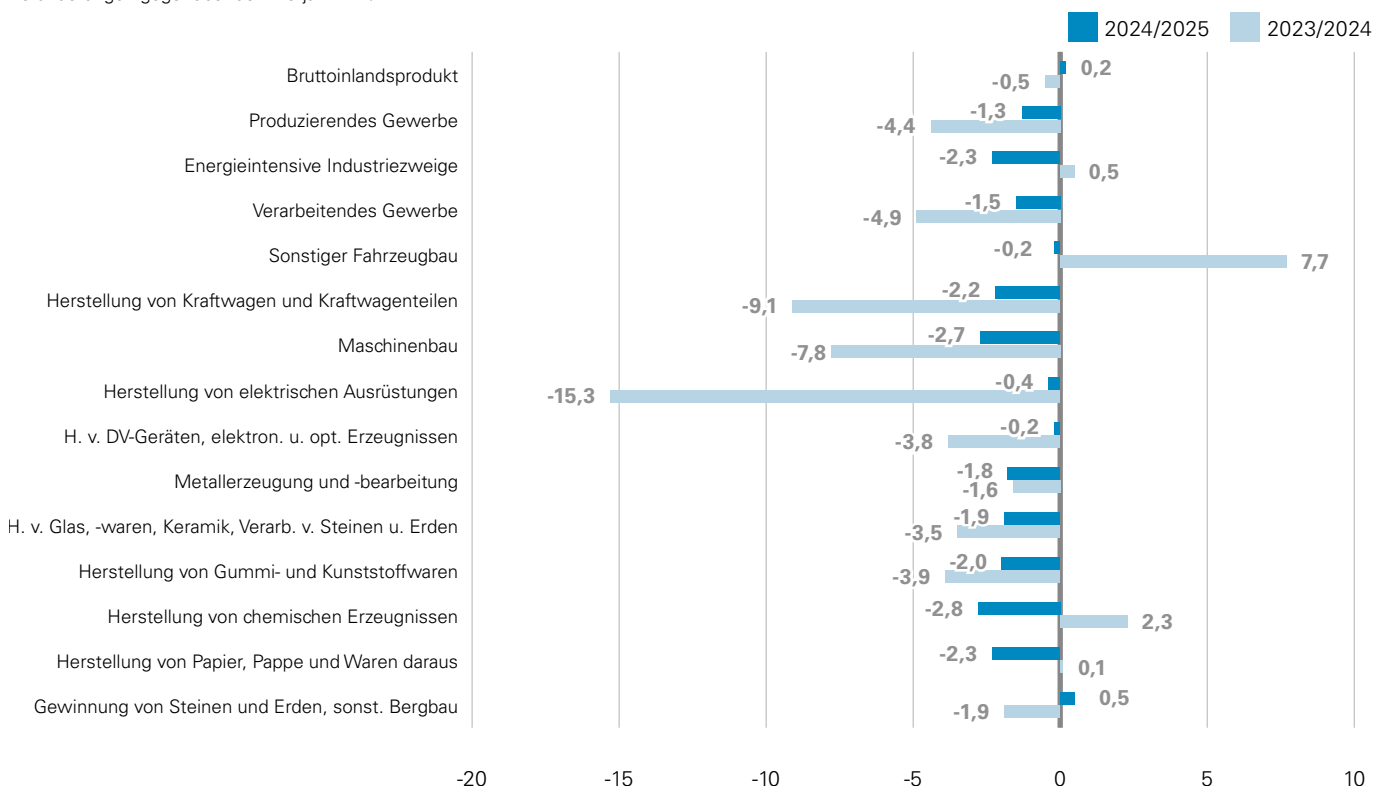
9) Einem stärkeren Wirtschaftswachstum stand somit vor allem die schwache Entwicklung der Exporte im Wege, die auf die US-Zollpolitik, die Euro-Aufwertung sowie zunehmende Konkurrenz aus China zurückzuführen war.

10) Investitionen in Ausrüstungen und maschinelle Anlagen sowie Bauten (Wohn- und Nichtwohnungsbauten, darunter Hoch- und Tiefbau) und Vorratsveränderungen.

Abbildung 3

Produktionsindex im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland von 2024 bis 2025

Veränderungen gegenüber dem Vorjahr in %



Quelle: Statistisches Bundesamt

sich mit Einschränkungen ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit aufgrund des nach wie vor relativ hohen Energiepreisniveaus in Deutschland und daraus resultierenden Produktionseinschränkungen konfrontiert.

Insgesamt sank die Produktion im Produzierenden Gewerbe im Jahr 2025 um rund 1,3 % (2023/2024: -4,4 %). Im Verarbeitenden Gewerbe schrumpfte die Produktion (ebenfalls gemessen am Produktionsindex) im Jahr 2025 um 1,5 % (nachdem sie sich im Jahr zuvor bereits um 4,9 % verringert hatte). Die energieintensiven Wirtschaftszweige waren von wirtschaftlichen Entwicklungen besonders betroffen; ihre Produktion nahm 2025 gegenüber dem Jahr 2024 um etwa 2,3 % ab (2023/2024 war hier noch ein geringes Wachstum in der Größenordnung von 0,5 % verzeichnen).

Abbildung 3 gibt vor diesem Hintergrund einen Überblick über die jährlichen Veränderungsraten der

Produktionsindizes von 2024 bis 2025 für elf wichtige Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes (aggregiert auf der Ebene von WZ-Zweistellern):

- Im Jahr 2025 konnte von den elf Wirtschaftszweigen nur der Sektor „Gewinnung von Steinen und Erden“ gegenüber dem Vorjahr Produktionszuwächse erzielen, die jedoch mit +0,5 % sehr gering ausfielen. Im Jahr zuvor hatte dieser Sektor noch Produktionseinbußen in Höhe von 1,5 % hinnehmen mussten.
- Besonders exportorientierte Sektoren wie der Maschinenbau und die chemische Industrie weisen die höchsten Produktionsrückgänge im Vergleich zum Durchschnitt des Verarbeitenden Gewerbes auf (-2,7 %, bzw. -2,8 %). Auch der Fahrzeugbau, sank 2025 gegenüber 2024 um 2,2 %, nachdem diese Branche bereits im Vorjahr kräftige Produktionseinbrüche verzeichnete.¹¹

¹¹⁾ Insgesamt wurden 2025 in Deutschland rund 2,85 Mio. Pkw und damit 1,4 % mehr als im Vorjahr neu zugelassen. Die Neuzulassungen aller Kraftfahrzeuge verringert sich 2025 allerdings um 2,4 % auf 3,4 Mio. Fahrzeuge.

- Auch von den energie- bzw. stromintensiven Wirtschaftszweigen gingen im Jahr 2025 keine positiven Wachstumsimpulse aus. Die Produktion des Sektors „Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden“ schrumpfte um 1,9 %, die „Metallerzeugung und -bearbeitung“ um 1,6 % und die „Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus“ verblieb in etwa auf Vorjahresniveau mit einem Plus von 0,1 %, nachdem diese drei Branchen bereits im Vorjahr kräftige Produktionseinbrüche verzeichneten.

Als Folge der skizzierten Produktionsabnahme im verarbeitenden Gewerbe insgesamt ist für das Berichtsjahr 2025 grundsätzlich erneut ein verbrauchssenkender Impuls auf den Energieverbrauch zu erwarten. Tendenziell verstärkt wird dieser Effekt aufgrund der überproportional kräftigen Abnahme der Produktion in allen energieintensiven Sektoren des verarbeitenden Gewerbes.

Bereits an dieser Stelle ist daran zu erinnern, dass die nach wie vor hohen Energiepreise in allen Wirtschaftszweigen zusätzliche Anreize zur Nutzung bislang ungenutzter Effizienzpotenziale entfalten. Die hohen Energiepreise in Kombination mit der Erwartung, dass eine rasche bzw. eine vollständige Rückkehr zum früheren (niedrigen) Preisniveau nahezu ausgeschlossen ist, dürfte die Attraktivität bzw. Rentabilität von Investitionen in Energiespartechnologien (und Verfahren zur Substitution von Energie z. B. durch Sekundärrohstoffe) weiter fördern. Trotz der zum Teil angespannten wirtschaftlichen Lage sind deshalb auch über den Strukturwandel in der Industrie hinausgehende Verbesserungen der Energieproduktivität zu erwarten.

Demografische Faktoren

Im Jahr 2025 lebten in Deutschland nach ersten Schätzungen des Statistischen Bundesamtes durchschnittlich rund 83,5 Mio. Einwohner.¹² Gegenüber 2024 (Stand: Jahresende) sank die Bevölkerungszahl damit um etwa 100.000 Menschen. Die Nettozuwanderung, also der Saldo aus Zu- und Fortzügen, reichte

2025 erstmals seit 2020 nicht aus, um die negative Bilanz aus Geburten und Sterbefällen auszugleichen.¹³

Die Zahl der Haushalte nahm unter diesen Voraussetzungen erstmals seit 2020 geringfügig ab. 2025 existierten in Deutschland nach Angaben des Statistischen Bundesamtes etwa 41,1 Mio. Privathaushalte, davon rund 42,1 % Einpersonenhaushalte (entspricht ca. 17,3 Mio.). Pro Haushalt in Deutschland leben gegenwärtig im Durchschnitt etwa 2,03 Personen.

Die demografische Entwicklung sowie Veränderungen bei den Haushaltsgrößen dürften 2025 damit für sich genommen nur einen leichten verbrauchssenkenden Einfluss auf die Entwicklung des Energieverbrauchs gehabt haben.

Energiepreise

Die Energiepreise spielen für das Verbrauchsverhalten, Effizienzsteigerungen und Substitutionen (zwischen Energie und Kapital sowie Material bzw. Rohstoffen) eine wichtige Rolle. Grundsätzlich gilt, dass Effizienzverbesserungen und Substitutionen umso eher erfolgen, je höher Preissteigerungen bei einzelnen Energieträgern ausfallen.

Volatile Energiepreise mit teilweise drastischen Preisspitzen und die damit verbundenen Auswirkungen auf die Wirtschaftsentwicklung und die globale Energienachfrage haben die Verfassung der Weltenergiemärkte als unmittelbare Folge der russischen Invasion in der Ukraine (Februar 2022) in den Jahren 2021/2022 erheblich beeinflusst. Im Jahr 2023 trat im Hinblick auf die teilweise drastischen Energiepreisanstiege eine Gegenbewegung ein. Die Einfuhrpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle gingen im Jahresdurchschnitt wieder spürbar zurück. Dieser Trend setzte sich auf der Ebene der Einfuhrpreise im Jahr 2024 leicht und 2025 wieder deutlich weiter fort. Der Einfuhrpreis für Rohöl gab im Jahresdurchschnitt 2025 im Vergleich zum Vorjahr um 18,0 % nach. Ebenso ausgeprägt verliefen die Preisnachlässe im Importmarkt für Steinkohle (-19,4 %). Der Preis für Erdgas hingegen blieb etwa auf dem Niveau des Vorjahres (+0,4 %), (vgl. Tabelle 2).

¹²⁾ Vgl. DESTATIS, Inlandsproduktberechnung – Vierteljahresergebnisse – Fachserie 18 Reihe 1.2 – 1. Vierteljahr 2026, Internet: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Publikationen/Downloads-Inlandsprodukt/inlandsprodukt-vierteljahr-xlsx-2180120.xlsx?__blob=publicationFile&v=52 (Abrufdatum 27.5.2026).

¹³⁾ Vgl. DESTATIS, Pressemitteilung vom Nr. 032 vom 29. Januar 2026, Bevölkerung nimmt im Jahr 2025 um 100 000 Personen ab, Internet: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2026/01/PD26_032_124.html (Abrufdatum 27.5.2026).

Tabelle 2

Preise ausgewählter Energieträger

2024 und 2025, Veränderungen gegenüber dem jeweiligen Vorjahreszeitraum, in %

2021 und 2022, Veränderungen gegenüber dem jeweiligen Vorjahreszeitraum, in %						
	2024	2025				
		1. Vj	2. Vj	3. Vj	4. Vj	Durchschnitt
		Einfuhrpreise				
Erdöl	-2,4	-6,6	-24,2	-19,5	-22,0	-18,0
Erdgas	-17,3	30,6	2,6	-9,3	-17,7	0,4
Steinkohle	-16,6	-16,8	-20,9	-19,1	-21,3	-19,5
		Verbraucherpreise				
Heizöl, leicht	-3,8	-5,5	-9,4	-3,4	-2,4	-5,2
Erdgas	-3,5	2,0	-0,1	0,6	0,3	0,7
Strom	-6,4	-2,9	-2,4	-1,8	-1,6	-2,2
Fernwärme	27,1	9,7	-0,1	-1,9	-0,8	1,5

Quelle: Statistisches Bundesamt

Die Einfuhrpreise liegen allerdings bei allen drei Energieträgern auch 2025 immer noch geringfügig (in der Größenordnung zwischen 1 % bei der Steinkohle und rund 3 % bei Erdgas und Erdöl über dem Einfuhrpreisniveau, welches in Jahr 2021, also vor der Krise, zu beobachten war.

Die Wechselkursentwicklung hat den Rückgang der Energiepreise auf dem Weltmarkt für Verbraucher in Deutschland zusätzlich leicht verstärkt. Der Wechselkurs des Euro gegenüber dem US-Dollar (in der Mengennotierung) erhöhte sich 2025 im Jahresdurchschnitt um 4,4 %. Aufgrund dieser Aufwertung des Euro gegenüber dem Dollar verbilligten sich importierte Waren- und Dienstleistungen aus dem Dollar-Raum für inländische Verbraucher zusätzlich.

Unabhängig davon weichen die Preise für inländische Verbraucher von der Entwicklung der Importpreise zum Teil spürbar ab, da die Verbraucherpreise neben staatlichen Steuern und Abgaben¹⁴ auch Komponenten wie Transport- und Verteilungskosten sowie sonstige Vertriebskosten umfassen. Hinzu kommt, dass die Einfuhrpreise bzw. Beschaffungskosten aufgrund vertraglicher Bindungen je nach betrachtetem Energieträger und Kundengruppe meist nicht unmittelbar auf die Endverbraucherpreise durchschlagen.

2025 nahmen die Verbraucherpreise für Erdgas leicht zu (+0,7 %), die Preise für elektrischen Strom (über alle Kundengruppen) sowie Heizöl hingegen sanken gegenüber dem Vorjahr um 2,2 % bzw. 5,2 %.

Die Verbraucherpreisentwicklung für spezifische Kundengruppen bzw. Endverbraucher beleuchtet der vorliegende Bericht in den Abschnitten für die einzelnen Energieträger genauer.

Energiepolitische und regulatorische Rahmenbedingungen

Darüber hinaus wird der Energieverbrauch auch durch politische und regulatorische Vorgaben auf nationaler oder europäischer Ebene beeinflusst. Wichtige gesetzliche Neuregelungen im deutschen Energiesektor betrafen 2025 u. a. die fortgesetzte Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien sowie Reformen zur besseren System- bzw. Netzintegration erneuerbarer Energien unter besonderer Berücksichtigung der Versorgungssicherheit und bezahlbaren Energiepreisen.

Die umfassende Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG-Novelle 2025/Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts) ist am 22. Dezember 2025 im Bundesgesetzblatt verkündet worden und im

¹⁴⁾ Beispielsweise wurde die für den 1. Januar 2023 im BEHG ursprünglich vorgesehene Erhöhung des nationalen CO₂-Preises um 5 €/t um ein Jahr verschoben, so dass der Festpreis für CO₂ im Jahr 2023 bei 30 €/t verharrte. Erst im Januar 2024 erfolgte eine Erhöhung auf 45 €/t, was dazu führt, dass sich z. B. der Erdgaspreis im Wärmemarkt für private Verbraucher von 0,54 ct/kWh (2022 u. 2023) auf 0,82 ct/kWh (2024) erhöhte. Zum 1. Januar 2025 ist der CO₂-Preis für Benzin, Heizöl und Gas auf 55 €/pro Tonne (entsprechend 15,7 ct/l Benzin, 17,6 ct/l Diesel/Heizöl und 1 ct/kWh Erdgas) gestiegen.

Spätherbst 2025 sowie teilweise zu Jahresbeginn 2026 in Kraft getreten. Die EnWG-Novelle 2025 setzt zentrale Vorgaben der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie (Richtlinie EU 2024/1711) in deutsches Recht um und umfasst ein Bündel von Neuregelungen. Dazu zählen u. a.:

- der Wegfall der Vergütung für neue EEG geförderte Anlagen bei negativen Börsenstrompreisen (Solarspitzenengesetz zur Stärkung des netzdienlichen Verhaltens),
- verbesserte Regelungen zur Speicher- und Netzintegration (netzdienliche Steuerungsmöglichkeiten für Erzeugungsanlagen, bidirektionales Laden, regulatorische Erleichterung im Zusammenhang mit der Errichtung von Batteriespeichern im Außenbereich) sowie
- Energy Sharing (private Haushalte und Unternehmen können sich zu Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften zusammenschließen und gemeinsam erzeugten Solar- oder Windstrom lokal teilen bzw. nutzen).

Mit der nationalen Umsetzung der EU Erneuerbaren Richtlinie RED III (Umsetzungsgesetz), dem der Bundesrat am 11. Juli 2025 zugestimmt hat, arbeitet die Bundesregierung an der Ausweisung sogenannter Beschleunigungsgebiete, in denen Genehmigungsverfahren für Erneuerbare Energien deutlich verkürzt werden sollen.

Am 1. Oktober 2025 wurde der Entwurf des Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes im Kabinett beschlossen.¹⁵ Ziel des Gesetzes ist es, die Genehmigungsverfahren im Rahmen des Wasserstoffhochlaufs zu vereinfachen, zu digitalisieren und bürokratische Hürden abzubauen. Die vorgeschlagenen Regelungen sollen perspektivisch die Verfügbarkeit von Wasserstoff verbessern.

Mit der Novellierung des Treibhausgas Emissionshandelsgesetzes (TEHG) wurden die Vorgaben der reformierten EU Emissionshandelsrichtlinie vollständig

in deutsches Recht überführt. Dies umfasst zum einen die weitere Umsetzung des bestehenden EU-ETS 1 – einschließlich der Absenkung des Emissions- bzw. Zertifikatsvolumens (CAP) bis 2030 sowie eine Stärkung der Marktstabilitätsreserve.

Die Absenkung der Emissionsobergrenze (bis 2030 werden die Emissionen gegenüber 2005 um 62 % gesenkt) impliziert, dass der lineare Kürzungsfaktor von derzeit 2,2 % p.a. (2024) auf 4,3 % (2025 bis 2027) und ab 2028 auf 4,4 % angehoben wird.

Weitere Kernelemente der Reform des EU-ETS 1 bilden die Einbeziehung zusätzlicher Sektoren wie des Seeverkehrs, eine Reform der Regelungen für den Luftverkehr und die rechtliche Vorbereitung der Implementierung des EU-ETS 2 für Gebäude, Verkehr und weitere Bereiche. Mit der Entscheidung der EU Umweltminister vom November 2025 wurde der Start des EU-ETS 2 allerdings um ein Jahr auf 2028 verschoben. Aufgrund der im BEHG vorgesehenen Übergangsmechanismen bleibt somit das nationale Emissionshandelssystem (nEHS) im Jahr 2027 voll anwendbar.¹⁶

Der Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) zum Schutz vor „Carbon Leakage“ wurde bereits im Oktober 2023 eingeführt. Seither müssen Importeure von CBAM-Produkten¹⁷ über die in den eingeführten Produkten eingebetteten CO₂-Emissionen („graue Energie bzw. Emissionen“) berichten. Ab dem Jahr 2026 müssen für diese berichteten Emissionen auch CO₂-Zertifikate zum Preis von EU-Berechtigungen erworben und abgegeben werden. Für den Grenzausgleichsmechanismus brachten die Regelungen aus dem Jahr 2025 wichtige Neuerungen und Vorbereitungen auf die endgültige Umsetzungsphase. Insbesondere hat die EU für kleinere Importeure Erleichterungen beschlossen. Seit Inkrafttreten der Verordnung (EU) 2025/2083 im Oktober 2025 gelten erhebliche Entlastungen für Unternehmen, die weniger als 50 Tonnen CBAM-Ware pro Jahr importieren; sie sind von der CBAM-Berichtspflicht befreit (Bagatellgrenze).¹⁸

15) Das Wasserstoffbeschleunigungsgesetz (WasserstoffBG) ist am 2. April 2026 in Kraft getreten.

16) Im Rahmen des Klimaschutzprogramms 2030 wurde in Deutschland ab Januar 2021 eine CO₂-Bepreisung in den Bereichen Wärme und Verkehr eingeführt (Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG, Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen). Private und gewerbliche Verbraucher (Nicht-ETS) müssen für Energieträger wie Kraftstoffe, Heizöl oder Erdgas seither einen CO₂-Zuschlag in Höhe von 25 Euro/t Kohlendioxidgehalt entrichten. Der CO₂-Preis im Rahmen dieses nationalen Emissionshandelssystems wird bis 2025 schrittweise angehoben. Zum 1. Januar 2025 ist der Preis auf 55 Euro/t erhöht worden. Im Jahr 2026 hat das BEHG eine grundlegende Veränderung erfahren. Ab diesem Jahr werden Emissionszertifikate in einem Preiskorridor von 55 bis 65 Euro pro Tonne CO₂ versteigert. Ab 2027 soll der Preis für die CO₂-Emissionen in den Sektoren Verkehr und Gebäude an die Marktmechanismen eines europäischen Emissionshandelssystems gekoppelt sein.

17) Energieintensive Grundstoffe und daraus hergestellte Produkte.

18) Die Bagatellgrenze gilt nicht für die Einfuhr von Strom und Wasserstoff.

Abhängigkeit von Energieimporten

Für die Resilienz einer Volkswirtschaft gegenüber Energiekrisen spielt die Verfügbarkeit, Gewinnung und Nutzung von heimischen Energierohstoffen eine nicht zu unterschätzende Rolle. Grundsätzlich senkt eine stabile Inlandsgewinnung die Einfuhrabhängigkeit und reduziert die Gefahr von Angebotsstörungen oder -unterbrechungen sowie das Preisrisiko für Wirtschaft und Verbraucher.

Deutschland gilt im internationalen Maßstab als eher ressourcenarm, verzichtet auf die Nutzung der Kernenergie sowie zunehmend auf die Gewinnung heimischer Kohlevorräte, baut andererseits aber die Nutzung erneuerbarer Energien, die der inländischen Energiegewinnung zugerechnet werden, zielstrebig aus. Vor diesem Hintergrund ist ein Blick auf die Außenhandelsbilanz Deutschlands differenziert nach Energieträgern von besonderem Interesse. Deutschland ist bei fast allen fossilen Energieträgern (Steinkohle, Mineralöl und Erdgas) in erheblichem Umfang Nettoimporteur. Diese Situation hat sich auch 2025 nicht grundlegend geändert, die Importabhängigkeit verharrt auf ähnlich hohem Niveau wie im Vorjahr, wenngleich sich die Bezugs- bzw. Lieferstrukturen der Energieimporte (Erdgas, Steinkohle, Erdöl) durch die Abwendung von Russland als bisher wichtigstem Energielieferanten schlagartig verändert hat.

Der inländische Primärenergieverbrauch wurde 2025 bei den Mineralölen zu mehr als 96 % und Erdgas zu rund 89 % durch Einfuhren gedeckt. Steinkohle stammte zu 100 % aus ausländischen Quellen. Braunkohle wird

hingegen weiterhin zu 100 % aus heimischen Ressourcen bereitgestellt und auch die erneuerbaren Energien stammen nahezu vollständig aus der inländischen Gewinnung. Im Jahr 2025 war die Energieversorgung in Deutschland damit insgesamt zu 65,6 % von Energieimporten abhängig.

Wesentlich geändert haben sich die Importpreise für Energieträger. Im Ergebnis führte die erneute Reduzierung der Einfuhrpreise gegenüber 2024 zusammen mit dem verringerten Primärenergieverbrauch im Inland und dem damit verbundenen Rückgang der Energieeinfuhren dazu, dass sich die Importrechnung für Kohle, Öl und Gas von rund 67,5 Mrd. Euro im Jahr 2024 um 0,7 Mrd. Euro auf 66,8 Mrd. Euro im Jahr 2025 und damit um 1 % reduziert hat. Der Wert der (Netto-)Ölimporte nahm um mehr als 18,9 %, der der Kohleimporte sogar um 26,1 % ab. Der wertmäßige Importsaldo bei Erdgas erhöhte sich als Folge wachsender Transitmengen hingegen um mehr als 48 %.

2025 floss, wie bereits im Jahr zuvor, mehr Strom aus dem benachbarten Ausland nach Deutschland als umgekehrt. Damit ist Deutschland erneut Netto-Importeur von elektrischem Strom. Vor diesem Hintergrund ergab sich bei elektrischem Strom im Jahr 2025 ein (wertmäßiger) Importüberschuss in Höhe von 0,5 Mrd. Euro. Zum Vergleich: Im Jahr 2022 exportierte Deutschland noch elektrischen Strom im Wert von 5,3 Mrd. Euro (per Saldo) in Nachbarländer (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3

Saldo des Außenhandels mit Energieträgern in Deutschland von 2021 bis 2025

	2021	2022	2023	2024	2025	Veränderung 2025 gegenüber 2024	
						Mrd. €	%
Kohle, Koks und Briketts	4,7	12,8	6,9	4,7	3,5	-1,2	-26,1
Erdöl, Erdölerzeugnisse und verwandte Waren	36,6	62,2	48,8	44,2	35,8	-8,4	-18,9
Gas ¹⁾	27,8	60,5	25,7	18,5	27,5	8,9	48,1
Summe fossile Energien	69,0	135,4	81,4	67,5	66,8	-0,7	-1,0
Elektrischer Strom	-2,3	-5,3	0,7	2,0	2,5	0,5	27,3
Insgesamt	66,8	130,1	82,1	69,5	69,3	-0,1	-0,2

1) Einschließlich Transitmengen, Gas (SITC 34): Erdgas in gasförmigem Zustand oder verflüssigt, Propane und Butane verflüssigt.

Quelle: Statistisches Bundesamt

Primärenergiegewinnung in Deutschland

Die inländische Energiegewinnung sank 2025 mit der Ausnahme der erneuerbaren Energien bei allen Energieträgern, so dass es insgesamt zu einer Abnahme um etwa 0,6 % auf 3.368 PJ oder 115 Mio. t SKE kam (vgl. Tabelle 4).

Die inländische Gewinnung fossiler Energieträger erreichte 2025 ein Niveau von 1.169 PJ, dies entspricht, verglichen mit dem Jahr 2024 (1.237 PJ) einem Rückgang von 68 PJ bzw. 5,5 %. Der Rückgang der heimischen Energiegewinnung konzentriert sich zum größten Teil auf den gesunkenen Beitrag der Braunkohle, deren Förderung 2025 verglichen mit 2024 um 59 PJ (entspricht einem Minus von 7,1 %) zurückging.

Die Förderung von Erdgas nahm 2025 gegenüber 2024 um rund 5 PJ und damit knapp 3,9 % ab¹⁹, die Gewinnung von Erdöl dürfte im gleichen Zeitraum voraussichtlich um 4,4 % (3 PJ) zurückgegangen sein.

Einen positiven Beitrag zur Energiegewinnung im Inland leisteten 2025 erneut die erneuerbaren Energien, die

ihre Erzeugung, trotz des verringerten Winddargebotes gegenüber dem Vorjahr, durch den Zubau neuer Anlagen und höherer Globalstrahlung (und damit PV-Stromerzeugung) um 47 PJ bzw. 2,2 % steigern konnten.

Im Gesamtergebnis stellten die erneuerbaren Energien mit einem Anteil von etwa 65,3 % im Jahr 2025 die wichtigste heimische Energiequelle dar. Immerhin noch rund 22,8 % der inländischen Energiegewinnung wurde 2025 von der Braunkohle bereitgestellt. Beide Energieträger (Erneuerbare Energien und Braunkohle) rangieren jedoch weiter mit großem Abstand vor der heimischen Erdgas- und dem Erdölgewinnung.

Bezogen auf den Primärenergieverbrauch lag der Anteil der inländischen Gewinnung im Jahr 2025 bei 32 %, er hat sich damit gegenüber dem Vorjahr nicht verändert (vgl. Tabelle 4). Die Konstanz dieses Anteils ist darauf zurückzuführen, dass der Primärenergieverbrauch (nach den vorliegenden Schätzungen) nahezu in gleichem Umfang, nämlich um 0,4 %, wie die heimische Energiegewinnung (-0,6 %) gesunken ist.

Tabelle 4

Primärenergiegewinnung in Deutschland 2024 und 2025

	Gewinnung				Veränderungen 2025 gegenüber 2024		Anteile	
	2024	2025	2024	2025			2024	2025
	Petajoule (PJ)		Mio. t SKE		PJ	%	%	
Mineralöl	69	66	2,4	2,3	-3	-4,4	2,0	2,0
Erdgas	133	128	4,5	4,4	-5	-3,9	3,9	3,8
Steinkohle	0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	826	767	28,2	26,2	-59	-7,1	24,4	22,8
Erneuerbare Energien	2.152	2.199	73,4	75,0	47	2,2	63,5	65,3
Übrige Energieträger	209	208	7,1	7,1	-1	-0,5	6,2	6,2
Insgesamt	3.389	3.368	115,6	115,0	-21	-0,6	100,0	100,0
Nachrichtl.: Anteil am Primärenergieverbrauch							32,1	32,0

Angaben teilweise geschätzt, Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.; BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.; Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Wirtschaftsverband en2x und Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat).

