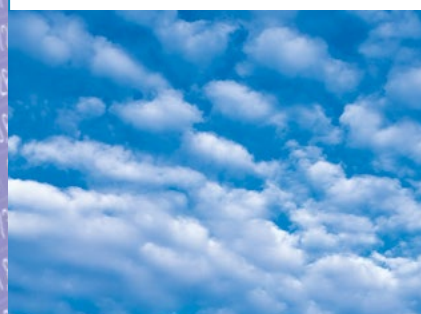




Energieverbrauch

in Deutschland im Jahr 2023

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2023 erneut kräftig gesunken

Inhalt

Primärenergieverbrauch insgesamt	2
Rahmenbedingungen der Verbrauchsentwicklung im Jahr 2023	4
Abhängigkeit von Energieimporten	11
Primärenergiegewinnung in Deutschland	12
Mineralöl	13
Erdgas	18
Steinkohle	24
Braunkohle	29
Elektrizitätswirtschaft	32
Erneuerbare Energien	40
Energieeffizienz in Deutschland	44
CO ₂ -Emissionen	50
Zusammenfassende Entwicklung	52

Stand: 11. März 2024

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. Februar 2024)

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Reinhardtstraße 32, 10117 Berlin
h.g.buttermann@ag-energiebilanzen.de

m.nickel@ag-energiebilanzen.de

u.maassen@ag-energiebilanzen.de

www.ag-energiebilanzen.de

Primärenergieverbrauch insgesamt

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2023 insgesamt 10.735 PJ oder 366,3 Mio. t SKE; gegenüber dem Vorjahr nahm er damit um 8,1 % ab (vgl. Tabelle 1).

Das Niveau des Energieverbrauchs sowie seine Zusammensetzung (Energiemix) wurden im Jahr 2023 weiterhin durch die Folgen des Krieges in der Ukraine bzw. die damit verbundenen spürbar höheren Energiepreise sowie Wachstumsverluste und sektorale Veränderungen innerhalb der deutschen Wirtschaft geprägt. Darüber hinaus wird der Energieverbrauch auch weiterhin durch politische und regulatorische Vorgaben auf nationaler oder europäischer Ebene beeinflusst. Für die mittel- bis längerfristige Entwicklung sind u. a. der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 2022 (bzw. im Rahmen des genehmigten Streckbetriebes bis maximal 15. April 2023), der begonnene Ausstieg aus der Kohleverstromung sowie die fortgesetzte Förderung des Ausbaus erneuerbarer

Energien bedeutsam. Auf europäischer Ebene sind u. a. die Absenkung der Emissionsobergrenze in der laufenden 4. Handelsperiode 2021 bis 2030 (linearer Kürzungsfaktor 2,2 % p.a., statt 1,74 % p.a. wie in der 3. Handelsperiode) innerhalb des EU-ETS sowie die Zielsetzungen für den Klimaschutz im Nicht-ETS-Bereich¹⁾, die Vorgaben zur Verbesserung der Energieeffizienz (z. B. EU-Energieeffizienz-Richtlinie (EED, Richtlinie 2012/27/EU)) sowie verbindliche Ziele zum fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien (EU-Richtlinie für erneuerbare Energien, Richtlinie (EU) 2018/2001) und der Vorschlag für eine Richtlinie zur Änderung der EU-Richtlinie 2018/2001 (Dokument COM/2021/557) von Relevanz.

Wichtigster Energieträger für Deutschland blieb auch 2023 das Mineralöl mit einem Anteil von 35,6 %. Es folgte das Erdgas mit einem gegenüber dem Vorjahr leicht auf 24,7 % erhöhten Anteil (2022: 23,3 %). Die Position an dritter Stelle belegten die erneuerbaren

Tabelle 1

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2022 und 2023 ¹⁾

Energieträger	2022	2023	2022	2023	Veränderungen 2023 ggü. 2022			Anteile in %	
	Petajoule (PJ)		Mio. t SKE		PJ	Mio. t SKE	%	2022	2023
Mineralöl	4.102	3.822	140,0	130,4	-280	-9,6	-6,8	35,1	35,6
Erdgas	2.721	2.655	92,8	90,6	-66	-2,3	-2,4	23,3	24,7
Steinkohle	1.142	931	39,0	31,8	-211	-7,2	-18,5	9,8	8,7
Braunkohle	1.168	895	39,9	30,5	-273	-9,3	-23,4	10,0	8,3
Kernenergie	379	79	12,9	2,7	-300	-10,2	-79,2	3,2	0,7
erneuerbare Energien	2.044	2.107	69,7	71,9	63	2,1	3,1	17,5	19,6
Stromausgleichssaldo	-98	42	-3,3	1,4	140	4,8	...	-0,8	0,4
Sonstige	218	204	7,4	7,0	-14	-0,5	-6,4	1,9	1,9
Insgesamt	11.676	10.735	398,4	366,3	-941	-32,1	-8,1	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) 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 €/t Kohlendioxidgehalt entrichten. Der CO₂-Preis im Rahmen dieses nationalen Emissionshandelssystems soll bis 2025 schrittweise auf 55 €/t angehoben werden. Die für den 1. Januar 2023 ursprünglich vorgesehene Erhöhung des CO₂-Preises um 5 €/t wurde um ein Jahr auf den 1. Januar 2024 verschoben, um die privaten Haushalte und die gewerbliche Wirtschaft vor dem Hintergrund der stark gestiegenen Energiepreise (Ukraine-Konflikt) nicht zusätzlich zu belasten. Am 1. Januar 2024 steigt der CO₂-Preis je Tonne ausgestoßenem Kohlendioxid wieder auf den ursprünglich lt. BEHG vorgesehenen Wert von 45 €/t. Im kommenden Jahr soll der Preis dann auf 55 Euro steigen. Ab 2027 soll der Preis für die CO₂-Emissionen in den Sektoren Verkehr und Gebäude an die Marktmechanismen eines europäischen Emissionshandelssystems gekoppelt sein.

Energien mit einem Anteil von 19,6 %, 2022 waren es noch 17,5 % gewesen. Der Primärenergieverbrauch von Stein- und Braunkohle ist im Vergleich zu 2022 um 18,5 % bzw. 23,4 % zurückgegangen, so dass Braunkohle 2023 etwa 8,3 % und Steinkohle 8,7 % des Primärenergiebedarfs deckten. Der Primärenergieverbrauch der Kernenergie verringerte sich 2023 gegenüber dem Vorjahr um rund 79 %. (Durch die Änderung des Atomgesetzes wurde die für den 31. Dezember 2022 vorgesehene Stilllegung der drei letzten Kernkraftwerksblöcke Isar 2, Neckarwestheim 2 und Emsland um dreieinhalb Monate auf den 15. April 2023 verschoben.) Aufgrund dieser Entwicklung deckte die Kernenergie 2023 noch ca. 0,7 % des Primärenergiebedarfs.

Im Jahr 2023 flossen 11,8 Mrd. kWh (42 PJ) mehr Strom aus dem Ausland nach Deutschland als umgekehrt ins benachbarte Ausland. Damit ist Deutschland erstmals seit 2002 wieder Netto-Importeur von elektrischem Strom. Infolgedessen wirkte sich der Strom austauschsaldo im Jahr 2023 verbrauchserhöhend (um plus 0,4 Prozentpunkte) auf den Primärenergieverbrauch aus (2022 wirkte der Austauschsaldo noch verbrauchsmindernd in der Größenordnung von minus 0,8 Prozentpunkten).

Rahmenbedingungen der Verbrauchsentwicklung im Jahr 2023

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 Witterungseinflüsse

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.²⁾

Im Jahr 2023 lag die Zahl der Gradtage spürbar unter dem Niveau des langjährigen Durchschnitts (arithmetisches Mittel von 1990 bis 2022 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.³⁾

Auch gegenüber dem Vorjahr hat sich die Zahl der Gradtage um 101 auf 3.041 verringert, weil es 2023 wärmer war als 2022. Die Gradtagzahlen lagen 2023 um rund 3 % unter dem Wert des Vorjahres (höhere Temperaturen), so dass der Energieverbrauch im Jahr 2023 verglichen mit dem Jahr 2022 aufgrund des Witterungseinflusses bzw. der milderer Temperaturen gesunken sein dürfte.

Mit Blick auf die Entwicklung der Gradtagzahlen in den einzelnen Monaten fällt auf, dass das Jahr 2023 insbesondere in den Monaten Januar, März, September und Dezember deutlich milder verlief als im Vorjahr. Im Februar, Mai, Oktober und November 2023 hingegen lagen die Temperaturen gemessen an den Gradtagzahlen niedriger als 2022. Die für die Heizperiode wichtigen Monate von Oktober bis Dezember verliefen 2023, insgesamt betrachtet, wieder milder als dies in den entsprechenden Vorjahresmonaten der Fall gewesen ist (Gradtagzahlen minus 3,4 %). Auch die Monate von Januar bis März 2023 waren gemessen an den Gradtagzahlen insgesamt um 0,8 % wärmer.

Verglichen mit dem langjährigen Mittel (1990 bis 2022) war das Jahr 2023, mit Ausnahme des Monats April (Gradtage: plus 14,4 %), durchgängig wärmer. Ungewöhnlich mild verlief insbesondere der September 2023, der der wärmste Monat September seit Wetteraufzeichnungsbeginn war (vgl. Abbildung 1).

Der Einfluss kurzfristiger Temperatureffekte auf die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs wird typischerweise ausgeschaltet, indem Temperaturen

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

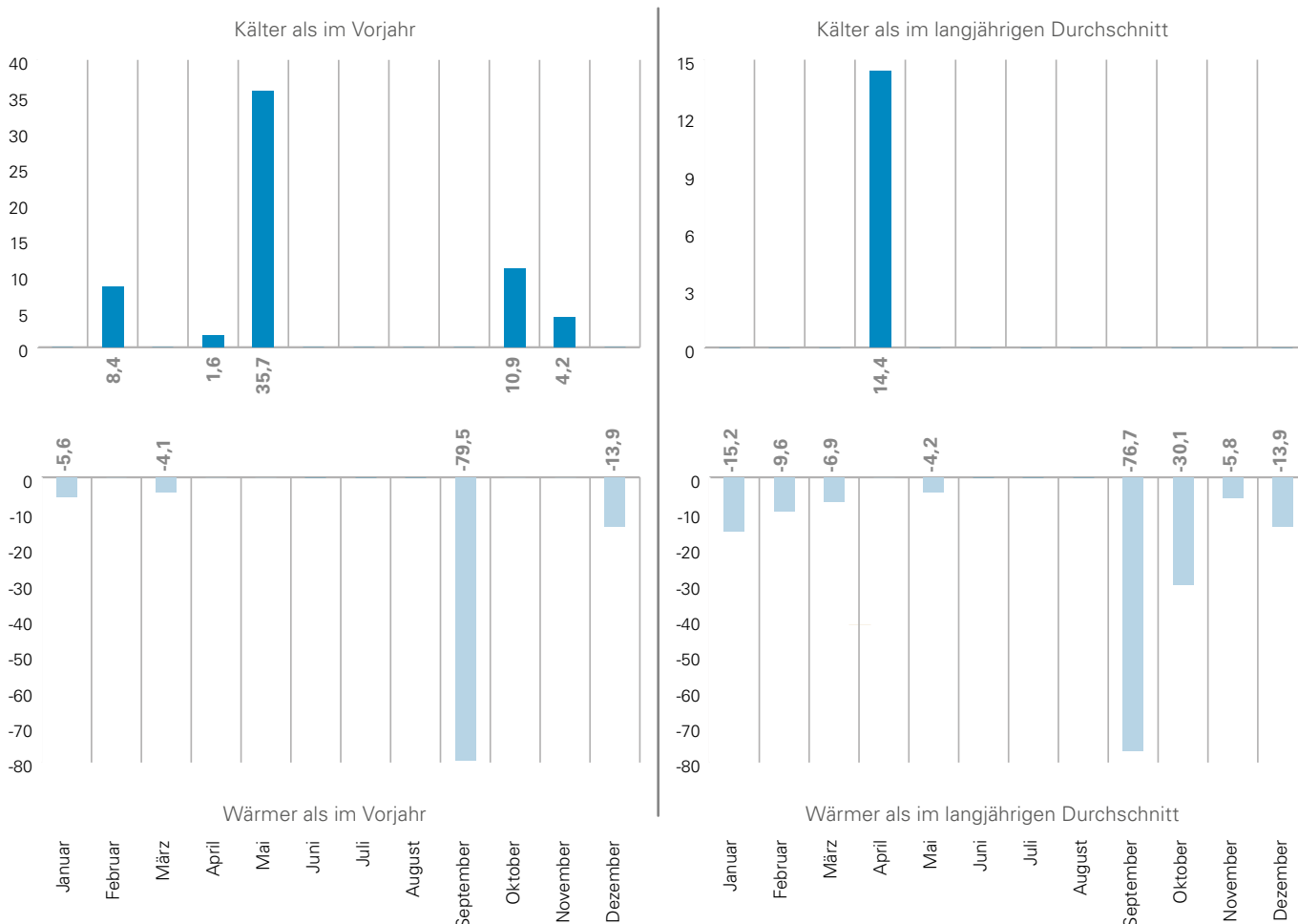
3) Im Vergleich zum langjährigen Mittel (Durchschnitt der Gradtagzahlen von 1990 bis 2022) war das Jahr 2023 wärmer. Die Temperaturen lagen im Durchschnitt des Jahres (gemessen an den Gradtagen) um 13,8 % über den Werten des langjährigen Mittels. Konzentriert man die Betrachtung ausschließlich auf diese längerfristige Perspektive, hätte der Primärenergieverbrauch 2023 spürbar über dem beobachteten Niveau liegen müssen, sofern die Witterungsbedingungen in diesem Jahr denen des langfristigen Mittels entsprochen hätten.

4) Zur Bewertung längerfristiger Entwicklungen des Energieverbrauchs (ab 1990) werden Temperaturbereinigungen in diesem Bericht grundsätzlich mit Hilfe des langjährigen Mittels 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 2023 (16 Messstationen)

Veränderungen 2023 gegenüber dem Vorjahr und dem langjährigen Mittel (1990-2022) in %
wobei die Monate Juni bis August wegen begrenzter Aussagefähigkeit entfallen



Quelle: Deutscher Wetterdienst

wie im langjährigen Mittel⁴⁾ unterstellt und lagerbestandsbereinigte Daten für den Mineralölverbrauch⁵⁾ berücksichtigt werden. Unter Zugrundelegung dieser Prämissen wäre der Primärenergieverbrauch im Jahr 2023 nicht um 8,1 %, sondern lediglich um 7,9 % gesunken. Der Bereinigungseffekt hat bei den einzelnen Energieträgern, abhängig von ihrer Anwendung für Raumwärmepurwecke, unterschiedliche Auswirkungen (vgl. Abbildung 2).