19) In den vergangenen Jahren ging die inländische Förderung von Erdöl und Erdgas aufgrund der zunehmenden Erschöpfung von Altfeldern und Lagerstätten zurück. Insofern setzte sich dieser Trend im Berichtsjahr 2025 fort. In diesem Zusammenhang ist allerdings auch darauf hinzuweisen, dass die Förderung von Erdgas und Erdöl nicht nur von geophysikalisch-technischen Faktoren, sondern auch von wirtschaftlichen Randbedingungen abhängig ist. Insbesondere geht von steigenden Öl- und Gaspreisen üblicherweise ein Impuls zur Verstärkung der Explorationsanstrengung aus. Hinzu kommt, dass bei hohen Energiepreisen u.U. auch die Wiederinbetriebnahme alter Felder und der Einsatz neuer Fördertechnologien wirtschaftlich sein kann.

Mineralöl

Der Primärenergieverbrauch von Mineralöl in Deutschland lag 2025 nach vorläufigen Berechnungen der AG Energiebilanzen mit 3.789 PJ (129,3 Mio. t SKE) um 1,1 % unter dem Niveau des Vorjahres.

Die Entwicklung des Inlandsabsatzes an Mineralölprodukten verzeichnete 2025 einen Rückgang um 2,1 %. Insgesamt entwickelte sich der Verbrauch der wichtigsten Mineralölprodukte sehr unterschiedlich (vgl. Tabelle 5): Der Verbrauch von Dieselmotortreibstoff nahm

Tabelle 5

Verbrauch und Aufkommen von Mineralöl in Deutschland 2024 und 2025

nach Produkten	2024		2025 ¹⁾		Veränderung ²⁾
	PJ	in Mio. t	PJ	in Mio. t	in %
Verbrauch insgesamt	3.830	89,4	3.789	88,4	-1,1
Eigenverbrauch und Verluste ³⁾	183	4,1	195	4,3	6,1
Stat. Diff.	52	1,2	26	0,6	
Inlandsverbrauch (nach Produkten)	3.699	86,5	3.621	84,6	-2,1
davon: Ottomotortreibstoff	810	18,6	777	17,8	-4,1
Dieselmotortreibstoff	1.301	30,3	1.335	31,1	2,6
Flugmotortreibstoffe	386	9,0	394	9,2	2,0
Heizöl, leicht	507	11,9	468	11,0	-7,7
Heizöl, schwer	45	1,1	28	0,7	-37,8
Rohbenzin	264	6,5	256	6,3	-3,3
Flüssiggas	146	3,2	126	2,7	-14,3
Raffineriegas	54	1,2	58	1,3	8,0
Petrolkoks	19	0,6	20	0,6	8,5
Andere Mineralölprodukte	166	4,1	159	3,9	-4,1
Aufkommen insgesamt					
Inländische Gewinnung (Rohöl)	69	1,6	66	1,6	-4,4
Raffinerieerzeugung	4.098	96,4	3.914	92,2	-4,5
aus: Rohöleinsatz	3.682	86,2	3.516	82,2	-4,5
Produkteneinsatz	408	10,2	400	9,9	-1,8
Außenhandel Produkte (Saldo)	220	4,9	277	6,3	
Einfuhr	1.439	33,9	1.402	33,0	-2,6
Ausfuhr	1.220	29,0	1.125	26,7	-7,7
Ausgleich [Saldo (Bunker, Differenzen)]	-487	-11,9	-402	-10,1	
Raffineriekapazität (Mio. t)		105,7		105,7	0,0
Auslastung der Raffineriekapazität (in %)		81,6		77,8	
Primärenergieverbrauch von Mineralöl	3.830	89,4	3.789	88,4	-1,1

1) Vorläufige Angaben für 2025, teilweise geschätzt.

2) Veränderung in % bezogen auf die Angaben in PetaJoule (PJ).

3) Energieverbrauch im Umwandlungssektor Mineralölverarbeitung, Fackel- und Leitungsverluste Rohöl sowie Saldo Umwandlungseinsatz und -ausstoß von Mineralölprodukten in den Sektoren Mineralölverarbeitung und Sonstige Energieerzeuger.

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Amtliche Mineralölstatistik

gegenüber dem Vorjahr um 2,6 % auf 1.335 PJ (31,1 Mio. t) zu. Gegenläufig ist die Entwicklung beim Ottokraftstoff, dessen Nachfrage sich im Jahr 2025 um 4,1 % gegenüber dem Vorjahr verringerte. Der Verbrauch von Flugkraftstoffen nahm im Berichtsjahr 2025 um 2,0 % zu. Damit liegt der Absatz in diesem Segment im Jahr 2025 bei rund 394 PJ bzw. 9,2 Mio. t. Insgesamt war die Nachfrage nach Kraftstoffen (2025 rund 2.506 PJ bzw. 58 Mio. t), die einen Anteil von rund 69 % am gesamten deutschen Inlandsabsatz haben, im Jahr 2025 um etwa 0,3 %-Punkte oder 8 PJ höher als 2024.

Mit einer Abnahme von 7,7 % bzw. 39 PJ (0,9 Mio. t) entwickelte sich der Absatz von leichtem Heizöl negativ. Trotz der kühleren Witterung (vgl. dazu im Einzelnen den Abschnitt „Witterungs- und Temperatureinflüsse“) ist die fortschreitende Heizöleinsparung auf Substitution ölbefuerter Heizungsanlagen, laufende Effizienzverbesserungen sowie verhaltensbedingte Einsparungen der Verbraucher zurückzuführen.

Die Raffinerieerzeugung sank 2025 um knapp 4,5 % auf ein Niveau von 92,2 Mio. t. Dabei nahm die Raffinerieerzeugung aus Rohöl mit ihrem Anteil von 89,8 % (2025) gegenüber 2024 um gut 4,5 % ab, die Produktenverarbeitung sank um 1,8 %. Die gegenüber dem Vorjahr erneut unveränderte Raffineriekapazität von 105,7 Mio. t wurde angesichts der gesunkenen Erzeugung im Jahr 2025 zu 77,8 % ausgelastet; 2024 betrug die Auslastung 81,6 %.

Der Außenhandel mit Mineralölprodukten (ohne Rohöl) veränderte sich 2025 deutlich. Per Saldo überwog die Einfuhr, die 2025 mit 1.402 PJ (33,0 Mio. t) die Ausfuhr in Höhe von 1.125 PJ (26,7 Mio. t) übertraf. Die mengenmäßigen Exporte von Mineralölprodukten gingen gegenüber 2024 um 7,7 % zurück, die Importe um 2,6 % (vgl. Tabelle 5).

Die Endenergiesektoren verbrauchten 2025 rund 2.988 PJ an Mineralölprodukten und damit etwa 0,5 % mehr als im Jahr 2024. Der Kraftstoffverbrauch (Otto- und Dieselmotoren, Flugkraftstoffe sowie geringen Mengen an Flüssiggas) bilden den mit Abstand größten Endverbrauchsbereich. 2025 wurden

insgesamt 2.336 PJ an Kraftstoffen u. a. zum Antrieb von Fahrzeugen, Schiffen und Flugzeugen verwendet und damit 1,7 % (38 PJ) mehr als 2024. Bei der Interpretation der hier skizzierten Gesamtentwicklung im Kraftstoffmarkt ist zu berücksichtigen, dass Kraftstoffe nicht ausschließlich im Verkehrssektor, sondern auch in der Industrie, bei den Privaten Haushalten und im GHD-Sektor eingesetzt werden. Im Verkehrssektor, also zur Befriedigung von Mobilitätsbedürfnissen, wurden 2025 rund 2.336 PJ an Kraftstoffen und damit 1,7 % mehr als im Jahr zuvor verbraucht. Die Privaten Haushalte verbrauchten 2025 rund 402 PJ an Mineralölprodukten (überwiegend Heizöl, leicht sowie geringe Mengen an Flüssiggas und Ottokraftstoffen²⁰) zum Beheizen von Wohnräumen und zur Aufbereitung von Warmwasser. Der Verbrauch/Absatz in diesem Verbrauchssegment sank um 5,0 % gegenüber dem Vorjahr. Der Endenergieverbrauch von Mineralölprodukten in den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Industrie ist von eher untergeordneter Bedeutung. Der GHD-Sektor setzte 2025 rund 169 PJ in Form von Dieselmotoren (u. a. zum Betrieb von Maschinen und Ackerschleppern in der Landwirtschaft und im Bausektor) sowie Heizöl und Flüssiggas vorwiegend zum Beheizen gewerblich genutzter Räume und Betriebsstätten ein. Die Industrie verbrauchte 2025 rund 81 PJ an Mineralölprodukten (Heizöl, leicht und schwer, Dieselmotoren, Raffineriegas sowie Andere Mineralölprodukte). Innerhalb der Industrie bildet die Grundstoffchemie einen Verbrauchsschwerpunkt (vgl. Tabelle 6). In der Chemischen Industrie werden Mineralölprodukte nicht nur zur Erzeugung von Prozesswärme genutzt, sondern in beträchtlichem Umfang auch als Rohstoff. Rechnet man diese Mengen (2025: 796 PJ), die in der Energiebilanz Deutschland als „Nichtenergetischer Verbrauch“ erfasst werden, der Chemischen Industrie zu, so läge der Mineralölverbrauch der Industrie insgesamt bei 877 PJ und damit an zweiter Stelle hinter dem Verbrauch im Verkehrssektor.

Deutschland ist wegen der begrenzten heimischen Erdölressourcen weitgehend abhängig von Rohölimporten, die 2025 nach Daten des Statistischen Bundesamtes eine Höhe von 75,7 Mio. t erreichten und um 3,6 % bzw. 2,8 Mio. t über dem Niveau des Vorjahres lagen.²¹ Die Bezugsregionen für Lieferungen

20) Die in der Energiebilanz Deutschland im Haushaltssektor verbuchten Mengen an Ottokraftstoffen dienen nicht dem Antrieb von Pkw, sondern überwiegend dem Betrieb motorbetriebener Gartengeräte wie z. B. Benzinrasenmäher o.ä.

21) Nach Angaben der amtlichen Mineralölstatistik, deren Daten auch der Energiebilanz Deutschland zugrunde liegen, erreichten die Rohöleinfuhren im Jahr 2025 ein Niveau von 80,3 Mio. t. Allerdings bieten die Daten der amtlichen Mineralölstatistik keine Aufgliederung der Rohölimporte nach Bezugsregionen bzw. Ländern, so dass an dieser Stelle (vgl. auch Tabelle 7) auf die Daten des Statistischen Bundesamtes zurückgegriffen wurde.

Tabelle 6

Mineralöl-Bilanz¹⁾ in Deutschland 2024 und 2025

In PJ

	2024	2025 ²⁾	Veränderung
	PetaJoule (PJ)		in %
Gewinnung Inland	69	66	-4,4
+ Einfuhr /	5.029	4.836	-3,8
= Aufkommen	5.098	4.903	-3,8
+/- Bestandsveränderung (Abbau: +, Aufbau: -)	-5	-63	1.193,9
- Ausfuhr	1.273	1.177	-7,5
= Primärenergieverbrauch	3.830	3.789	-1,1
- Einsatz in Kraftwerken ³⁾	35	34	-3,0
- Einsatz in Heizkraft- u. Fernheizwerken (Wärme)	7	8	6,5
- Sonst. Umwandlungseinsatz ⁴⁾	4.354	4.177	-4,1
+ Umwandlungsausstoß	4.394	4.202	-4,4
- Verbrauch bei Gewinnung und Umwandlung sowie nichtenergetischer Verbrauch	901	796	-11,7
+ Stat. Differenzen / Fackelverluste [Saldo]	-47	-11	-
= Endenergieverbrauch	2.973	2.988	0,5
Industrie ⁵⁾	80	81	0,9
darunter			
Grundstoffchemie	45	46	1,6
Verkehr	2.298	2.336	1,7
Haushalte	423	402	-5,0
GHD	172	169	-1,6

1) Mineralöl=Erdöl (roh), Kraftstoffe, Heizöle, Petrolkoks, Flüssiggas, Raffineriegas und Andere Mineralölprodukte

2) Vorläufige Angaben für 2025, teilweise geschätzt.

3) Einsatz zur Stromerzeugung in Kraftwerken der allg. Versorgung, Industriekraftwerken u. Heizkraftwerken

4) Mineralölverarbeitung, Sonstige Energieerzeuger und Kokereien

5) Inkl. Einsatz von Mineralölprodukten zur Wärmeerzeugung industrieller KWK-Anlagen.

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Amtliche Mineralölstatistik

von Rohöl nach Deutschland hatten sich bereits 2023 im Vergleich zu den Vorjahren deutlich verschoben. Die wesentliche Ursache für diese Strukturverschiebungen waren die Beschlüsse der EU zur Verhängung eines Embargos gegen Öl aus Russland.²²

Vor diesem Hintergrund verringerten sich die Einfuhren von Rohöl aus den Ländern der russischen Föderation im gewachsenen deutschen Importmarkt grundlegend. Bereits im Jahr 2023 sanken die Rohöleinfuhren aus Russland gegenüber dem Vorjahr um

22) Die erste Stufe der EU-Sanktionen sah einen Stopp der Rohöleinfuhren über den Seeweg (Tankeröl) vor, der am 5. Dezember 2022 in Kraft trat. Die zweite Stufe des Embargos untersagt den Import von Rohöl über die Druschba-Pipeline ab dem 1. Januar 2023 und die dritte Stufe schließlich verbietet die Einfuhr von Diesel und anderen Mineralprodukten (ab 5. Februar 2023). Zugleich wurde ein Price-Cap für Rohöl in Höhe von 60 US-\$/barrel vereinbart; der Preisdeckel soll Russland dazu zwingen Rohöl höchstens zu diesem Preis an Abnehmer in Nicht-EU-Staaten zu verkaufen.

Tabelle 7

Rohölimporte Deutschlands 2024 und 2025 nach Ursprungsländern

Wichtige Lieferländer / Förderregionen	2024	2025	Veränderungen 2024/2025	2024	2025
	in Mio. t		in %	Anteile in %	
Russische Föderation	0,0	0,0	-100,0	0,0	0,0
Großbritannien	8,2	8,7	5,6	10,4	11,4
Norwegen	15,3	12,5	-17,8	19,4	16,6
Kasachstan	10,6	10,3	-2,3	13,5	13,7
USA	14,3	12,4	-12,9	18,2	16,4
Nigeria	2,5	2,9	19,3	3,1	3,9
übrige Länder	27,7	28,8	3,8	35,3	38,0
Insgesamt	78,5	75,7	-3,6	100,0	100,0
OPEC	17,6	20,0	13,6	22,4	26,4
Nordsee ¹⁾ (o. BRD)	23,8	21,6	-9,5	30,4	28,5
Ehemalige GUS	12,4	12,0	-3,0	15,8	15,9
Sonstige	24,8	22,2	-10,4	31,5	29,3
Insgesamt	78,5	75,7	-3,6	100,0	100,0

1) Einschließlich übrige EU-Staaten.

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quelle: Statistisches Bundesamt

fast 100 % (was allerdings noch einem Lieferanteil am Rohölimportmarkt von 0,1 % entsprach). 2024 kamen die russischen Rohöllieferungen nach Deutschland dann nahezu vollständig zum Erliegen, 2025 wurde kein Rohöl mehr aus Russland bezogen. Zum Vergleich: 2021 importierte Deutschland noch 27,7 Mio. t bzw. 34,4 % seiner Gesamteinfuhrmenge aus russischen Vorkommen. Der Rückgang russischer Öllieferungen wurde durch erhöhte Bezugsmengen aus anderen Lieferregionen, allen voran den USA, Norwegen und übrige Länder kompensiert.²³

Die wichtigsten Lieferregionen von Rohöl im Jahr 2025 waren (im Hinblick auf den Marktanteil) Norwegen und die USA, die einen Lieferanteil von 16,6 % bzw. 16,4 % an den Gesamteinfuhren erreichten. Auf den Plätzen drei und vier, mit 13,7 % und 11,4 %, folgten Kasachstan und Großbritannien. (vgl. Tabelle 7).

Nach Fördergebieten untergliedert erhöhte sich der Anteil der Rohölimporte aus den Ländern der

ehemaligen Sowjetunion (GUS-Staaten) leicht von 15,8 % (2024) auf 15,9 % im Jahr 2025, trotz leichter absoluter Rückgänge im schrumpfenden Markt. Deutliche Anteilszuwächse von 22,4 % im Jahr 2024 auf 26,4 % im Jahr 2025 verzeichneten die OPEC-Staaten, die auch absolut als einzige Region Zuwächse verzeichnen konnten (+13,6 %). Spürbare Anteilsverluste verzeichneten die Nordsee-Anrainerländer, deren Lieferungen um 9,5 % zurückgingen damit im Jahr 2025 einen Marktanteil von 28,5 % (2024: 30,4 %) erzielten.

Die den deutschen Rohölimportpreis bestimmenden internationalen Ölpreise und der Euro-US-Dollar-Devisenkurs weisen 2025 einen sinkenden Trend auf, mit kleineren kurzfristigen Schwankungen (vgl. Abbildung 4).

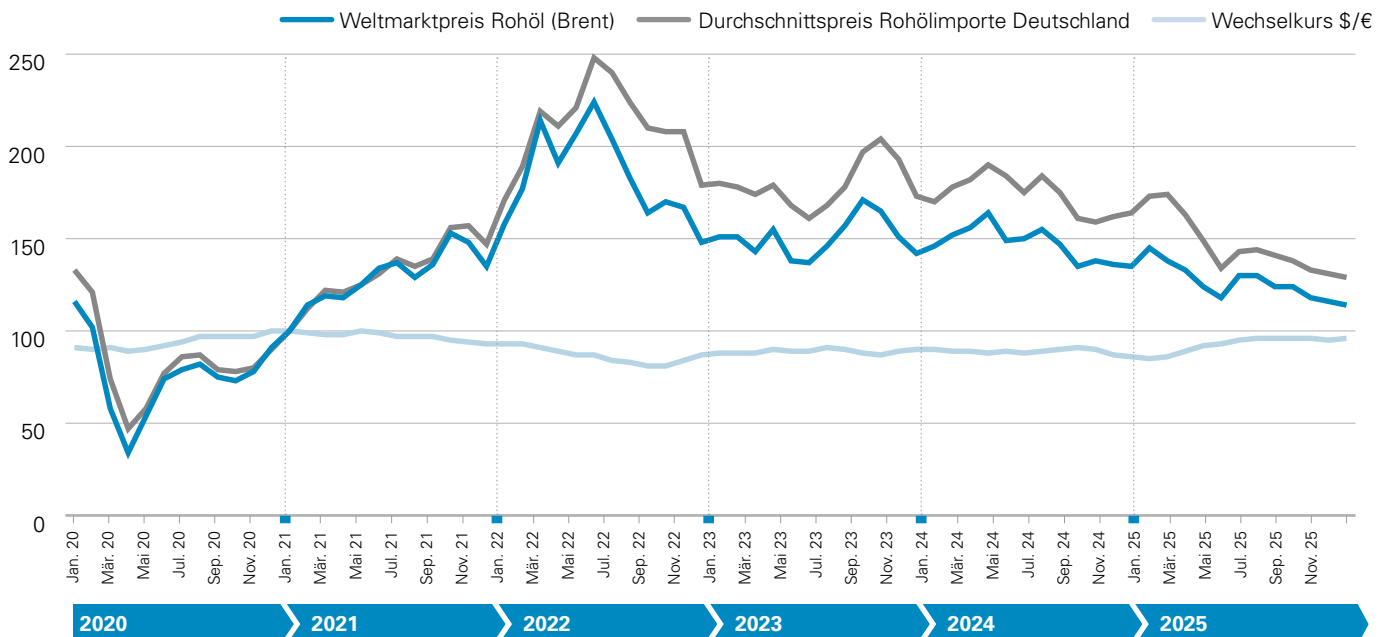
Die für Europa wichtige Rohölsorte Brent UK, die im Jahresdurchschnitt 2024 mit rund 80 US-Dollar je Barrel (US-\$/bbl; 1 barrel = 159 Liter) wieder um ca. 2 US-Dollar unter den Werten des Vorjahres lag,

²³⁾ Einzelheiten dazu vgl. infoplus 02/2024, Mineralölversorgung klappt auch ohne Russland, Internet: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2024/07/AGEB_InfoAusgabe-2-2024.pdf (Abrufdatum: 7.4.2025).

Abbildung 4

Weltmarktpreise für Rohöl (Brent)¹⁾, Grenzübergangspreise für deutsche Rohölimporte²⁾ und Wechselkurse von 2020 bis 2025

Januar 2021 = 100



1) Ursprungswerte in US-Dollar je Barrel

2) Ursprungswerte in Euro je Tonne

Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Deutsche Bundesbank, en2x-Wirtschaftsverband Fuels&Energie

verringerte sich 2025 deutlich auf ein Niveau von 69 US-Dollar. Damit liegt der Preis für Brent im Jahr 2025 erstmals wieder unter dem Preisniveau des Jahres 2021.

Im unterjährigen Verlauf des Jahres 2025 zeigt sich der skizzierte Preisrückgang in einzelnen Monaten deutlich ausgeprägter. Der Rohölpreis (Brent UK) sinkt ausgehend von seinem Höchstwert im Januar (mit rund 79 US-Dollar/bbl) relativ konstant bis auf 64 US-Dollar/bbl im Mai 2025. Im Juni gibt es einen Anstieg auf 71 US-Dollar/bbl, anschließend ist (unter Schwankungen) ein kontinuierlicher Rückgang des Rohölpreises zu beobachten, so dass der Preis im Dezember 2025 einen Jahrestiefstand knapp unter 63 US-Dollar/bbl erreichte.

Verglichen mit dem pandemiebedingten Tiefstand im Mai 2020 (rund 18 US-Dollar/bbl) lag der Ölpreis auf Dollar-Basis in allen Monaten des aktuellen Berichtsjahres um drei- bis viermal höher.

Die deutschen Rohölimportpreise (Durchschnittspreis der Rohölimporte, in €/t) entwickelten sich im Trend parallel zu den internationalen Preisen. Unterschiede

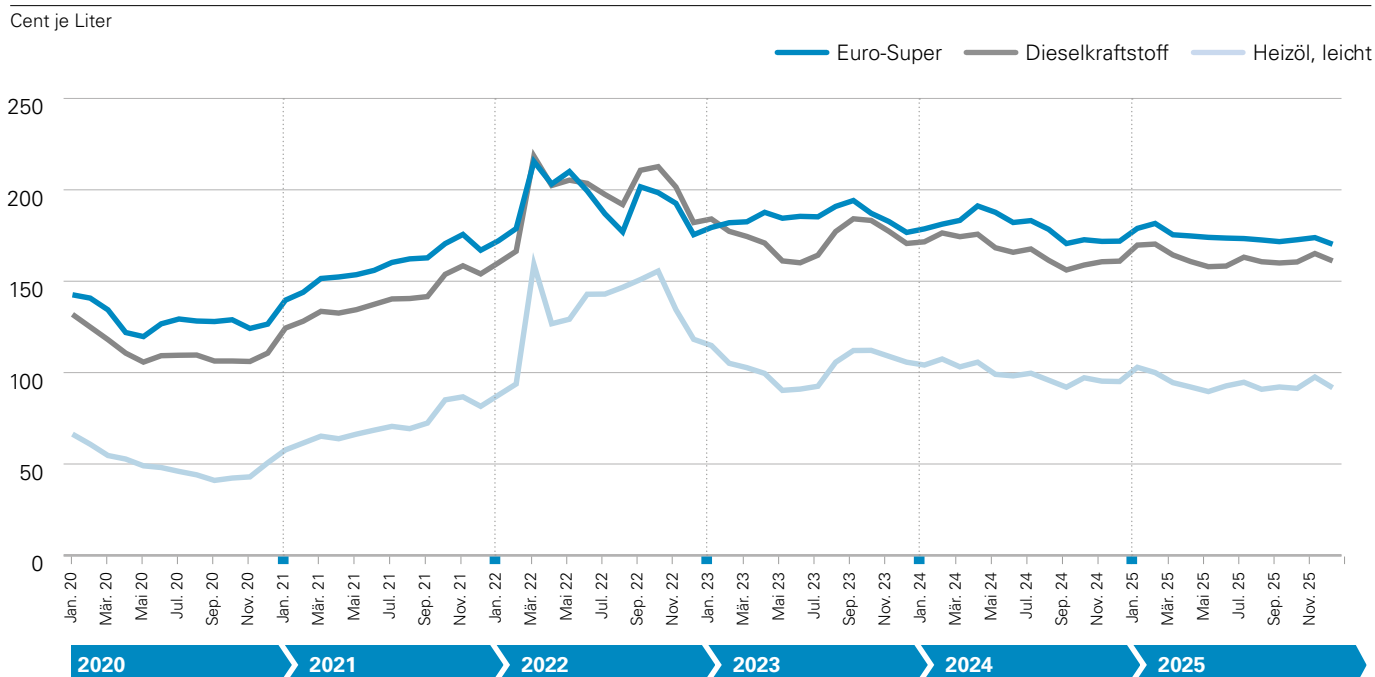
werden wesentlich von den Veränderungen der Wechselkurse des Euro (gegen US-Dollar) beeinflusst. Seit Januar 2025 ist der Wechselkurs von 1,04 US-Dollar/€ (Mengennotierung) bis Jahresende 2025 auf rund 1,17 US-Dollar/€ (unter Schwankungen) angestiegen. Im Durchschnitt des Jahres 2025 erhöhte sich der Wechselkurs gegenüber dem Jahr 2024 um knapp 4,4 % auf 1,13 US-Dollar/€ (Aufwertung des € gegenüber dem US-Dollar).

Die skizzierte (leichte) Aufwertung des Euro im Jahresdurchschnitt hat den Preisrückgang für Rohöl auf dem Weltmarkt für deutsche Verbraucher damit zusätzlich unterstützt und führte zu stärkeren Preisrückgängen für Verbraucher im Inland. Im Gesamtergebnis verringerten sich die deutschen Rohölimportpreise (auf Jahresbasis und in Euro/bbl gerechnet) von 2024 auf 2025 etwas kräftiger (-15,9 %) als die Weltmarktpreise (in US-Dollar/bbl) für Rohöl (-14,1 %).

In Euro und auf Tonne umgerechnet sind die deutschen Rohölimportpreise von 569 €/t im Jahresdurchschnitt 2024 auf rund 478 €/t im Jahr 2025 gesunken. Zum Vergleich: 2021 lag der Einfuhrpreis für Rohöl bei 432 €/t (und im Krisenjahr 2022 bei 690 €/t).

Abbildung 5

Preise für Kraftstoffe und leichtes Heizöl in Deutschland 2020 bis 2025



Quellen: en2x-Wirtschaftsverband Fuels&Energie, Statistisches Bundesamt

Die Preise für Ölprodukte in Deutschland folgten weitgehend den Veränderungen der Rohölkosten und der internationalen Produktnotierungen, allerdings mit unterschiedlichen Raten (vgl. Abbildung 5).

Die Preise für Kraftstoffe sind gegenüber dem Vorjahr gesunken. Dieselkraftstoff war im Jahresdurchschnitt 2025 etwa 2,3 ct billiger als im Jahr zuvor (-3,8 %), wohingegen die Tankstellenpreise für Ottokraftstoffe im gleichen Zeitraum um 2,8 ct/l (-5 %) nachgaben. Autofahrer (sowie der gewerbliche Güterverkehr) mussten für Ottokraftstoffe an der Zapfsäule im Jahr 2025 rund 1,74 €/l (Euro-Super) zahlen, für Dieselkraftstoff waren es rund 1,63 €/l. Insgesamt betrachtet lagen die Kraftstoffpreise damit im Jahr 2025 wieder deutlich unter den Spitzenwerten aus dem Jahr 2022.

Die Verbraucherpreise für leichtes Heizöl gaben im Jahresdurchschnitt 2025 um rund 5,2 % nach. Im Ergebnis kostete ein Liter Heizöl im Durchschnitt des Jahres 2025 damit 0,94 €/Liter.

In der unterjährigen Betrachtung entwickelten sich die Preise der genannten Mineralölprodukte volatil, wenngleich die Preisausschläge im Verlauf des

Berichtsjahres 2025 insgesamt geringer ausfielen als in den Vorjahren.

Der Preis für Superbenzin an den Zapfsäulen schwankte im Jahr 2025 zwischen 1,70 €/Liter im Minimum (Dezember 2025) und 1,82 €/Liter im Maximum (Februar 2025) und damit in der Größenordnung von -2,4 % und +4,1 % um den Mittelwert. Beim Preis für Dieselkraftstoff fiel die Spreizung um den Mittelwert mit -2,8 % und +4,7 % etwas kräftiger aus, wobei der Tiefstand bei einem Preisniveau von 1,58 €/Liter im Mai 2025 erreicht wurde.

Der Verbraucherpreis für leichtes Heizöl folgte im Jahresverlauf 2025, wenngleich auf einem niedrigeren Niveau, in etwa dem Verlauf, der bei der Entwicklung des Dieselpreises zu beobachten war. Der Liter Heizöl (leicht) war im Mai 2025 mit rund 90 ct/Liter am günstigsten, und im Januar (2025) mit 1,03 €/Liter am teuersten, was einer Schwankungsbreite von -4,8 % bis +9,2 % entspricht (bezogen auf den Mittelwert). Für Heizölkunden resultierte aus dieser Entwicklung im ungünstigsten Fall ein Preisunterschied in Höhe von rund 13 ct/Liter, je nachdem ob die Bestellung in der Heizperiode (Januar 2025) oder im Mai erfolgte.

Erdgas

Der Erdgasverbrauch in Deutschland nahm 2025 nach vorläufigen Daten um 2,8 % auf rund 779 Mrd. kWh (H_i) bzw. 2.804 PJ (H_i) zu.²⁴ Angesichts der insgesamt schrumpfenden Energienachfrage bewirkte die Zunahme des Erdgasverbrauchs einen Anstieg des Anteils von Erdgas am gesamten Primärenergieverbrauch. Dieser nahm verglichen mit dem Jahr 2024 um 0,8 Prozentpunkte auf 26,6 % im Jahr 2025 zu. Die skizzierte Entwicklung beim Erdgasverbrauch war im Jahr 2025 im Wesentlichen gekennzeichnet durch ein immer noch vergleichsweise hohes Preisniveau, anhaltende Einsparmaßnahmen der Verbraucher sowie schließlich die gedämpfte Konjunktur.

Die inländische Förderung von Erdgas nahm 2025 weiter ab und wird voraussichtlich bei ca. 35,5 Mrd. kWh und damit um 3,9 % unter dem Niveau des Vorjahres liegen (2024: 37,0 Mrd. kWh). Die heimische Förderung von Erdgas deckte 2025 rund 4,6 % des Erdgasverbrauchs in Deutschland ab. Etwa 95,4 % des in Deutschland verbrauchten oder per Saldo eingespeicherten Erdgases wurden importiert.

Die Daten zur Entwicklung der Ein- und Ausfuhren von Erdgas enthalten seit dem Berichtsjahr 2018 auch sämtliche Transitmengen, die über das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland an Nachbarstaaten durchgeleitet werden. Aus diesem Grund wird hier nur der Saldo des Außenhandels (Netto-Import) näher betrachtet. Die in Deutschland verbleibende Erdgas-einfuhrmenge (Einfuhr minus Ausfuhr), nahm im Jahr 2025 leicht auf 693,7 Mrd. kWh (H_i) zu, nachdem im Vorjahr (per Saldo) noch 692,5 Mrd. kWh (H_i) an Erdgas importiert wurden. Die Nettoeinfuhrmenge nahm damit gegenüber dem Vorjahr um rund 0,2 % zu. Die Importe (einschließlich der Transitmengen) nahmen 2025 insgesamt um knapp 21 % auf 959 Mrd. kWh zu. Die Exporte stiegen (ebenfalls einschließlich der Transitmengen) um 157,7 % auf 265,7 Mrd. kWh.²⁵

Im Hinblick auf die Herkunft des in Deutschland verbrauchten Erdgases zeigt sich folgendes Bild:

Norwegen ist inzwischen der mit Abstand wichtigste Lieferant von Erdgas nach Deutschland mit einem Marktanteil von mehr als 42 %. Auch über die niederländische Grenze bezieht Deutschland im Jahr 2025 nach wie vor erhebliche Erdgasmengen (die sich, bezogen auf den Gesamtverbrauchs in der Größenordnung zwischen 3,5 und 6,6 % bewegten), allerdings besteht ein erheblicher davon aus Transitmengen, deren regionale Herkunft sich nicht exakt bestimmen lässt. Nach der Schließung des Gasfeldes in Groningen haben sich die direkt aus den Niederlanden stammenden Erdgasliefermengen nach Deutschland deutlich reduziert. Mehr als 39 % des in Deutschland verbrauchten Erdgases stammte 2025 aus sonstigen, nicht identifizierbaren Ländern und knapp 5 % (mit im Zeitverlauf stetig fallender Tendenz) aus der heimischen Erdgasförderung (vgl. Abbildung 6).

Die Erweiterung der Gasinfrastruktur um Terminals zur Aufnahme von Liquefied Natural Gas (LNG) erhöht inzwischen die Anbindung Deutschlands an zusätzliche Gasbezugsquellen durch stabile Gasimporte aus Ländern, die nicht an das deutsche Fernleitungsnetz angeschlossen und stärkt damit die Diversifizierung der Aufkommensstruktur. Zum 31. Dezember 2025 standen an den Standorten Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Mukran insgesamt vier LNG-Terminals im Regelbetrieb zur Verfügung. Über diese Anlagen wurden im Berichtsjahr 2025 insgesamt 106 Mrd. kWh LNG angelandet und in das deutsche Fernleitungsnetz eingespeist.

Am stärksten ausgelastet ist seit Inbetriebnahme des 2. Terminals Ende Mai 2025 der Standort Wilhelmshaven, über den 54 % aller LNG-Lieferungen 2025 in das Fernleitungsnetz eingespeist wurden. Die Standorte Mukran und Brunsbüttel erreichten Anteile von 25 % bzw. 21 %. Die Lieferstruktur nach Ursprungsländern war dabei hoch konzentriert: 94 % der importierten LNG-Mengen stammten aus den Vereinigten Staaten. Die verbleibenden 6 % entfielen auf Norwegen, Äquatorialguinea sowie Trinidad und Tobago.

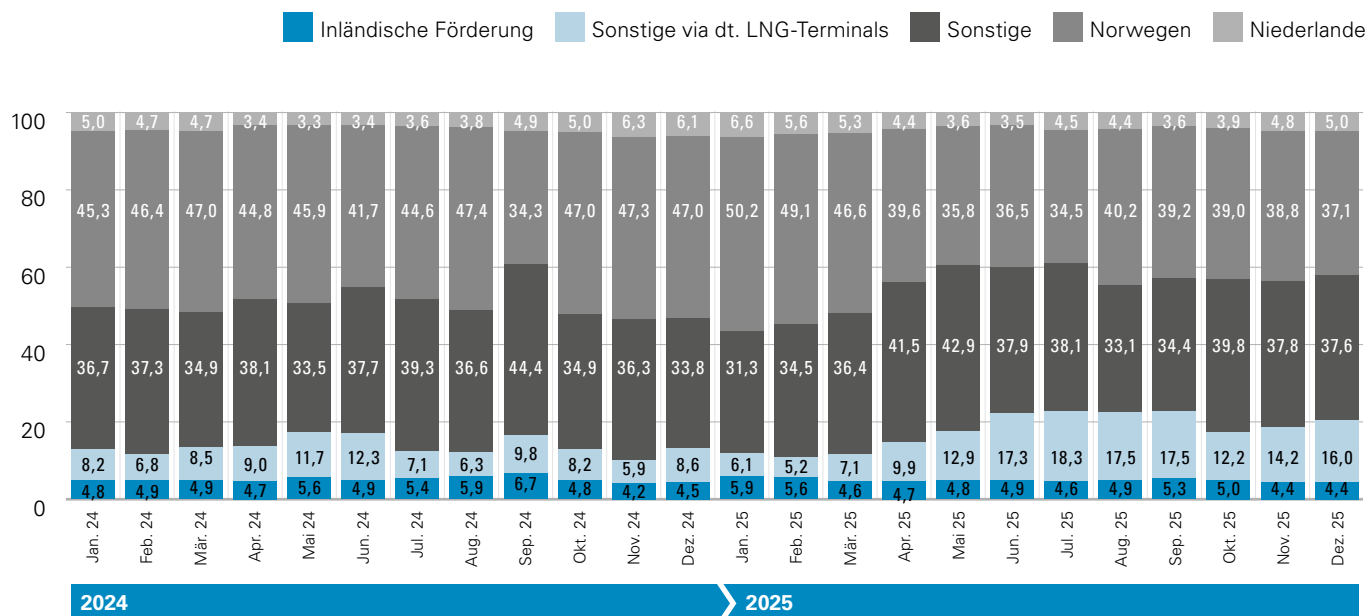
24) Die AG Energiebilanzen berechnet den Erdgasverbrauch sowohl in der Energiebilanz als auch in allen darauf aufbauenden anderen Publikationen zum Heizwert (früher: unterer Heizwert, H_i , i=inferior lat. für unten). Der Brennwert (früher: oberer Heizwert, H_s , s=superior lat. für höher) des Erdgases liegt um ca. 10 % über dem Heizwert.

25) Hauptursache für den Anstieg bzw. Bedeutungsgewinn der Gastransitmengen durch Deutschland ist der Wegfall russischer Lieferungen durch die Ukraine, wodurch Länder wie Österreich und Tschechien nun über deutsche Knotenpunkte versorgt werden.

Abbildung 6

Herkunft des in Deutschland verbrauchten Gases

Januar 2024 bis Dezember 2025, Anteile am Gesamtverbrauch in %



Quellen: BDEW auf Basis von ENTSG, FNB, BVEG

Zum Jahresbeginn 2025 starteten die an das deutsche Erdgasnetz angeschlossenen Unterspeicher mit einem Füllstand von ca. 79,5 %. Ende Dezember 2025 betrugen die Füllstände der Erdgasspeicher laut Gas Infrastructure Europe 56,6 %.²⁶ Mit der gesetzlichen Vorgabe von Füllständen für Gasspeicheranlagen sind die Speicherbetreiber in Deutschland verpflichtet, jeweils zu bestimmten Terminen durchschnittliche Mindestfüllstände zu gewährleisten. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat durch die Gasspeicherfüllstandsverordnung vom 5. Mai 2025 ein Gesamtfüllstandsziel am 1. November von rund 70 % festgelegt und zwar dergestalt, dass für die einzelnen deutschen Speicher grundsätzlich ein Füllstandsziel von 80 % und für die meisten Porenspeicher ein Füllstandsziel von 45 % gilt. Am 1. Februar ist in jeder Gasspeicheranlage ein Füllstand von 30 % vorgegeben. Ausgenommen sind hier die Gasspeicheranlagen Bierwang, Breitbrunn, Inzenham-West und Wolfersberg, für die jeweils 40 % gelten.

Per Saldo wurden 2025 rund 60,8 Mrd. kWh (H_i) Erdgas aus den Speichern entnommen. Zum Vergleich: 2024 wurden per Saldo etwa 30,6 Mrd. (H_i) kWh entnommen.

Auf der Verbrauchsseite zeichnen sich für 2025 folgende Entwicklungen in den einzelnen Nachfragebereichen bzw. -sektoren ab (vgl. Tabelle 8):

- Die Erdgasnachfrage der Betriebe des Bergbaus und Verarbeitenden Gewerbes (Industrie, inkl. Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung der Industriekraftwerke) verringerte sich im Jahr 2025 um voraussichtlich insgesamt 2,2 % auf 227 Mrd. kWh (H_i). Der skizzierte Rückgang des industriellen Erdgasverbrauchs ist vor allem auf den Produktionsrückgang in einigen besonders erdgasintensiven Wirtschaftszweigen wie z. B. der Grundstoffchemie zurückzuführen. Bei der Interpretation der hier gewählten Abgrenzung des industriellen Erdgaseinsatzes ist zu beachten, dass die Darstellung nicht nur den Prozessenergieverbrauch

²⁶ Die Speicherfüllstände bzw. die daraus errechneten Speichersalden weichen je nach Datenquelle (Gas Storage Europe, ENSOG-G oder DESTATIS) voneinander ab. Die Gründe für die Differenzen sind vielfältig und reichen von unterschiedlichen Datenständen und Meldern bis hin zu räumlichen/geografischen Abgrenzungen. Für die Frühschätzung der Energiebilanz Deutschland 2025 und die daraus abgeleitete Erdgasbilanz (vgl. Tabelle 8) wurde im Gegensatz zur hier genutzten Datenquelle auf die Daten des Statistischen Bundesamtes zurückgegriffen.

Tabelle 8

Erdgasaufkommen und -verwendung in Deutschland 2024 und 2025

	2024		2025 ¹⁾		Veränderung
	PJ	Mrd. kWh _i	PJ	Mrd. kWh _i	in %
Gewinnung im Inland	133	37,0	128	35,5	-3,9
+ Einfuhr /	2.864	795,6	3.454	959,4	20,6
= Aufkommen	2.997	832,6	3.582	995,0	19,5
- Ausfuhr	371	103,1	957	265,7	157,7
= Primärenergieverbrauch	2.727	757,6	2.804	778,9	2,8
- Einsatz in Kraftwerken ²⁾	520	178,7	550	189,0	5,8
dar.					
Kraftwerke der allg. Versorgung	322	89,5	360	99,9	11,7
Industriekraftwerke	155	43,1	151	42,1	-2,3
- Einsatz in Heizkraft- u. Fernheizwerken (Wärme) ³⁾	208	57,7	224	62,3	8,0
- Verbrauch der Umwandlungsbereiche ⁴⁾	85	23,6	95	26,4	11,9
- Nichtenergetischer Verbrauch	87	24,2	82	22,9	-5,6
+ Stat. Diff. / Fackel- u. Leitungsverl. [Saldo]	9	2,4	46	12,7	-
= Endenergieverbrauch	1.836	475,8	1.898	491,0	3,4
Industrie ⁵⁾	680	188,9	665	184,8	-2,2
dar.					
Grundstoffchemie	164	45,4	151	41,8	-7,9
Ernährung u. Tabak	116	32,4	116	32,3	-0,1
Verkehr	2	0,6	1	0,2	-70,0
Haushalte	813	225,7	861	239,2	6,0
GHD	342	94,9	371	103,1	8,7
nachrichtlich					
Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunft					
Inländische Förderung ⁶⁾	4,9		4,6		
Importquote ⁷⁾	95,6		96,4		

1) Vorläufige Angaben für 2025, teilweise geschätzt.

2) Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung (insgesamt) inkl. Einspeiser kleiner BHKW-Anlagen unter 1 MW.

3) zur gekoppelten und ungekoppelten Erzeugung von Wärme.

4) Erdgasverbrauch der Kokereien, Steinkohlenzechen- u. Brikettfabriken, Erdöl- und Erdgasgewinnung, Mineralölverarbeitung und Sonstige Energieerzeuger.

5) Inkl. Erdgaseinsatz zur Wärmeerzeugung industrieller KWK-Anlagen.

6) Anteil am inländischen Erdgasaufkommen.

7) Anteil am Primärenergieverbrauch Erdgas

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Statistisches Bundesamt, Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG)

sowie den Verbrauch für die von Unternehmen selbst betriebenen Erdgaskraftwerke zur Strom- und Wärmeerzeugung einschließt, sondern auch den nichtenergetischen Verbrauch, der vor allem bei der Erzeugung chemischer Grundstoffe eine bedeutende Rolle spielt. In der Abgrenzung der Energiebilanz Deutschland sank der Endenergieverbrauch der Industrie (ohne nichtenergetischen Verbrauch und Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung) im Jahr 2025 um 2,2 % auf ca. 185 Mrd. kWh (H_i) (vgl. Tabelle 8).

- Der Erdgasverbrauch der Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsunternehmen (GHD) verzeichnete hingegen einen deutlichen Zuwachs. Im Gegensatz zur Industrie wird Erdgas in diesem Verbrauchssegment zu gut vier Fünfteln (2024 etwa 88 % bzw. fast 96 %, sofern man den Erdgaseinsatz für die Bereitstellung von Warmwasser in die Betrachtung einbezieht)²⁷ für Raumwärmezwecke eingesetzt. Die im Vergleich zum Vorjahr kühleren Witterungsverhältnisse des Jahres 2025 ließen die Erdgasnachfrage der Betriebe und Unternehmen im GHD-Sektor somit steigen. Zusätzlich verstärkt wurde der Verbrauchsrückgang des Sektors durch die sinkenden Erdgaspreise (Endkunden des GHD-Sektors zahlten rund 3 % weniger für ihr Erdgas) und konjunkturelle Entwicklungen (die preisbereinigte Bruttowertschöpfung erhöhte sich im Jahr 2025 gegenüber dem Vorjahr um 0,2 %). Insgesamt kann für das Jahr 2025 im GHD-Sektor mit einem Verbrauchszuwachs von etwa 8,7 % auf 103,1 Mrd. kWh (H_i) gerechnet werden.
- Auch bei den privaten Haushalten (einschließlich der sie mit Raumwärme und Warmwasser versorgenden Wohnungsgesellschaften) ist aufgrund der kühleren Außentemperaturen im Jahr 2025 ebenfalls mit einem Verbrauchszuwachs zu rechnen. Aktuelle Daten zeigen für das Jahr 2025 einen Anstieg des Erdgasverbrauchs um rund 6 % auf 239,2 Mrd. kWh (H_i).
- In Summe wurden in den Gaskraftwerken der Stromversorger, der Industriebetriebe und in Blockheizkraftwerken der sonstigen Stromerzeuger 2025 rund 86,3 Mrd. kWh Strom und damit rund 5,8 % mehr erzeugt als im Jahr zuvor. Der Einsatz

von Erdgas als Brennstoff in den Kraft- und Heizkraftwerken der Strom- und Wärmeversorger wird vsl. darüber hinaus 2025 auch aufgrund der leicht verbesserten Wettbewerbsfähigkeit gegenüber dem Vorjahr zunehmen. In der allgemeinen Stromversorgung (inkl. BHKW) ist mit einem Anstieg des Erdgasverbrauchs auf 189,0 Mrd. kWh und damit in der Größenordnung von 5,8 % gegenüber dem Vorjahr zu rechnen.

- Der Erdgaseinsatz zur gekoppelten und ungekoppelten Bereitstellung von Fernwärme erhöhte sich um 8 % auf 62,3 Mrd. kWh (H_i) im Jahr 2025.
- Der Absatz von Erdgas (entweder in komprimierter, CNG, oder in verflüssigter Form, LNG) an den Verkehrssektor erreichte 2025 voraussichtlich ein Verbrauchsniveau von 0,2 Mrd. kWh (H_i). Der kräftige Rückgang gegenüber dem Vorjahr (-70,0 %) ist in erster Linie auf Substitutionseffekte (von Erdgas zugunsten von Biogas) zurückzuführen.

Nach vorläufigen Daten wurden 2025 in Deutschland rund 12,8 Mrd. kWh auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas (Biomethan) in das deutsche Erdgasnetz eingespeist – dies entspricht einem deutlichen Anstieg von 16,4 %. Die mögliche Einspeisekapazität stieg um knapp 4,4 % auf 14,3 Mrd. kWh. Nach vorläufigen Daten der AGE-Stat wurden 3,9 Mrd. kWh als Kraftstoff im Sektor Verkehr verbraucht. Die restlichen Mengen wurden zur Strom- und Wärmeerzeugung verwendet. Entsprechend dem Bilanzierungsschema der AG Energiebilanzen werden diese Mengen sowohl auf der Aufkommens- als auch auf der Verbrauchsseite unter erneuerbaren Energien und nicht unter Erdgas erfasst.

Seit der Liberalisierung der Energiemärkte im Jahr 1998 haben sich Spot- und Terminmärkte für Erdgas herausgebildet. An diesen virtuellen Handelspunkten entstehen heute wesentliche Angebots- und nachfragebasierte Preissignale für den europäischen und somit auch für den deutschen Markt. Die Entwicklung der Ölpreise nach dem Prinzip der Anlegbarkeit spielt inzwischen für die Entwicklung der Gasbeschaffungskosten keine entscheidende Rolle mehr.

27) Vgl. AGEB (2026), Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland, Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken, Download: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/EBD24e_AnwBil.pdf (Abrufdatum: 15.06.2026).

Der Einfuhrpreis für Erdgas ist 2025, verglichen mit den Höchstständen im Krisenjahr 2022, wieder deutlich gesunken. Der Grenzübergangspreis (auf Jahresbasis) verringerte sich zwischen 2022 und 2024 von 22 €/GJ (entspricht 7,9 ct/kWh) auf rund 10,3 €/GJ (3,7 ct/kWh) und damit um 53 % (Abbildung 7). 2025 blieb das Preisniveau in etwa gleich: der Einfuhrpreis für Erdgas stieg um nur 3 % an, so dass für ein Gigajoule importiertes Erdgas 2025 im Durchschnitt 10,6 €/GJ (3,7 ct/kWh) gezahlt werden mussten. Ungeachtet des beschriebenen Preisverfalls lagen die Einfuhrpreise für Erdgas im Jahresmittel 2025 immer noch auf einem erhöhten Niveau bzw. um rund 15 % über dem Wert, der vor der Energiekrise zu beobachten war (2021: 7,1 €/GJ).

Mit Blick auf die monatliche Entwicklung ergibt sich folgendes Bild: Nach dem Allzeithoch, welches der Einfuhrpreis für Erdgas im August 2022 mit 41,26 €/GJ (14,85 ct/kWh) erreichte und der Preisspitze im Dezember 2022 mit 26,1 €/GJ (9,38 ct/kWh), notierte der Grenzübergangspreis für Erdgas von März 2023 bis Ende 2024 wieder unter dem Niveau des Einfuhrpreises für Rohöl. Im Januar 2025 startete der Grenzübergangspreis bei 12,93 €/GJ (4,65 ct/kWh) und erreicht im Februar seinen Höchstwert von 14,25 €/GJ

(5,13 ct/kWh). Bis Ende 2025 sank der Erdgaseinfuhrpreis dann stetig und schloss im Dezember 2025 bei 8,84 €/GJ (3,18 ct/kWh) ab.

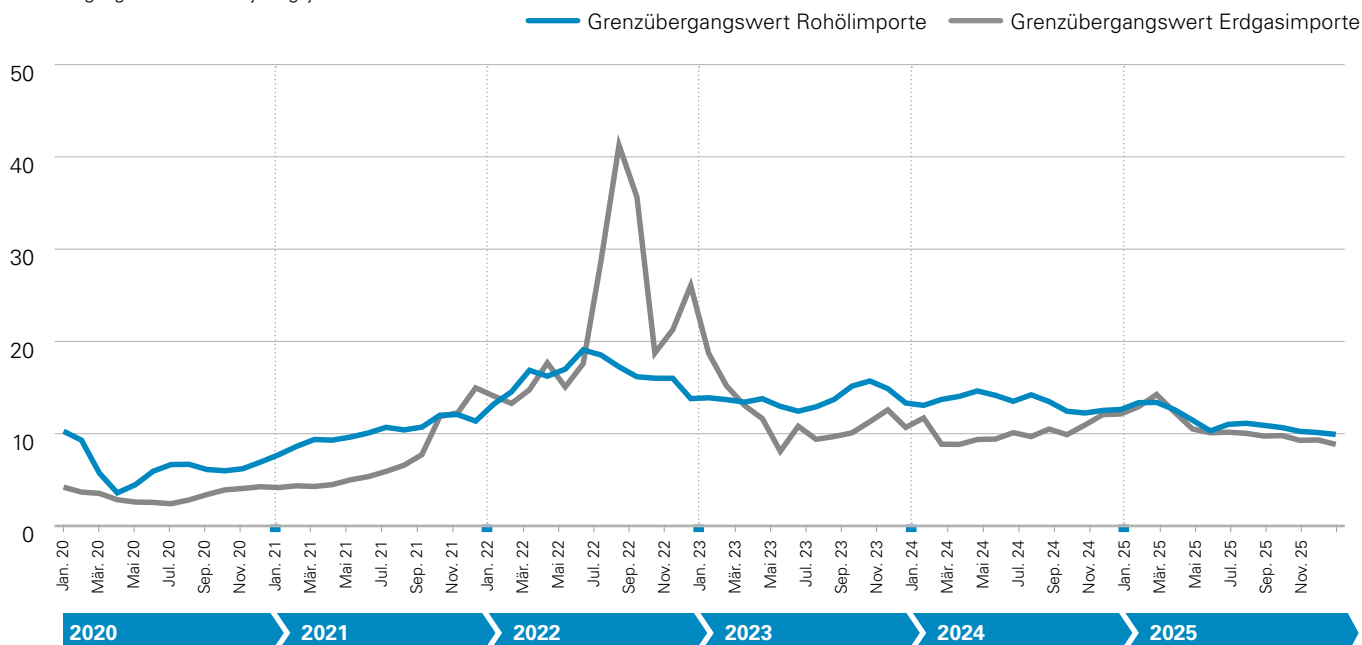
Abbildung 7 lässt darüber hinaus erkennen, dass sich der Einfuhrpreis von Erdgas im Verlauf des Krisenjahrs 2022 bis ins Frühjahr 2023 teilweise deutlich von der Entwicklung des Grenzübergangspreises der Rohöleinfuhren entkoppelt hat, was in den Zeiträumen vor Beginn des Ukraine-Krieges weniger ausgeprägt zu beobachten war. Seit März, April 2023 ist eine Normalisierung der Preisdifferenz sowie des Entwicklungsverlaufs zwischen Rohöl und Erdgas, wenngleich auf einem erhöhten Preisniveau, zu beobachten. Für Zeiträume ab April 2024 zeichnet sich eine stetige Abnahme der Differenz zwischen dem Erdgas- und Rohöleinfuhrpreis ab, wobei sich die Preisniveaus im Jahr 2025 wieder deutlich angeglichen haben.

Die Entwicklung der Import- und Großhandelspreise, also die Kosten für die Beschaffung des Erdgases, wirken sich unterschiedlich auf die inländischen Abgabepreise aus. Infolge variierender Beschaffungszeiträume für verschiedene Kundengruppen kommt es auf dem Endverbrauchermarkt typischerweise zu differenzierten Preisentwicklungen. Zudem fallen die

Abbildung 7

Monatliche Grenzübergangswerte für Rohöl und Erdgas von 2020 bis 2025

Grenzübergangswerte in Euro je Gigajoule

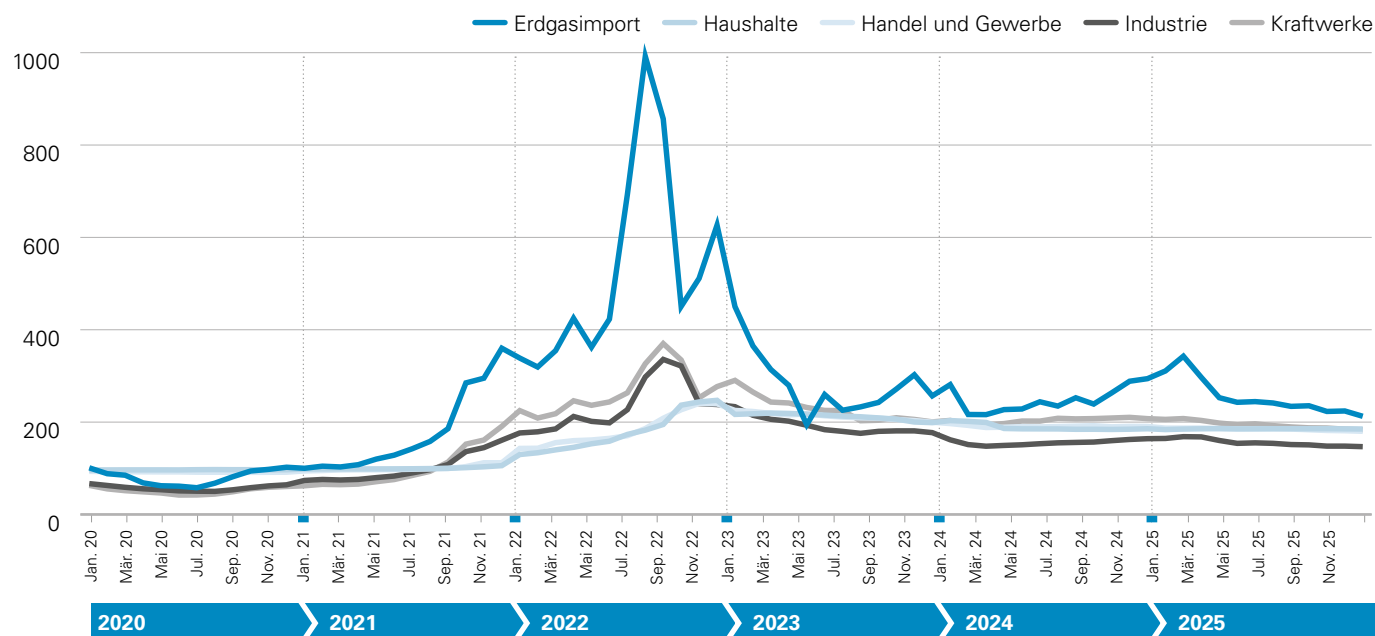


Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

Abbildung 8

Preise für Erdgasimporte und Erdgasabsatz in Deutschland von 2020 bis 2025

2015 = 100 (Erdgaspreis Januar 2021=100)



Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Statistisches Bundesamt

relativen Preisänderungen bei Großverbrauchern aufgrund des insgesamt geringeren Preisniveaus höher aus.

Vor dem Hintergrund der im Jahresverlauf 2025 im Vergleich zum Vorjahr relativ konstanten Erdgasimport- und Großhandelspreise änderten sich auch die Endkundenpreise bzw. die Abgabepreise an Verbraucher im Jahresverlauf nicht wesentlich. Darüber hinaus schlug sich der leichte Anstieg der Einfuhrpreise nicht in einer Preissteigerung für die Endkunden nieder.

So sank der Preis für Kraftwerksgas im Jahr 2025 verglichen mit dem Vorjahr um gut 4 %. Auch die Sektoren Handel und Gewerbe sowie Private Haushalte zahlten 2025 rund 3,3 bzw. 2 % weniger für Erdgas. Für Industriekunden blieb der Preis stabil, hier gab es keine Änderung gegenüber dem Vorjahr (vgl. Abbildung 8).