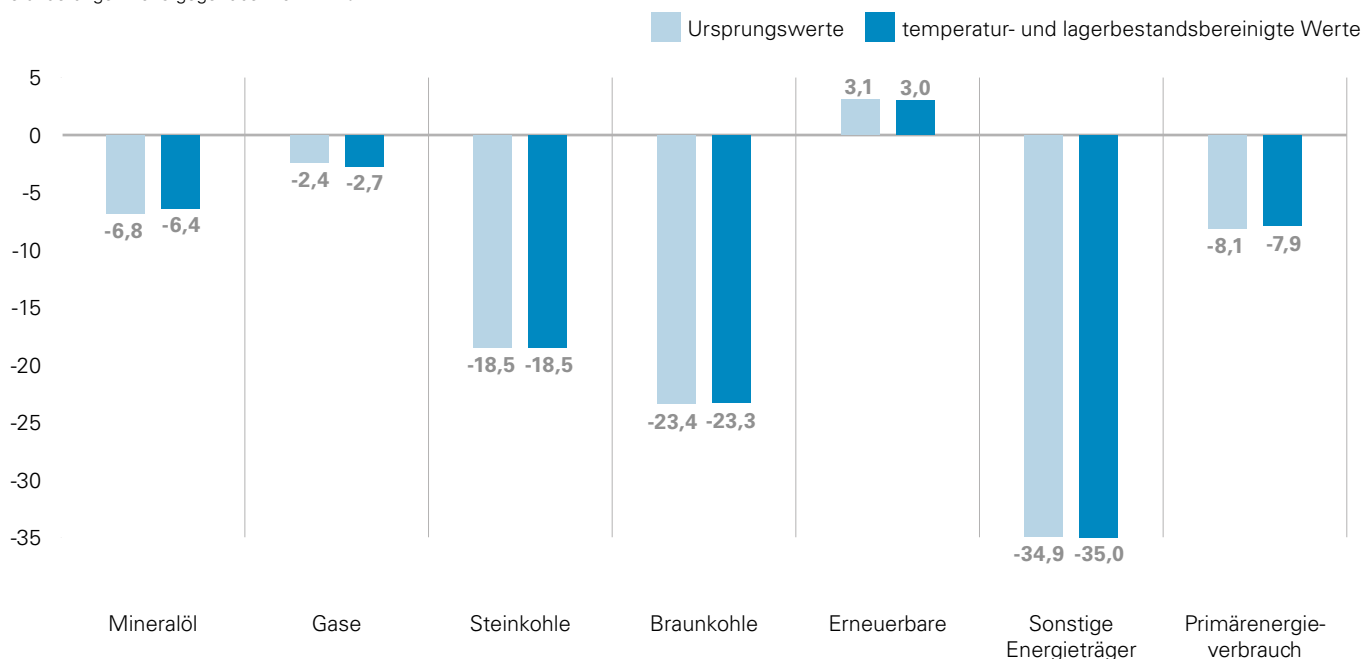
Für den Witterungseinfluss gilt im Allgemeinen, dass die temperaturbereinigten Veränderungen des Energieverbrauchs in vergleichsweise warmen Jahren kräftiger ausfallen als die Veränderungen der Ursprungswerte; entsprechend gilt, dass in kälteren Jahren der Anstieg der temperaturbereinigten Werte niedriger ausfällt als bei den Ursprungswerten. Dies wird auch an den unterschiedlichen Spreizungen der in Abbildung 2 dargestellten Energieträger sichtbar.

5) 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.bmwi.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 2023 gegenüber 2022 in %



Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Deutscher Wetterdienst

Beim Mineralöl wirkte sich auf die (lagerbestandsbereinigte) Entwicklung zusätzlich aus, dass sich vor allem private (aber auch gewerbliche) Verbraucher angesichts der gegenüber dem Krisenjahr 2022 wiederum gesunkenen Energiepreise mit Heizöl bevorrateten und ihre Tanks weiter füllten.

Aus den gegenläufigen Effekten (Bestandsaufbau reduziert den tatsächlichen Heizölverbrauch, die Ausschaltung des Witterungseinflusses erhöht ihn) folgt für die Mineralöle als Ganzes, dass der um Lagerbestands- und Temperatureinflüsse bereinigte Primärenergieverbrauch (bei leichtem Heizöl für private Haushalte und den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen [GHD]) nicht um rund 6,8 %, sondern nur um 6,4 % abgenommen hat. Die Lagerbestandseffekte haben den für sich genommen verbrauchserhöhenden Einfluss der Witterungsbereinigung auf die Verbrauchsentwicklung im Jahr 2023 überkompensiert, wenn die Witterungsbereinigung, wie hier geschehen, auf der Grundlage des langjährigen Mittels der Gradtagzahlen von 1990 bis 2022 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, etwas kräftiger verringert, als es die beobachtete Entwicklung zunächst nahegelegt hätte (nämlich um rund 2,7 % anstatt des beobachteten Rückgangs um 2,4 %). Bei Kohlen sowie den erneuerbaren Energien spielen Temperatur- und Lagerbestandseffekte nur eine geringe Rolle, da sie überwiegend zur Stromerzeugung 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 IWF im Jahr 2023 nur um 3,1 % gewachsen sein.⁶⁾ Zum Vergleich: Im Jahr 2022 verzeichnete die Weltwirtschaft ein Plus

6) Vgl. International Monetary Fund (2024), World Economic Outlook Update, January 2024.

von 3,5 %. Für den Euro-Raum rechnen die IWF-Projektionen sogar mit einem Rückgang des Wachstums auf 0,5 % (2022 waren es noch 3,4 %).

Von der skizzierten Eintrübung der globalen Wachstumsperspektiven sowie den nach wie vor hohen Energiepreisen ist die deutsche Wirtschaft in besonderem Maße betroffen.

Das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt (BIP) schrumpfte in Deutschland im Jahr 2023 um rund 0,3 %, so dass Deutschland als einzige der großen Volkswirtschaften im Euro-Raum in eine Rezession gerutscht ist. Im vorausgegangenen Jahr legte das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt hierzulande gegenüber 2021 noch um 1,8 % zu.

Die preisbereinigten Konsumausgaben sind gegenüber dem Vorjahr rückläufig (2023: -1,1 %), wobei weder vom privaten Konsum (2023: -0,8 %) noch von den Konsumausgaben des Staates (2023: -1,7 %) Wachstumsimpulse ausgingen. Die Bruttoanlageinvestitionen⁷⁾ nahmen im Jahr 2023 verglichen mit dem Vorjahr um 0,4 % ab (nachdem sie im Vorjahr noch um 3,2 % gewachsen waren). Die negative Entwicklung der Bruttoanlageinvestitionen war in erster Linie auf die weiter rückläufigen Bauinvestitionen (Wohnungsbau und Nichtwohnbau bzw. Hoch- und Tiefbau) zurückzuführen, die 2023 preisbereinigt um 2,1 % schrumpften, während die Ausrüstungsinvestitionen (Maschinen, Geräte und Fahrzeuge) gegenüber dem Vorjahr um 3 % zulegten.

Insgesamt verringerte sich die gesamte inländische Verwendung 2023 um 0,9 %. Zum Vergleich: Im Vorjahr (2021/2022) ging von der inländischen Verwendung noch ein positiver Wachstumsbeitrag von etwa 3 % aus.

Die Ausfuhren von Waren und Dienstleistungen waren 2023 mit einem Minus von 1,8 % ebenfalls rückläufig, nachdem sich ihr Wachstum bereits im Vorjahr stark verlangsamt hat (2021: +9,7 %; 2022: +3,3 %). Zugleich verringerte sich der Wert der Importe gegenüber 2022 um 3 % (Vorjahr: +6,6 %), so dass vom Außenhandelsaldo (Außenbeitrag) insgesamt ein

positiver Wachstumsbeitrag (+0,6 %) ausging. Nachdem der deutsche Exportüberschuss im Jahr 2022 auf den niedrigsten Wert seit 2003 gefallen war, nahm er infolge der skizzierten Entwicklungen 2023 gegenüber dem Vorjahr wieder zu (2023: 159 Mrd. €, 2022: 143 Mrd. €)⁸⁾.

Entsprechend den makroökonomischen Rahmenbedingungen verlief die wirtschaftliche Entwicklung in den einzelnen Wirtschaftszweigen sehr unterschiedlich. Während einige Sektoren, wie z. B. der Fahrzeugbau, von der Zunahme der Ausrüstungsinvestitionen profitieren konnten, nahm die Wirtschaftsleistung in anderen Branchen, wie z. B. dem Baugewerbe, infolge von Material- und Lieferengpässen, dem Mangel an Fachkräften sowie hohen Baukosten (Anstieg von Zinsen und Inflation) weiter ab.

Die differenzierte Entwicklung der einzelnen makroökonomischen Aggregate trägt auch innerhalb des Produzierenden Gewerbes mit dazu bei, dass die Entwicklung der Sektoren im Jahr 2023 sehr unterschiedlich verlief.

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 Nichtwohnbauten) 2023 gegenüber dem Vorjahr 2022 weiter abnahmen. Die energieintensiven Sektoren sahen sich mit Einschränkungen ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit aufgrund des nach wie vor hohen Energiepreinsniveaus in Deutschland und daraus resultierenden Produktionseinschränkungen konfrontiert.

Insgesamt sank die Produktion im Produzierenden Gewerbe im Jahr 2023 um rund 2 % (2022: -0,7 %), im Verarbeitenden Gewerbe nahm die Produktion (ebenfalls gemessen am Produktionsindex) vor allem aufgrund der hohen Energiepreise und Lieferproblemen bei wichtigen Vorleistungen bzw. Vorprodukten 2023 um 1,1 % ab (nachdem sie sich im Jahr zuvor

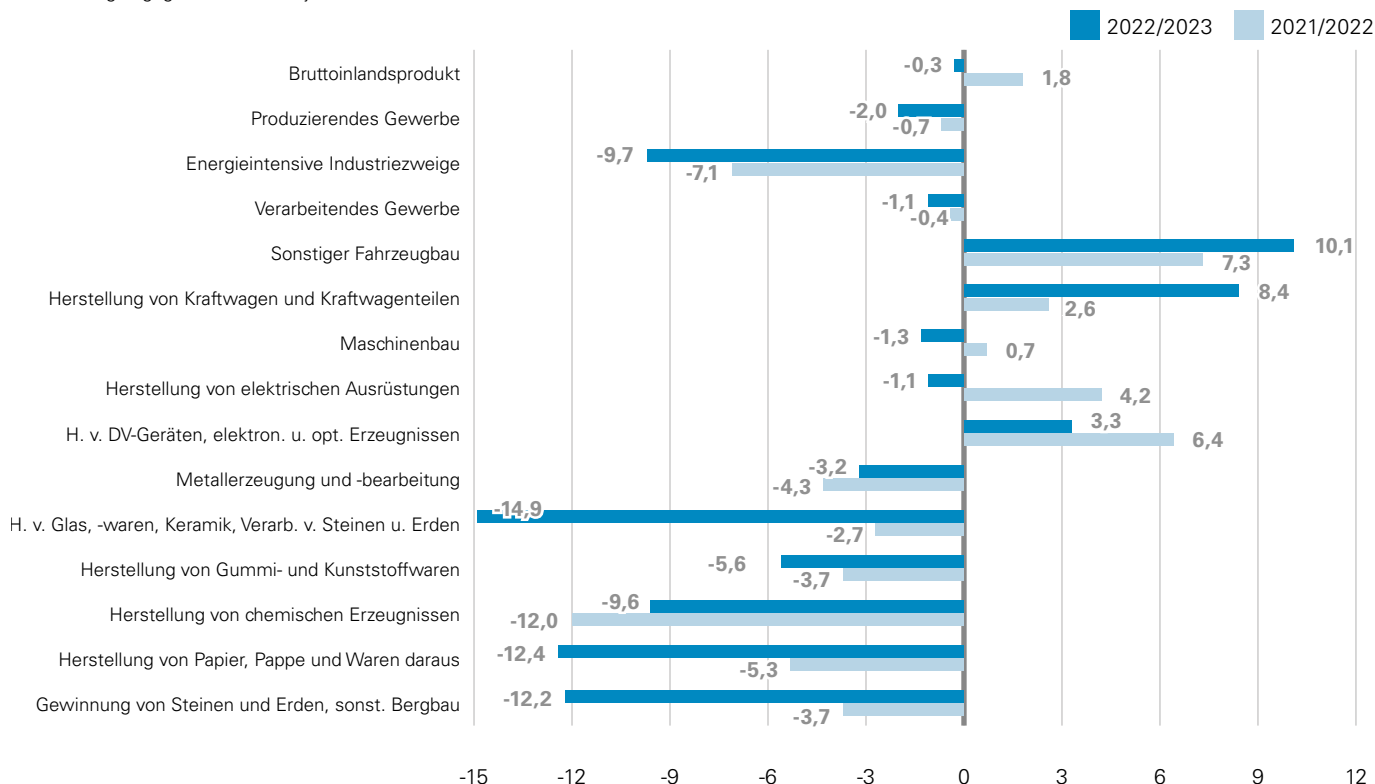
7) Investitionen in Ausrüstungen und maschinelle Anlagen und Bauten (Wohn- und Nichtwohnbauten, darunter Hoch- und Tiefbau) sowie Vorratsveränderungen.

8) DESTATIS, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen 2023, Preisbereinigte Volumenangaben und Wachstumsbeiträge, preisbereinigte, verkettete Volumenangaben (2015=100).

Abbildung 3

Produktionsindex im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland von 2022 bis 2023

Veränderungen gegenüber dem Vorjahr in %



Quelle: Statistisches Bundesamt

bereits um 0,4 % verringert hatte). Die energieintensiven Wirtschaftszweige waren von den Energiepreiserhöhungen besonders betroffen; ihre Produktion nahm als Ganzes gegenüber dem Jahr 2022 um fast 10 % ab (2022/2021: -7,1 %).

Abbildung 3 gibt vor diesem Hintergrund einen Überblick über die jährlichen Veränderungsraten der Produktionsindizes von 2022 bis 2023 für 11 wichtige Wirtschaftszweige des Verarbeitenden Gewerbes (aggregiert auf der Ebene von WZ-Zweistellern):

- Im Jahr 2023 konnten von den 11 Wirtschaftszweigen nur 3 Sektoren gegenüber dem Vorjahr Produktionszuwächse erzielen. Zu diesen Branchen zählen in der Reihenfolge ihrer Bedeutung der „Sonstige Fahrzeugbau“ (+10,1 %), die „Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen“ (+8,4 %) sowie schließlich die „Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten,

elektronischen und optischen Erzeugnissen“ (+3,3 %). Insgesamt wurden 2023 in Deutschland rund 4,1 Mio. Pkw und damit 18 % mehr als im Vorjahr, produziert. Auf dem deutschen Pkw-Markt wurden 2023 insgesamt rund 2,8 Mio. Fahrzeuge neu zugelassen (+7 % gegenüber 2022).⁹⁾

- Alle anderen Sektoren, insbesondere energie- bzw. stromintensive Wirtschaftszweige wie die „Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden“ (-14,9 %), die „Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus“ (-12,4 %), die „Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau“ (-12,2 %) sowie die „Herstellung von chemischen Erzeugnissen“ (-9,6 %) u. a. verzeichneten gegenüber dem Verarbeitenden Gewerbe überdurchschnittlich kräftige Produktionsrückgänge, nachdem ihre Produktionsleistung bereits im vergangenen Jahr spürbar geschrumpft war.

9) Aufgrund der ursprünglich geplanten Reduzierung des Umweltbonus für rein batterieelektrisch angetriebene Pkw (BEV) kam es am Jahresende 2023 zu einem Vorzieheffekt bei den Neuwagenkäufen mit E-Antrieb. Das abrupte Ende des Umweltbonus am 17. Dezember 2023 wird sich erst in den Neuzulassungen ab Januar 2024 niederschlagen.

- Die „Herstellung von elektrischen Ausrüstungen“ entwickelte sich 2022/23 mit minus 1,1 % durchschnittlich (wie im Verarbeitenden Gewerbe), im Vorjahr 2021/2022 konnte dieser Wirtschaftszweig seine Produktion noch um 4,2 % ausweiten.

Als Folge der skizzierten Produktionsabnahme im Verarbeitenden Gewerbe insgesamt ist für das Berichtsjahr 2023 grundsätzlich 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

Zum Jahresende 2023 lebten in Deutschland nach ersten Schätzungen des Statistischen Bundesamtes rund 84,7 Mio. Menschen (Einwohner). Gegenüber dem Jahresende 2022 wuchs die Bevölkerung damit um gut 0,3 Millionen Personen. Die Nettozuwanderung (also der Saldo aus Zu- und Fortzügen) war auch im Jahr 2023 die alleinige Ursache des Bevölkerungswachstums. Wie in allen Jahren seit der deutschen Wiedervereinigung fiel die Bilanz der Geburten und Sterbefälle auch 2023 negativ aus, da erneut mehr Menschen starben als geboren wurden.^{10) 11)}

Die Zahl der Haushalte dürfte unter diesen Prämissen (aktuelle statistische Zahlen liegen noch nicht vor) ebenfalls geringfügig weiter zunehmen. 2022 existierten in Deutschland rund 40,9 Mio. Privathaushalte, davon rund 40,8 % Einpersonenhaushalte (entspricht ca. 16,7 Mio.).

Ursächlich für die Zunahme der Zahl der Haushalte ist nicht allein die demografische Entwicklung, sondern zugleich der anhaltende Trend zu kleineren Haushalten. Gegenwärtig (2022) leben im Durchschnitt etwa 2,04 Personen in einem Haushalt.

Die demografische Entwicklung sowie Veränderungen bei den Haushaltsgrößen dürften 2023 für sich genommen einen spürbaren verbrauchssteigernden 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.

Diese Entwicklung trat Anfang 2022 mit der russischen Invasion in der Ukraine ein und stellte die europäische und deutsche Energieversorgung vor erhebliche Herausforderungen. Die Folge waren eine Gasmangellage, temporäre Knappheiten und ein steiler Anstieg der Energiepreise. Volatile Energiepreise mit teilweise drastischen Preisspitzen und die damit verbundenen Auswirkungen auf die Wirtschaftsentwicklung und die globale Energienachfrage haben die Verfassung der Weltenergiemärkte in den Jahren 2021/2022 erheblich beeinflusst. 2023 setzte eine Gegenbewegung ein. Die Einfuhrpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle gingen vor diesem Hintergrund im Jahresdurchschnitt in einer Größenordnung von 20 bis 48 % wieder spürbar zurück.

10) Vgl. DESTATIS, Pressemitteilung vom Nr. 35 vom 15. Januar 2024, Bevölkerung wächst im Jahr 2023 um gut 0,3 Millionen Personen, Internet: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/01/PD24_035_124.html (Abrufdatum 25.2.2024)

11) Im Rahmen der nachfolgenden Analysen und Berechnungen wird nicht die Bevölkerung zum Jahresende verwendet, sondern die durchschnittliche Bevölkerung auf Basis des Zensus 2011 und die Ergebnisse der Bevölkerungsforschung, wie sie auch im Rahmen der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung Anwendung findet. Vgl. DESTATIS, Inlandsproduktberechnung 2023 – Erste Jahresergebnisse – Fachserie 18 Reihe 1.1, Internet: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/_inhalt.html#_j54kz3t6 (Abrufdatum 25.2.2024)

Die Preisnachlässe waren bei Steinkohle und Erdgas stärker ausgeprägt als bei Erdöl. Die Einfuhrpreise liegen allerdings bei allen drei Energieträgern auch 2023 immer noch deutlich über dem Vorkrisenniveau, welches in den Jahren vor 2021/2022 zu beobachten war (vgl. Tabelle 2).

Die Wechselkursentwicklung hat den Rückgang der Energiepreise auf dem Weltmarkt für Verbraucher in Deutschland zusätzlich verstärkt. Der Wechselkurs des Euro gegenüber dem US-Dollar (in der Mengennotierung) erhöhte sich 2023 um fast 2,7 %. Aufgrund dieser Aufwertung des Euro gegenüber dem Dollar verbilligten sich importierte Waren- und Dienstleistungen aus dem Dollar-Raum 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 Abgaben¹²⁾ 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. 2023 erhöhten sich die Verbraucherpreise für leitungsgebundene Energieträger wie Erdgas und elektrischen Strom (über alle Kundengruppen) gegenüber dem Vorjahr um 14,7 % bzw. 12,6 %, während der Preis für leichtes Heizöl verglichen mit 2022 um gut 22 % abnahm.

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

Tabelle 2

Preise ausgewählter Energieträger

2022 und 2023, Veränderungen gegenüber dem jeweiligen Vorjahreszeitraum, in %

	2022	2023				
		1 Vj.	2. Vj	3.Vj	4.Vj	Durchschnitt
		Einfuhrpreise				
Erdöl	57,8	-12,6	-30,9	-23,4	-10,2	-19,9
Erdgas	178,5	-10,0	-43,0	-68,1	-54,9	-48,0
Steinkohle	161,9	-12,2	-50,5	-59,9	-37,9	-43,3
		Verbraucherpreise				
Heizöl, leicht	87,3	-5,6	-29,9	-29,8	-20,3	-22,2
Erdgas	63,6	45,7	26,6	1,6	-4,0	14,7
Strom	19,2	21,9	12,8	15,0	2,1	12,6

Quelle: Statistisches Bundesamt

¹²⁾ 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 verharrt. Erst im Januar 2024 ist eine Erhöhung auf 45 €/t vorgesehen, 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) erhöhen wird.

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 mit Energieträgern von besonderem Interesse. Deutschland ist bei fast allen fossilen Energieträgern (Steinkohle, Mineralöl und Erdgas) in erheblichem Umfang Nettoimporteur. Diese Situation hat sich auch 2023 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 2023 bei den Mineralölen zu rund 98 % und Erdgas zu mehr als 96 % 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 2023 hat sich die Abhängigkeit der gesamten Energieversorgung von Energieimporten nach ersten vorläufigen Berechnungen auf 68 % und damit gegenüber dem Vorjahr geringfügig reduziert.

Wesentlich geändert haben sich die Importpreise für Energieträger. Im Ergebnis führte die kräftige Reduzierung der Einfuhrpreise gegenüber 2022 zusammen mit dem verringerten Energieverbrauch im Inland und dem damit verbundenen Rückgang der Energieeinfuhren dazu, dass sich die Importrechnung für Kohle, Öl und Gas von rund 135,4 Mrd. Euro im Jahr 2022 um 55 Mrd. Euro auf 80,4 Mrd. Euro im Jahr 2023 und damit um insgesamt mehr als 40 % reduziert hat. Der Wert der (Netto-)Ölimporte nahm um knapp 23 %, der der Erdgasimporte sogar um 58 % ab. Der wertmäßige Importsaldo bei den Kohlen verringerte sich um mehr als 46 %. 2023 floss mehr Strom aus dem Ausland nach Deutschland als umgekehrt ins benachbarte Ausland; damit ist Deutschland erstmals seit 2002 wieder Netto-Importeur von elektrischem Strom. Vor diesem Hintergrund ergab sich bei elektrischem Strom im Jahr 2023 ein (wertmäßiger) Importüberschuss in Höhe von 0,7 Mrd. Euro gegenüber dem Vorjahr, als Deutschland per Saldo elektrischen Strom für 5,3 Mrd. Euro ins benachbarte Ausland exportierte (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3

Saldo des Außenhandels mit Energieträgern in Deutschland von 2019 bis 2023

	2019	2020	2021	2022	2023	Veränderung 2023 gegenüber 2022	
						Mrd. €	%
Kohle, Koks und Briketts	4,1	2,3	4,7	12,7	6,8	-5,9	-46,7
Erdöl, Erdölzeugnisse und verwandte Waren	42,8	26,9	36,6	62,2	48,2	-14,0	-22,5
Gas ¹⁾	15,9	12,3	28,4	60,5	25,4	-35,1	-58,0
Summe fossile Energien	62,9	41,4	69,6	135,4	80,4	-55,0	-40,6
Elektrischer Strom	-1,6	-0,9	-2,3	-5,3	0,7	6,0	-113,6
Insgesamt	61,3	40,6	67,4	130,1	81,1	-49,0	-37,7

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

Quelle: Statistisches Bundesamt

Primärenergiegewinnung in Deutschland

Die inländische Energiegewinnung sank 2023 mit der Ausnahme der erneuerbaren Energien bei allen Energieträgern, so dass es insgesamt zu einer Abnahme um etwa 6,7 % auf 3.345 PJ oder 117,3 Mio. t SKE kam (vgl. Tabelle 4).

Die inländische Gewinnung fossiler Energieträger erreichte 2023 ein Niveau von 1.326 PJ, dies entspricht verglichen mit dem Jahr 2022 (1.636 PJ) einem Rückgang von 311 PJ bzw. 19 %. Der Rückgang der heimischen Energiegewinnung konzentriert sich zum größten Teil auf den gesunkenen Beitrag der Braunkohle, deren Förderung 2023 verglichen mit 2022 um 277 PJ (entspricht einem Minus von 23,2 %) zurückging.

Die Förderung von Erdgas und Erdöl nahm 2023 gegenüber 2022 um knapp 11 % und damit rund 16 PJ ab¹³⁾, die Gewinnung von Erdöl dürfte voraussichtlich um 5 % (4 PJ) zurückgegangen sein.

Einen positiven Beitrag zur Energiegewinnung im Inland leisteten 2023 die erneuerbaren Energien, die

ihre Erzeugung u. a. durch den Zubau neuer Anlagen sowie aufgrund eines erhöhten Wind- und Wasserdargebotes um 65 PJ bzw. 3,2 % steigern konnten.

Im Gesamtergebnis stellten die erneuerbaren Energien mit einem Anteil von mehr als 61 % im Jahr 2023 die wichtigste heimische Energiequelle dar. Rund 27 % der inländischen Energiegewinnung wurde 2023 von der Braunkohle bereitgestellt; sie verringerte damit ihren Deckungsbeitrag gegenüber dem Vorjahr um 5,7 %-Punkte. Beide Energieträger (erneuerbare Energien und Braunkohle) rangieren jedoch weiter mit großem Abstand vor der heimischen Erdgas- und dem Erdölgewinnung.

Bezogen auf den Primärenergieverbrauch im Jahr 2023 hat sich der Anteil der inländischen Gewinnung insgesamt leicht erhöht, und zwar von 31,5 % im Jahr 2022 auf nunmehr rund 32 % (vgl. Tabelle 4). Die Erhöhung dieses Anteils ist darauf zurückzuführen, dass der Primärenergieverbrauch kräftiger gesunken ist als die heimische Energiegewinnung.

Tabelle 4

Primärenergiegewinnung in Deutschland 2022 und 2023

	Gewinnung				Veränderungen 2023 gegenüber 2022		Anteile	
	2022	2023	2022	2023			2022	2023
	Petajoule (PJ)		Mio. t SKE		PJ	%	%	
Mineralöl	72	69	2,5	2,3	-4	-5,0	2,0	2,0
Erdgas, Erdölgas	153	137	5,2	4,7	-16	-10,6	4,2	4,0
Steinkohle	0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	1.193	916	40,7	31,3	-277	-23,2	32,4	26,7
erneuerbare Energien	2.044	2.109	69,8	72,0	65	3,2	55,5	61,4
Übrige Energieträger	218	204	7,4	7,0	-14	-6,5	5,9	5,9
Insgesamt	3.681	3.435	125,6	117,3	-246	-6,7	100,0	100,0
Nachrichtl.: Anteil am Primärenergieverbrauch							31,5	32,0

Angaben teilweise geschätzt, Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: AG 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)

¹³⁾ 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 2023 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 2023 nach vorläufigen Berechnungen der AG Energiebilanzen mit 3.822 PJ (130,4 Mio. t SKE) um 6,8 % unter dem Niveau des Vorjahres.

Die Entwicklung des Inlandsabsatzes an Mineralölprodukten verzeichnete 2023 einen Rückgang von etwa

6,2 %. Insgesamt entwickelte sich der Verbrauch der wichtigsten Mineralölprodukte sehr unterschiedlich (vgl. Tabelle 5): Der Verbrauch von Dieselmotorkraftstoff nahm gegenüber dem Vorjahr um 4 % auf 33,2 Mio. t ab. Gleichwohl blieb der Absatz immer noch fast doppelt so hoch wie der der Ottomotorkraftstoffe (17,4 Mio. t), deren Nachfrage sich im Jahr 2023 um 2,6 %

Tabelle 5

Verbrauch und Aufkommen von Mineralöl in Deutschland 2022 und 2023

	2022	2023 ¹⁾	Veränderung
	in Mio. t	in Mio. t	in %
Verbrauch insgesamt	96,4	90,2	-6,4
Eigenverbrauch und Verluste ²⁾	6,3	5,7	-8,9
Inlandsverbrauch	90,0	84,5	-6,2
davon: Ottomotorkraftstoff	16,9	17,4	2,6
Dieselmotorkraftstoff	34,6	33,2	-4,0
Flugmotorkraftstoffe	9,1	9,4	3,8
Heizöl, leicht	12,2	11,3	-7,3
Heizöl, schwer ³⁾	0,9	0,6	-31,1
Rohbenzin	12,8	10,4	-18,6
Flüssiggas	3,4	3,0	-12,1
Schmierstoffe	0,8	0,7	-7,2
Sonstige Produkte	10,0	8,8	-12,0
Recycling (abzüglich)	-6,9	-6,6	-4,4
Bio-Kraftstoffe ⁴⁾ (abzüglich)	-3,7	-3,8	2,0
Aufkommen insgesamt	90,0	84,5	-6,2
Inländische Gewinnung	1,9	1,8	-4,5
Raffinerieerzeugung	102,5	92,7	-9,5
aus: Rohöleinsatz	89,3	79,4	-11,1
Produkteneinsatz	13,2	13,3	0,9
Außenhandel Produkte (Saldo)	8,1	10,7	
Einfuhr	35,6	34,9	-1,8
Ausfuhr	27,5	24,2	-12,0
Ausgleich (Saldo (Bunker, Differenzen))	-14,1	-13,1	
Raffineriekapazität	105,7	105,7	0,0
Auslastung der Raffineriekapazität in %	84,5	75,2	
Primärenergieverbrauch von Mineralöl (PJ)	4.102	3.822	-6,8

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

2) Einschließlich Bestandsveränderungen

3) Einschließlich anderer schwerer Rückstände

4) Nur beigemischte Biokraftstoffe

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: AG Energiebilanzen, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, en2x-Wirtschaftsverband Fuel&Energie

gegenüber dem Vorjahr erhöhte. Der Verbrauch von Flugkraftstoffen nahm im Berichtsjahr 2023 erneut, und zwar um 3,8 %, zu. Damit liegt der Absatz in diesem Segment im Jahr 2023 (rund 9,4 Mio. t) um etwa 7,8 % (0,8 Mio. t) unter der „Normalmenge“, die vor dem Ausbruch der Corona-Krise zu beobachten war. Insgesamt war die Nachfrage nach Kraftstoffen (2023 rund 60 Mio. t), die einen Anteil von rund 66 % am gesamten deutschen Ölverbrauch haben, im Jahr 2023 um etwa 1 % oder 0,6 Mio. t niedriger als 2022.

Mit einer Abnahme von mehr als 7 % bzw. 0,9 Mio. t entwickelte sich der Absatz von leichtem Heizöl deutlich negativ. Diese Entwicklung dürfte auf die mildere Witterung (vgl. dazu im Einzelnen den Abschnitt „Witterungs- und Temperatureinflüsse“), fortschreitende Heizöleinsparungen aufgrund der Substitution ölbefuerter Heizungsanlagen, laufende Effizienzverbesserungen sowie verhaltensbedingte Einsparungen der Verbraucher zurückzuführen sein.

Die Raffinerieerzeugung verringerte sich 2023 um 9,5 % auf ein Niveau von 92,7 Mio. t. Dabei nahm die Raffinerieerzeugung aus Rohöl mit ihrem Anteil von 85,6 % um 11 % ab, während sich die Produktverarbeitung um 0,9 % erhöhte. Die gegenüber dem Vorjahr erneut unveränderte Raffineriekapazität von 105,7 Mio. t wurde angesichts der verringerten Erzeugung im Jahr 2023 zu 75,2 % ausgelastet; 2022 betrug die Auslastung rund 84,5 %.

Der Außenhandel mit Mineralölprodukten veränderte sich 2023 deutlich. Per Saldo überwog die Einfuhr, die 2023 mit 34,9 Mio. t die Ausfuhr von 24,9 Mio. t übertraf. Der mengenmäßige Export von Mineralölprodukten verringerte sich gegenüber 2022 um mehr als 12 %, wohingegen die Importe um gut 1,8 % sanken.

Deutschland ist wegen der begrenzten heimischen Erdölressourcen weitgehend abhängig von Rohölimporten, die 2023 eine Höhe von 72,6 Mio. t erreichten und um 16,9 % bzw. 14,8 Mio. t unter dem Niveau des Vorjahres lagen. Die Bezugsregionen für Lieferungen von Rohöl nach Deutschland haben sich 2023 im Vergleich zu den Vorjahren deutlich verschoben. Die wesentliche Ursache für diese

Strukturverschiebungen sind die Beschlüsse der EU zur Verhängung eines Embargos gegen Öl aus Russland. Die erste Stufe der EU-Sanktionen sah einen Stopp der Rohöleinfuhren über den Seeweg (Tankeröl) vor, der am 5. Dezember 2022 in Kraft trat.¹⁴⁾ 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).