Auch in der unterjährigen Betrachtung verlief die Preisentwicklung für alle Kundengruppen im Erdgasmarkt relativ stabil, d.h. es traten keine gravierenden

Preisspitzen bzw. -schwankungen auf. Die Streuung der Erdgaspreise um den Mittelwert war bei den Industriekunden (Minimum: -5,8 %, Maximum: +8,2 %) sowie für den Einsatz in Kraftwerken (Minimum: -5,7 %, Maximum: +6,9 %) stärker ausgeprägt als bei den übrigen Kundengruppen. Die im Verlauf des Jahres 2025 geringsten Preisschwankungen verzeichneten die Privaten Haushalte, hier streuten die monatlichen Abnehmerpreise lediglich in der Größenordnung zwischen -0,8 % und maximal +0,3 % um den beobachteten Jahresdurchschnittswert.

Steinkohle

Nach vorläufigen Schätzungen ist der Primärenergieverbrauch aus Steinkohle in Deutschland im Jahr 2025 gegenüber dem Vorjahr um 6,8 % auf 721 PJ (24,6 Mio. t SKE) gesunken (vgl. Tabelle 9). Nach den Zuwächsen in den Jahren 2021 und 2022, die den jahrelang stetig verlaufenden Abwärtstrend beim

Steinkohleverbrauch kurzfristig unterbrochen und auf Sondereffekte bzw. die unmittelbaren Folgen des Ukraine-Krieges zurückzuführen waren, ist der langfristige Trends wieder wirksam. Der Primärenergieverbrauch von Steinkohle erreichte 2025 einen neuen Allzeit-Tiefstand.

Tabelle 9

Steinkohle-Bilanz¹⁾ in Deutschland 2024 und 2025

	2024		2025 ²⁾		Veränderung
	PJ	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	in %
Gewinnung im Inland	0	0,0	0	0,0	-
+ Einfuhr /	786	26,8	775	26,4	-1,4
= Aufkommen	786	26,8	775	26,4	-1,4
+/- Bestandsveränderung (Abbau: +, Aufbau: -)	-46	-1,6	9	0,3	-
- Ausfuhr	58	2,0	45	1,5	-22,7
= Primärenergieverbrauch	774	26,4	721	24,6	-6,8
- Einsatz in Kraftwerken ³⁾	220	7,5	249	8,5	13,0
- Einsatz in Heizkraft- u. Fernheizwerken (Wärme)	42	1,4	36	1,2	-12,8
- Einsatz in Hochöfen	148	5,1	133	4,5	-10,3
- Sonst. Umwandlungseinsatz ⁵⁾	311	10,6	296	10,1	-4,8
+ Umwandlungsausstoß	237	8,1	226	7,7	-4,8
- Verbrauch bei Gewinnung und Umwandlung sowie nichtenergetischer Verbrauch	2	0,1	2	0,1	-5,4
+ Stat. Differenzen	1	0,0	-40	-1,4	-
= Endenergieverbrauch	287	9,8	271	9,2	-5,7
Industrie ⁶⁾	285	9,7	270	9,2	-5,6
dar.					
Metallerzeugung ⁷⁾	259	8,9	241	8,2	-7,0
Private Haushalte	2	0,1	1	0,0	-25,5
Gewerbe, Handel u. Dienstleistungen (GHD)	0	0,0	0	0,0	-26,3

1) Steinkohle=Steinkohle (roh), Steinkohlenbriketts und Steinkohlenkoks.

2) Vorläufige Angaben für 2025, teilweise geschätzt.

3) Einsatz zur Stromerzeugung in Kraftwerken der allg. Versorgung, Industriekraftwerken u. Heizkraftwerken

4) zur gekoppelten und ungekoppelten Erzeugung von Wärme

5) Kokereien

6) Inkl. Einsatz von Steinkohle u. Steinkohleprodukten zur Wärmeerzeugung industrieller KWK-Anlagen.

7) Metallerzeugung (EBZ 54) ohne Umwandlungseinsatz der Hochöfen und Kokereien.

Neben der Braunkohle war die Steinkohle am stärksten vom insgesamt rückläufigen Primärenergieverbrauch betroffen.

Konkret stieg der Steinkohleeinsatz in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung und der Industrie um gut 13 % auf 249 PJ (entsprechend 8,5 Mio. t SKE) an (vgl. Tabelle 9). Die Stromerzeugung aus Steinkohle erreichte 2025 mit 29,9 TWh nur noch einen Anteil von 5,9 % an der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland. Gegenüber dem Jahr 2024 erhöhte sich die Stromerzeugung aus Steinkohle um knapp 11 %.

Der Einsatz von Steinkohle in der Stahlindustrie ist im Jahr 2025 hingegen um 7,7 % auf knapp 445 PJ (entsprechend 15,2 Mio. t SKE) gesunken.²⁸ Damit bleibt dieser Sektor der größte Wirtschaftszweig bzw. Nachfrager im deutschen Steinkohlenmarkt. Der Endenergieverbrauch im Sektor Metallerzeugung (in der Abgrenzung der Energiebilanz Deutschland, EBZ 54) nahm im Berichtszeitraum 2024/2025 um 7 % auf 241 PJ (8,2 Mio. t SKE) ab.

Wesentlich für die Gesamtentwicklung in diesem Sektor ist der Rückgang der Roheisenerzeugung, die sich im Vergleich zum Vorjahr um 2,5 Mio. t bzw. gut 10 % verringerte. Zugleich ist auch die Rohstahlerzeugung – gegenüber dem historischen Tief im Jahr 2023 – wieder um 3,2 Mio. t bzw. 8,6 % gesunken. Eine niedrige Rohstahlerzeugung war seit der deutschen Wiedervereinigung nur während der weltweiten Finanzkrise im Jahr 2009 zu beobachten. Die Oxygenstahlerzeugung sank gegenüber dem Vorjahr um 10,7 %, die Elektrostahlerzeugung um 3,5 %.

Der Steinkohleeinsatz in den übrigen Sektoren (Gießereien, Fernheizwerke, Kleingewerbe und private Haushalte) spielte mengenmäßig nur eine geringe Rolle. Er verringerte sich 2025 gegenüber dem Vorjahr um gut 5 % auf rd. 66 PJ (= 2,2 Mio. t SKE).

Nach der Beendigung des heimischen Steinkohlebergbaus Ende 2018 wird die Aufkommensseite des deutschen Steinkohlemarktes nur noch durch Importe und Lagerbestände gedeckt. Auf Basis vorläufiger Daten der Außenhandelsstatistik des Statistischen

Bundesamtes sind die deutschen Steinkohleimporte im Jahr 2025 im Vergleich zum Vorjahr um 0,3 % auf 31,2 Mio. t zurückgegangen (vgl. Tabelle 10).

Unter Verwendung einer pauschalen Umrechnung auf Basis eines Durchschnittsheizwertes in Höhe von 7.000 kcal/kg (d.h. ohne Berücksichtigung der tatsächlichen Heizwerte) ergeben sich hieraus Steinkohleeinfuhren in Höhe von knapp 27 Mio. t SKE.

Das EU-Steinkohle-Embargo gegen russische Exporte sah ab April 2022 eine Übergangsfrist von 120 Tagen vor. Demnach war der EU-Import von russischer Steinkohle zunächst noch gestattet, wenn die zugrundeliegenden Kohlenlieferungsverträge vor dem 9. April 2022 geschlossen worden waren. Ab dem 11. August 2022 trat das EU-Embargo gegen russische Steinkohle mit voller Wirkung in Kraft. Weitere Steinkohleimporte aus Russland in die EU waren nun strikt verboten. Jedoch verzeichnete das Statistische Bundesamt in seiner monatlichen Berichterstattung auch danach weiterhin Einfuhren, die „mit Ursprungsland Russland“ deklariert waren. Im vergangenen Jahr betrugen diese Mengen noch fast 140.000 Tonnen, mit stark abnehmender Tendenz. Diese verbliebenen russischen Liefermengen wurden aus benachbarten EU-Ländern (vor allem den Niederlanden und Belgien) nach Deutschland eingeführt und stammten insbesondere von Lagerplätzen der nordwesteuropäischen Kohleterminals (in Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen = ARA-Häfen). Dort, innerhalb der EU, waren diese russischen Kohlen noch vor dem 11. August 2022 auf Lager gelegt worden und fielen somit nicht unter das Embargo.

Von geringen vereinzelt Mengen, insbesondere im Anthrazitkohlemarkt abgesehen, ist russische Kohle nahezu gänzlich aus der deutschen Steinkohleimportstatistik verschwunden. Hinsichtlich der gesamten deutschen Steinkohleimporte im vergangenen Jahr waren nun Australien (28,3 %), die Vereinigten Staaten (27,9 %) und Kolumbien (17,4 %) die bedeutendsten Lieferländer. Heruntergebrochen auf die ausgewählten Marktsegmente ergab sich 2025 das folgende Bild: Bei Anthrazitkohle dominierten Peru (17 %), China (15 %) und die Vereinigten Staaten (4 %). Im Koksmarkt stellten vor allem europäische Nachbarstaaten

²⁸⁾ Steinkohleeinsatz im Sektor Metallerzeugung (EBZ 54) zzgl. Umwandlungseinsatz von Steinkohlenkoks in Hochöfen (EBZ 17) sowie Verbrauch (Saldo Umwandlungseinsatz minus -ausstoß) in Kokereien.

Tabelle 10

**Deutsche Steinkohleeeinfuhren¹⁾ nach Lieferländern 2024 und 2025
(Januar bis Dezember)**

	2024	2025 ²⁾	Veränderung	2024	2025
	in Mio. t		in %	Anteile in %	
Polen	1,5	1,2	-20,3	5,4	4,3
Tschechische Republik	0,2	0,2	-24,2	0,8	0,6
Russland	0,1	0,0	-93,4	0,5	0,0
Südafrika	1,9	1,6	-14,6	6,9	5,9
Vereinigte Staaten	7,6	7,6	0,9	27,5	27,9
Kanada	0,7	0,7	11,4	2,4	2,7
Kolumbien	3,5	4,8	36,6	12,7	17,4
Australien	8,9	7,8	-13,0	32,5	28,3
Sonstige/Statistische Differenzen ³⁾	3,1	3,5	13,7	11,2	12,7
Gesamteinfuhren	27,5	27,4	-0,3	100,0	100,0

1) Einschließlich Koksimporte, Koks in Kohle umgerechnet.

2) Vorläufige Angaben

3) Inklusive nicht zuordbarer Liefermengen.

Quelle: Statistisches Bundesamt

den Großteil des Angebots (mehr als 70 %). Allein auf Polen entfiel ein Anteil von 59 %, aus Indonesien (11 %) und aus China (9 %). Im übrigen Kohlemarkt (Kessel- und Kokscohlen) stammten knapp 31 % der Kohlenimporte aus Australien, 30 % aus den Vereinigten Staaten und 18 % aus Kolumbien. Südafrika belegte mit 6 % den vierten Platz der bedeutendsten Lieferregionen in diesem Marktsegment.

Ersten Schätzungen des Vereins der Kohlenimporteure zufolge wäre für das Jahr 2025 mit rd. 8,5 Mrd. t ein neues Rekordniveau der globalen Steinkohleförderung erreicht worden. Gegenüber dem Vorjahreswert (rd. 8,4 Mrd. t) entspräche dies einem relativ moderaten Zuwachs um knapp 1,4 %. Wie schon in den Jahren zuvor war die Fördermengenentwicklung insbesondere in asiatischen Ländern für diese Entwicklung maßgeblich. Das mit weitem Abstand bedeutendste Steinkohleförderland, die Volksrepublik China, produzierte allein rd. 4,9 Mrd. t und damit 57 % der globalen Gesamtförderung. Im globalen Ranking der größten Steinkohlenproduzenten folgen Indien mit einem Anteil von 12 %, Indonesien mit 8 %, die Vereinigten Staaten und Australien mit jeweils rd. 5 %, Russland mit 4 %

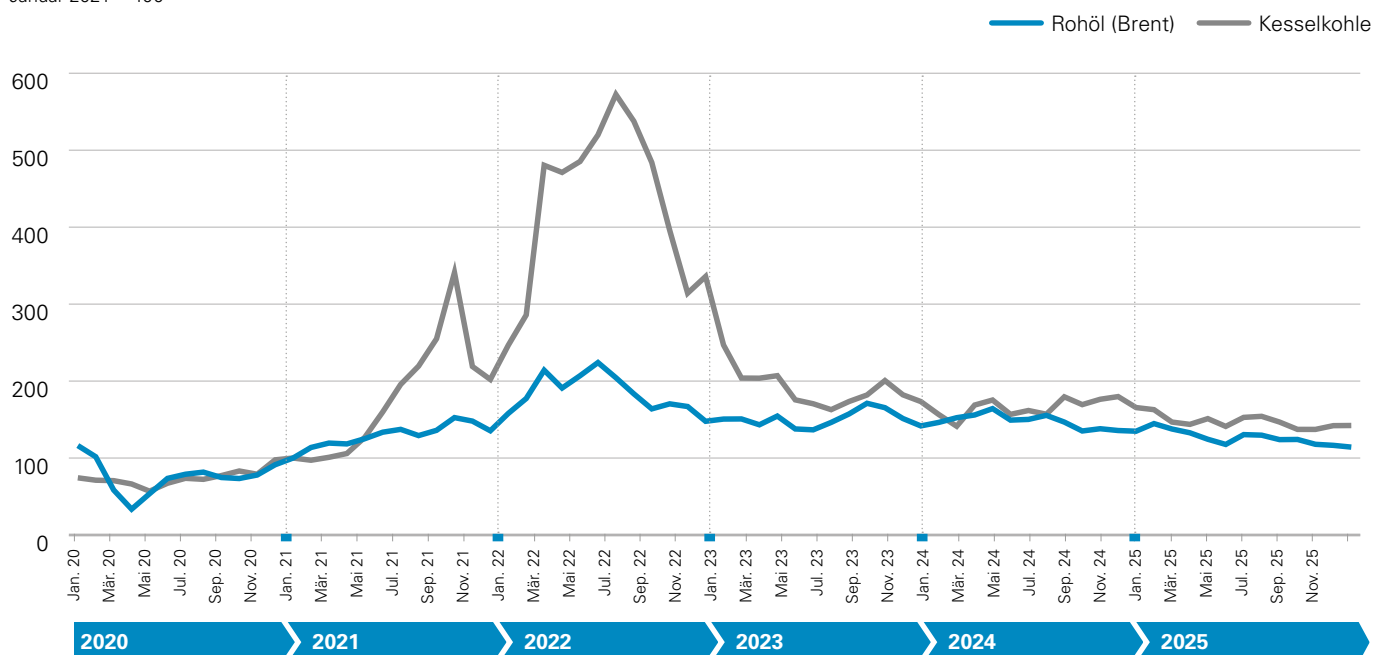
und Südafrika mit 3 % – um nur die Wichtigsten zu nennen. Während Südafrika (+3,5 %), die Vereinigten Staaten (+3,3 %), die Volksrepublik China (+2,7 %) und Indien (+0,3 %) ihre Förderung mehr oder weniger stark steigern konnten, fiel insbesondere die Produktion von Kasachstan (-12,1 %), Kolumbien (-5,1 %) sowie von Polen, Kanada und Indonesien (jeweils -2,3) und Australien (-1,0 %) gegenüber Vorjahr zurück. Russland bewegte sich mit einer Förderung in Höhe von 328 Mio. t in 2025 auf Vorjahresniveau. 15,5 % oder 1,3 Mrd. t der weltweiten Steinkohleförderung im Jahr 2025 gelangten in den internationalen Handel und davon knapp 1,2 Mrd. t in den Seehandel. Dort dominierten auf der Angebotsseite Indonesien (391 Mio. t), Australien (356 Mio. t) und Russland (147 Mio. t). Nachfrageseitig waren China (285 Mio. t), Indien (203 Mio. t) und Japan (162 Mio. t) die wichtigsten Steinkohleimportländer. Nachrichtlich sei in diesem Zusammenhang noch die EU-27 mit Importen in Höhe von 59 Mio. t (2025) genannt.

Einen Eindruck von der längerfristigen Entwicklung der Preise für Kraftwerkskohle auch im Vergleich zu den Veränderungen beim Rohöl vermittelt Abbildung 9.

Abbildung 9

Weltmarktpreis für Rohöl (Brent) und Kesselkohle Januar 2020 bis Dezember 2025

Januar 2021 = 100



Quellen: Verein der Kohlenimporteure e.V., en2x-Wirtschaftsverband Fuels&Energie

Der Importpreis für Kesselkohle²⁹, der im Jahr 2022 (Jahresdurchschnitt) einen Spitzenwert von knapp 338 US-Dollar/t SKE erreicht hatte, sank im Jahr 2023 auf etwa 150 US-Dollar/t SKE und im Jahr 2024 weiter auf 131 US-Dollar/t SKE. Im Jahr 2025 setzte sich die Preisnormalisierung fort. Der Importpreis für Kesselkohle verringerte sich gegenüber dem Vorjahr 2024 erneut, er sank um rund 15 US-Dollar/t SKE (-11,5 %). Damit liegt er wie im Vorjahr mit 116 US-Dollar/t SKE erneut unter dem Vorkrisenniveau (2021: ca. 140 US-Dollar/t SKE) und zwar um rund 24 US-Dollar/t SKE bzw. 17,2 %).

Die unterjährige Preisentwicklung zeigt folgendes Bild: Im Januar 2025 startete der Kesselkohlepreis mit 129 US-Dollar/t SKE und sank bis Mai auf ein Niveau von 112 US-Dollar/t SKE. Nach einem Preisanstieg auf 121 US-Dollar/t SKE im Juni, sank der Kesselkohlepreis bis zum Jahresende 2025 wieder und schloss im Dezember 2025 bei einem Wert von rund 113 US-Dollar/t SKE.

Abbildung 10 stellt zusätzlich die Importpreise für Steinkohlenkoks und Drittländerkohle (Kraftwerke und Stahlerzeuger) dar. Insgesamt zeigt sich, dass die Einfuhrpreise für Steinkohlenkoks sowie Kessel- und Kraftwerkskohle, die nach der Invasion russischer Truppen in die Ukraine am 24. Februar 2022 zunächst sprunghaft angestiegen waren und bei Steinkohle im 3. Quartal 2022 (rund 400 €/t SKE) bzw. bei Steinkohlenkoks im Mai 2022 (knapp 600 €/t SKE) ihren jeweiligen Höchststand erreichten, zum Jahresende wieder nachgaben. Dieser Trend setzte sich bis 2024 fort. Der Einfuhrpreis für Steinkohle (Kesselkohle) lag im Dezember 2024 bei rund 158 €/t SKE, der Einfuhrpreis für Steinkohlenkoks erreichte zum Jahresende ein absolutes Niveau von 326 €/t SKE.

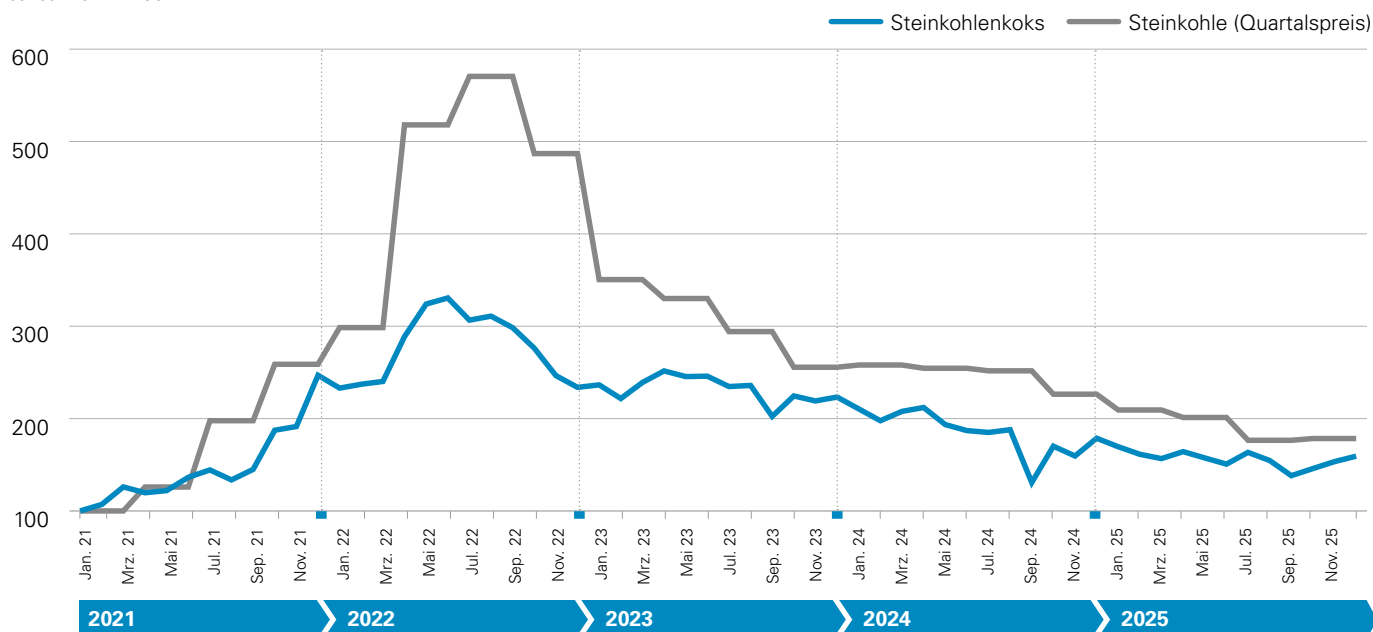
Im Berichtsjahr 2025 startete der Einfuhrpreis für Steinkohle im ersten Quartal bei 146 €/t SKE und sank bis zum dritten Quartal auf 123 €/t SKE, um bis zum Jahresende etwa auf diesem Niveau zu verbleiben. Im vierten Quartal 2025 schloss er mit 125 €/t SKE ab.

²⁹⁾ Spotpreis Kraftwerkskohle, cif, NWE, Durchschnitt über die Wochennotierungen MCIS Steam Coal Marker, in US-Dollar/t SKE.

Abbildung 10

Entwicklung ausgewählter Steinkohleimportpreise von 2021 bis 2025

Januar 2021 = 100



Quellen: Verein der Kohlenimporteure e.V., Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Statistisches Bundesamt

Der Einfuhrpreis für Steinkohlenkoks, der im Januar 2025 bei 310 €/t lag, verringerte sich bis September 2025 auf einen Jahrestiefstand von knapp 253 €/t. Bis Dezember 2025 ist wieder eine Zunahme des Importpreises für Steinkohlenkoks auf 291 €/t zu verzeichnen.

Auf Jahresbasis betrachtet nahm der Einfuhrpreis für Kesselkohle verglichen mit 2024, um rund 23 % ab. Damit fallen die Preissenkungen im Markt für Kesselkohle im Jahr 2025 etwas kräftiger aus als im Markt für Steinkohlenkoks mit einem Rückgang von gut 16 %. Damit verlief die Preisentwicklung für Steinkohlenkoks parallel zum Rohöl: 2025 verringerte sich der Einfuhrpreis für eine Tonne Rohöl bezogen auf das Jahr 2024 um gut 16 %.

Braunkohle

Die Braunkohleförderung lag 2025 mit 84,4 Mio. t insgesamt um 8,2 % unter dem Vorjahresergebnis. Der Heizwert der geförderten Kohle war im Durchschnitt marginal höher als im Vorjahr, sodass der Energieinhalt mit 26,2 Mio. t SKE (767 PJ) um 7,1 % zurückging.

Der Anteil der Braunkohle an der heimischen Energiegewinnung lag bei rund 23 %. Damit bleibt sie trotz rückläufiger Entwicklung eine bedeutende inländische Energiequelle.

Tabelle 11

Aufkommen und Verwendung von Braunkohle in Deutschland 2024 und 2025

		2024	2025 ¹⁾	Veränderung
Einheit		in %		
1. Rohbraunkohle Inland				
Braunkohleförderung insgesamt	Mio. t	91,9	84,4	-8,2
	Mio. t SKE	28,2	26,2	-7,1
	PJ	826	767	-7,1
2. Außenhandel				
Einfuhren insgesamt	1.000 t SKE	34,3	39,5	15,0
Ausfuhren insgesamt	1.000 t SKE	658,2	625,8	-4,9
Außenhandelsaldo insgesamt	1.000 t SKE	623,9	586,3	
3. Primärenergieverbrauch				
	Mio. t SKE	27,5	25,6	-7,1
	PJ	807	749	-7,1
4. Absatz				
Absatz insgesamt	in Mio. t	81,6	75,5	-7,4
an Kraftwerke der allg. Versorgung	in Mio. t	80,9	75,0	-7,3
an sonstige Abnehmer	in Mio. t	0,7	0,5	-24,6
Einsatz zur Veredlung	in Mio. t	8,8	7,3	-16,5
Einsatz in KW des Braunkohlebergbaus	in Mio. t	1,6	1,5	-6,1
Bestandsveränderung	in Mio. t	-0,1	0,0	
5. Stromerzeugung aus Braunkohle				
Kraftwerke der allg. Versorgung	Mrd. kWh	76,4	72,2	-5,5
Industriekraftwerke	Mrd. kWh	2,4	2,0	-16,7
Stromerzeugung aus Braunkohle insgesamt	Mrd. kWh	78,8	74,2	-5,9

1) Vorläufige Angaben für 2025, teilweise geschätzt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Die Förderung entwickelte sich in den Revieren unterschiedlich: Im Rheinland sank sie um 12,6 %, in der Lausitz um 8,6 %, während sie in Mitteldeutschland um 12,2 % anstieg, was vor allem auf ein niedrigeres Ausgangsniveau im Vorjahr zurückzuführen ist. Entsprechend gingen auch die Lieferungen an die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung zurück (75,0 Mio. t; -7,3 %), an die weiterhin knapp 90 % der Förderung gehen.

Der Einsatz der Braunkohle erfolgte im Jahresverlauf verstärkt flexibel und orientierte sich an der witterungsbedingt schwankenden Einspeisung erneuerbarer

Energien. Die Stromerzeugung aus Braunkohle verringerte sich 2025 von knapp 78,8 TWh im Vorjahr auf 74,2 TWh (-5,9 %). Ihr Anteil an der Bruttostromerzeugung lag bei 14,6 %. Ursachen für den Rückgang waren insbesondere der weitere Ausbau erneuerbarer Energien, die insgesamt moderate Stromnachfrage sowie der fortschreitende Rückbau von Kraftwerkskapazitäten im Zuge des Kohleausstiegs. Die installierte Leistung von Braunkohlekraftwerken nahm weiter ab. Maßgeblich hierfür waren Stilllegungen im Rahmen des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes, darunter der Block Weisweiler F zum 1. Januar 2025.

Tabelle 12

Braunkohle-Bilanz¹⁾ in Deutschland 2024 und 2025

in PJ und Mio. t SKE

	2024		2025 ²⁾		Veränderung in %
	PJ	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	
Gewinnung im Inland	826	28,2	767	26,2	-7,1
+ Einfuhr /	1	0,0	1	0,0	-5,1
= Aufkommen	827	28,2	768	26,2	-7,1
+/- Bestandsveränderung (Abbau: +, Aufbau: -)	-2	-0,1	0	0,0	-
- Ausfuhr	19	0,7	18	0,6	-4,8
= Primärenergieverbrauch	809	27,6	749	25,6	-7,4
- Einsatz in Kraftwerken ³⁾	728	24,9	672	22,9	-7,7
- Einsatz in Heizkraft- u. Fernheizwerken (Wärme)	18	0,6	19	0,6	2,0
- Sonst. Umwandlungseinsatz ⁴⁾	85	2,9	73	2,5	-13,3
+ Umwandlungsausstoß	85	2,9	74	2,5	-13,3
- Verbrauch bei Gewinnung und Umwandlung sowie nichtenergetischer Verbrauch	17	0,6	15	0,5	-12,1
+ Stat. Differenzen	-16	-0,5	-18	-0,6	-
= Endenergieverbrauch	62	2,1	61	2,1	-1,2
Industrie ⁵⁾	56	1,9	56	1,9	-1,2
dar.					
Verarb. v. Steinen u. Erden	35	1,2	34	1,2	-2,6
Private Haushalte	6	0,2	5	0,2	-1,2

1) Braunkohlen=Rohbraunkohle, Braunkohlenbriketts, andere Braunkohlenprodukte und Hartbraunkohle.

2) Vorläufige Angaben für 2025, teilweise geschätzt.

3) Einsatz zur Stromerzeugung in Kraftwerken der allg. Versorgung, Industriekraftwerken u. Heizkraftwerken.

4) Einsatz in Kokereien und Brikettfabriken.

5) Inkl. Einsatz von Rohbraunkohle u. Braunkohlenprodukten zur Wärmeerzeugung industrieller KWK-Anlagen.

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Die Herstellung von Veredlungsprodukten aus Braunkohle lag 2025 mit 3,4 Mio. t um rund 13 % unter dem Vorjahresniveau. Besonders deutlich war der Rückgang bei Staub- und Wirbelschichtkohle.

Der Primärenergieverbrauch an Braunkohle verringerte sich auf 25,6 Mio. t SKE (749 PJ) und lag damit um 7,1 % unter dem Vorjahreswert. Damit deckte die Braunkohle gut 7 % des gesamten inländischen Energiebedarfs. (vgl. Tabelle 11).