Vor diesem Hintergrund verringerten sich die Einfuhren von Rohöl aus den Ländern der russischen Föderation im schrumpfenden deutschen Importmarkt spürbar. Im Jahr 2023 sanken die Rohöleinfuhren aus Russland um 22,7 Mio. t und damit um fast 100 % (was noch einem Lieferanteil am Rohölimportmarkt von 0,2 % entspricht). 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 (+9,3 %), Norwegen (+9,1 %) und übrige Länder (+31,9 %) kompensiert.

Die wichtigsten Lieferregionen von Rohöl waren 2023 (im Hinblick auf den Marktanteil) die USA und Norwegen, die jeweils einen Lieferanteil von 18,3 % an den Gesamteinfuhren erreichten. Auf den Plätzen drei und vier, mit 11,7 % und 10,9 %, folgten Kasachstan und Großbritannien, wobei Großbritannien seine Liefermenge 2023 im Vergleich zum Vorjahr um 8,6 % verringert hat. (vgl. Tabelle 6).

Nach Fördergebieten untergliedert reduzierte sich der Anteil der Rohölimporte aus den Ländern der ehemaligen Sowjetunion (GUS-Staaten); er verringerte sich von 38,4 % (2022) auf 13,6 % im Jahr 2023. Dagegen verzeichneten die OPEC-Staaten (2023: 28 %) im schrumpfenden Markt spürbare Anteilsgewinne. Die Rohöllieferungen aus OPEC-Staaten nahmen gegenüber 2022 um 4,8 Mio. t oder knapp 31 % zu. Die Nordsee-Anrainerländer konnten ihren Lieferanteil nur geringfügig um 1,3 % erhöhen und erreichten damit im Jahr 2023 einen Marktanteil von 29,5 % (2022: 24,1 %).

14) 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 6

Rohölimporte Deutschlands 2022 und 2023 nach Ursprungsländern

Wichtige Lieferländer / Förderregionen	2022	2023	Veränderungen 2022/2023	2022	2023
	in Mio. t		in %	Anteile in %	
Russische Föderation	22,8	0,1	-99,5	26,1	0,2
Großbritannien	8,7	7,9	-8,6	9,9	10,9
Norwegen	12,2	13,3	9,1	13,9	18,3
Kasachstan	8,5	8,5	0,2	9,7	11,7
USA	12,1	13,3	9,3	13,9	18,3
Nigeria	2,9	2,8	-2,8	3,3	3,9
übrige Länder	20,2	26,7	31,9	23,1	36,7
Insgesamt	87,4	72,6	-16,9	100,0	100,0
OPEC	15,5	20,4	30,9	17,8	28,0
Nordsee ¹⁾ (o. BRD)	21,1	21,4	1,3	24,1	29,5
Ehemalige GUS	33,6	9,8	-70,7	38,4	13,6
Sonstige	17,2	21,0	22,3	19,7	29,0
Insgesamt	87,4	72,6	-16,9	100,0	100,0

1) Einschließlich übrige EU-Staaten.

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt, Angaben für 2022 vorläufig bzw. teilweise geschätzt.

Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Statistisches Bundesamt

Die den deutschen Rohölimportpreis bestimmenden internationalen Ölpreise und der Euro-US-Dollar-Devisenkurs entwickelten sich auch 2023 volatil, d.h. mit erheblichen kurzfristigen Schwankungen (vgl. Abbildung 4).

Die für Europa wichtige Rohölsorte Brent UK, die im Jahresdurchschnitt 2022 mit rund 100 US-Dollar je Barrel (US-\$/bbl; 1 barrel = 159 Liter) bereits um ca. 30 US-Dollar über den Werten des Vorjahres lag, verringerte sich 2023 wieder auf ein Niveau von 82 US-Dollar. Trotz des skizzierten Rückgangs liegt der Preis für Brent damit immer noch um etwa 12 US-Dollar bzw. 16,6 % über dem Preisniveau des Jahres 2021.

Im unterjährigen Verlauf des Jahres 2023 zeigt sich der skizzierte Preisrückgang in einzelnen Monaten deutlich ausgeprägter. Der Rohölpreis fiel ausgehend von seinem Wert im Januar (mit rund 83 US-Dollar/bbl) bis Mai/Juni 2023 zunächst auf ein Jahrestief von unter 75 US-Dollar/bbl. Anschließend legte der

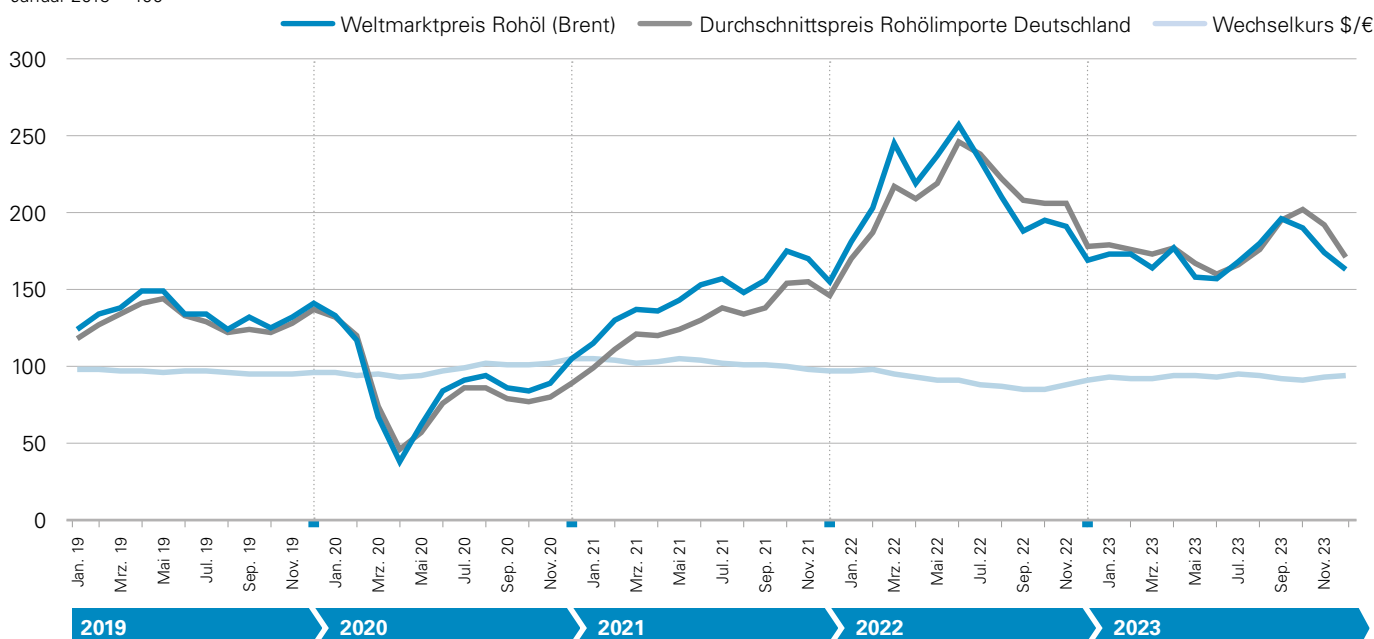
Rohölpreis wieder zu und erreichte bis September 2023 mit knapp 94 US-Dollar/bbl seinen Jahreshöchststand. Bis Dezember 2023 war anschließend wieder ein kontinuierlicher Rückgang des Preises auf knapp 78 US-Dollar/bbl zu beobachten. Verglichen mit dem pandemiebedingten Tiefstand im Mai 2020 (rund 18 US-\$/bbl) lag der Ölpreis auf Dollar-Basis in allen Monaten des Berichtsjahres um vier- bis fünfmal höher.

Die deutschen Rohölimportpreise (Durchschnittspreis der Rohölimporte, in €/t) entwickelten sich weitgehend parallel zu den internationalen Preisen. Unterschiede werden wesentlich von den Veränderungen der Wechselkurse des Euro (gegen US-Dollar) beeinflusst. Seit Januar 2022 ist der Wechselkurs von 1,08 US-Dollar/€ (Mengennotierung) bis zum Juli 2023 auf rund 1,11 US-Dollar/€ gestiegen. Bis September 2023 ist anschließend eine Abwertung auf ca. 1,06 US-Dollar/€ zu beobachten, bevor der Wechselkurs bis zum Jahresende (Dezember 2023) wieder auf 1,09 US-Dollar/€ ansteigt.

Abbildung 4

Weltmarktpreise für Rohöl (Brent)¹⁾, Grenzübergangspreise für deutsche Rohölimporte²⁾ und Wechselkurse von 2019 bis 2023

Januar 2015 = 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

Im direkten Monatsvergleich zum Vorjahr ergeben sich gegenläufige Entwicklungen: Von Januar bis März 2023 lag der Wechselkurs (Mengennotierung) in der Größenordnung zwischen gut 2,8 % und knapp 5,5 % unter dem Niveau der jeweiligen Vorjahresmonate (Abwertung). Zwischen April und Dezember 2023 lag der Wechselkurs in der Größenordnung zwischen 1,3 % und 8,6 % über dem Niveau der jeweiligen Vorjahresmonate.

Im Durchschnitt des Jahres 2023 erhöhte sich der Wechselkurs gegenüber dem Jahr 2022 um knapp 2,7 % auf 1,08 US-Dollar/€ (Aufwertung des € gegenüber dem US-Dollar).

Die skizzierte Aufwertung des Euro hat den Preisrückgang für Rohöl auf dem Weltmarkt für deutsche Verbraucher in Jahresverlauf tendenziell zusätzlich unterstützt, lediglich in den Monaten von Januar bis März 2023 führte die Abwertung zu einer leichten Abschwächung bzw. Kompensation des Preisrückgangs für Verbraucher im Inland. Im Gesamtergebnis verringerten sich die deutschen Rohölimportpreise (auf Jahresbasis und in €/bbl gerechnet) von 2022 auf

2023 spürbar kräftiger (-15,3 %) als die Weltmarktpreise (in US-Dollar/bbl) für Rohöl (-13,1 %).

In Euro und auf Tonne umgerechnet sind die deutschen Rohölimportpreise von 690 €/t im Jahresdurchschnitt 2022 auf rund 583 €/t im Jahr 2023 gesunken.

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 Superbenzin, Dieseldraftstoff und leichtes Heizöl waren im Jahresdurchschnitt 2022 im Zusammenhang mit den Auswirkungen des Ukraine-Krieges auf Spitzenwerte angestiegen. Im Jahr 2023 gaben die Verbraucherpreise für Kraftstoffe und Heizöl verglichen mit dem Vorjahr wieder nach. So verringerten sich die Tankstellenpreise für Superbenzin im Jahresdurchschnitt um 4 % auf 1,85 €/Liter und für Dieseldraftstoff um mehr als 11 % auf 1,74 €/Liter. Ungeachtet der gesunkenen Kraftstoffpreise blieb das Jahr 2023 für Autofahrer (sowie den gewerblichen Güterverkehr) das zweit teuerste Spritpreisjahr nach 2022. Die Verbraucherpreise für leichtes Heizöl gaben

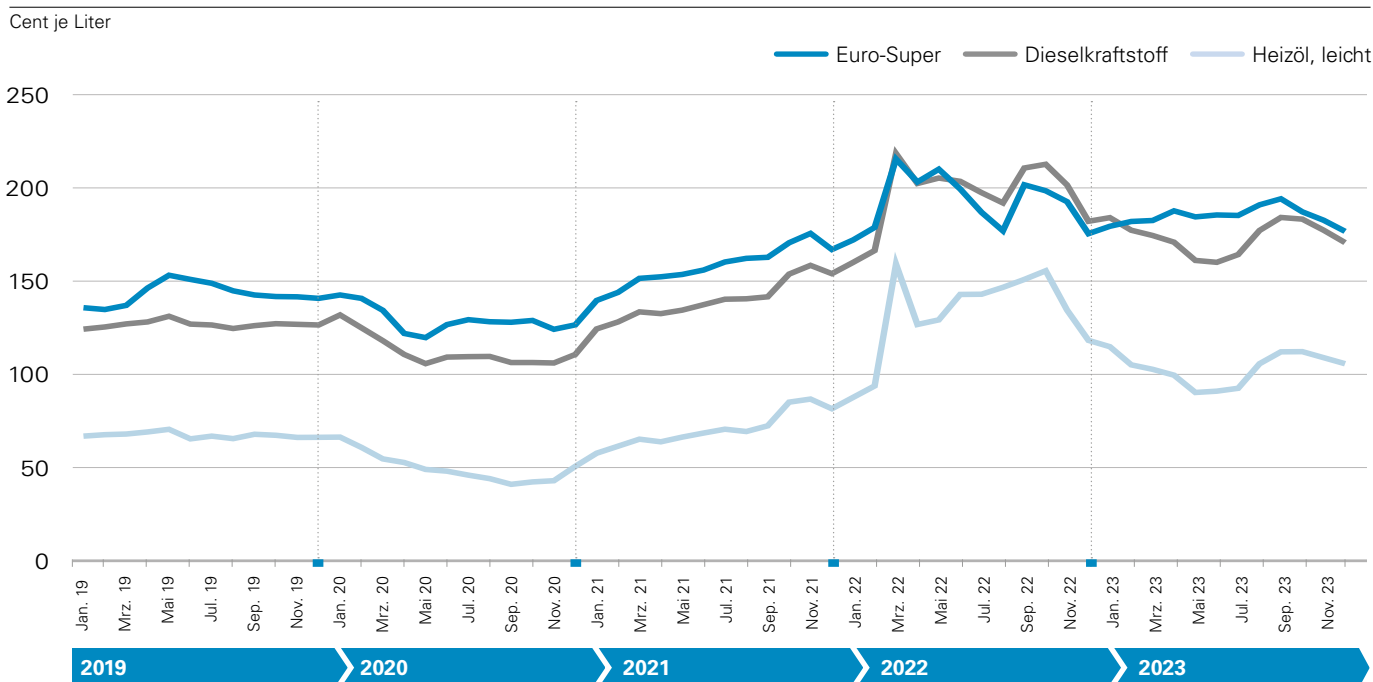
im Jahresdurchschnitt 2023 um rund 22 % nach. Im Ergebnis kostete ein Liter Heizöl im Durchschnitt des Jahres 2023 damit 1,04 €/Liter.

In der unterjährigen Betrachtung entwickelten sich die Preise der genannten Mineralölprodukte volatil, wenngleich die Preisausschläge im Verlauf des Berichtsjahres 2023 insgesamt geringer ausfielen als im Krisenjahr 2022.¹⁵⁾ Der Preis für Superbenzin an den Zapfsäulen schwankte im Jahr 2023 zwischen 1,77 €/Liter im Minimum (Dezember 2023) und 1,94 €/Liter im Maximum (September 2023) und damit in der Größenordnung von $\pm 4,7$ % um den Mittelwert. Beim Preis für Dieselkraftstoff fiel die Spreizung um den Mittelwert mit -7,3 % und +6,6 % insgesamt kräftiger aus,

wobei der Tiefstand bei einem Preisniveau von rund 1,60 €/Liter im Juni 2023 erreicht wurde. Der Verbraucherpreis für leichtes Heizöl folgte im Jahresverlauf 2023, wenngleich auf einem niedrigeren Niveau, in etwa dem Verlauf, der bei der Entwicklung des Dieselpreises zu beobachten war. Der Liter Heizöl (leicht) war im Juni 2023 mit rund 90 ct/Liter am günstigsten, und im Januar (2023) mit 1,15 €/Liter am teuersten, was einer Schwankungsbreite von -11,8 % bis +12,2 % entspricht (bezogen auf den Mittelwert). Für Heizölkunden resultierte aus dieser Entwicklung im ungünstigsten Fall ein Preisunterschied in Höhe von knapp 24 ct/Liter, je nachdem ob die Bestellung in der Heizperiode (Januar) oder im Frühjahr (Mai) erfolgte.