Der Einsatz in den Endenergiesektoren setzte den rückläufigen Trend fort (siehe Tabelle 12), insbesondere im industriellen Bereich. Auch im Bereich der Privaten Haushalte nahm die Nachfrage nach Braunkohleprodukten insgesamt, trotz kühlerer Witterung, leicht ab.

Elektrizitätswirtschaft

Die Stromwirtschaft war im Jahr 2025 von einem historisch schlechten Wintertrag im 1. Quartal, einem deutlichen Anstieg der Erzeugung von Strom aus Photovoltaik (durch den erfolgreich fortschreitenden Ausbau), sowie einem (wie auch in den beiden Vorjahren) niedrigen Stromverbrauchslevel geprägt. Die weiterhin gedämpfte Konjunktur sorgte trotz Rückgangs der Strompreise im Vergleich zum Vorjahr für einen nachfragebedingten Rückgang des Verbrauchs in einigen Teilbereichen der Industrie.

Der Stromverbrauch (Bruttoinlandsstromverbrauch) nahm im Jahr 2025 gegenüber dem Vorjahr voraussichtlich um 0,1 % auf 528,7 Mrd. kWh ab. Trotz des Verbrauchsrückgangs erhöhte sich die Bruttostromerzeugung im gleichen Zeitraum um 1,2 %. Damit musste im Jahr 2025 geringfügig weniger Strom ins Inland importiert werden als im Vorjahr, der Stromausgleichssaldo verzeichnete mit 19,5 Mrd. TWh einen um 6,8 Mrd. kWh geringeren Importüberschuss als 2024. Dennoch ist Deutschland das dritte Jahr in Folge Netto-Importeur von Strom.

Der Erzeugungsmix im Jahr 2025 wurde maßgeblich durch Witterungseinflüsse bestimmt, insbesondere durch das historisch windschwache erste Quartal sowie die über das Jahr hinweg geringen Niederschlagsmengen. Zusätzlich wirkten sich Stilllegungen fossiler Kraftwerkskapazitäten und ein hohes Preisniveau bei CO₂-Emissionszertifikaten auf die Erzeugungsstruktur aus; hiervon war vor allem die Stromerzeugung aus Braunkohle betroffen. Das geringe Winddargebot führte zu einer verminderten Stromproduktion aus Windkraft und erhöhte den Beitrag von Erdgas- und Steinkohlekraftwerken zur Stromerzeugung. Der Anstieg der Stromerzeugung aus Erdgas steht zudem im Zusammenhang mit dem im Jahresverlauf deutlich gesunkenen Preisniveau an den Spot- und Terminmärkten für Erdgas, wenngleich die Erdgaspreise zu Beginn des Jahres 2025 auf einem vergleichsweise hohen Niveau lagen.

Einen deutlichen Anstieg verzeichnete die Stromerzeugung aus Steinkohle, die mit einer Erzeugung von 29,9 Mrd. kWh um 10,9 % über dem historisch

niedrigen Niveau von 2024 lag. Mit einem Anteil von 5,9 % an der Stromerzeugung hat die Steinkohle jedoch nur noch eine geringe Bedeutung im Strommix. Auch die Erdgaskraftwerke produzierten im Jahr 2025 mehr Strom als im Vorjahr (+5,8 %), während die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken um 5,6 % abnahm. Nach vorläufigen Zahlen wurden 2025 knapp 292 Mrd. kWh elektrischer Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt und damit rund 1,2 % mehr als 2024. Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung lag damit im Jahr 2025 bei 58 % (vgl. Tabelle 13). Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch – die für die Zielerreichung der Erneuerbaren Energien maßgebliche Quote – belief sich auf rund 56 %.

Die Windenergie war 2025 mit einer Stromerzeugung von insgesamt 134,2 Mrd. kWh bzw. 26,3 % der wichtigste Energieträger im deutschen Strommix, danach folgten Photovoltaik mit 92,2 Mrd. kWh bzw. 18,1 % und Erdgas mit 86,3 Mrd. kWh bzw. 17,0 %. Nur noch knapp dahinter folgt die Stromerzeugung aus Braunkohle mit 74,4 Mrd. kWh, die heute noch einen Anteil von 14,6 % an der Stromerzeugung ausmacht.

Die Braunkohlekraftwerke erzeugten, wie bereits erwähnt, 74,4 Mrd. kWh Strom. Das entspricht einem Produktionsrückgang von 5,6 % im Vergleich zum Vorjahr. Zum Jahresende war eine Netto-Kraftwerksleistung von 14,8 GW installiert. Das waren 0,4 GW weniger als zum Jahresende 2024. Zum 1. Januar 2026 ist der Block A vom Kraftwerk Jänschwalde mit 0,5 GW in die gestreckte Stilllegung überführt worden.

Die Steinkohlekraftwerke lieferten 2025 mit voraussichtlich 29,9 Mrd. kWh wieder deutlich mehr Strom als im vorangegangenen Jahr. Ihre Stromproduktion nahm um 10,9 % zu. Diese Entwicklung ist insbesondere auf die schlechten Witterungsbedingungen der Windstromerzeugung zurückzuführen, weshalb in den betreffenden Monaten Steinkohlekraftwerke deutlich mehr Strom produzierten. Zum Jahresende betrug die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke 15,4 GW und ging im Zuge des Kohleausstiegs um 0,6 GW

Tabelle 13

Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2025 nach Energieträgern

	1990	2020	2021	2022	2023 ¹⁾	2024	2025	2025/ 2024	2025/ 1990
	Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch in Mrd. kWh						jahresdurch. Veränderungsrate in %		
Braunkohle	170,9	91,7	110,1	116,2	86,3	78,8	74,4	-5,6	-2,3
Steinkohle	140,8	42,8	54,6	63,7	38,5	26,9	29,9	10,9	-4,3
Kernenergie	152,5	64,4	69,1	34,7	7,2	0,0	0,0		-100,0
Erdgas	35,9	94,7	90,3	79,1	76,6	81,6	86,3	5,8	2,5
Mineralöl	10,8	4,7	4,6	5,8	4,9	4,3	4,2	-3,1	-2,7
Erneuerbare	19,7	253,5	239,7	255,5	275,1	288,1	291,6	1,2	8,0
Sonstige	25,5	24,9	24,5	23,8	22,6	23,4	23,2	-0,9	-0,3
Bruttostromerzeugung einschl. Einspeisung insgesamt	549,9	576,8	592,8	578,9	511,3	503,2	509,2	1,2	-0,2
Stromflüsse aus dem Ausland	31,9	48,0	51,7	49,3	69,3	81,7	79,7	-2,4	2,6
Stromflüsse in das Ausland	31,1	66,9	70,3	76,6	60,1	55,4	60,2	8,7	1,9
Stromausgleichssaldo Ausland	0,8	-18,9	-18,6	-27,3	9,2	26,3	19,5	-	-
Bruttostromverbrauch	550,7	557,9	574,3	551,6	520,5	529,4	528,7	-0,1	-0,1
Veränderung gegenüber Vorjahr in %	X	-3,4	2,9	-3,9	-5,6	1,7	-0,1		
	Struktur der Bruttostromerzeugung in %								
Braunkohle	31,1	15,9	18,6	20,1	16,9	15,7	14,6		
Steinkohle	25,6	7,4	9,2	11,0	7,5	5,4	5,9		
Kernenergie	27,7	11,2	11,7	6,0	1,4	0,0	0,0		
Erdgas	6,5	16,4	15,2	13,7	15,0	16,2	17,0		
Mineralöl	2,0	0,8	0,8	1,0	1,0	0,9	0,8		
erneuerbare Energien	3,6	44,0	40,4	44,1	53,8	57,3	57,3		
Sonstige	4,6	4,3	4,1	4,1	4,4	4,7	4,6		
Bruttostromerzeugung	101,1	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,1		

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt.

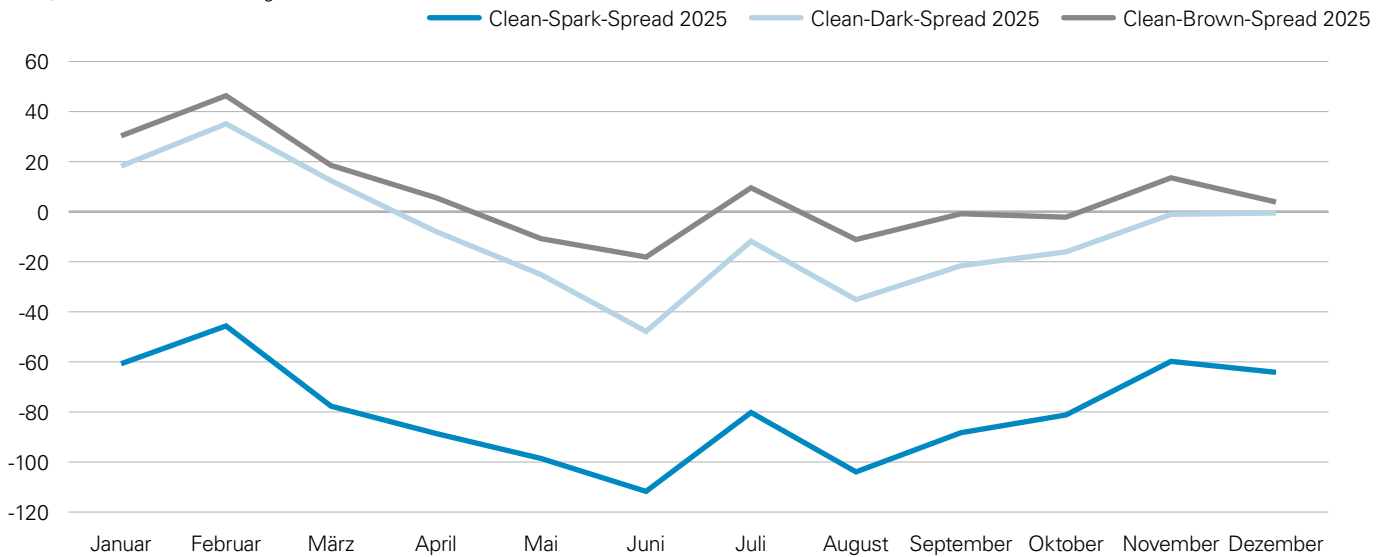
Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.; Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., AGEE-Stat (für erneuerbare Energien)

Abbildung 11

Deckungsbeiträge verschiedener Kraftwerkstypen

2025, in €/MWh (Bestandsanlagen)



Quellen: Eigene Berechnungen Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., EEX, Statistik der Kohlenwirtschaft und Statistisches Bundesamt

zurück. Von dieser Leistung befinden sich jedoch 6,7 GW in der Netzreserve und agieren damit nicht im Strommarkt, werden aber betriebsbereit gehalten.

Aus Erdgas erzeugten Kraftwerke der allgemeinen Stromversorger, der Industriebetriebe und Blockheizkraftwerke sonstiger Stromerzeuger im Berichtsjahr nach ersten Daten 86,3 Mrd. kWh. Die Stromerzeugung der Gaskraftwerke nahm damit um 5,8 % zu. Auch hier zeigte sich der Einfluss der windschwachen Monate in Form einer höheren Stromerzeugung. Zudem spielten die im Laufe des Jahres fallenden Gaspreise in Kombination mit steigenden CO₂-Preisen eine Rolle, sodass vermehrt Strom aus Erdgas und weniger aus Braunkohle produziert wurde. Die installierte Leistung der Gaskraftwerke ging 2025 im zweiten Jahr in Folge leicht zurück. Zum Jahresende 2025 waren 33,5 GW installiert. Davon befanden sich 1,3 GW in Netzreserve, 1,4 GW in Kapazitätsreserve und knapp 1 GW war besonderes netztechnisches Betriebsmittel (bnBM). 1,4 GW sind vorläufig

stillgelegt. Folglich waren 15 % der installierten Leistung nicht im Strommarkt aktiv.

Die im Vergleich zu 2024 niedrigeren Gaspreise im Kurzfristhandel bzw. für Kraftwerksgas haben die Wettbewerbssituation der Erdgaskraftwerke insbesondere im Verlauf der zweiten Jahreshälfte verbessert. Der zur Messung des Deckungsbeitrags von Kraftwerken in einem spezifischem Marktumfeld (Brennstoffpreise, CO₂-Preis, EEX-Spotmarktpreis, Wirkungsgrad) typischerweise herangezogene Indikator ist der sog. „Clean Spark Spread“ (Gaskraftwerke), der „Clean Dark Spread“ (Steinkohlekraftwerke) sowie der „Clean Brown Spread“ (Braunkohlekraftwerke).³⁰ Abbildung 11 zeigt, wie sich die Ertragssituation der Erdgaskraftwerke im Verhältnis zu den Kohlekraftwerken im Jahresverlauf 2025 veränderte hat.³¹

Die Windenergie bleibt die bedeutendste erneuerbare Energiequelle in Deutschland, auch wenn Windkraftanlagen an Land aufgrund des sehr windarmen ersten

30) Die Berechnung von „Clean Spreads“ stellt eine Annäherung für die Kosten der Umwandlung eines Brennstoffes unter Einbeziehung der CO₂-Kosten in elektrischen Strom dar. Mit Hilfe der Kennziffer lässt sich folglich abschätzen, ob sich die Erzeugung im betrachteten Kraftwerkstyp unter der jeweiligen Marktsituation lohnt oder ob sie eingeschränkt bzw. ausgesetzt werden sollte. Die hier dargestellten „Clean-Spreads“ wurden unter Zuhilfenahme der durchschnittlichen Wirkungsgrade im bestehenden Kraftwerkspark ermittelt, beziehen sich folglich nicht auf die Wettbewerbssituation von Einzel- oder Neuanlagen.

31) Für die Braunkohle wurde ein konstanter Brennstoffpreis in Höhe von 833 €/MWh angenommen, als Preis für Kraftwerkskohle (Steinkohle) wurde der Durchschnittspreis für Drittlandskohle (bzw. ab 2018 dessen Fortschreibung durch den VDKI) und für Kraftwerksgas, die Fortschreibung des Preises lt. Statistik der Kohlenwirtschaft verwendet.

Quartals mit 107,6 Mrd. kWh rund 5,4 % weniger Strom produzierten als 2024. Die installierte Leistung der Windenergie an Land hingegen stieg 2025 um rund 4,6 GW auf nunmehr 68,1 GW an. Der Bruttozubau war mit 5,3 GW höher, denn nun erreichten die ersten stärkeren Inbetriebnahmejahrgänge das Ende ihrer Nutzungsdauer, sodass hier dem Zubau etwas höhere Stilllegungsvolumen als in den vergangenen Jahren gegenüberstanden. Der Bruttozubau in diesem Jahr ist der zweithöchste, der bisher realisiert wurde. Nur im Jahr 2017 wurde mit 5,5 GW mehr Leistung installiert.

Die Anlagen auf See legten hingegen zu und lieferten mit 26,6 Mrd. kWh 1,9 % mehr Strom als noch im Vorjahr. Hier konnte die schlechte Witterung durch einerseits seltenere Abregelungen im Jahr 2025 und andererseits den hohen Zubau von 0,7 GW im Jahr 2024 ausgeglichen werden. Im Jahr 2025 erfolgten Inbetriebnahmen von Windanlagen auf See mit einer Leistung von 0,5 GW, so dass zum Jahresende die installierte Leistung 9,7 GW betrug.

Photovoltaikanlagen verzeichneten 2025 mit einer Stromerzeugung von 92,2 Mrd. kWh einen deutlichen Zuwachs um mehr als 18 %. Grund für den deutlichen Anstieg ist der erneute Rekordzubau von voraussichtlich 17,7 GWp im Jahr 2025, nachdem bereits 2024 rund 17,6 GWp zugebaut wurden. Die Höhe des Zubaus im Jahr 2025 ist immer noch teilweise geschätzt, weil PV-Anlagen zum Teil mit sehr hoher zeitlicher Verzögerung registriert werden, deswegen kann noch kein finaler Zubau aus dem Marktstammdatenregister bestimmt werden. Der vorliegende Wert enthält eine Schätzung der noch fehlenden Registrierungen.

Die installierte Photovoltaik-Leistung in Deutschland erreichte damit zum Ende 2025 mehr als 118,0 GWp. Dank der hohen installierten Leistung ist Photovoltaik im Jahr 2025 nun das erste Mal hinter Wind die Technologie mit der zweithöchsten Stromerzeugung.

Aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse (einschließlich Deponie- und Klärgas sowie Klärschlamm) wurden im Jahr 2025 nach vorläufigen

Daten 42,4 Mrd. kWh Strom gewonnen und damit 4 % weniger als im Vorjahr. Zuzüglich der anteiligen Erzeugung in Müllkraftwerken (Hausmüll hälftig aufgeteilt in regenerativ und nicht-regenerativ) aus biogenen Abfällen wurden in Deutschland im Jahr 2025 rund 48 Mrd. kWh Strom aus biogenen Energieträgern produziert.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft sank im Jahr 2025 um gut 24 % auf 17,1 Mrd. kWh. Im Vorjahr erreichte die Stromerzeugung aufgrund überdurchschnittlich Niederschlagsmengen und damit verbunden entsprechend hohem Wasserdargebot noch den höchsten Erzeugungswert seit dem Jahr 2013, während 2025 die Stromerzeugung der Wasserkraftanlagen aufgrund niedriger Niederschlagsmengen deutlich unter dem 10-Jahresmittel lag.

Ans deutsche Stromnetz angeschlossene Stromspeicher in Deutschland (ab 1 MW Nettonennleistung oder 1 MWh Speicherkapazität) nahmen 2025 in Summe 9,7 Mrd. kWh Strom auf und gaben 7,4 Mrd. kWh wieder ab. Den größten Anteil daran hatten Pumpspeicher: Einer Pumparbeit von 9,2 Mrd. kWh stand eine Ausspeisung von 7 Mrd. kWh gegenüber. Die nutzbare Speicherkapazität dieser Großspeicher belief sich Ende 2025 auf 143,6 GWh.³²

Hinzu kommt eine Vielzahl von kleinen Batteriespeichern (kleiner 1 MW Nettonennleistung und kleiner 1 MWh Speicherkapazität), größtenteils sogenannte Heimspeicher. Auf Basis der Daten im Marktstammdatenregister gab es Ende 2025 eine nutzbare Speicherkapazität der Heimspeicher in Höhe von 20 GWh und damit 4,5 GWh mehr als im Vorjahr. Der Ausbau von Batteriegroßspeichern von > 1 MW hat sich mit einem Zuwachs von 2,3 GWh auf 4,1 GWh fast verdoppelt.

2025 flossen 17,8 Mrd. kWh mehr Strom aus dem Ausland nach Deutschland als umgekehrt ins benachbarte Ausland.³³ Damit ist Deutschland erneut nach 2023 und 2024 Netto-Importeur von Strom. Die Stromimporte sind im Vergleich zum Vorjahr um 2,3 % auf 78,5 Mrd. kWh gesunken, während die Stromexporte um 8,1 % auf 60,7 Mrd. kWh anstiegen (vgl. Abbildung 12).

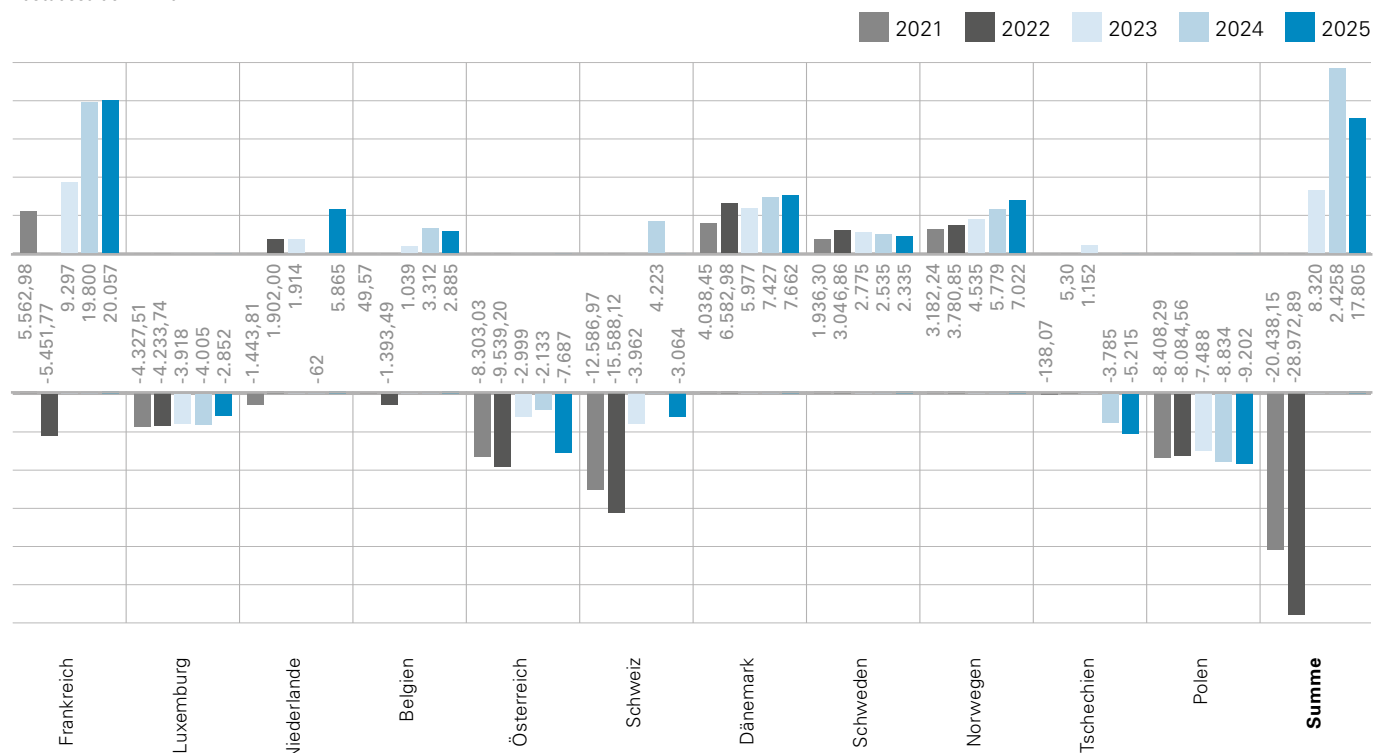
32) Darüber hinaus existieren Pumpspeicher in Österreich oder Luxemburg, die ausschließlich an das deutsche Stromnetz angeschlossen sind, diese Speicher verfügen laut Marktstammdatenregister über eine zusätzliche Leistung von 3,6 GW und ca. 960 GWh Speicherkapazität.

33) Die amtlichen Daten, die auch in der Energiebilanz Deutschland, vgl. Tabelle 12 dieses Berichtes, genutzt werden, können im Folgenden wegen Geheimhaltung der Länder nicht verwendet werden. Die Abweichungen im Stromaußenhandel zu Tabelle 12 beruhen vor diesem Hintergrund auf der Verwendung einer anderen Datenquelle (ENTSOE).

Abbildung 12

Entwicklung des Stromaustauschsaldos mit Partnerländern von 2021 bis 2025

Austausssaldo in Mrd. kWh



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

Besonders hohe Importüberschüsse waren in der Reihenfolge ihrer Bedeutung im Austausch mit Frankreich (20,1 Mrd. kWh), Dänemark (7,7 Mrd. kWh) und Norwegen (7,0 Mrd. kWh) zu beobachten. Auch im Stromaustausch mit den Niederlanden, Belgien und Schweden ergaben sich 2025 Einfuhrüberschüsse. Hingegen zeigte sich im Stromaustausch mit Polen (9,2 Mrd. kWh), Österreich (7,7 Mrd. kWh), Tschechien (5,2 Mrd. kWh), der Schweiz (3,1 Mrd. kWh) sowie Luxemburg (2,9 Mrd. kWh) ein Exportüberschuss.

Die Veränderungen beim Stromaustausch sind ein Zeichen für einen funktionierenden europäischen Strombinnenmarkt. Auch 2025 standen im benachbarten Ausland zeitweise günstigere Erzeugungsoptionen zur Bedarfsdeckung in Deutschland zur Verfügung, als das hierzulande der Fall gewesen wäre. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien schreitet nicht nur in Deutschland, sondern auch im europäischen Ausland voran und sorgt dort in den sonnenreichen Monaten,

aber auch in Phasen mit hohem Windaufkommen für eine höhere Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Höhere Stromimporte bedeuten weder eine Abhängigkeit vom europäischen Ausland bei der Stromversorgung, noch sind sie ein Indikator für Knappheiten in Deutschland, da genügend inländische Erzeugungskapazitäten zur Bedarfsdeckung in Deutschland verfügbar gewesen wären.

Die Nutzung günstigerer Erzeugungsoptionen im europäischen Ausland – insbesondere aus erneuerbaren Energien, aber auch aus Kernkraftwerken – hat zum Teil fossile Stromerzeugung in Deutschland substituiert. Damit wirkt der Stromimportsaldo auch emissionsmindernd für die deutsche CO₂-Bilanz.

Der Letztverbrauch von Strom (Nettostromverbrauch) belief sich 2025 nach ersten Daten auf 469,6 Mrd. kWh; dies entspricht, verglichen mit dem Vorjahr, einem Rückgang um 0,8 % (vgl. Tabelle 14).

Tabelle 14

Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 2020 bis 2025

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Veränderungen 2025/2024
	Mrd. kWh						Veränderung in %
Bruttostromerzeugung	576,8	592,8	578,9	511,3	503,2	509,2	1,2
Kraftwerkseigenverbrauch	-27,7	-29,3	-28,4	-23,5	-21,8	-22,6	3,8
Nettostromerzeugung	549,2	563,5	550,5	487,7	481,4	486,6	1,1
Stromflüsse aus dem Ausland	48,0	51,7	49,3	69,3	81,7	79,7	-2,4
Stromflüsse in das Ausland	66,9	70,3	76,6	60,1	55,4	60,2	8,7
Nettostromaufkommen für Inland	530,3	545,0	523,3	497,0	507,6	506,0	-0,3
Pumparbeit	8,8	7,2	8,0	7,3	8,3	9,2	10,2
Netzverluste und Nichterfasstes	26,9	26,6	26,3	25,8	26,1	27,3	4,6
Nettostromverbrauch	494,6	511,2	489,0	463,9	473,2	469,6	-0,8
davon:							
Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	206,7	214,4	201,4	185,8	186,0	184,4	-0,9
Haushalte	127,4	138,5	134,1	131,4	132,3	132,5	0,2
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	138,2	134,8	128,4	121,1	127,8	124,4	-2,6
Verkehr	11,6	13,2	14,8	16,0	17,4	18,8	8,3
Energieverbr. im Umwandlungssektor (ohne Kraftwerkseigenverbrauch)	10,6	10,4	10,4	9,5	9,7	9,4	-3,5
Bruttoinlandsstromverbrauch	557,9	574,3	551,6	520,5	529,4	528,7	-0,1

1) Vorläufige Angaben, teilweise geschätzt.

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Der mit Abstand größte Stromverbraucher war im Jahr 2025 immer noch die Industrie mit einem Anteil von 39,2 %, gefolgt von den privaten Haushalten mit 28,2 %. Der Anteil des GHD-Sektors betrug gut 26 %, der des Verkehrssektors knapp 4 %.

Der Stromverbrauch der Industrie (Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe, in der Abgrenzung der Energiebilanz Deutschland, Energiebilanzzeile 60, also ohne Stromeinsatz in Energieumwandlungsbereichen wie z. B. Raffinerien, Kokereien usw.) betrug im Berichtsjahr voraussichtlich insgesamt 184,4 Mrd. kWh und sank damit um 0,9 % gegenüber 2024. Der Stromverbrauch der privaten Haushalte nahm im gleichen Zeitraum um 0,2 % zu. Im Verkehrsbereich wird nach ersten Daten bzw. Schätzungen mit einem Plus von 8,3 % für den Fahrstrom von Schienenbahnen sowie für die Elektromobilität gerechnet. Der Stromverbrauch der Betriebe im Sektor Gewerbe, Handel und

Dienstleistungen (GHD) sank im Jahr 2025 um 2,6 % auf mehr als 124,4 Mrd. kWh.

Der durchschnittliche Strompreis der Industrie (160.000 bis 20 Mio. kWh, mittelspannungsseitige Versorgung, inkl. Stromsteuer) lag 2025 bei 17,6 ct/kWh und damit um 0,3 ct/kWh bzw. 1,7 % über dem Mittelwert des vergangenen Jahres. Zum Vergleich: 2024 sank der Industriestrompreis um knapp 30 % gegenüber 2023. Ursächlich für den Rückgang im Jahr 2024 war zum einen die Reduzierung der Steuern- und Abgabenlast für Industriekunden (Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, §19 StromNEV-Umlage, Offshore-Netzumlage und Stromsteuer) auf 1,46 ct/kWh, die 2023 noch bei insgesamt 2,86 ct/kWh lag. Zum anderen ist zu beachten, dass im Jahr 2024 auch die Preise für die Beschaffung, Netzentgelt und Vertrieb um 6,1 ct/kWh (entspricht 28,2 %) gesunken sind.