Abbildung 5

Preise für Kraftstoffe und leichtes Heizöl in Deutschland 2019 bis 2023



Quellen: en2x-Wirtschaftsverband Fuels&Energie, Statistisches Bundesamt

¹⁵⁾ Bei der Interpretation der Kraftstoffpreisentwicklung im Jahr 2022 ist zu berücksichtigen, dass in der Zeit von 1. Juni 2022 bis 31. August 2022 eine befristete Absenkung der Energiesteuer für Benzin und Diesel („Spritpreisbremse“, „Tankrabatt“) galt. Nach Auslaufen des Tankrabatts stiegen die Kraftstoffpreise im Jahr 2022 zunächst an, um dann bis zum Jahresende wieder deutlich nachzugeben.

Erdgas

Der Erdgasverbrauch in Deutschland nahm 2023 nach vorläufigen Daten um 2,4 % auf rund 737 Mrd. kWh (H_i) bzw. 2.655 PJ (H_i) ab.¹⁶⁾ Er ist damit in etwa auf ein Verbrauchsniveau zurückgefallen, das zuletzt in der 1. Hälfte der 1990er-Jahre (Primärenergieverbrauch Erdgas 1994: 2.567 PJ (H_i)) zu beobachten war. Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch nahm verglichen mit dem Jahr 2022 um 1,4 Prozentpunkte auf 24,7 % im Jahr 2023 zu, weil der gesamte Primärenergieverbrauch im Beobachtungszeitraum stärker gesunken ist. Die skizzierte Entwicklung beim Erdgasverbrauch war auch im Jahr 2023 im Wesentlichen weiterhin gekennzeichnet durch die Folgen des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine, ein immer noch vergleichsweise hohes Preisniveau, anhaltende Einsparmaßnahmen der Verbraucher sowie schließlich die gedämpfte Konjunktur.

Die inländische Förderung von Erdgas nahm 2023 weiter ab und wird voraussichtlich bei ca. 38 Mrd. kWh und damit um 10,6 % unter dem Niveau des Vorjahres

liegen (2022: 42,5 Mrd. kWh). Die heimische Förderung von Erdgas deckte 2023 rund 5,2 % des Erdgasverbrauchs in Deutschland ab. Etwa 96 % des in Deutschland verbrauchten oder per Saldo eingespeicherten Erdgases wurden importiert.

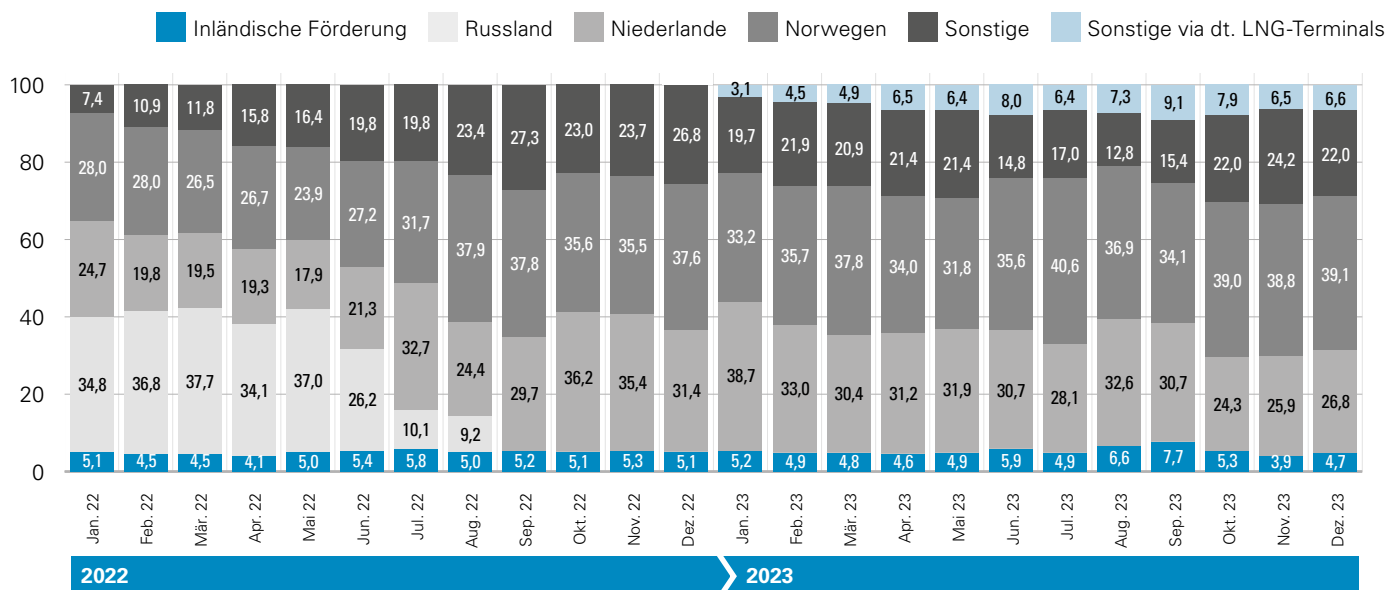
Die Daten zur Entwicklung der Ein- und Ausfuhren von Erdgas enthalten seit dem Berichtsjahr 2018 auch sämtliche Transitmengen, die über das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland an Nachbarstaaten durchgeleitet werden. Aus diesem Grund wird hier nur der Saldo des Außenhandels (Netto-Import) näher betrachtet. Die in Deutschland verbleibende Erdgaseinfuhrmenge (Einfuhr minus Ausfuhr), betrug im Jahr 2023 rund 689 Mrd. kWh (H_i). Die Nettoeinfuhrmenge nahm damit gegenüber dem Vorjahr um gut 14 % ab.

Die Folgen des Angriffskrieges auf die Ukraine zeigen sich in deutlich veränderten Importstrukturen. Stammen 2021 insgesamt noch rund 55 % des in Deutschland verbrauchten Erdgases aus Russland, gingen die

Abbildung 6

Herkunft des in Deutschland verbrauchten Gases

Januar 2022 bis Dezember 2023, Anteile am Gesamtverbrauch in %



Quellen: ENTSOG, FNB, BDEW, eigene Berechnungen.

16) Die AG Energiebilanzen berechnet den Erdgasverbrauch sowohl in der Energiebilanz Deutschland 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.

Importe 2022 sichtbar zurück; seit September 2022 importiert Deutschland kein Erdgas mehr direkt aus Russland. Aufgefangen wurde der Wegfall dieser Lieferungen durch stärkere Importe aus Norwegen und den Niederlanden sowie über Leitungen aus weiteren Nachbarstaaten (vgl. Abbildung 6).

Zudem wurde die Gasinfrastruktur um Terminals zur Aufnahme von Liquefied Natural Gas (LNG) erweitert. Dadurch ließ sich der direkte Gasbezug auf Länder ausweiten, die nicht an das deutsche Fernleitungsnetz angeschlossen sind, und so weiter diversifizieren. Im Dezember 2023 befanden sich drei Terminals in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Lubmin im Regelbetrieb. Alle drei Terminals wurden aufgrund der Dringlichkeit durch Floating Storage and Regasification Units (FSRU)¹⁷⁾ realisiert. Hierbei handelt es sich um umgebaute LNG-Tankschiffe, welche das LNG umformen und in das deutsche Fernleitungsnetz einspeisen können. Das FSRU in Lubmin weist dabei eine Besonderheit auf: Da es aufgrund der Wassertiefe nicht direkt von größeren LNG-Tankern angefahren werden kann, wird das LNG zunächst auf einen vor Rügen ankernden LNG-Tanker überführt und von da aus mit kleinen LNG-Tankern zum FSRU in Lubmin transportiert.

Am stärksten ausgelastet war das Terminal in Wilhelmshaven, über das 65 % von den bisher insgesamt im Jahr 2023 erhaltenen 65 Mrd. kWh (H_i) in das Fernleitungsnetz eingespeist wurden. Dies entspricht 4 Anlandungen von LNG-Tankern pro Monat, wohingegen bei den Terminals Lubmin und Brunsbüttel monatlich je eine LNG-Lieferung beobachtet wurde.

Unter den sechs LNG-Bezugsländern dominierten 2023 die USA mit einem Anteil von 84 % an den gesamten Lieferungen. Die weiteren Herkunftsregionen (Norwegen, Angola, Ägypten, Vereinigte Arabische Emirate sowie Trinidad und Tobago) wiesen 2023 Lieferanteile zwischen 1 und 5 % auf.

Zum Jahresbeginn 2023 starteten die an das deutsche Erdgasnetz angeschlossenen Untergrundspeicher mit einem Füllstand von 90,5 %. Mit der gesetzlichen Vorgabe von Füllständen für Gasspeicheranlagen sind

die Speicherbetreiber in Deutschland verpflichtet, jeweils zu bestimmten Terminen durchschnittliche Mindestfüllstände zu gewährleisten. Am 1. Februar war das Ziel von 40 % Mindestfüllstand mit 78,3 % komfortabel überboten, wie auch die Zielmarken zum 1. Oktober und 1. November. Während des Novembers wurde sogar längere Zeit die 100-%-Marke gehalten. Der Speicherfüllstand stieg bis zum 31. Dezember 2023 laut Gas Infrastructure Europe auf einen Wert von 91,0 %.¹⁸⁾ Per Saldo wurden 2023 rund 10 Mrd. kWh (H_i) Erdgas aus den Speichern entnommen. Zum Vergleich: 2022 wurden per Saldo noch etwa 92 Mrd. kWh (H_i) eingespeichert.

Der Erdgasabsatz im Inland nahm nach (vorläufigen) Berechnungen im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr um 7 % auf 722 Mrd. kWh (H_i) ab. Insgesamt zeichnen sich für 2023 folgende Entwicklungen ab (vgl. Tabelle 7):

- Die Erdgasnachfrage der Betriebe des Bergbaus und Verarbeitenden Gewerbes (Industrie) sank im Jahr 2023 um voraussichtlich insgesamt 10 % auf 246,6 Mrd. kWh (H_i). Der skizzierte Rückgang des industriellen Erdgasverbrauchs ist zum einen auf preisinduzierte Substitutionen und Einsparmaßnahmen, zum anderen auf Produktionseinschränkungen infolge der nach wie vor hohen Erdgas- bzw. Energiepreise, die die erdgasintensiven Wirtschaftszweige besonders getroffen haben, zurückzuführen. Bei der Interpretation der hier gewählten Abgrenzung des industriellen Erdgaseinsatzes ist zu beachten, dass die Darstellung den Verbrauch für die von Unternehmen selbst betriebenen Erdgaskraftwerke zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie den nichtenergetischen Verbrauch einschließt.
- Der Erdgasverbrauch der Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsunternehmen (GHD) nahm ebenfalls spürbar ab. Im Gegensatz zur Industrie wird Erdgas in diesem Verbrauchssegment zu gut vier Fünfteln (2022 etwa 89 %) für Raumwärmezwecke eingesetzt. Die milderen Witterungsverhältnisse des Jahres 2023 ließen die Erdgasnachfrage der Betriebe und Unternehmen im GHD-Sektor somit

17) LNG-Speicher- und Rückverdampfungsschiffe werden als „Floating Storage and Regasification Unit“, kurz FSRU bezeichnet.

18) Die Speicherfüllstände bzw. die daraus errechneten Speichersalden weichen je nach Datenquelle (Gas Storage Europe, ENSOG oder DESTATIS) voneinander ab. Die Gründe für die Differenzen sind vielfältig und reichen von unterschiedlichen Datenständen und Meldern bis hin zu räumlichen Abgrenzungen. Für die Frühschätzung der Energiebilanz Deutschland 2023 und die daraus abgeleitete Erdgasbilanz (vgl. Tabelle 7) wurde auch die Daten des Statistischen Bundesamtes zurückgegriffen.

Tabelle 7

Erdgasaufkommen und -verwendung in Deutschland 2022 und 2023

	Einheit	2022	2023 ¹⁾	Veränderung in %
Inländische Förderung	Mrd. kWh (H _i)	42,5	38,0	-10,6
Einfuhr ²⁾	Mrd. kWh (H _i)	1.315,7	898,0	-31,8
Summe Erdgasaufkommen	Mrd. kWh (H _i)	1.358,2	936,0	-31,1
Ausfuhr ²⁾	Mrd. kWh (H _i)	510,4	208,6	-59,1
Speichersaldo ³⁾	Mrd. kWh (H _i)	-92,0	10,0	-
Primärenergieverbrauch	Mrd. kWh (H_i)	755,8	737,4	-2,4
	Petajoule (H_i)	2.721,0	2.655,0	-2,4
	Mio. t SKE (H_i)	92,8	90,6	-2,4
Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunft				
Inländische Förderung ⁴⁾	%	5,6	5,2	
Importquote	%	96,9	95,9	
Struktur des Erdgasverbrauchs nach Verbrauchsbereichen				
Industrie (einschl. Industriekraftwerke)	Mrd. kWh (H _i)	274,1	246,6	-10,0
Stromversorgung (einschl. BHKW)	Mrd. kWh (H _i)	96,7	96,5	-0,3
Fernwärme-/Kälteversorgung (einschl. BHKW)	Mrd. kWh (H _i)	49,4	48,1	-2,6
Private Haushalte	Mrd. kWh (H _i)	248,5	229,0	-7,8
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Mrd. kWh (H _i)	105,2	99,4	-5,5
Verkehr	Mrd. kWh (H _i)	2,2	2,2	1,4
Erdgasabsatz im Inland	Mrd. kWh (H_i)	776,1	721,8	-7,0
Eigenverbrauch	Mrd. kWh (H _i)	11,3	8,5	-24,8
statistische Differenzen	Mrd. kWh (H _i)	31,7	-7,1	
Primärenergieverbrauch	Mrd. kWh (H_i)	755,8	737,4	-2,4

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

2) Import- und Exportmengen einschließlich sämtlicher Transitmengen

3) Minus = Einspeisung, Plus = Ausspeisung

4) Anteil am inländischen Erdgasaufkommen

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

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

sinken. Investive und verhaltens- bzw. preisbedingte Einsparmaßnahmen verstärkten den Effekt. Im Gesamtergebnis haben die witterungs-, verhaltens- und preisinduzierten Einsparungen den Mehrverbrauch durch die konjunkturelle Entwicklung in diesem

Segment überkompensiert (die preisbereinigte Bruttowertschöpfung erhöhte im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr um 0,6 %). Insgesamt kann für das Jahr 2023 im GHD-Sektor mit einem Verbrauchsminus von fast 5,5 % gerechnet werden.

- Bei den privaten Haushalten (einschließlich der sie mit Raumwärme und Warmwasser versorgenden Wohnungsgesellschaften) ist aufgrund der mildernden Außentemperaturen in Kombination mit hohen Erdgaspreisen im Jahr 2023 ebenfalls ein kräftiger Verbrauchsrückgang zu erwarten. Aktuelle Daten zeigen für das Jahr 2023 eine Verringerung des Erdgasverbrauchs um 7,8 % auf 229 Mrd. kWh (H₁).
- In Summe wurden in den Gaskraftwerken der Stromversorger, der Industriebetriebe und in Blockheizkraftwerken der sonstigen Stromerzeuger 2023 rund 77,7 Mrd. kWh Strom und damit rund 1,7 % weniger erzeugt als im Jahr zuvor. Der Einsatz von Erdgas als Brennstoff in den Kraft- und Heizkraftwerken der Strom- und Wärmeversorger ist 2023 trotz der leicht verbesserten Wettbewerbsfähigkeit gegenüber dem Vorjahr rückläufig. In der allgemeinen Stromversorgung (inkl. BHKW) ist mit einem Rückgang des Erdgasverbrauchs in der Größenordnung von 0,3 % zu rechnen.
- Die höheren Temperaturen sorgten zudem für einen geringeren Bedarf an Fernwärme bzw. Wärmeauskopplung. Der Erdgaseinsatz zur gekoppelten und ungekoppelten Bereitstellung von Fernwärme verringert sich um 2,6 % auf 48,1 Mrd. kWh (H₁) im Jahr 2023.
- Der Absatz von Erdgas (entweder in komprimierter, CNG, oder in verflüssigter Form, LNG) an den Verkehrssektor legte 2023 voraussichtlich um 1,4 % zu, so dass hier ein Verbrauchsniveau von 2,2 Mrd. kWh (H₁) erreicht wurde.

Nach vorläufigen Daten wurden 2023 in Deutschland rund 10,5 Mrd. kWh (H₁) auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas (Biomethan) in das deutsche Erdgasnetz eingespeist – das entspricht dem Niveau des Vorjahres. 2022 (Zahlen für 2023 liegen noch nicht vor) wurden etwa 9,8 Mrd. kWh Biomethan in der gekoppelten Stromerzeugung und rund 1,2 Mrd. kWh als Kraftstoff eingesetzt. Weitere rund 0,9 Mrd. kWh fanden im Wärmemarkt (Raumwärme, Warmwasser) Absatz. 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 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.

Der Einfuhrpreis für Erdgas ist 2023, verglichen mit den Höchstständen im Krisenjahr 2022, wieder gesunken. Der Grenzübergangspreis (auf Jahresbasis) verringerte sich zwischen 2022 und 2023 von 21 €/GJ (entspricht 7,56 ct/kWh) auf rund 12 €/GJ (4,29 ct/kWh) und gab gegenüber dem Vorjahr um 43,2 % nach. Ungeachtet dieses Preisverfalls lagen die Einfuhrpreise für Erdgas im Jahresmittel 2023 immer noch auf einem sehr hohen Niveau bzw. um rund 69 % über dem Wert, der vor der Energiekrise zu beobachten war (2021: 7,1 €/GJ). Der Jahresdurchschnittswert für 2023 liegt damit nach wie vor spürbar über dem Niveau des bisherigen Vor-Krisen-Höchststandes von 2012 (8,08 €/GJ bzw. 2,90 ct/kWh).

Mit Blick auf die monatliche Entwicklung ergibt sich ein noch ausgeprägteres 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), startete der Grenzübergangspreis im Januar 2023 bei 17,62 €/GJ (6,3 ct/kWh). Bis Mai 2023 war ein weiterer Rückgang des Erdgaseinfuhrpreises auf 8,05 €/GJ (knapp 3 ct/kWh) zu beobachten (dies entspricht in etwa dem Preisniveau aus dem September 2021). Seit März 2023 notiert der Grenzübergangspreis für Erdgas wieder dauerhaft unter dem Niveau des Einfuhrpreises für Rohöl. In der Zeit zwischen März und Dezember 2023 ist eine Seitwärtsbewegung des Einfuhrpreises für Erdgas in einer Bandbreite zwischen 8 und 13 €/GJ erkennbar.

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.

Parallel zu den Erdgasimportpreisen verringerte sich das Preisniveau für Erdgas an der Börse (Spotmarkt) deutlich von 125,72 €/MWh auf 40,86 €/MWh (-67,5 %).¹⁹⁾ Zum Vergleich: Im Jahr 2021 notierte der Spotmarktpreis für Erdgas noch bei 47,09 €/MWh.

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

Vor dem Hintergrund der im Jahresverlauf 2023 im Vergleich zum Vorjahr rückläufigen Erdgasimport- und Großhandelspreise verringerten sich auch die

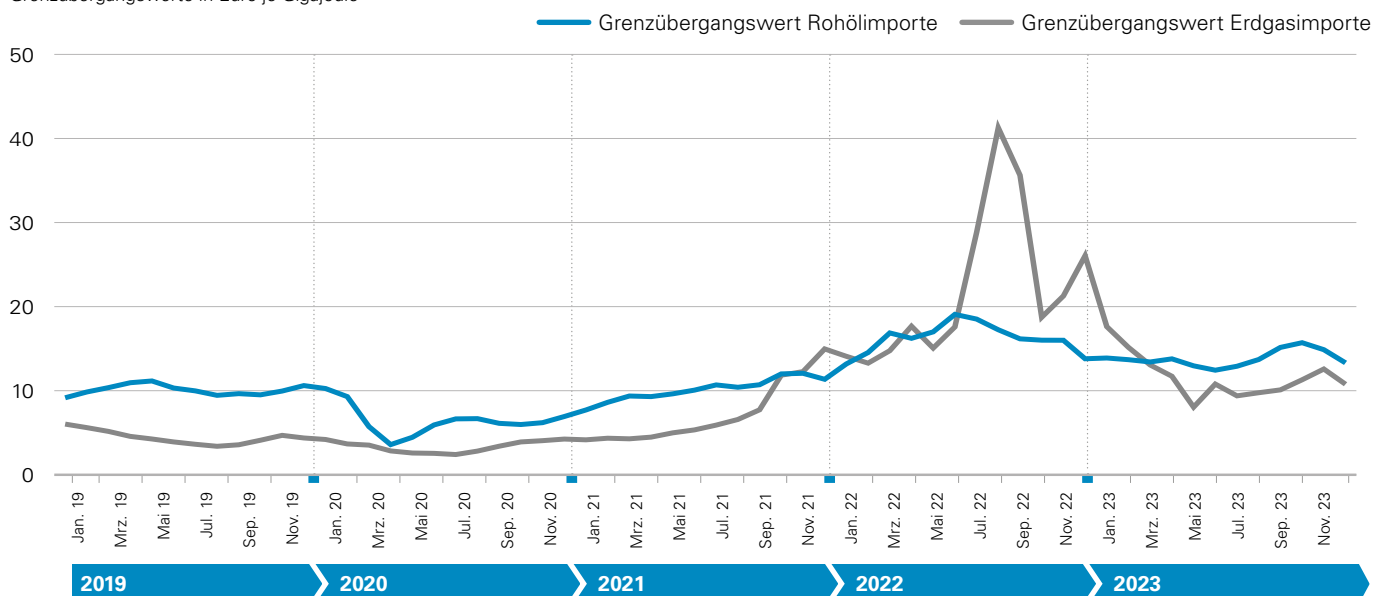
Endkundenpreise bzw. die Abgabepreise an Verbraucher im Jahresverlauf spürbar, wenngleich in unterschiedlichem Ausmaß. Besonders gegenüber den Höchstständen in der zweiten Hälfte des Krisenjahrs 2022 gingen die Abgabepreise über alle Kundengruppen deutlich zurück. So sank insbesondere der Preis für Kraftwerksgas gegenüber dem Spitzenwert aus dem September 2022 bis Dezember 2023 (unter Schwankungen) um 56,6 %. Der Preisrückgang für Industriekunden fiel im gleichen Zeitraum noch kräftiger aus: Bis Ende 2023 verringerten sich die Erdgaspreise für industrielle Kunden, ebenfalls gegenüber September 2022, sogar um 61,8 %.

Bei kleineren Erdgasabnehmern („Handel und Gewerbe“) sowie Haushaltskunden traten die Preisspitzen bei den Abnehmerpreisen im Gefolge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine erst im November bzw. im Dezember 2022 auf. Verglichen mit diesen Werten verringerten sich die Abnehmerpreise im Handel und Gewerbe bis Dezember 2023 um 18,3 %, während der Erdgaspreis der Haushaltskunden (gegenüber Dezember 2022) bis Dezember 2023 um 19,6 % gefallen ist.

Abbildung 7

Monatliche Grenzübergangswerte für Rohöl und Erdgas von 2019 bis 2023

Grenzübergangswerte in Euro je Gigajoule



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle und Statistisches Bundesamt

19) Mittelwert aus den Daily Reference Prices der Marktgebiete von Gaspool, NCG und TTF; Einzelheiten vgl. BDEW-Gaspreisanalyse (Stand: Februar 2024).

Auch auf der Grundlage von Jahresdurchschnittswerten haben sich die Abgabepreise für Erdgas an Kraftwerke sowie industrielle Kunden von 2022 auf 2023 verringert. Für Industriekunden ergibt sich auf dieser Basis eine Preissenkung von 36 %, für Kraftwerke ein Rückgang um rund 24 %.

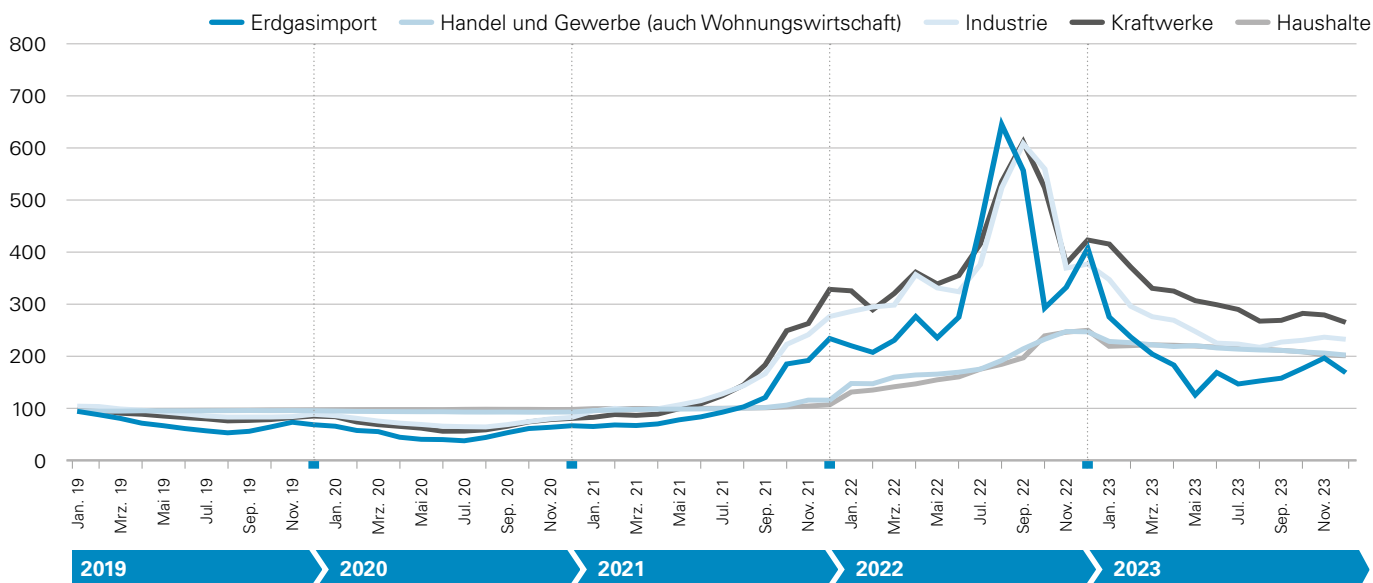
Aufgrund differenzierter Beschaffungsstrategien stiegen die Gaspreise für die Bereiche „Gewerbe, Handel,

Dienstleistungen“ und „Haushalte“ auf Jahresbasis im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr im Gegensatz zur skizzierten Entwicklung der bisher betrachteten Großabnehmer (Industrie, Kraftwerke) weiter an. Für die privaten Haushalte war 2023 im Vergleich zum Vorjahr eine Gaspreissteigerung um knapp 19 %, für den Sektor „Handel und Gewerbe“ im Durchschnitt eine Preiserhöhung von mehr als 14 % zu beobachten (vgl. Abbildung 8).

Abbildung 8

Preise für Erdgasimporte und Erdgasabsatz in Deutschland von 2019 bis 2023

2015 = 100 (Erdgaspreis Januar 2015=100)



Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Statistisches Bundesamt

Steinkohle

Nach vorläufigen Schätzungen ist der Primärenergieverbrauch aus Steinkohle in Deutschland im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr um 18,5 % auf 931 PJ (31,8 Mio. t SKE) gesunken (vgl. Tabelle 8). Nach den Zuwächsen in Jahren 2021 und 2022, die den jahrelang stetig verlaufenden Abwärtstrend beim Steinkohleverbrauch unterbrachen und auf Sondereffekte bzw. die unmittelbaren Folgen des Ukraine-Krieges zurückzuführen sind, dürften sich die langfristigen Trends damit wieder durchsetzen. Ungeachtet dessen liegt der Primärenergieverbrauch von Steinkohle 2023 immer noch um 3,9 % über dem niedrigsten Verbrauchswert, der im Jahr 2020 beobachtet wurde (896 PJ bzw. 30,6 Mio. t SKE).

Nach Kernenergie und Braunkohle war die Steinkohle mit am stärksten vom insgesamt rückläufigen Primärenergieverbrauch betroffen. Während sich der Verbrauchsrückgang in der Stahlindustrie mit -1,8 % noch in vergleichswisen moderaten Grenzen hielt, brach der Einsatz in der Kraftwirtschaft zur Strom- und Wärmeerzeugung um rd. ein Drittel ein. Damit wurde der Zuwachs aus dem Vorjahr 2023 wieder vollständig kompensiert.

Konkret ging der Steinkohleeinsatz in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung und der Industrie zur Strom- und Wärmeerzeugung um knapp 34 % auf 394 PJ (entsprechend 13,4 Mio. t SKE) zurück (vgl. Tabelle 8). Nach Daten der BDEW-Schnellstatistik war der Einsatz von Steinkohle in der Verstromung im (normalarbeitstäglichen) Vergleich zum jeweiligen Vorjahresmonat mit Ausnahme des Februars (+21,9 %) fast im gesamten Jahresverlauf 2023 mit durchgängig zweistelligen negativen Wachstumsraten stark rückläufig. Über das gesamte Jahr 2023 hinweg betrachtet, mündet dies in eine durchschnittliche Wachstumsrate von -35,5 %. Damit hat sich die Entwicklung des Vorjahres, welches größtenteils durch zweistellig positive Wachstumsraten gekennzeichnet war, nahezu in Gänze ins Gegenteil verkehrt.

Der Einsatz von Steinkohle in der Stahlindustrie ist im Jahr 2023 erneut um -1,8 % auf 466 PJ (entsprechend 15,9 Mio. t SKE) gesunken. Damit bleibt dieser Sektor der größte Wirtschaftszweig bzw. Nachfrager im deutschen Steinkohlenmarkt. Wesentlich für den Verbrauchsrückgang der Stahlindustrie war die im Vergleich zum Vorjahr geringere Oxygenstahlerzeugung,

Tabelle 8

Aufkommen und Verwendung von Steinkohle in Deutschland 2022 und 2023

	2022		2023 ¹⁾		Veränderung
	PJ	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	in %
Primärenergieverbrauch	1.142	39,0	931	31,8	-18,5
Kraft- und Heizkraftwerke	596	20,3	394	13,4	-33,8
Stahlindustrie ²⁾	475	16,2	466	15,9	-1,8
Übrige Sektoren ³⁾	49	1,7	47	1,6	-3,5
Stat. Differenzen	-23	-0,8	-23	-0,8	-
Steinkohleförderung	0	0,0	0	0,0	0,0

1) Vorläufige Angaben

2) Koks in Kohle umgerechnet, inkl. Kokerei

3) Übrige Industriesektoren inkl. nichtenergetischer Verbrauch sowie übriger Wärmemarkt (private Haushalte, GHD und Fernheizwerke), Stat. Differenzen

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: AG Energiebilanzen e.V., bsn – Branchenverband Steinkohle und Nachbergbau e.V.

20) Bei der Interpretation der Preisentwicklung für Industriekunden ist zu beachten, dass sich die Preise für große industrielle Abnehmer (Jahresabgabe größer 500 GWh) aufgrund der kurzfristigeren Beschaffung um fast 42 % gegenüber dem Vorjahr verringert haben, für kleine industrielle Gasverbraucher (Abgabe 11,63 GWh/a) nahm der Erdgaspreis im gleichen Zeitraum (2022/2023) hingegen nur um 6,4 % ab.

Tabelle 9

Deutsche Steinkohleeinfuhren¹⁾ nach Lieferländern 2022 und 2023 (Januar bis Dezember)

	2022	2023 ²⁾	Veränderung	2022	2023
	in Mio. t		in %	Anteile in %	
Polen	1,6	1,7	2,0	3,6	5,1
Tschechische Republik	0,2	0,2	-14,1	0,5	0,6
Russland	13,0	0,6	-95,6	28,8	1,8
Südafrika	4,2	3,7	-11,9	9,4	11,4
Vereinigte Staaten	9,2	9,3	1,0	20,5	28,5
Kanada	0,9	0,6	-33,8	2,1	1,9
Kolumbien	7,3	5,0	-31,6	16,3	15,4
Australien	6,4	8,5	33,5	14,1	25,9
Sonstige	2,1	3,1	48,6	4,7	9,5
Gesamteinfuhren	45,0	32,7	-27,3	100,0	100,0

1) Einschließlich Koksimporte, Koks in Kohle umgerechnet.