Der Strompreis für Haushaltskunden ist im Jahr 2025 gegenüber dem Vorjahr um gut 2 % auf durchschnittlich 39,3 ct/kWh gefallen.³⁴ Ursächlich dafür waren die weiter sinkenden Preise im Großhandel und geringere Netzentgelte. Die Kosten für Beschaffung und Vertrieb lagen im Jahr 2025 um 1,3 ct/kWh bzw. 7,5 % unterhalb des Vorjahresniveaus. Die Ausgaben für Netzentgelte sanken um 0,5 ct/kWh und damit um gut 4 %. Die Staatslasten, bestehend aus Steuern, Abgaben und Umlagen, haben sich im Jahr 2025 im Vergleich zum Vorjahr hingegen um knapp 1 ct/kWh erhöht, damit stieg ihr Anteil am Strompreis von 29 auf 32 % (vgl. Abbildung 13).

Die monatliche Entwicklung der Börsenstrompreise am Spotmarkt zeigt folgendes Bild: Im Jahr 2022 war der Börsenpreis von erheblichen Volatilitäten geprägt und erreichte im August 2022 mit 465,18 €/MWh (Phelix Base) einen historischen Höchststand. Im vierten Quartal 2022 beruhigte sich die Marktlage, sodass der Großhandelspreis deutlich zurückging und im Dezember 2022 bei 251,62 €/MWh lag. In den Folgejahren 2023 bis 2025 fiel das Preisniveau demgegenüber durch vergleichsweise geringere

Schwankungen auf. Im Januar 2023 lag der Börsenpreis bei 117,83 €/MWh; bis Dezember 2024 verringerte er sich auf 108,32 €/MWh. Im Jahr 2025 begann der Börsenstrompreis bei 114,1 €/MWh und sank bis Dezember 2025 auf 93,47 €/MWh (vgl. Abbildung 14).

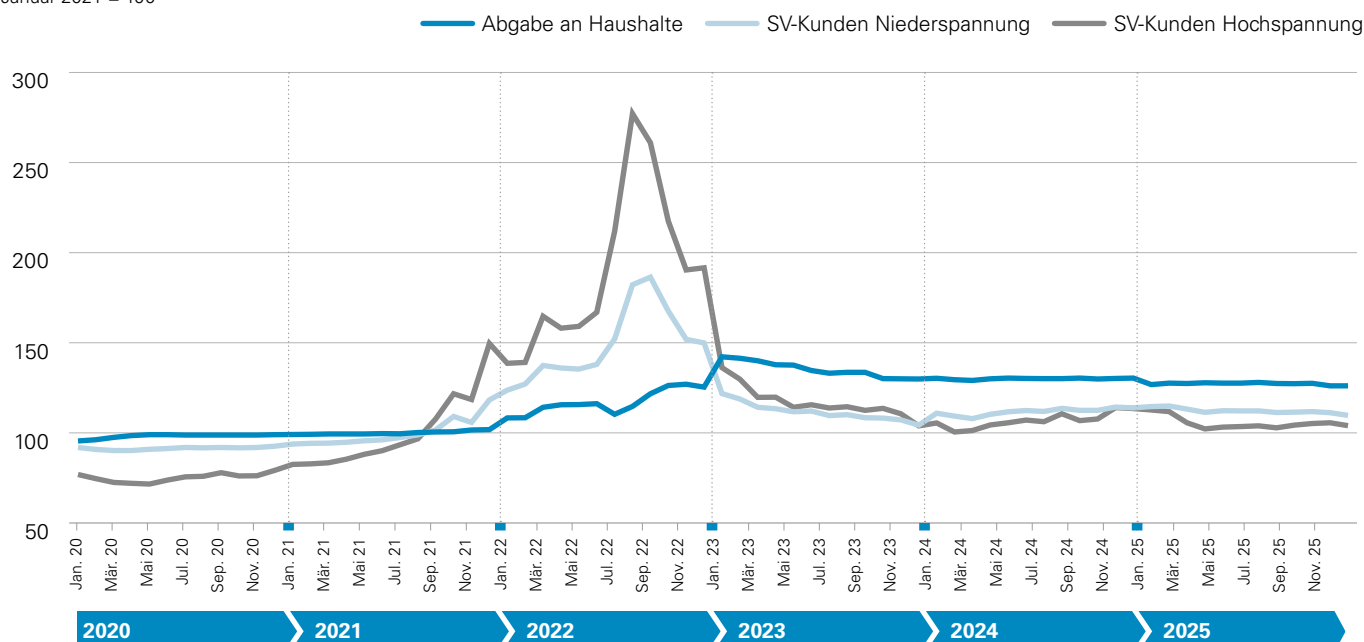
Im Jahresdurchschnitt 2025 erhöhte sich der Börsenpreis (Phelix Base) gegenüber 2024 um 12 % auf 88,79 €/MWh, der EEX-Strompreis (Phelix Peak) im gleichen Zeitraum um nur knapp 4 % auf 93,28 €/MWh.

Die CO₂-Emissionen der Stromwirtschaft – also die CO₂-Emissionen der Gesamtheit aller Stromerzeugungsanlagen in Deutschland einschließlich der Anlagen in der Industrie – sanken vorläufigen Zahlen zufolge 2025 gegenüber 2024 um 1,9 %. Die Stromerzeugung insgesamt stieg um 1,2 %. Infolgedessen verringerten sich auch die spezifischen Emissionen der (Netto)stromerzeugung um 3,0 % auf 0,32 kg/kWh CO₂. Maßgeblich für den Rückgang der Emissionen waren neben der fortlaufenden Erhöhung der Wirkungsgrade auch Verschiebungen im Erzeugungsmix. Dieser verzeichnete 2025 eine Verschiebung von Braunkohle hin zu Erdgas und Steinkohle, während

Abbildung 13

Strom-Erzeugerpreisindex für Sondervertragskunden und Abgabe an Haushalte in Deutschland von 2020 bis 2025

Januar 2021 = 100



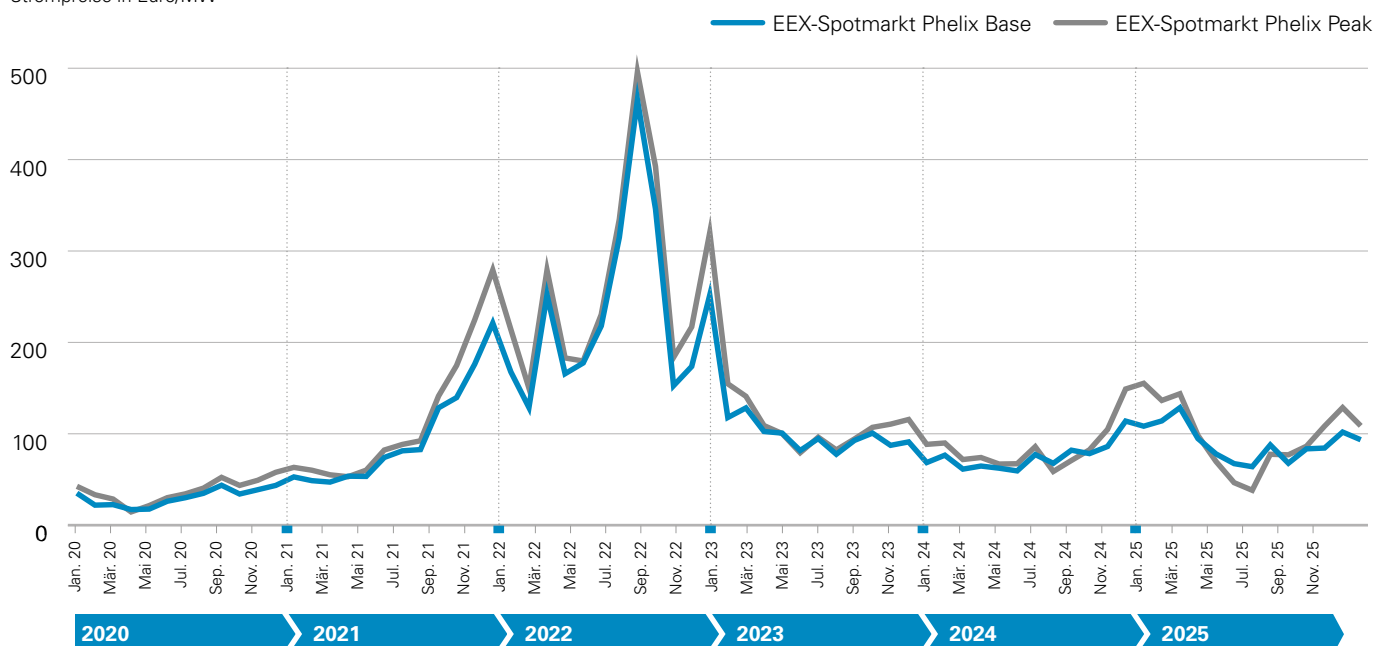
Quelle: Statistisches Bundesamt

34) Durchschnittlicher Strompreis für einen Haushalt in ct/kWh, Jahresverbrauch 3.500 kWh, Grundpreis anteilig enthalten, Einzelheiten vgl. BDEW-Strompreisanalyse April 2026. Internet: Strompreis Entwicklung in Deutschland für Haushalte und Industrie. Internet: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/> (Abrufdatum: 15.06.2026).

Abbildung 14

Entwicklung der Strompreise auf dem EEX-Spotmarkt (Phelix Base und Peak) von 2020 bis 2025

Strompreise in Euro/MW



Quelle: Udo Leuschner

die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien um 1,2 % zunahm.

Die CO₂-Emissionen der Stromwirtschaft in der Abgrenzung des AG Energiebilanzen – also die CO₂-Emissionen der Gesamtheit aller Stromerzeugungsanlagen inkl. Anlagen der Industrie und Stromerzeugung aus KWK) – sanken 2025 nach vorläufigen Berechnungen um rund 1,6 % auf 134,5 Mio. t CO₂ (2024: 136,7 Mio. t CO₂).

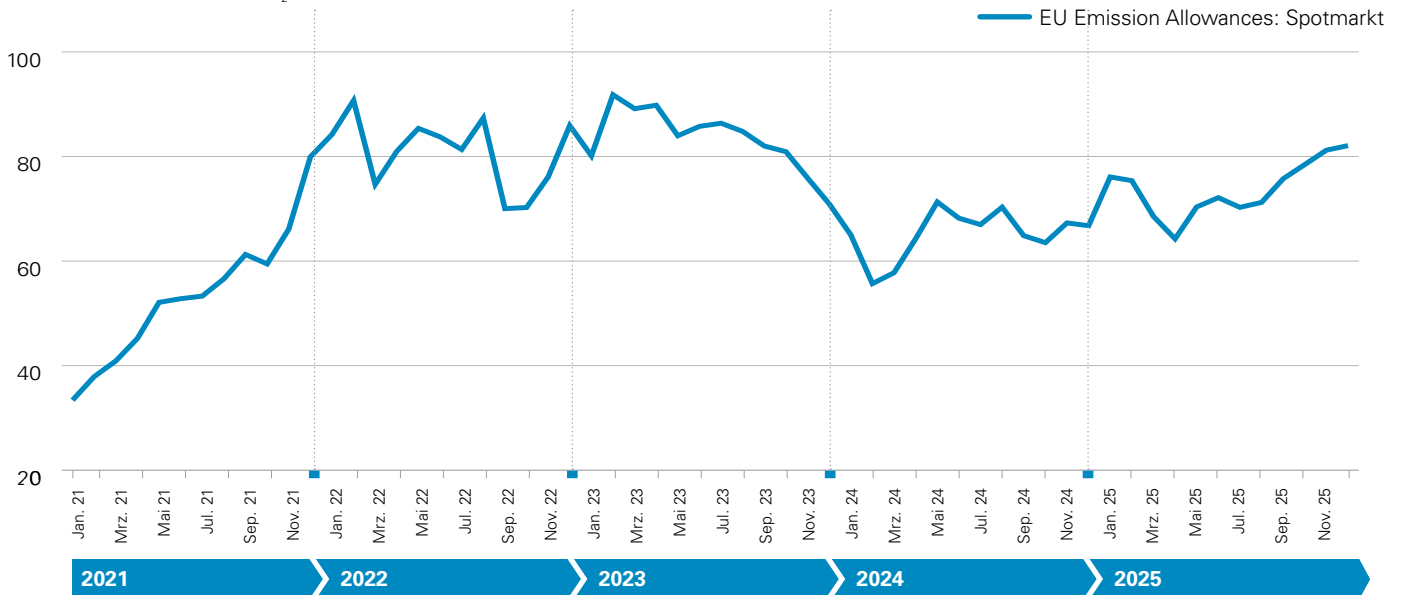
Für die Erreichung der Klimaziele Deutschlands gemäß Klimaschutzgesetz ist allerdings der Sektor Energiewirtschaft maßgeblich, der zur Stromerzeugung unterschiedlich abgegrenzt wird und neben CO₂ auch andere Treibhausgasemissionen umfasst. Der größte Teil der Emissionen entsteht hier auch in Stromerzeugungsanlagen, allerdings beinhaltet der Sektor Energiewirtschaft nicht die Emissionen der Stromerzeugungsanlagen der Industrie, dafür aber z. B. die Emissionen von Fernheizwerken, Mineralö Raffinerien oder die diffusen Emissionen der Gasversorgung. Im Sektor Energiewirtschaft sanken die Emissionen im Jahr 2025 nach vorläufigen Berechnungen um 1 Mio. t CO₂ eq auf 189 Mio. t CO₂ eq. Somit ist auch hier eine

Stagnation zu beobachten, die Emissionen liegen aber immer noch unter dem indikativen Minderungspfad des Sektors zwischen den Zieljahren 2022 und 2030 des Klimaschutzgesetzes in Höhe von 201 Mio. t CO₂ eq für 2025.

Die Preise für CO₂-Emissionszertifikate bewegten sich im Laufe des Jahres 2025 im Trend leicht nach oben. Sie starteten im Januar bei 76 €/t CO₂, sanken bis April auf ein Minimum von 64 €/t CO₂ und schlossen im Dezember mit dem Höchstwert von 82 €/t CO₂ ab. Im Jahresmittel lag der Preis bei rund 74 €/t CO₂, im Jahr 2024 lag der Durchschnittspreis noch bei 65 €/t CO₂ (vgl. Abbildung 15).

Abbildung 15

EU Emission Allowances auf dem EEX-Spotmarkt von 2021 bis 2025

Zertifikatspreise in Euro je t CO₂

Quelle: European Energy Exchange AG (EEX)

Erneuerbare Energien³⁵

Der Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger betrug im Jahr 2025 insgesamt 2.190 PJ (vgl. Tabelle 15). Im Vergleich zum Vorjahr (2.127 PJ) entsprach dies einer Steigerung um 2,9 %. Wesentliche Gründe waren der anhaltend hohe Zubau neuer Photovoltaikanlagen sowie der zunehmende Einsatz erneuerbarer Energieträger zur Wärmebereitstellung. Im Verkehrssektor wurden ebenfalls mehr Biokraftstoffe eingesetzt als im Vorjahr.

Die gesamte Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien belief sich im Jahr 2025 auf knapp 292 Mrd. kWh. Gegenüber dem Vorjahr entspricht dies einer Steigerung von 1,2 % (2024: 288,1 Mrd. kWh).

Die Windenergie war 2025 erneut mit deutlichem Abstand der wichtigste Energieträger im deutschen Strommix. In Summe erzeugten Windenergieanlagen mehr als 134,2 Mrd. kWh Strom. Damit deckten Windkraftanlagen an Land und auf See rund 25 % des Bruttostromverbrauchs. Obwohl die Windstromerzeugung an Land aufgrund im historischen Vergleich sehr geringer Windverhältnisse im ersten Halbjahr gegenüber dem Vorjahr um fünf Prozent zurückging, erzeugten alleine die Windkraftanlagen an Land mehr Strom als alle Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke zusammen. Zugleich legte die Stromproduktion der Windparks auf See um zwei Prozent zu. Neben der Witterung trug auch der weitere Ausbau der Erzeugungskapazitäten zu dieser Entwicklung bei: Während auf See neue Leistung in Höhe von rd. 0,5 GW in Betrieb genommen wurde, erreichte der Netto-Zubau an Land rd. 4,6 GW. Zum Jahresende 2025 war damit eine Windkraft-Gesamtleistung von rund 68,1 GW an Land und rund 9,7 GW auf See installiert (Quelle: BNetzA Marktstammdatenregister, Datenstand Feb. 2026).

Die Photovoltaik leistete 2025 den zweitgrößten Beitrag zur deutschen Stromerzeugung noch vor Erdgas. Sowohl durch eine überdurchschnittliche Globalstrahlung, als auch durch einen Kapazitätszubauf von rund 17,6 GW im Jahresverlauf bedingt nahm die Solarstromerzeugung um 21,5 % zu. Einschließlich der eigenerzeugten und selbstverbrauchten Strommengen erzeugten Photovoltaik-Anlagen rund 92,2 TWh in 2025. Zum Ende des Jahres 2025 waren insgesamt rd. 120 GW PV-Modulleistung installiert (Quelle: BNetzA Marktstammdatenregister, Datenstand Feb. 2026).

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft lag aufgrund der trockenen Witterung im 1. Halbjahr auf einem historisch niedrigen Niveau von 17,1 Mrd. kWh. Gegenüber dem niederschlagsreichen Vorjahr entspricht dies einem starken Rückgang von 24 %. Auch die Stromerzeugung aus Biomasse einschließlich biogenem Abfall (rund 48,0 Mrd. kWh) ging 2025 um rund 3 % gegenüber dem Vorjahr zurück. Bei der primärenergetischen Darstellung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Tabelle 15 ist eine energiestatistische Konvention, das so genannte Wirkungsgradprinzip, zu beachten: Mangels physikalisch bestimmbarer Heizwerte wird bei den Energieträgern Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik ein fiktiver Wirkungsgrad der Energieumwandlung von 100 % unterstellt, während der Einsatz biogener Brennstoffe in Kraftwerken und anderen Erzeugungsanlagen mit ihrem Energiegehalt bilanziert wird. Die Konvention des Wirkungsgradprinzips führt somit dazu, dass der in Tabelle 15 ausgewiesene primärenergetische Beitrag der Stromerzeugung aus Photovoltaik (Umwandlungseinsatz 332 PJ) niedriger als der Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung aus Biomasse inkl. biogenem Abfall (367 PJ) ausgewiesen wird, obwohl die Stromerzeugung aus Photovoltaik im Jahr 2025 fast doppelt so hoch wie die Stromerzeugung aus Biomasse inkl. biogenem Abfall war (92 vs. 48 Mrd. kWh).

35) Dieser Text beruht auf den Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat, Stand 12.5.2026). Weitere Informationen zur Entwicklung erneuerbarer Energien im Jahr 2025 können dem UBA-Hintergrundpapier „Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2025“ entnommen werden: https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/479/publikationen/2026-03/UBA_Erneuerbare%20Energien%20in%20Deutschland%202025.pdf (Abrufdatum 18.5.2026).

Tabelle 15

Erneuerbare Energien in Deutschland 2024 und 2025 nach Verwendung und Energiequellen

		Wasserkraft			Windenergie (an Land und auf See)			Solarenergie			Geothermie			Biomasse			Abfälle (biogen)			Summe		
		2024		Ände- rungen	2024		Ände- rungen	2024		Ände- rungen	2024		Ände- rungen	2024		Ände- rungen	2024		Ände- rungen	2024		Ände- rungen
		Petajoule	%		Petajoule	%		Petajoule	%		Petajoule	%		Petajoule	%		Petajoule	%		Petajoule	%	
Gewinnung im Inland	81	61	-32		503	483	-4	305	365	17	89	103	13	1.045	1.056	1	129	130	1	2.152	2.199	2,2
Außenhandelsaldo														-25	-10					-25	-10	
Primärenergie- verbrauch	81	61	-32		503	483	-4	305	365	17	89	103	13	1.020	1.047	3	129	130	1	2.127	2.190	2,9
Einsatz in Kraftwerken (Strom)	81	61	-32		503	483	-4	273	332	18	8	8	5	322	308	-5	58	59	1	1.246	1.252	0,5
Einsatz in Kraft- und Heizwerken (Wärme)								0	0	23	7	8	10	51	53	4	49	50	1	108	111	2,8
Verbrauch bei Umwandlung, Verluste														17	16	-7	3	2	-4	19	18	-5,9
Endenergie- verbrauch								32	33	5	75	87	15	628	668	6	19	19	0	753	808	7,2
Industrie								0	0	0	1	1	0	102	102	0	19	19	0	121	121	0,0
Verkehr														123	134	8				123	134	9,0
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen								32	33	5	74	87	15	403	432	7	0	0	-10	509	552	8,5

Alle Werte vorläufig (Stand 16. Mai 2026)

Quelle: AGEStat

Der gesamte Primärenergieverbrauch an Biomasse und biogenen Abfällen (1.177 PJ) nahm gegenüber dem Vorjahr (1.149 PJ) unter anderem temperaturbedingt um etwa 2 % zu. Rund 41 % der energetisch genutzten Biomasse wurde im Umwandlungssektor, insbesondere als Brennstoffeinsatz zur Strom- und Fernwärmeerzeugung einschließlich Eigenverbrauch der Erzeugungsanlagen, eingesetzt. Der überwiegende Teil (59 %) der energetischen Nutzung von Biomasse entfiel auf den Endenergieverbrauch. Die privaten Haushalte und die Betriebe im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen waren für gut drei Fünftel des Endenergieverbrauchs verantwortlich (432 PJ, +7 %), während der Anteil des Verkehrssektors durch die Verwendung flüssiger und gasförmiger Biokraftstoffe bei ca. einem Fünftel (134 PJ, +9 %) und der Anteil des Industriesektors (121 PJ, +0 %) schließlich bei einem knappen Fünftel lag.

Die sonstigen erneuerbaren Energien einschließlich Umweltwärme, oberflächennaher Geothermie, Tiefengeothermie und Solarthermie machten im Jahr 2025 einen Anteil von 6 % des gesamten erneuerbaren Primärenergieverbrauchs aus. Nach dem Markteinbruch 2024 wurden 2025 rund 300.000 Heizungs-

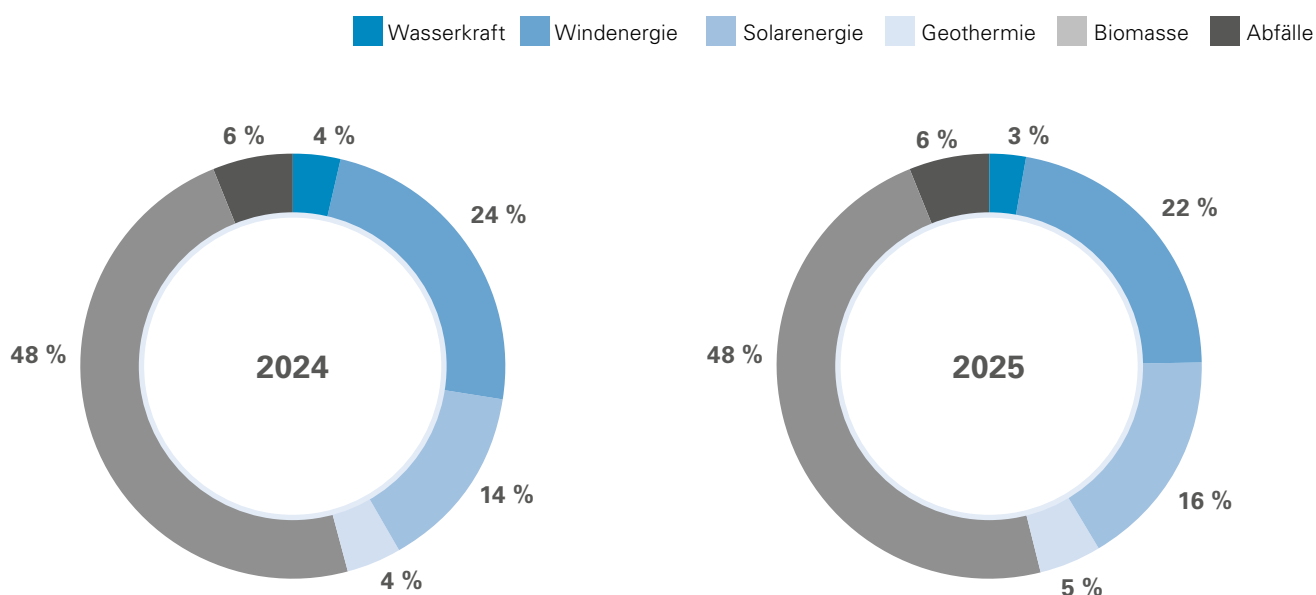
wärmepumpen und rd. 50.000 Brauchwasserwärmepumpen abgesetzt (Quelle: Bundesverband Wärmepumpe e.V.). Der Gesamtbestand an Wärmepumpen wuchs damit um ca. 10 % auf rd. 2,2 Mio. Wärmepumpen an. In Kombination mit der kälteren Witterung nahm in der Folge auch die mittels dieser Wärmepumpen nutzbar gemachte Umweltwärme und oberflächennahe Geothermie um 17 % auf 84 PJ zu. Hinzu kamen rund 19 PJ tiefengeothermische Primärenergie zur Strom- und Wärmeerzeugung. Die solarthermische Wärmegewinnung stieg aufgrund der höheren Sonneneinstrahlung trotz rückläufigem Bestand gegenüber dem Vorjahr um 5 % auf 33 PJ an.

Zusammenfassend zeigt die Darstellung des Primärenergiebeitrags der einzelnen erneuerbaren Energieträger (vgl. Abbildung 16), dass die Biomasse (inkl. erneuerbare Abfälle) 2025 mit einem Anteil von rund 53,7 % der mit Abstand bedeutendste Energieträger unter den erneuerbaren Energien blieb, gefolgt von der Windenergie mit 22,1 %, der Sonnenenergie mit 16,7 %, der Geothermie und Umweltwärme mit 4,7 % und der Wasserkraft mit 2,8 %. Gegenüber dem Vorjahr sind unterschiedliche Tendenzen festzustellen: Während der primärenergetische Beitrag der

Abbildung 16

Struktur der erneuerbaren Energien in Deutschland 2024 und 2025

Anteile am Primärenergieverbrauch der erneuerbaren Energien insgesamt in %



Quelle: Abbildung auf Basis der Daten der AGEE-Stat

Sonnenenergie stark zugenommen hat (+2,4 %-Punkte), verlor die Windenergie aufgrund des geringeren Winddargebots Anteile (-1,6 %-Punkte). Der Anteil der Wasserkraft ging witterungsbedingt ebenfalls zurück (-1,0 %-Punkte). Und auch der Anteil der energetisch genutzten Biomasse und biogener Abfälle war gegenüber dem Vorjahr leicht rückläufig (-0,3 %-Punkte). Wachstum verzeichnete hingegen die Geothermie einschließlich Umweltwärme (+0,5 %-Punkte).

Energieeffizienz in Deutschland

Bereits im Rahmen der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie hat sich die Bundesregierung zum Ziel gesetzt, die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität bis 2020 gegenüber 1990 zu verdoppeln. Auch die Energieeffizienzstrategie 2050 sieht in der Erhöhung der Energieeffizienz nach wie vor eine Schlüsselstrategie für den Erfolg der anvisierten Energiewende.

Dabei ist die empirische Bestimmung der Energieeffizienz keineswegs eindeutig oder einfach und nicht jede technisch machbare Steigerung der Energieproduktivität auch wirtschaftlich sinnvoll. Denn Effizienzverbesserungen benötigen nicht nur Zeit, sondern erfordern in der Regel auch den Einsatz innovativer Technologien und damit den vermehrten Einsatz von Sachkapital.

Als Kennziffer zur Messung der Energieeffizienz wird typischerweise die Energieintensität, also der Verbrauch an Primär- oder Endenergie in Relation zu ökonomischen Leitgrößen, wie z. B. dem Bruttoinlandsprodukt oder der Bevölkerung betrachtet. Jede Verringerung der so definierten Energieintensität ist gleichbedeutend mit einer Erhöhung der Energieproduktivität bzw. -effizienz.

Die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland hat sich 2025 gegenüber dem Vorjahr (gemessen an den Ursprungswerten des Primärenergieverbrauchs) bei einer (preisbereinigten) Zunahme der gesamtwirtschaftlichen Leistung um 0,2 % angesichts des gleichzeitig zu beobachtenden Rückgangs des Energieverbrauchs um 0,4 % gegenüber dem Vorjahr kräftig, und zwar um etwa 0,6 % gegenüber 2024 verbessert. Mit Hilfe des Einsatzes einer Einheit Primärenergie (GJ) konnten 2025 schätzungsweise

342,70 € Bruttoinlandsprodukt erwirtschaftet werden, 2024 (endgültige Daten) lag dieser Wert noch bei 340,60 €. Gegenüber 1990 nahm die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität (unbereinigte Werte) im Jahresdurchschnitt um etwa 2,8 % zu.

Ein zusätzlicher (verbrauchssenkender) Einfluss, der sich in der Entwicklung der Ursprungswerte des gesamtwirtschaftlichen Energieverbrauchs bzw. der Energieproduktivität widerspiegelt, ging 2025 von der im Vergleich zum langjährigen Mittel 1990 bis 2024 milderen Witterung aus.³⁶ Unter Ausschaltung des Temperatureinflusses gegenüber dem langjährigen Mittel (1990 bis 2024) und um Lagerbestandeffekte³⁷ bereinigt, hätte die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität gegenüber dem Vorjahr 2024 deutlich spürbarer, und zwar um 2,3 % zugenommen. Im längerfristigen Trend (1990 bis 2025) bewegte sich auch der bereinigte Wert auf einem Niveau von 2,8 % p.a. (vgl. Tabelle 16 und Abbildung 17). Insgesamt hat sich die Entkopplung zwischen gesamtwirtschaftlicher Entwicklung und Energieverbrauch, im aktuellen Berichtsjahr 2025 (gemessen am langfristigen Trend) fortgesetzt.