2) vorläufig

Quellen: Statistisches Bundesamt

die nach Angaben der Wirtschaftsvereinigung Stahl um knapp 1 % auf 25,6 Mio. t sank. Prozentual in gleicher Höhe ging auch die deutsche Roheisenerzeugung auf 23,6 Mio. t. zurück. Mit 35,4 Mio. t ist die deutsche Rohstahlerzeugung im Jahr 2023 insgesamt auf ein historisches Tief gesunken. Die skizzierte Entwicklung kann u. a. auf die konjunkturbedingt schwache nationale und internationale Stahlnachfrage sowie auf die Verschlechterungen der internationalen Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Rohstahls insbesondere infolge hoher Strompreise am Standort Deutschland zurückgeführt werden.²¹⁾

Der Steinkohleeinsatz in den übrigen Sektoren (Gießereien, Fernheizwerken, Kleingewerbe und private Haushalte) spielte mengenmäßig nur eine geringe Rolle und reduzierte sich um 3,5 % auf rd. 47 PJ (= 1,6 Mio. t SKE).

Die Aufkommensseite des deutschen Steinkohlemarktes wird nach der Beendigung des heimischen

Steinkohlebergbaus Ende 2018 nur noch durch Importe und Lagerbestände gedeckt. Auf Basis vorläufiger Daten der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes haben sich die deutschen Steinkohleimporte im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr um 27,3 % auf 32,7 Mio. t verringert (vgl. Tabelle 9). Unter Verwendung der pauschalen Umrechnung über 7000 kcal/kg (d.h. ohne Berücksichtigung der tatsächlichen Heizwerte) ergibt sich hieraus ein Import in Höhe von rd. 28 Mio. t SKE. Davon entfielen 55,2 % auf Kraftwerkskohle, 35,2 % auf Kokskohle, 2,0 % auf Anthrazit und Briketts sowie 7,6 % auf Steinkohlenkoks.

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

21) vgl. Wirtschaftsvereinigung Stahl, Pressemitteilung „Jahresbilanz 2023: Stahlproduktion sinkt 2023 auf historisch niedriges Niveau“, Internet: <https://www.stahl-online.de/medieninformationen/jahresbilanz-2023-stahlproduktion-sinkt-2023-auf-historisch-niedriges-niveau/>, (Abrufdatum: 23.01.2024).

mit voller Wirkung in Kraft. Weitere Steinkohlen-Importe aus Russland in die EU waren nun strikt verboten. Jedoch verzeichnete das Statistische Bundesamt in seiner monatlichen Berichterstattung auch danach, also im Zeitraum September bis Dezember 2023, noch Einfuhren, die „mit Ursprungsland Russland“ deklariert waren. Im vergangenen Jahr betrugen diese Mengen noch eine halbe Million Tonnen, mit stark abnehmender Tendenz. Im Dezember beispielsweise waren es noch rd. 20 000 t. Diese verbliebene russische Tonnage wurde nach Deutschland aus benachbarten EU-Ländern (vor allem den Niederlanden und Belgien) eingeführt und stammte insbesondere von Lagerplätzen der nordwesteuropäischen Kohleterminals (in Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen = ARA-Häfen). Dort, innerhalb der EU, war diese russische Kohle noch vor dem 11. August 2022 eingelagert worden und fiel somit nicht unter das Embargo.

Nach dem weitgehenden Wegfall der Steinkohlenimporte aus Russland dominierten hinsichtlich der deutschen Steinkohlen-Gesamtimporte insbesondere Einfuhren aus den Vereinigten Staaten (29 %), Australien (26 %) und Kolumbien (15 %). In der sektoralen Aufteilung nach Kohlesorten waren bei Kraftwerkskohle die Vereinigten Staaten (30 %), Kolumbien (27 %) und Südafrika (knapp 20 %) die bedeutendsten Provenienzen. Die wichtigsten Rollen bei den Koks-kohlenimporten spielten indes Australien (60 %) und die Vereinigten Staaten (33 %). Importe aus Russland sind somit aus nahezu allen Sektoren fast gänzlich verschwunden. Einzig im angebotsseitig fast leergelegten deutschen Anthrazitkohlenmarkt behaupten sich die Importe aus Russland noch mit einem Anteil von rd. 35 %. Dahinter steht eine Tonnage in Höhe von rd. 200.000 t.

Nach ersten vorsichtigen Schätzungen des Vereins der Kohlenimporteure zeichnet sich für das Jahr 2023 ein erneuter Rekord der globalen Steinkohleförderung oberhalb von 8,2 Mrd. t ab. Im Vergleich zum Vorjahr entspräche dies einem Zuwachs um knapp 4 %. Treiber der Entwicklung ist vor allem die Volksrepublik China. Dessen Zentralregierung hat ein umfangreiches mehrjähriges Produktionssteigerungsprogramm in der chinesischen Kohleindustrie forciert (mit Laufzeit bis 2027), nachdem es im Jahr 2021 zu temporären Angebotsengpässen im eigenen Land gekommen war. Auch Indien besann sich erneut auf die eigenen

Steinkohlevorkommen und verbesserte die Produktivität in einem Großteil seiner Förderstätten. Dies wurde nach Angaben des indischen Ministry of Coal insbesondere durch umfangreiche Investitionen in moderne Fördertechnik erreicht.

Infolge der Ukraine-Krise ist es schwieriger als ohnehin schon geworden, russische Exportdaten zu erhalten. Die aktuell verfügbare Datenbasis reicht nun nur noch bis Januar 2022. Für den späteren Zeitraum ist man auf monatliche Schätzungen auf Basis von Einzelmeldungen sowie aufgrund von Daten mehrerer Informationsdienste angewiesen. Folgende Aussagen können aber getroffen werden: Russland hat infolge westlicher Sanktionen sein gesamtes Kohleexportportfolio umgestellt und richtet sich stärker nach Fernost aus, insbesondere nach China. Diese Lieferungen erfolgen zum Großteil über den Bahnweg und fallen somit als Binnenhandel aus dem Steinkohlen-Seehandel heraus. Dies gilt nicht für „gebrochene Verkehre“, die von fernöstlichen russischen Häfen via Schiff weitertransportiert wurden. Schätzungen zufolge hat Russland im Jahr 2023 rd. 104 Mio. t Steinkohle nach China geliefert – so viel wie niemals zuvor (+42,9 % gegenüber dem Vorjahr). Gemessen an den gesamten Steinkohle-Importen Chinas in Höhe von 416 Mio. t (+41,9 % gegenüber dem Vorjahreswert in Höhe von 293,2 Mio. t; ebenfalls ein Allzeit-Rekord) entspräche dies einem russischen Anteil von 25 %. Dieser wurde mit 24,8 % auch bereits im Vorjahr erreicht, aber auf erheblich geringerem absolutem Niveau (72,8 Mio. t chinesischer Importe aus Russland).

Die Preise auf den internationalen Märkten für Kraftwerkskohle normalisierten sich im vergangenen Jahr wieder und pendeln sich aktuell zunehmend auf das Vorkrisenniveau ein (bezogen auf die Corona-Pandemie). In der 31. Kalenderwoche (zum 29. Juli 2022) erreichten die Wochennotierungen für Kesselkohle frei Nordwesteuropa (cif ARA) ihr bisheriges Allzeithoch in Höhe von 407 US-Dollar/t, gaben aber danach kräftig nach. Der Abwärtstrend setzte sich im vergangenen Jahr weitgehend stetig fort und mündete zu Anfang dieses Jahres in einen Preis knapp oberhalb von rd. 110 US-Dollar/t cif ARA.

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

Der Importpreis für Kesselkohle²²⁾ verringerte sich von rund knapp 338 US-Dollar/t SKE (Jahresdurchschnitt 2022) auf etwa 150 US-Dollar/t SKE im Jahr 2023. Er lag damit noch 7,5 % über dem Vorkrisenniveau (2021: 139 US-Dollar/t SKE).

Seit Januar 2023 fiel der Kesselkohlepreis ausgehend von einem Niveau von 195 US-Dollar/t SKE auf knapp 128 US-Dollar/t SKE im Juli 2023. Im Verlauf der zweiten Jahreshälfte zog der Preis für Kesselkohle wieder etwas an und erreichte nach einem Zwischenhoch (November 2023: 159 US-Dollar/t SKE) im Dezember 2023 ein Niveau von 137 US-Dollar/t SKE.

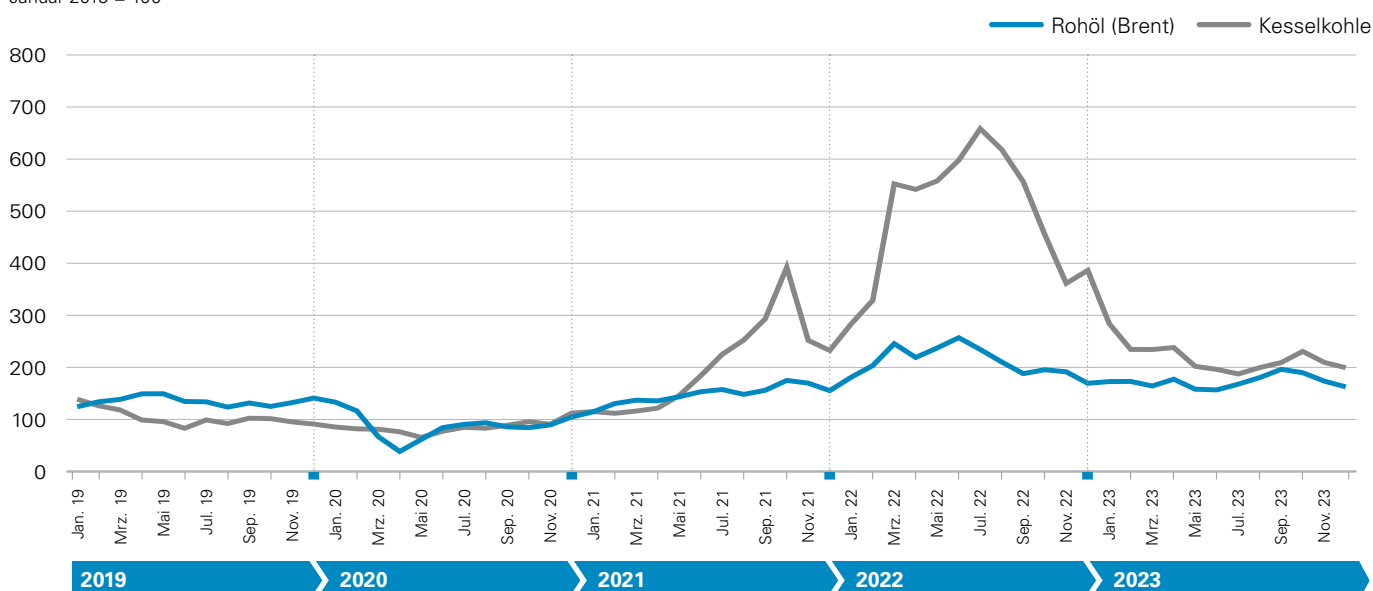
Abbildung 10 stellt zusätzlich die Importpreise für Steinkohlenkoks und Drittlandskohle (Kraftwerke und Stahlerzeuger) dar. Insgesamt zeigt sich, dass die Einfuhrpreise für Steinkohlenkoks sowie Kessel- und Kraftwerkskohle, die nach der Invasion russischer Truppen in die Ukraine am 24. Februar 2022 zunächst 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 im Wesentlichen im Jahresverlauf 2023 fort. Während sich der Einfuhrpreis für Steinkohle (Kesselkohle) von rund 245 €/t SKE im ersten Quartal auf 181 €/t SKE im vierten Quartal 2023 und damit um mehr als 26 % verringerte, nahm der Einfuhrpreis für Steinkohlenkoks zwischen Januar und Dezember 2023 um reichlich 10 % ab und erreichte zum Jahresende ein absolutes Niveau von 385 €/t SKE. Im Ergebnis lag der Einfuhrpreis für Steinkohlenkoks im Dezember 2023 um fast 36 % unter der Preisspitze, die im Mai des Vorjahres zu beobachten war; der Einfuhrpreis von Steinkohle bewegte sich im vierten Quartal 2023 sogar um mehr als die Hälfte (-55 %) unter dem Preisniveau aus dem 3. Quartal 2022. Insgesamt betrachtet fielen die Preisbewegungen und -sprünge, insbesondere im Krisenjahr 2022, bei der Steinkohle spürbar kräftiger aus, als dies für die Importpreise von Steinkohlenkoks der Fall gewesen ist.

Abbildung 9

Weltmarktpreis für Rohöl (Brent) und Kesselkohle 2019 bis Dezember 2023

Januar 2015 = 100



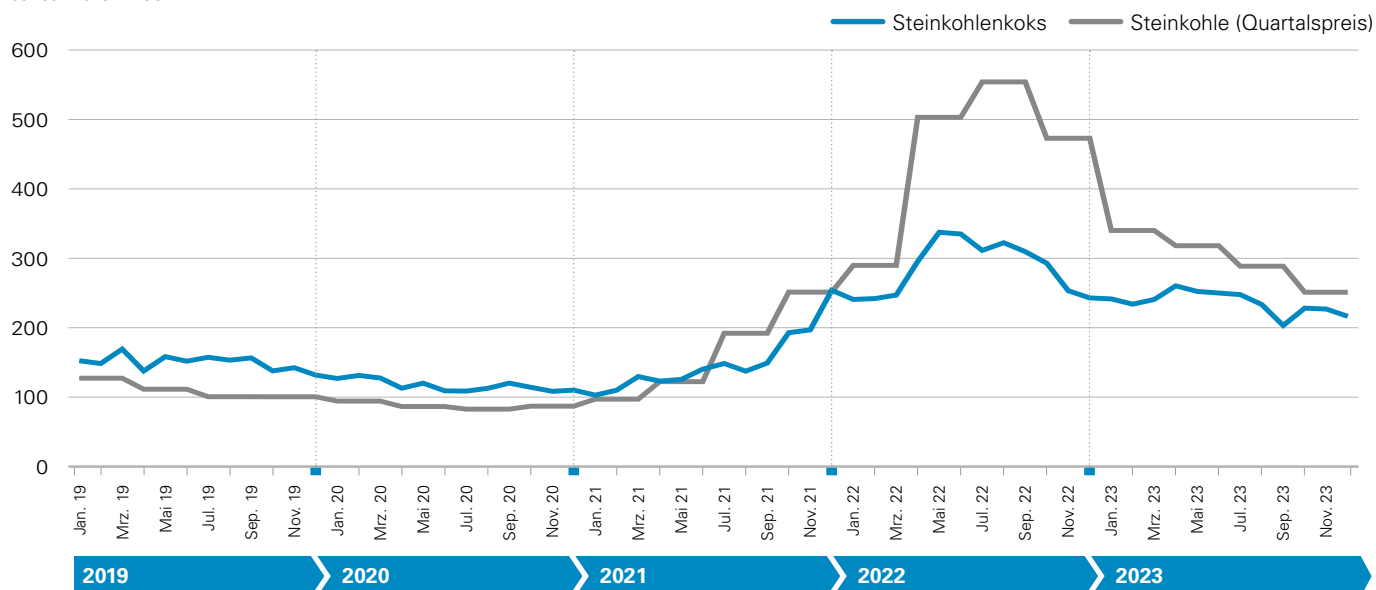
Quellen: Verein der Kohlenimporteure e.V., en2x-Wirtschaftsverband Fuels&Energie

22) Spotpreis Kraftwerkskohle NWE, Durchschnitt über die Wochennotierungen MCIS Steam Coal Marker, in US-\$/t SKE, cif ARA.

Abbildung 10

Entwicklung ausgewählter Steinkohleimportpreise von 2019 bis 2023

Januar 2015 = 100



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

Braunkohle

Die Braunkohlenförderung lag im Jahr 2023 mit rund 102,3 Mio. t insgesamt um 21,8 % unter dem Vorjahresergebnis. Der Heizwert der geförderten Kohle war 2023 im Durchschnitt insgesamt etwas niedriger als im Vorjahr, der Energieinhalt der gewonnenen Braunkohle lag daher mit 31,3 Mio. t SKE (916 PJ) um 23,2 % unter dem Vorjahreswert. Damit liegt der Anteil der Braunkohle an der heimischen Energiegewinnung bei rund 27 %. Sie blieb damit ein wichtiger heimischer Energieträger.