Bei der Interpretation der Kennziffer gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz bzw. Energieproduktivität ist zu beachten, dass deren Entwicklung typischerweise auf zahlreiche, sich teilweise überlagernde Ursachen zurückzuführen ist. Insbesondere wird die Effizienz durch Einflussgrößen wie das Wirtschaftswachstum (Auslastung des Kapitalstocks bzw. Produktionsapparates), die Energiepreise, technische Verbesserungen der Produktionsprozesse (Modernitätsgrad des Kapitalstocks) sowie den nachfrageinduzierten inter- und intrasektoralen Strukturwandel³⁸ bestimmt.

36) Gegenüber dem Vorjahr war die Witterung kühler (+9,1 % bzw. 273 Gradtage).

37) Die unbereinigten bzw. beobachteten Ursprungswerte werden nicht nur von der Witterung, sondern zusätzlich von den Vorrats- bzw. Bestandsveränderungen bei lagerfähigen Energieträgern (wie z. B. leichtes Heizöl) mitbestimmt bzw. beeinflusst. Aufgrund der gesunkenen Preise etwa für leichtes Heizöl, haben die privaten Verbraucher ihre Tankbestände um schätzungsweise 55 PJ (entspricht ca. 1,5 Mio. Tonnen) erhöht. Insgesamt haben private und gewerbliche Verbraucher (GHD) ihre Tankbestände bei leichtem Heizöl 2025 um rund 60 PJ aufgestockt. Die Erhöhung der Tankbestände steigert zugleich den Absatz, wirkt jedoch in der Bereinigung verbrauchsdämpfend, während die kühlere Witterung den Verbrauch/Absatz ebenfalls erhöht, sich in der Temperaturbereinigung jedoch verbrauchssenkend niederschlägt.

38) In der Marktwirtschaft ist intersektoraler Strukturwandel definiert als Veränderung des Anteils einer Branche bzw. eines Wirtschaftszweiges an der gesamtwirtschaftlichen Produktion. Der intrasektorale Strukturwandel hingegen beschreibt die Veränderung der Erzeugungsstruktur bzw. der Produktpalette auf der Ebene homogener Wirtschaftszweige. In der Papierindustrie beispielsweise setzt sich gesamte Output aufgrund permanenter Verschiebungen der Nachfrage nach einzelnen Papiersorten (Druck- und -Pressepapiere, Grafische Papiere, Technische Papier sowie schließlich Hygienepapiere), die zur Herstellung unterschiedliche Energie- und Rohstoffeinsätze erfordern, aus einer anderen Sortenstruktur zusammen. Der Strukturwandel (inter- und intrasektoral) kann den Energieverbrauch sowohl senken als auch -erhöhen, wenn die durch den strukturellen Wandel ausgelösten Verschiebungen zugunsten oder zulasten energieextensiver Branchen oder Produkte wirken.

Tabelle 16

Gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2025

	Einheit	1990	2021	2022	2023 ¹⁾	2024	2025 ²⁾	Jahresdurchschnittliche Veränderung in %	
								2025/2024	2025/1990
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt, Referenzjahr 2020)	Verkettete Volumenangaben, in Mrd. €	1.959,1	3.585,6	3.650,5	3.618,8	3.600,8	3.608,4	0,2	1,8
Bevölkerung ³⁾	Mio.	79,8	82,0	82,5	83,3	83,5	83,5	0,0	0,1
Primärenergieverbrauch (unbereinigt)	Petajoule	14.905	12.477	11.711	10.658	10.571	10.530	-0,4	-1,0
Primärenergieverbrauch (bereinigt) ⁵⁾	Petajoule	15.014	12.499	11.926	10.854	10.881	10.659	-2,0	-1,0
Bruttostromverbrauch ⁴⁾	Mrd. kWh	550,7	574,3	551,6	520,5	529,4	528,7	-0,1	-0,1
Energieproduktivität (unbereinigt)	Euro/GJ	131,4	287,4	311,7	339,5	340,6	342,7	0,6	2,8
Energieproduktivität (bereinigt) ⁵⁾	Euro/GJ	130,5	286,9	306,1	333,4	330,9	338,5	2,3	2,8
Stromproduktivität	Euro/kWh	3,6	6,2	6,6	6,95	6,80	6,83	0,4	1,9

1) Angaben, z. T. geschätzt

2) vorläufige Angaben für 2025, teilweise geschätzt.

3) Durchschnittliche Bevölkerung auf Basis des Zensus 2011 (Ergebniss zum Stichtag 9. Mai 2011: 80.219.695 Einwohner)

4) Inkl. Pumpstromerzeugung

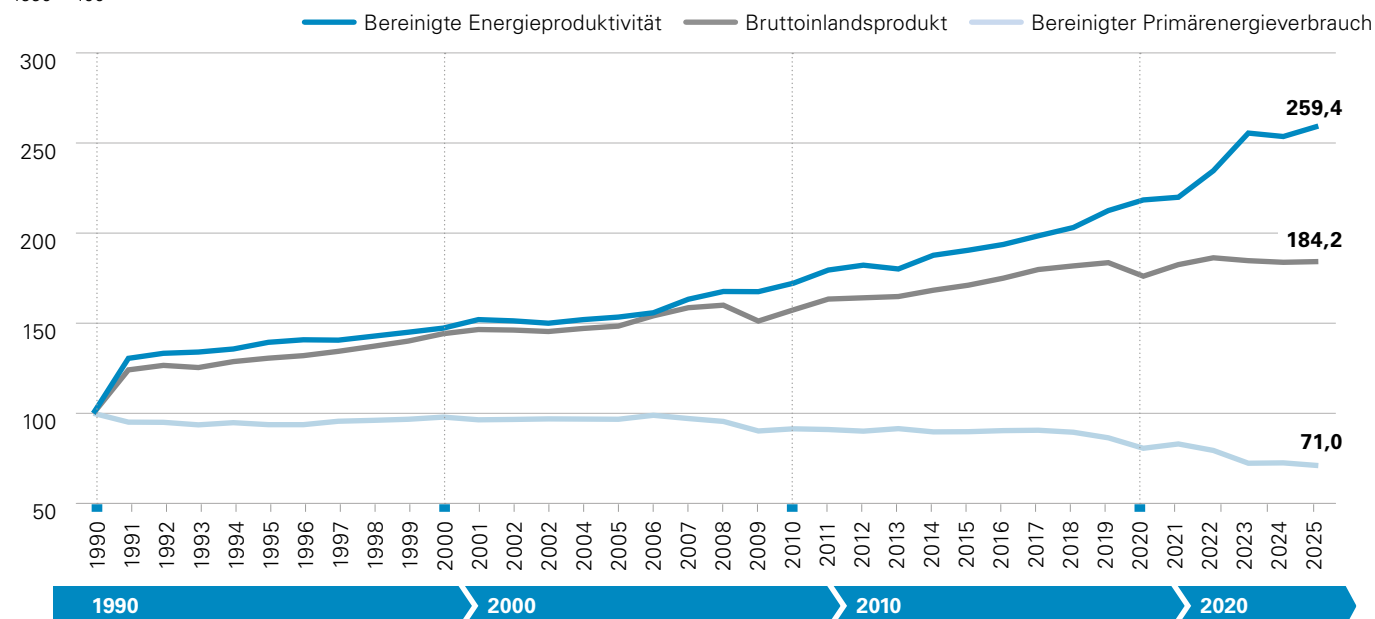
5) temperaturbereinigte Werte, Mineralöl lagerbestandsbereinigt

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Statistisches Bundesamt, Deutscher Wetterdienst, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Abbildung 17

Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und Energieproduktivität in Deutschland 1990 bis 2025

1990 = 100



Alle Werte für 2025 vorläufig

Quellen: Statistisches Bundesamt, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Bundesministerium für Finanzen, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Der sektorale Strukturwandel hat in der Vergangenheit in Deutschland tendenziell energieverbrauchssenkend gewirkt.

Zu berücksichtigen ist darüber hinaus, dass die auf dem Primärenergieverbrauch beruhende Betrachtung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität auch statistische Effekte widerspiegelt. Diese hängen mit der primärenergetischen Bewertung von Wasser- und Windkraft, Photovoltaik, Geothermie sowie der Kernenergie zusammen (die zur Stromerzeugung eingesetzt werden) und für die kein einheitlicher Umrechnungsmaßstab wie der Heizwert (bei fossilen Energieträgern) existiert. Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen bewertet diese Energieträger im Rahmen der Erstellung ihrer Energiebilanzen nach der sog. Wirkungsgradmethode (die auch international zur Berechnung des Primärenergieverbrauchs und der Erstellung von Energiebilanzen Anwendung findet). In der Vergangenheit³⁹ war die Substitutionsmethode in Deutschland der gebräuchliche Bewertungsmaßstab.

Die Entscheidung für die eine oder die andere Methode beeinflusst in Abhängigkeit von Substitutionsvorgängen im Energieträgermix nicht nur das Niveau, sondern auch die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und die der damit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität. Details zu den Auswirkungen der beiden Bewertungsmethoden auf den Primärenergieverbrauch finden sich u. a. in der AGEB-Publikation „Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019“, S. 38, die auf der Homepage der AG Energiebilanzen unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/02/ageb_jahresbericht2019_20200325_dt.pdf abgerufen werden kann.

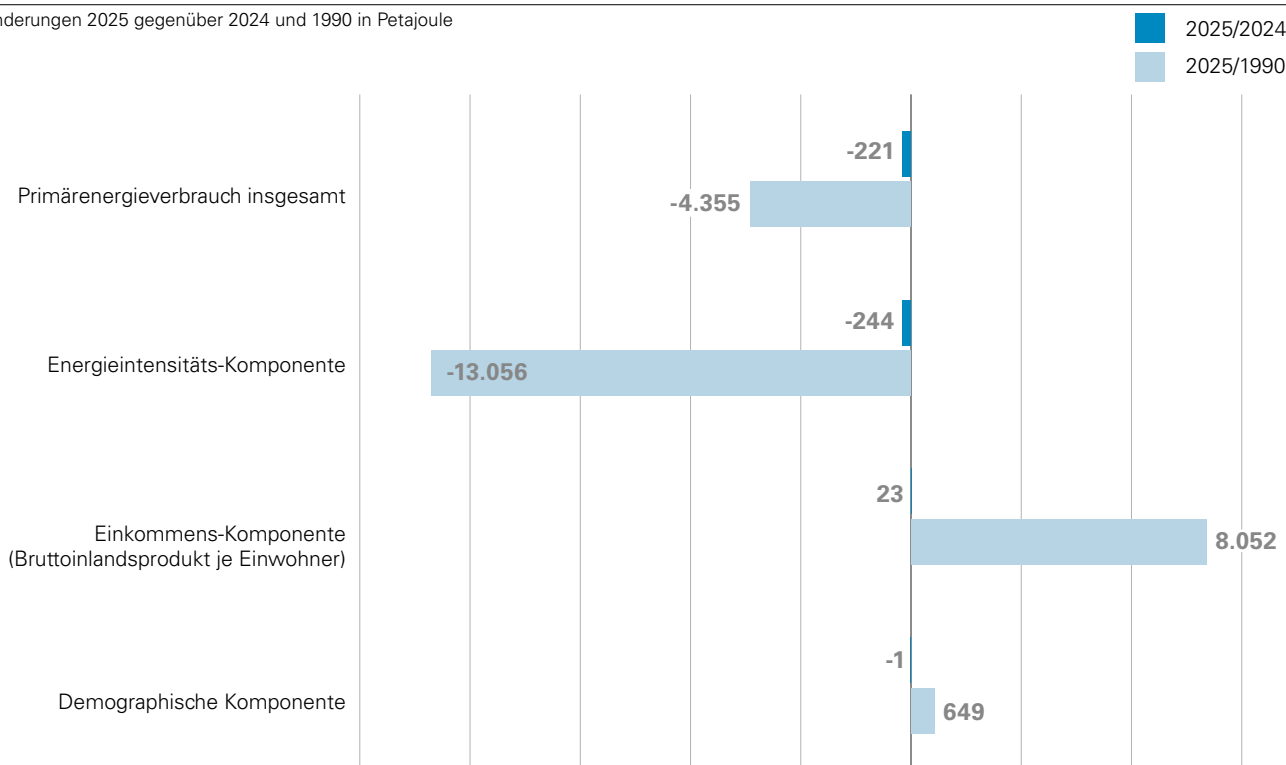
Die hoch-aggregierte Betrachtung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz verdeckt den Blick auf die vielen, oben bereits genannten Faktoren, die den Energieverbrauch prägen. Mit Hilfe der Methode der Komponentenzerlegung lassen sich zumindest die wesentlichen Einflüsse auf die Veränderungen des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs verdeutlichen

Abbildung 18

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des bereinigten Primärenergieverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2025 gegenüber 2024 und 1990 in Petajoule

AGEB
AG Energiebilanzen e.V.



Quellen: Statistisches Bundesamt, Deutscher Wetterdienst, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

39) Bis Mitte der 90er Jahre

(vgl. Abbildung 18). Dabei zeigen die langfristigen Veränderungen (1990-2025) sehr deutlich den großen Einfluss der gesunkenen Energieintensität (sprich: der Verbesserung der Energieeffizienz) auf die Minderung des (temperaturbereinigten) Primärenergieverbrauchs (-13.056 PJ). Dadurch konnten die verbrauchssteigernden Wirkungen des gesamtwirtschaftlichen Wachstums (+8.052 PJ) sowie des Bevölkerungszuwachses (+649 PJ) deutlich überkompensiert werden. Insgesamt hat sich der bereinigte Primärenergieverbrauch in der Zeit zwischen 1990 und 2025 um 4.355 PJ vermindert.

Die skizzierten Zusammenhänge gelten ähnlich für die kurzfristige Betrachtung der Veränderungen von 2024 auf 2025: Die Verringerung der (bereinigten) gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität führte zu einer Verringerung des Primärenergieverbrauchs um rund 244 PJ gegenüber 2024. Die Erhöhung der Wirtschaftsleistung führte zu einer Steigerung des bereinigten Primärenergieverbrauchs im Jahr 2025 verglichen mit dem Vorjahr um 23 PJ. Eine verbrauchs-senkende Wirkung geht in der kurzfristigen Perspektive zusätzlich von der Bevölkerungskomponente aus (-1 PJ), die den Primärenergieverbrauch, wie auch in der langfristigen Betrachtung, absolut gesehen mit relativ geringen Betragswerten beeinflusste. Im Ergebnis ist es 2025 zu einer Verringerung des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs um 221 PJ (gegenüber 2024) gekommen.

Einschränkend sei in Bezug auf die Bewertung der Ergebnisse der Komponentenerlegung anzumerken, dass die Veränderungen des Primärenergieverbrauchs selbstverständlich nicht nur von den hier berücksichtigten Faktoren (Wirtschaftswachstum, Bevölkerungsentwicklung und gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz) geprägt sind. Vielmehr lässt sich die Entwicklung des Energieverbrauchs weder monokausal noch stark vereinfachend vollständig erklären, sie ist vielmehr das Resultat eines sehr komplexen Zusammenspiels zahlreicher (zum Teil interdependenter) Determinanten, die neben den in dieser Komponentenerlegung betrachteten Einflussgrößen die Verbrauchsentwicklung prägen. Insbesondere sind die bereits angesprochenen Wirkungen des Strukturwandels in der hier

vereinfachend unterstellten gesamtwirtschaftlichen Komponentenerlegung für den Primärenergieverbrauch nicht enthalten.

Der sektorale Strukturwandel hat in der Vergangenheit in Deutschland tendenziell energieverbrauchssenkend gewirkt. Um diese Hypothese empirisch exakter zu unterlegen, wurde zusätzlich eine isolierte Komponentenerlegung des Endenergieverbrauchs der Industrie durchgeführt, die neben der Aktivitäts- und Intensitätskomponente (Bruttoproduktionswert und Energieeffizienz) zusätzlich eine Strukturkomponente berücksichtigt. Die Strukturkomponente erfasst den Einfluss des intersektoralen Strukturwandels (anhand der Gliederung der Industriesektoren in der Energiebilanz Deutschland, Energiebilanzzeilen 46 bis 59, wobei die Wirtschaftszweige „Grundstoffchemie“ und „Sonstige chemische Industrie“ zu einem Sektor „Chemische Industrie“ zusammengefasst wurden) auf den Endenergieverbrauch der Industrie (Energiebilanzzeile 60).⁴⁰

Abbildung 19 zeigt vor diesem Hintergrund, dass der intersektorale Strukturwandel in der Zeit zwischen 2003 und 2025 maßgeblich dazu beigetragen hat, den Endenergieverbrauch der Industrie insgesamt zu verringern. Lediglich im Zeitraum zwischen 2003 und 2009 ging von der Erhöhung der Energieeffizienz ein stärkerer verbrauchs-senkender Beitrag auf die Entwicklung des industriellen Endenergieverbrauchs aus als vom sektoralen Strukturwandel. Vom Wirtschaftswachstum ging – einmal abgesehen vom Rezessionsjahr 2009 – wie zu erwarten ein deutlich positiver Impuls auf den industriellen Energieverbrauch aus.

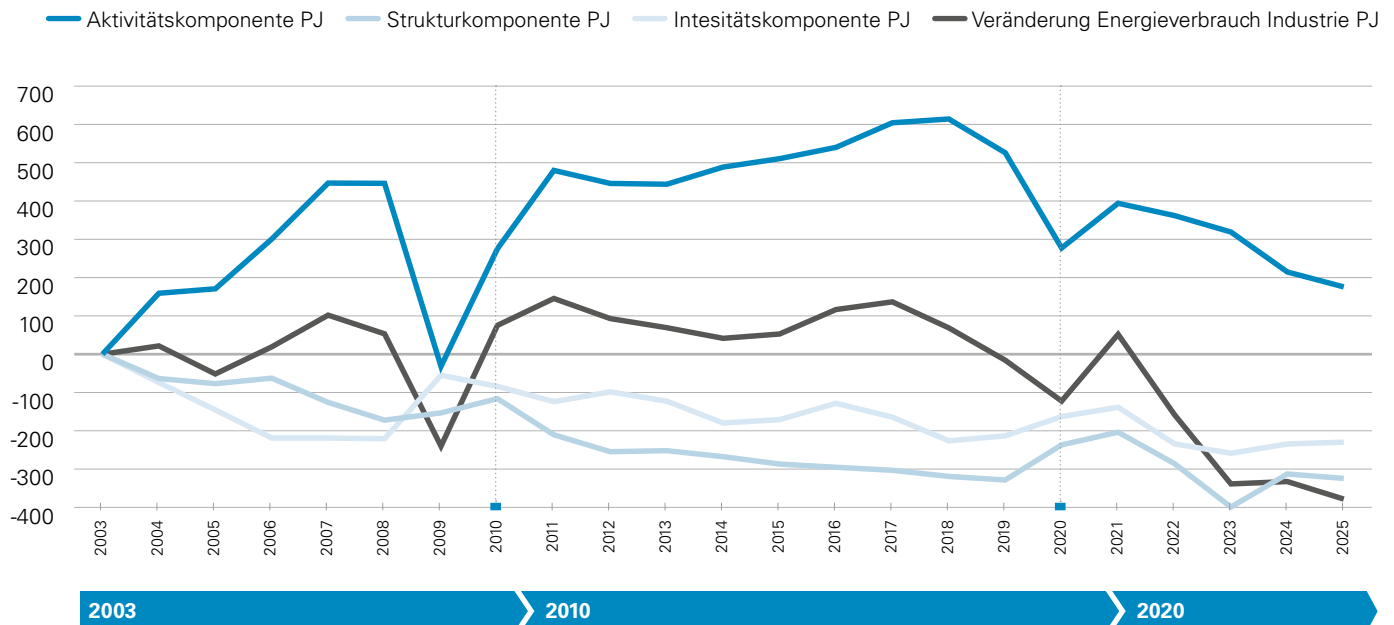
Bei der Interpretation der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität (vgl. Abbildung 17) ist darüber hinaus zu beachten, dass überdurchschnittlich hohen Effizienzgewinnen beim Einsatz von Brennstoffen und Wärme häufig vergleichsweise moderate Einsparungen beim spezifischen Stromverbrauch gegenüberstehen. Ursächlich dafür ist, dass in zahlreichen Wirtschaftsbereichen eine Steigerung der Energieproduktivität oftmals nur durch den vermehrten Einsatz moderner Anlagentechnik zu erreichen ist und viele der eingesetzten Verfahrenstechniken, die der

40) Dieser Bericht nutzt zur Komponentenerlegung des Endenergieverbrauchs der Industrie die sog. **Log-Mean Divisia Index Methode I (LMDI I)**. Vgl. dazu im Einzelnen B.W. Ang, F.L. Liu, (2001), A new energy decomposition method: perfect in decomposition and consistent in aggregation. *Energy* 26 (2001), 537–548.

Abbildung 19

Dekompositionsanalyse des Endenergieverbrauchs der Industrie auf Basis der LMDI-Methodik

2003 - 2025, in PJ



Quellen: Eigene Berechnung Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Einsparung von Brennstoffen dienen, den spezifischen Stromverbrauch erhöhen. Aber auch gestiegene Anforderungen an die Belange des Umweltschutzes sowie der anhaltende Trend zur Automatisierung und elektronischen Steuerung von Prozessen haben u. a. dazu geführt, dass die ohnehin als geringer einzustufenden Stromeinsparpotenziale zu einem Teil durch die vermehrte Nutzung dieses Energieträgers in neuen Anwendungsgebieten kompensiert wurden.

Vor diesem Hintergrund verbesserte sich die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität (als Verhältnis von preisbereinigtem Bruttoinlandsprodukt und Bruttostromverbrauch) im Jahr 2025 aufgrund des leichten Rückgangs des Stromverbrauchs (um 0,1 % auf 528,7 Mrd. kWh) bei gleichzeitiger Zunahme des preisbereinigten Bruttoinlandsproduktes um 0,2 % auf rund 3.608 Mrd. € im Vergleich zu 2024 um 0,4 %. Im Ergebnis wurde 2025 unter Einsatz einer Kilowattstunde elektrischer Energie rund 6,83 € Bruttoinlandsprodukt erwirtschaftet; 2024 waren es 6,80 € gewesen.

Über den längerfristigen Zeitraum von 1990 bis 2025 betrachtet nahm die Stromproduktivität jahresdurch-

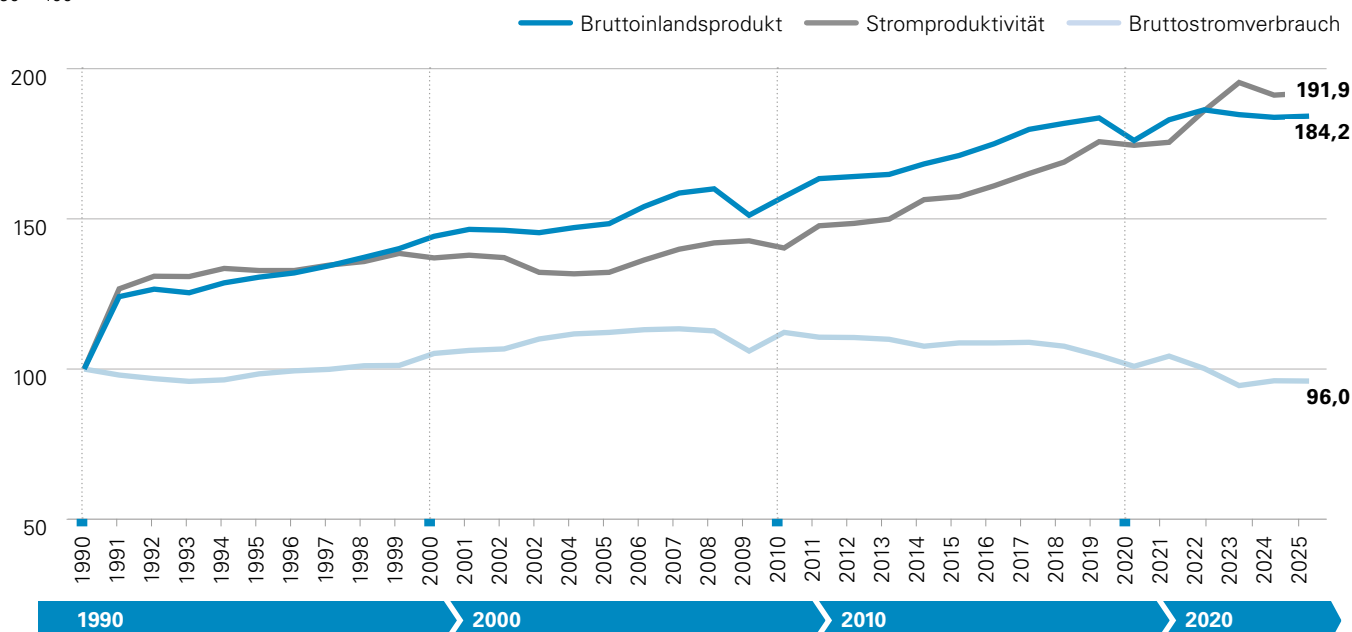
schnittlich um 1,9 % zu. Zum Vergleich: Die gesamte Energieproduktivität (bereinigt) stieg im gleichen Zeitraum um 2,8 % p.a. (Einzelheiten dazu vgl. Tabelle 16 sowie Abbildungen 20 und 21)

Den Einfluss ausgewählter Komponenten (Wirtschaftswachstum, Bevölkerungsentwicklung und Stromproduktivität) auf die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2025 bzw. 2024/2025 zeigt Abbildung 22. Im Gegensatz zur Komponentenerlegung des gesamten Primärenergieverbrauchs basiert die folgende Darstellung des Stromverbrauchs auf beobachteten, nicht temperaturbereinigten Werten. Danach ist die Verringerung des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2025 um 0,8 Mrd. kWh in erster Linie auf die Zunahme der Stromproduktivität (Abnahme der Stromintensitäts-Komponente) gegenüber dem Vorjahr 2024 zurückzuführen (-1,9 Mrd. kWh). Von der wachsenden Wirtschaftsleistung ging 2025 eine verbrauchserhöhende Wirkung aus. Allein aufgrund der gestiegenen gesamtwirtschaftlichen Produktion bzw. Wirtschaftsleistung nahm der Stromverbrauch rein rechnerisch um 1,3 Mrd. kWh zu. Der Beitrag der demografischen Komponente zur Entwicklung des Stromverbrauchs war 2024/2025

Abbildung 20

Bruttoinlandsprodukt¹⁾, Bruttostromverbrauch und gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität²⁾ in Deutschland 1990 bis 2025

1990 = 100



1) preisbereinigt

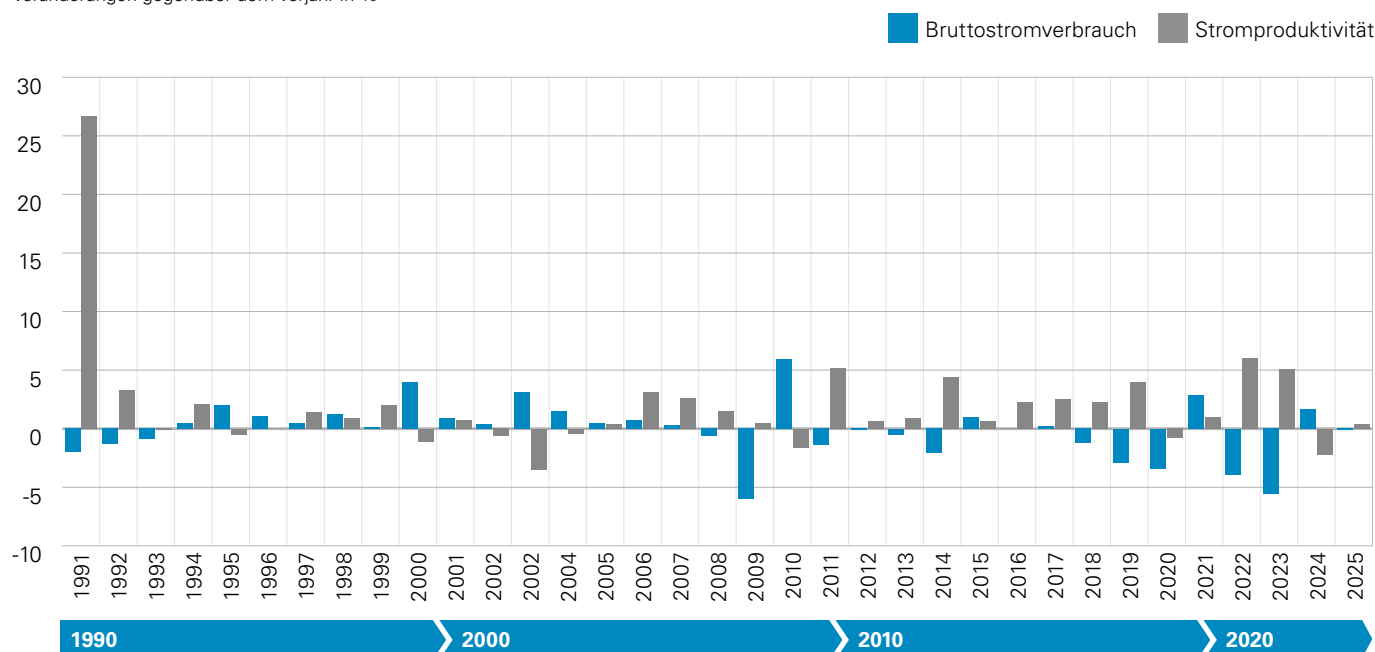
2) Bruttoinlandsprodukt je Einheit Bruttostromverbrauch

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Statistisches Bundesamt; Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz/Bundesministerium der Finanzen; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Abbildung 21

Veränderungen von Bruttostromverbrauch und Stromproduktivität von 1991 bis 2025

Veränderungen gegenüber dem Vorjahr in %



Quellen: Statistisches Bundesamt; BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW); Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

vernachlässigbar gering (+0,03 Mrd. kWh). Insgesamt konnten die verbrauchserhöhenden Einflüsse den Rückgang des Stromverbrauchs aufgrund von Steigerungen der Stromeffizienz auf kurze Sicht nicht vollständig kompensieren.

Über den gesamten Zeitraum von 1990 bis 2025, also in der längerfristigen Perspektive, führte die kontinuierliche Steigerung der Stromproduktivität „rein rechnerisch“ zu einer deutlichen absoluten Senkung des Stromverbrauchs, und zwar um fast 373 Mrd. kWh. Allerdings wurden die erzielten Effizienzgewinne im Umgang mit elektrischer Energie zu großen Teilen

durch Verbrauchserhöhungen infolge der gegenüber 1990 spürbar gewachsenen Wirtschaft (+325 Mrd. kWh) sowie die demografische Komponente bzw. die Zunahme der Bevölkerung (+26 Mrd. kWh) wieder aufgezehrt.

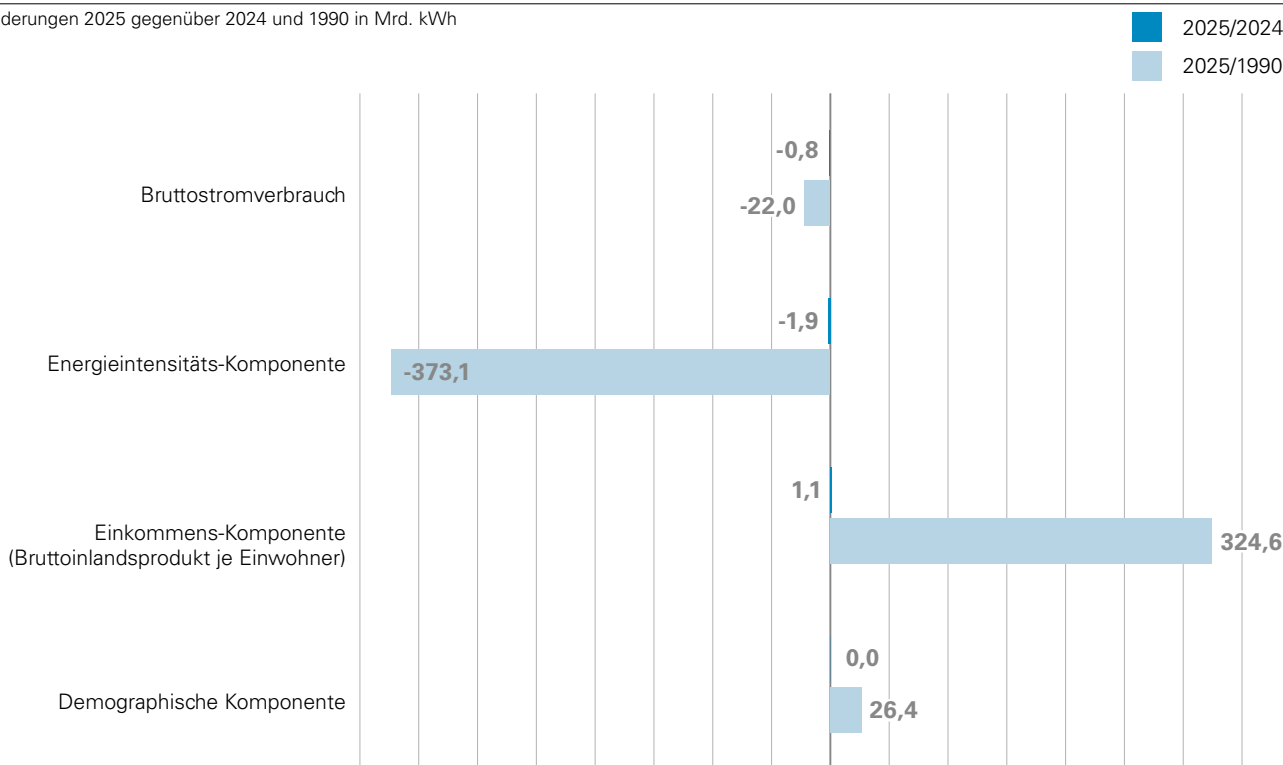
Gegenüber 1990 ist der Stromverbrauch insgesamt um rund 22 Mrd. kWh (entspricht einem Rückgang um 4 %) gesunken; er liegt damit im Jahr 2025 immer noch um ca. 29,2 Mrd. kWh (-5,2 %) unter dem corona-bedingten Tiefstand aus dem Jahr 2020 (557,9 Mrd. kWh) und insgesamt auf dem zweitniedrigsten Niveau seit 1990.

Abbildung 22

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des Bruttostromverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2025 gegenüber 2024 und 1990 in Mrd. kWh

AGEB
AG Energiebilanzen e.V.



Quellen: Statistisches Bundesamt; Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Bundesministerium der Finanzen, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.; BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Energiebedingte CO₂-Emissionen

Vor dem Hintergrund der in den einzelnen Kapiteln des vorliegenden Berichtes skizzierten energie-wirtschaftlichen Entwicklungen ergeben sich nach aktuellen Berechnungen des Umweltbundesamtes für Deutschland insgesamt im Jahr 2025 energiebedingte Emissionen in Höhe von 531,9 Mio. t CO₂.⁴¹ Im Vergleich zum Vorjahr erhöhte sich der energiebedingte CO₂-Ausstoß um rund 1,1 Mio. t bzw. knapp 0,2 %.⁴²

Die gesamten CO₂-Emissionen (inkl. Prozesse und anderer Quellen) sind nach Schätzung des Umweltbundesamtes unter Zugrundelegung der Frühschätzung der Energiebilanz Deutschland 2025 (vom 15. Februar 2026), deren Daten auch in diesem Bericht Verwendung fanden, im Jahr 2025 gegenüber dem Vorjahr leicht um 0,38 Mio. t (entspricht einem Minus von 0,06 %) auf ein Niveau von 573,5 Mio. t CO₂ gesunken.

Bei der Interpretation der UBA-Trendtabellen (mit Emissionsdaten von 1990 bis 2025) ist zu beachten,

dass die Darstellung in erster Linie den Anforderungen der Klimaschutzgesetzes (KSG) folgt, also nicht die horizontale Gliederung nach Wirtschaftszweigen der Energiebilanz Deutschland widerspiegelt. Vielmehr umfasst die Darstellung auch Querschnittsbereiche (wie z. B. den Gebäudebereich) oder auch spezifische Zuordnungen z. B. der mit der Stromzeugung in Industriekraftwerken verbundenen CO₂-Emissionen zu den Wirtschaftssegmenten „Energiewirtschaft“ bzw. „Verarbeitendes Gewerbe“⁴³. Aus diesem Grund sind die „sektoralen“ Angaben zur Entwicklung der CO₂-Emissionen (energiebedingt) nicht uneingeschränkt mit den in diesem Bericht dargestellten energiewirtschaftlichen Entwicklungen vergleichbar.

Trotz dieser Einschränkungen (im Hinblick auf die Gliederung der Energiebilanz Deutschland) lassen sich aus Tabelle 17 wesentliche Hinweise für Richtung und Ausmaß der Veränderung der energiebedingten CO₂-Emissionen in den wichtigsten Bereichen des Energiesystems ablesen.

Tabelle 17

Veränderung der energiebedingten CO₂-Emissionen

2024 und 2025, in Mio. t

	2024	2025	Veränderung	
			in %	Mio. t
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen (UBA-Trendtabellen)	530,9	531,9	0,2	1,1
darunter				
Energiewirtschaft (CRF 1.A.1) ¹⁾	181,2	180,6	-0,3	-0,6
Verarbeitendes Gewerbe (CRF 1.A.2) ²⁾	101,0	97,4	-3,7	-3,6
Gebäude (CRF 1.A.4.a, 1.A.4.b, 1.A.5)	98,8	102,0	3,2	3,3
Verkehr (CRF 1.A.3.a bis 1.A.3.d)	142,6	144,7	1,4	2,1
Landwirtschaft (Stat. u. mobile Feuerungen, CRF 1.A.4.c)	7,3	7,3	0,0	0,0

1) Inkl. CO₂-Emissionen aus Brennstoffeinsatz der Industriekraftwerke der Energiewirtschaft.

2) Inkl. CO₂-Emissionen aus Brennstoffeinsatz der Industriekraftwerke im Verarbeitenden Gewerbe.

Quelle: Umweltbundesamt

41) Energiebedingte CO₂-Emissionen, die unmittelbar auf den Einsatz von Brennstoffen und damit Verbrennungsprozesse zurückzuführen sind entsprechend den unter den CRF-Sektoren 1.A.1 (Energiewirtschaft), 1.A.2 (Verarbeitendes Gewerbe), 1.A.4a (GHD), 1.A.4b (Private Haushalte), 1.A.5 (Militär), 1.A.3a bis 1.A.3d (Verkehr) sowie 1.A.4c (Landwirtschaft, Stationäre und mobile Feuerung) subsummierten Emissionsmengen.

42) Einzelheiten vgl. Umweltbundesamt (2025), Aktuelle Treibhausgas-Projektionen; Internet: <https://www.umweltbundesamt.de/system/files/document/Emissions%3%BCbersichten%20KSG-Sektoren%201990-2025.xlsx> (Abrufdatum: 2.6.2026).

43) In der Energiebilanz Deutschland ist der Brennstoffeinsatz der Industriekraftwerke zur Stromerzeugung und der damit verbundene CO₂-Ausstoß in der Zeile 12 erfasst.

Der Sektor Energiewirtschaft verzeichnete eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes (um insgesamt 0,6 Mio. t bzw. -0,3 % auf 180,6 Mio. t Kohlendioxid im Jahr 2025). Die mit Abstand größte CO₂-Reduktion ergab sich u. a. konjunkturbedingt im Verarbeitenden Gewerbe. In diesem Sektor verringerten sich die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2025 um 3,6 Mio. t, was einem Rückgang von 3,7 % gegenüber dem Vorjahr entsprach. Die skizzierten Minderungserfolge in den Bereichen Energiewirtschaft und Verarbeitendes Gewerbe (insgesamt minus 4 Mio. t Kohlendioxid) wurden allerdings in den Segmenten Gebäude und Verkehr wieder zunichte gemacht, deren CO₂-Emissionen 2025 im Vergleich zum Vorjahr insgesamt um 4,6 Mio. t angestiegen sind. Bei der Interpretation des Anstiegs der CO₂-Emissionen im Gebäudesektor (2024/2025: +3,4 Mio. t) ist zu beachten, dass diese Entwicklung in hohem Maße durch den Einfluss der Witterung (2025 war im Durchschnitt deutlich kälter als 2024, die Zahl der Gradtage lag infolgedessen um 9,1 % über dem Niveau des Vorjahres) sowie preisbedingter Aufstockungen der Heizölbestände privater und gewerbliche Kunden (GHD) getrieben ist. Allein aufgrund der Bevorratung privater Verbraucher mit Heizöl könnten die CO₂-Emissionen im Jahr 2025 in einer Größenordnung bis zu 4 Mio. t niedriger ausfallen (2024: ca. 6 Mio. t), wenn man die Effekte die aus Bestandsveränderungen resultieren aus den Emissionsdaten herausrechnen würde.⁴⁴

Der CO₂-Ausstoß aller Stromerzeugungsanlagen (Stromerzeugungsanlagen der allgemeinen Versorgung sowie der Betriebe des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes, inkl. Stromerzeugung aus KWK-Anlagen) ist nach den vorliegenden vorläufigen Daten der Schätzenergiebilanz Deutschland im Jahr 2025 auf 146,9 Mio. t gesunken. Dies entspricht im Vergleich zum Vorjahr einer Reduktion des CO₂-Ausstoßes um rund 1,5 % bzw. 2,2 Mio. t CO₂. Die Ursache dieser Entwicklung ist, dass der Stromerzeugungsmix hierzulande im Vergleich zu 2024 CO₂-extensiver geworden ist, d.h. insbesondere der Beitrag der Kohle zur Stromerzeugung weiter gesunken ist, während der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung

in etwa auf dem Niveau des Vorjahres verharrte. Hinzu kommt, dass Deutschland 2025 erneut (und in höherem Umfang als im Vorjahr) mehr Strom aus dem Ausland importiert als in Nachbarländer exportiert hat. Bezogen auf den Strommix⁴⁵ sind die spezifischen CO₂-Emissionen vor diesem Hintergrund im Jahr 2025 um gut 2 % auf 344 g CO₂/kWh gesunken. Bezogen auf den Stromverbrauch im Inland (also inkl. des Außenhandelsaldo) betrug der Rückgang mehr als 1 %, so dass sich die spezifischen Emissionen 2025 auf ein Niveau von rund 330 g CO₂/kWh reduzierten.⁴⁶

Die Erzeugung von Fernwärme (Heizwerke und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) und die damit verbundenen CO₂-Emissionen nahmen 2025 (vor allem bedingt durch die kühleren Außentemperaturen) zu, und zwar um rund 0,5 Mio. t CO₂ bzw. mehr als 9 %.

Aus den in diesem Bericht zusammengetragenen ersten Daten und Schätzungen zur Entwicklung des Energieverbrauchs im Jahr 2025 und zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen, lassen sich darüber hinaus weitere erste Hinweise auf die geschätzte Entwicklung der energiebedingten Kohlendioxidemissionen in anderen Sektoren, vornehmlich denen des Endenergieverbrauchs, ableiten:

- Der Kraftstoff- und Energieverbrauch (bzw. -absatz) im Verkehrssektor dürfte 2025 nach ersten Schätzungen zugenommen haben. Diese Entwicklung spiegelt sich in den CO₂-Emissionen wider, die 2025 gegenüber dem Vorjahr um 2,1 Mio. t bzw. 1,4 % zugenommen haben. Der skizzierte Anstieg der verkehrsbedingten CO₂-Emissionen ist allerdings das Resultat verschiedener teilweise gegenläufiger Entwicklungen: Im Straßenverkehr zeichnet sich, aufgrund gesunkener Kraftstoffpreise sowie der konjunkturellen Entwicklung (gewerblicher Pkw- und Lkw-Verkehr) eine Erhöhung der CO₂-Emissionen in der Größenordnung von rund 2,6 Mio. t (entspricht einer Steigerung um 1,9 % gegenüber 2024) ab. Auch im Luftverkehr dürften die CO₂-Emissionen im Vergleich zum Vorjahr um ca. 1,8 % bzw. rund 0,5 Mio. t gestiegen sein. Im Schienenverkehr ist 2025

44) In diesem Zusammenhang ist allerdings auch darauf hinzuweisen, dass die Schätzung der Bestandsveränderungen bei lagerfähigen Energieträgern wie Heizöl (oder Flüssiggas) naturgemäß mit erheblichen Unsicherheiten verbunden ist.

45) Der Strommix ist definiert als die Bruttostromerzeugung abzüglich des Kraftwerkseigenverbrauch, Pumpstromerzeugung und den Leitungsverlusten.

46) Vgl. dazu Petra Icha, Dr. Thomas Lauf (2026), Climate Change 16/2026, Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2025, im Auftrag des Umweltbundesamtes, Internet: https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/11850/publikationen/2026-03/16_2026_CC.pdf (Abrufdatum: 2.6.2026).

hingegen mit einem geringeren CO₂-Ausstoß zu rechnen (2025/2024: -2,4 %). Die Binnenschifffahrt emittierte im Jahr 2025 voraussichtlich ebenfalls weniger CO₂ als im Jahr 2024 (-5,3 %). Allerdings bewegt sich der CO₂-Ausstoß dieses Verkehrsträgers in absoluter Betrachtung auf einem eher geringen Niveau (2025: 0,71 Mio. t), so dass Veränderungen in diesem Sub-Sektor die CO₂-Bilanz des Verkehrssektors nicht besonders stark beeinflussen.

dass die Berechnungen für diese Sektoren auf Basis der Daten der Energiebilanz Deutschland auch CO₂-Emissionen inkludieren, die noch gar nicht emittiert wurden, sondern in Form von Bestandsaufstockungen noch in den Heizöltanks der Verbraucher lagern.

- Im verarbeitenden Gewerbe (hier ohne Emissionen aus Stromerzeugung in Industriekraftwerken, die dem verarbeitenden Gewerbe zuzurechnen sind) ist auf der Grundlage der bislang vorliegenden Schätzwerte zu erwarten, dass die energiebedingten CO₂-Emissionen aufgrund des Rückgangs der Industrieproduktion (Verarbeitendes Gewerbe 2024/2025: -1,5 %) und des noch kräftigeren Produktionsrückgangs energieintensiver Branchen (-2,3 %) im Jahr 2025 weiter abnehmen. Die energiebedingten CO₂-Emissionen im Verarbeitenden Gewerbe (in der Abgrenzung der Energiebilanz Deutschland) sinken im Jahr 2025 gegenüber dem Vorjahr um mehr als 5 Mio. t bzw. 3,6 %. Die mit Abstand größten absoluten Emissionsminderungen entfallen in der Reihenfolge ihrer Bedeutung auf die Wirtschaftszweige „Metallerzeugung (EBZ 54)“ (-0,3 Mio. t CO₂), „Herstellung von chemischen Grundstoffen (EBZ 49)“ (-1 Mio. t CO₂), „Sonstige Wirtschaftszweige (EBZ 59)“ (-0,5 Mio. t CO₂) und „Fahrzeugbau (EBZ 58)“ (-0,4 Mio. t CO₂).
- Aufgrund der im Vergleich zum Vorjahr kühleren Witterung zeichnet sich bei den privaten Haushalten und im GHD-Sektor zur Beheizung von Wohnungen und gewerblich genutzten Räumen im Jahr 2025 im Vergleich zum Vorjahr ein höherer Energieverbrauch sowie eine damit verbundene gleichgerichtete Emissionsentwicklung ab. Vor diesem Hintergrund könnten die CO₂-Emissionen der privaten Haushalte im Jahr 2025 nach ersten Schätzungen um rund 0,5 Mio. t bzw. 0,4 % verglichen mit dem Vorjahr, im GHD-Sektor um knapp 0,1 Mio. t bzw. 0,1 % gestiegen sein. Im Zusammenhang mit der Interpretation dieses Befundes ist zu berücksichtigen,

Zusammenfassende Entwicklung

Der Energieverbrauch in Deutschland ging 2025 nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AG Energiebilanzen) um 0,4 % auf 10.530 Petajoule (PJ) oder 359,3 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten (Mio. t SKE) zurück.

Für den geringeren Energieverbrauch sind vor allem die nach wie vor erhöhten Energiepreise sowie die schwache konjunkturelle Entwicklung, insbesondere in energieintensiveren Bereichen der Wirtschaft verantwortlich. Vor allem die energieintensiven Industriezweige verzeichneten ungeachtet des leichten BIP-Wachstums (2025: preisbereinigt +0,2 %) deutliche Produktionsrückgänge, was spürbare Auswirkungen auf den Energieverbrauch hatte. Hingegen ging von der im Vergleich zum Vorjahr kühleren Witterung für sich genommen zumindest in den raumwärmeabhängigen Teilen des Energieverbrauchs ein verbrauchs-erhöhender Einfluss aus. Die verbrauchssteigernde Wirkung des Witterungseinflusses trat allerdings im Jahr 2025 gegenüber den skizzierten verbrauchsmin-dernden Einflussgrößen (Produktionsentwicklung im Produzierenden bzw. Verarbeitenden Gewerbe) in den Hintergrund bzw. wurde überkompensiert.

Darüber hinaus waren die eher langfristig wirksamen Determinanten des Energieverbrauchs auch im Jahr 2025 weiter wirksam. Insbesondere gingen von der Verbesserung der Energieeffizienz, energiesparenden Substitutionsprozessen sowie dem sektoralen Strukturwandel verbrauchssenkende Impulse auf die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs aus.

Mit Blick auf einzelne Energieträger zeigt sich 2025 auch vor dem Hintergrund der bereits umrissenen Entwicklungen folgendes Bild: Der Verbrauch erneuerbarer Energien nahm 2025 verglichen mit dem Vorjahr um 2,9 % zu. Hingegen war die Verbrauchsentwicklung bei allen anderen Energiequellen, mit Ausnahme von Erdgas (dessen Verbrauch um 77 PJ bzw. 2,8 % zugenommen hat), rückläufig. Der Verbrauch von Steinkohle verringerte sich 2025 im Vergleich zum Vorjahr um 6,8 %, der von Braunkohle um 7,4 %. Der Verbrauch (bzw. Absatz) von Mineralöl nahm um 1,1 % ab.

Im insgesamt leicht schrumpfenden Energiemarkt haben folglich die erneuerbaren Energien und Erdgas

weitere Marktanteile gewonnen. Auf den Erdgasverbrauch entfiel 2025 ein Anteil von 26,6 % (2024: 25,8 %), während die erneuerbaren Energien 20,8 % des Primärenergieverbrauchs deckten (2024: 20,1 %). Hingegen haben in der Reihenfolge ihrer Bedeutung (aufsteigend) die Braunkohle (-0,5 %), die Steinkohle (-0,5 %) und Mineralöle (-0,3 %) Marktanteile verloren. Im Jahr 2025 deckte die Braunkohle noch 7,1 % und die Steinkohle noch 6,8 % der Primärenergienachfrage. Mineralöl blieb auch 2025 der mit Abstand wichtigste Energieträger und deckte insgesamt 36 % (2024: 36,2 %) der Primärenergienachfrage. Die skizzierten strukturellen Verschiebungen in der Zusammensetzung des Primärenergieverbrauchs lassen erkennen, dass der Energieträgermix 2025 im Vergleich zu 2024 erneut kohlenstoffärmer geworden ist.

Gemessen an den Ursprungswerten hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität im Jahr 2025 (nach vorläufigen Berechnungen) weiter verbessert. Sie erhöhte sich um 0,6 %, so dass 2025 fast 342,70 € BIP₂₀₂₀ unter Einsatz einer Gigajoule an Primärenergie (GJ) erzielt wurde; 2024 lag dieser Wert noch bei 340,60 € BIP₂₀₂₀/GJ. Der jahresdurchschnittliche Zuwachs der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität in der Zeit von 1990 bis 2025 liegt derzeit bei 2,8 %; unter Ausschaltung der Witterungseffekte und Lagerbestandsbewegungen läge dieser Wert ebenfalls bei 2,8 %.

Der Bruttostromverbrauch nahm vor allem in Folge der rückläufigen Produktion im Produzierenden Gewerbe, im Verarbeitenden Gewerbe und besonders ausgeprägt in den energie- bzw. stromintensiven Branchen im Jahr 2025 ab. Gebremst wurde der Rückgang u. a. durch fortschreitende Substitutionsprozesse zugunsten des Einsatzes elektrischer Energie. Der Bruttostromverbrauch verringerte sich 2025 auf 528,4 Mrd. kWh und lag damit um 0,1 % unter dem Wert von 2024. Insgesamt liegt der Bruttostromverbrauch damit im Berichtsjahr 2025 um 1,5 % über dem bisherigen Tiefstand, der im Jahr 2023 (520,5 Mrd. kWh) gemessen wurde.

Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität nahm 2025 gegenüber dem Vorjahr schätzungsweise um 0,4 % leicht zu, sie erhöhte sich auf einen Wert von

6,83 €/kWh, nachdem sie 2024 (nach den Daten der endgültigen Energiebilanz Deutschland) bei 6,80 €/kWh gelegen hatte. Im Gesamtergebnis unterschritt die Erhöhung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität in diesem Jahr die längerfristige Entwicklung, die im Mittel der Jahre von 1990 bis 2025 zu beobachten war. In der Zeit zwischen 1990 und 2025 konnte die Stromproduktivität im Durchschnitt nämlich um 1,9 % p.a. gesteigert werden.

Die Bruttostromerzeugung erhöhte sich 2025 um etwa 1,2 % auf rund 509,2 Mrd. kWh (2024: 503,2 Mrd. kWh). Weiter geändert hat sich auch die Struktur der Stromerzeugung nach Energieträgern: Spürbar verringert hat sich die Stromerzeugung aus Braunkohle (-5,6 %) und Mineralöl (-3,1 %). Auch die Stromerzeugung aus sonstigen Energiequellen (-0,9 %) war 2025 niedriger als im Vorjahr. Hingegen kam es bei der Stromerzeugung aus Steinkohle (+10,9 %) und Erdgas (5,8 %) zu einem deutlichen Plus. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen nahm im Jahr 2025, parallel zur Entwicklung der Gesamterzeugung, um 1,2 % zu.

Im Ergebnis konnten die erneuerbaren Energien mit einer Erzeugung von insgesamt 291,6 Mrd. kWh und einem Stromerzeugungsanteil von 57,3 % ihre Spitzenposition im Erzeugungsmix halten und damit im dritten Jahr infolge mehr als die Hälfte des hierzulande erzeugten elektrischen Stroms bereitstellen. Erdgas belegte mit 17 % den zweiten und die Stromerzeugung aus Braunkohle mit ca. 14,6 % den dritten Platz im Stromerzeugungsmix. Die Steinkohle trug im Jahr 2025 noch rund 5,9 %, zur gesamten Stromerzeugung bei.

Am Bruttostromverbrauch waren die erneuerbaren Energien 2025 mit 55,2 % beteiligt, im Vorjahr (endgültige Daten) lag dieser Anteil noch bei etwa 54,4 %.

Beim Stromaustauschsaldo⁴⁷ kam es 2025 zu weiteren Veränderungen. 2025 flossen 17,8 Mrd. kWh mehr Strom aus dem Ausland nach Deutschland als umgekehrt ins benachbarte Ausland. Damit ist Deutschland zum dritten Mal infolge nach 2023 Netto-Importeur von Strom. Die Stromimporte sind im Vergleich zum Vorjahr um 2,2 % auf 78,5 Mrd. kWh gesunken, während die Stromexporte um 8,3 % auf 60,7 Mrd. kWh

zurückgingen. Besonders hohe Importüberschüsse waren in der Reihenfolge ihrer Bedeutung im Austausch mit Frankreich (20,1 Mrd. kWh), Dänemark (7,2 Mrd. kWh) und Norwegen (7,0 Mrd. kWh) zu beobachten. Auch im Stromaustausch mit den Niederlanden, Belgien und Schweden ergaben sich 2025 Einfuhrüberschüsse. Hingegen zeigte sich im Strom-austausch mit Polen (9,2 Mrd. kWh), Luxemburg (2,9 Mrd. kWh), Tschechien (5,2 Mrd. kWh) sowie Österreich (7,7 Mrd. kWh) und der Schweiz (3,1 Mrd. kWh) ein Exportüberschuss.

Die Einfuhr von elektrischem Strom anstelle eigener Erzeugung aus Erdgas-, Stein- oder Braunkohlekraftwerken stellt eine wirtschaftliche sinnvolle Option dar, wenn im Ausland günstigere Erzeugungsoptionen (auch aus erneuerbaren Energien) zur Verfügung stehen.

Eine genaue, ausschließlich auf endgültigen Statistikdaten basierende Ermittlung der energiebedingten CO₂-Emissionen für das Jahr 2025 ist gegenwärtig noch nicht möglich. Es kann allerdings auf der Grundlage der vorliegenden Frühschätzungen der Energiebilanz Deutschland für 2025 (Datenstand: 15. Februar 2026 und deren Aktualisierung vom 15. Mai 2026) in Kombination mit dem jeweiligen CO₂-Gehalt der Energieträger eine grobe Abschätzung der Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen vorgenommen werden. Insgesamt hat sich die Struktur des Energieverbrauchs im Jahr 2025 zugunsten CO₂-haltiger fossiler Energieträger (Erdgas und Steinkohle) verschoben.

Trotz der leichten Abnahme des Primärenergieverbrauchs (2025: -0,4 % verglichen mit dem Jahr zuvor) in Kombination mit den beschriebenen Verschiebungen im Energieträgermix sowie der sektoralen Verbrauchsstruktur dürften die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2025 nach ersten Berechnungen des Umweltbundesamtes auf der Grundlage geschätzter Energiebilanzdaten in der Größenordnung von 0,2 % zugenommen haben. Dieser Anstieg entspräche bezogen auf das Emissionsniveau des Vorjahres einer absoluten Erhöhung des energiebedingten CO₂-Ausstoßes um 1,1 Mio. t auf knapp 532 Mio. t CO₂.

⁴⁷⁾ Die in diesem Bericht verwendeten Daten zum Stromaußenhandel beziehen sich grundsätzlich auf den physikalischen Stromaustausch mit dem Ausland.