In den einzelnen Revieren entwickelte sich die Förderung unterschiedlich: In Mitteldeutschland wurden knapp 28 % und im Rheinland gut 26 % weniger gefördert. In der Lausitz sank die Förderung um 14 %. Diese Veränderung entspricht weitgehend der Entwicklung der Lieferungen an die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (insgesamt 89,9 Mio. t, -23,1 %), an die knapp 90 % der Förderung gingen.

Die Stromerzeugung aus Braunkohle sank von 116 Mrd. kWh im Vorjahr auf etwa 87 Mrd. kWh. Der Anteil der Braunkohle an der Bruttostromerzeugung lag im Jahr 2023 bei 17 %. Damit war die Braunkohle auch 2023 eine wichtige und verlässliche Energiequelle für die Stromerzeugung in Deutschland.²³⁾

Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, dürfen die Braunkohlekraftwerksblöcke Niederaußem E, Niederaußem F und Neurath C der RWE Power AG sowie Jänschwalde F und Jänschwalde E der Lausitz Energie Kraftwerke AG gemäß der aktualisierten

Versorgungsreserveabrufverordnung (VersResAbV) bis zum 31. März 2024 am Strommarkt teilnehmen. Diese Maßnahme wurde von der Bundesregierung im Oktober 2023 umgesetzt. Durch die Beteiligung dieser Kraftwerksblöcke als Versorgungsreserve konnte das Angebot an Erzeugungskapazitäten um 1.900 MW erhöht werden und zu einer Einsparung von Erdgas führen.

Die Herstellung von Veredlungsprodukten aus Braunkohle verzeichnete einen Rückgang um 18 % auf gut 4 Mio. t. Dabei ergaben sich Veränderungen von minus 13 % bei Staub, minus 31 % bei Wirbelschichtkohle und plus 8 % bei Koks. Zum Ende des Jahres 2022 wurde gemäß dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) die Brikettfabrik Frechen im Rheinland stillgelegt, sodass es bei der Brikettherstellung zu einem Rückgang um 36 % kam.

Mit 30,5 Mio. t SKE (895 PJ) war der Primärenergieverbrauch Braunkohle um gut 23 % niedriger als im Vorjahr. Damit deckte Braunkohle etwa 8 % des gesamten inländischen Energiebedarfs (vgl. Tabelle 10)²⁴⁾.

Im Jahr 2023 wurden in den Endenergiesektoren insgesamt etwa 1,9 Mio. t SKE weniger Braunkohle und Braunkohlenprodukte verbraucht als im Vorjahr, was einem Rückgang von etwa 24 % entspricht. In der Industrie verringerte sich der Einsatz von Braunkohle um knapp 24 %, während der Absatz an private Haushalte und GHD um 18 % zurückging (vgl. Tabelle 11).

²³⁾ Weitere Daten zur Braunkohle unter <https://kohlenstatistik.de/>

²⁴⁾ Abweichungen zu Tabelle 1 aufgrund geringfügig unterschiedlicher Datenstände und Rundungsdifferenzen.

Tabelle 10

Aufkommen und Verwendung von Braunkohle in Deutschland 2022 und 2023

		2022	2023 ¹⁾	Veränderung
	Einheit			in %
1. Rohbraunkohle Inland				
Braunkohleförderung insgesamt	Mio. t	130,8	102,3	-21,8
	Mio. t SKE	40,7	31,3	-23,2
	PJ	1192	916	-23,2
2. Außenhandel				
Einfuhren insgesamt	1.000 t SKE	28,9	31,8	10,2
Ausfuhren insgesamt	1.000 t SKE	898,5	745,0	-17,1
Außenhandelssaldo insgesamt	1.000 t SKE	-869,6	-713,1	-
3. Primärenergieverbrauch				
	Mio. t SKE	39,9	30,5	-23,4
	PJ	1169	895	-23,4
4. Absatz				
Absatz insgesamt	in Mio. t	117,7	90,6	-23,0
an Kraftwerke der allg. Versorgung	in Mio. t	116,9	89,9	-23,1
an sonstige Abnehmer	in Mio. t	0,8	0,7	-6,8
Einsatz zur Veredlung	in Mio. t	11,5	9,8	-14,5
Einsatz in KW des Braunkohlebergbaus	in Mio. t	1,7	1,7	0,5
Bestandsveränderung	in Mio. t	0,0	0,1	-
5. Stromerzeugung aus Braunkohle				
Kraftwerke der allg. Versorgung	Mrd. kWh	114,1	85,3	-25,2
Industriekraftwerke	Mrd. kWh	2,1	1,9	-9,5
Stromerzeugung aus Braunkohle insgesamt	Mrd. kWh	116,2	87,2	-24,9

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Tabelle 11

Braunkohle-Bilanz für Deutschland 2022 und 2023

In 1.000 t SKE

	2022	2023 ¹⁾	Veränderung in %
Gewinnung Inland	40.701	31.255	-23,2
+ Einfuhr	31	32	4,4
= Aufkommen	40.731	31.287	-23,2
+/- Bestandsveränderung (Abbau: +, Aufbau: -)	8	-4	-
- Ausfuhr	898	745	-17,0
= Primärenergieverbrauch	39.841	30.538	-23,4
- Einsatz in Kraftwerken	36.812	28.031	-23,9
- Sonst. Umwandlungseinsatz	3.948	3.331	-15,6
+ Umwandlungsausstoß	3.919	3.228	-17,7
- Verbrauch bei Gewinnung und Umwandlung sowie nichtenergetischer Verbrauch	480	475	-1,0
= Endenergieverbrauch	2.521	1.929	-23,5
Industrie	2.163	1.633	-24,5
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Deputate	358	295	-17,6

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Elektrizitätswirtschaft

2023 war die Stromwirtschaft geprägt durch eine sich insgesamt abschwächende Konjunktur und eine milde Witterung, vor allem aber durch den Anstieg der Preise für Primärenergien und die Verfügbarkeit von Brennstoffen. Der Stromverbrauch (Bruttoinlandsstromverbrauch) nahm voraussichtlich um 4,2 % auf 525,5 Mrd. kWh ab. Ein noch stärkeres Minus verzeichnete die Stromerzeugung (Bruttostromerzeugung) mit 11,1 %. Der Stromaustauschsaldo Deutschlands drehte sich mit einem Importüberschuss von 11,8 Mrd. kWh erstmals nach vielen Jahren ins Plus, nachdem 2022 noch ein Exportüberschuss von 27,3 Mrd. kWh zu beobachten war.

Der Erzeugungsmix 2023 war vor allem von konjunktureller Entwicklung, Preiseffekten, Witterung und der Außerbetriebnahme der letzten drei verbliebenen Kernkraftwerke zum 15. April 2023 beeinflusst. Die Witterung sorgte für einen Anstieg der Stromerzeugung aus Wind, Sonne und Wasser.

Die zu Beginn 2023 wieder deutlichen gesunkenen Erdgas-Großhandelspreise und die gleichzeitig weiterhin relativ hohen CO₂-Preise hatten großen Einfluss auf die Erzeugungsstruktur. Aber auch die aufgrund der konjunkturellen Abschwächung und des Strukturwandels rückläufige Nachfrage der Industrie führte zu einem Rückgang der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle. Erdgaskraftwerke produzierten im Jahr 2023 nach ersten Zahlen mit rund 78 Mrd. kWh lediglich 1,7 % weniger Strom als 2022.

Nach vorläufigen Zahlen wurden im abgelaufenen Jahr 272,4 Mrd. kWh Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch – die für die Zielerreichung der erneuerbaren Energien maßgebliche Quote – belief sich auf 51,8 %. Die Windenergie war 2023 mit einer Stromerzeugung von insgesamt 142,1 Mrd. kWh der wichtigste Energieträger im deutschen Strommix, wobei die erneuerbaren Energien insgesamt eine Stromerzeugung in Höhe von 272,4 Mrd. kWh auf sich vereinten. Danach folgten die Braunkohle mit 87,2 Mrd. kWh und Erdgas mit 77,7 Mrd. kWh (vgl. Tabelle 12).

Die Braunkohlekraftwerke erzeugten 2023 insgesamt 87,2 Mrd. kWh Strom. Das entspricht einem Produktionsrückgang von 25 % im Vergleich zum Vorjahr. Zum Jahresende war eine Netto-Kraftwerksleistung von 19.318 MW installiert. Darunter sind allerdings rund 1.900 MW Kraftwerke aus der Versorgungssicherheitsreserve, die befristet in den Strommarkt zurückgekehrt sind.

Die Steinkohlekraftwerke lieferten 2023 mit voraussichtlich 40,6 Mrd. kWh ebenfalls deutlich weniger Strom als im vorangegangenen Jahr. Ihre Stromproduktion nahm um 36,2 % ab, nachdem sie im Vorjahr um fast 17 % gestiegen war. Zum Jahresende betrug die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke 18.294 MW. Darunter sind allerdings 5.580 MW Marktrückkehrer, deren geplante Stilllegung gemäß Ersatzkraftwerksbereithaltungsgesetz (EKBG) verzögert wurde oder die befristet aus der Netzreserve in den Strommarkt zurückgekehrt sind. Weitere 1.352 MW befinden sich weiterhin in der Netzreserve, d. h. über ein Drittel der installierten Leistung wird auf absehbare Zeit stillgelegt oder wieder in die Netzreserve überführt.

Aus Erdgas erzeugten Kraftwerke der Stromversorger, der Industriebetriebe sowie Blockheizkraftwerke sonstiger Stromerzeuger im Berichtsjahr 2023 insgesamt 77,7 Mrd. kWh Strom. Die Stromerzeugung der Gaskraftwerke sank damit leicht um 1,7 %. Die wieder deutlich gesunkenen Gaspreise im Kurzfristhandel bei gleichzeitig relativ hohen CO₂-Preisen haben die Wettbewerbssituation der Gaskraftwerke im Vergleich zur Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle deutlich 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).²⁵⁾ Abbildung 11 zeigt, wie sich die Ertragssituation der Erdgaskraftwerke im Verhältnis zu den Kohlekraftwerken im Jahresverlauf 2023 veränderte.

25) 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.

Tabelle 12

Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2023 nach Energieträgern

	1990	2019	2020	2021	2022	2023 ¹⁾	2022/ 2023	1990/ 2023
	Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch in Mrd. kWh						jahresdurch. Veränderungsrate in %	
Braunkohle	170,9	114,0	91,7	110,1	116,2	87,2	-25,0	-2,0
Steinkohle	140,8	57,5	42,8	54,6	63,7	40,6	-36,2	-3,7
Kernenergie	152,5	75,1	64,4	69,1	34,7	7,2	-79,2	-8,8
Erdgas	35,9	89,9	94,7	90,3	79,1	77,7	-1,7	2,4
Mineralöl	10,8	4,8	4,7	4,6	5,7	4,9	-14,4	-2,4
Erneuerbare	19,7	241,6	251,5	233,9	254,6	272,4	7,0	8,3
Sonstige	19,3	25,5	24,8	24,5	23,8	23,6	-0,9	0,6
Bruttostromerzeugung einschl. Einspeisung insgesamt	549,9	608,2	574,7	587,1	577,9	513,7	-11,1	-0,2
Stromflüsse aus dem Ausland	31,9	40,1	48,0	51,7	49,3	70,3	42,5	2,4
Stromflüsse in das Ausland	31,1	72,8	66,9	70,3	76,6	58,5	-23,6	1,9
Stromausgleichssaldo Ausland	0,8	-32,7	-18,9	-18,6	-27,3	11,8	-	-
Bruttostromverbrauch	550,7	575,6	555,8	568,5	550,6	525,5	-4,6	-0,1
Veränderung gegenüber Vorjahr in %	X	-2,9	-3,4	2,3	-3,2	-4,6		
Struktur der Bruttostromerzeugung in %								
Braunkohle	31,1	18,7	16,0	18,8	20,1	17,0		
Steinkohle	25,6	9,4	7,5	9,3	11,0	7,9		
Kernenergie	27,7	12,3	11,2	11,8	6,0	1,4		
Erdgas	6,5	14,8	16,5	15,4	13,7	15,1		
Mineralöl	2,0	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0		
erneuerbare Energien	3,6	39,7	43,8	39,8	44,1	53,0		
Sonstige	3,5	4,2	4,3	4,2	4,1	4,6		
Bruttostromerzeugung	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

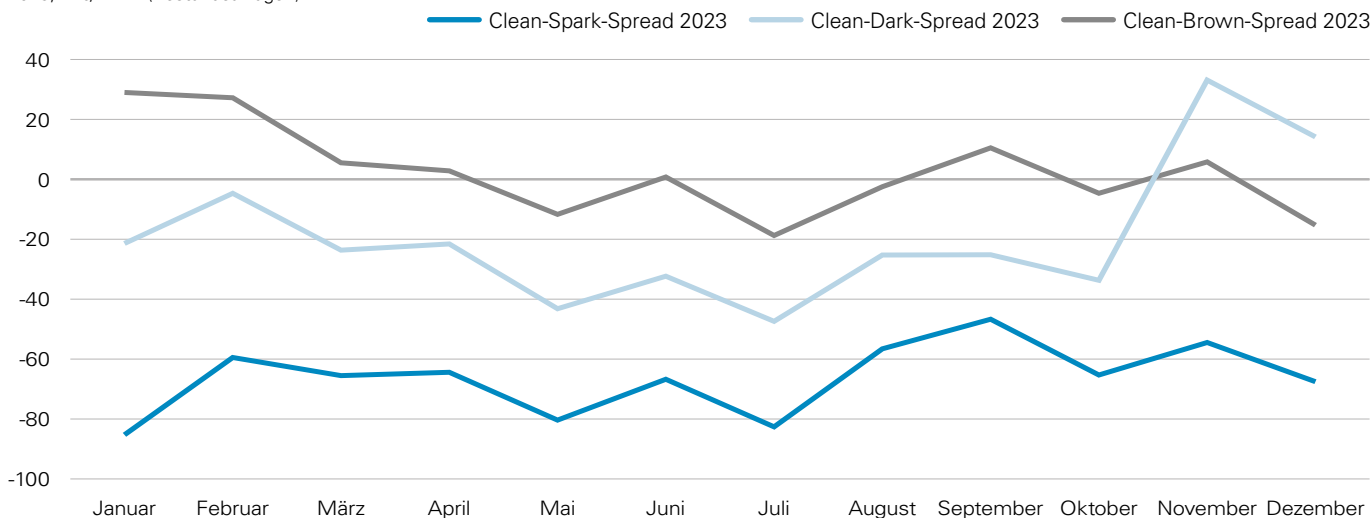
Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

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

Abbildung 11

Deckungsbeiträge verschiedener Kraftwerkstypen

2023, in €/MWh (Bestandsanlagen)



Quellen: Eigene Berechnungen AG Energiebilanzen, EEX, Statistik der Kohlenwirtschaft und Statistisches Bundesamt

Die installierte Leistung der Gaskraftwerke stieg 2023 aufgrund von Neuerrichtungen im Vergleich zum Vorjahr um 775 MW auf 33.039 MW, allerdings befinden sich davon derzeit 1.388 MW in der Netzreserve. Weitere 1.263 MW befinden sich in der Kapazitätsreserve, 988 MW sind besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBM) und 1.578 MW vorläufig stillgelegt, d. h. gut 15 % der installierten Leistung ist derzeit nicht am Strommarkt aktiv.

Die drei letzten Kernkraftwerke in Deutschland erzeugten 2023 bis zu ihrer Stilllegung noch 7,2 Mrd. kWh Strom und damit fast 80 % weniger als noch im vergangenen Jahr. Die verbliebenen Kernkraftwerksblöcke Neckarwestheim 2, Isar 2 und Emsland waren aus Gründen der Versorgungssicherheit über ihren ursprünglichen Stilllegungstermin zum 31.12.2022 hinaus noch bis zum 15. April 2023 im sogenannten Streckbetrieb und wurden dann endgültig abgeschaltet.

Die Windenergie blieb die bedeutendste erneuerbare Energiequelle in Deutschland. Windkraftanlagen an Land produzierten mit 118,2 Mrd. kWh 18,6 % mehr Strom als 2022. Die Anlagen auf See lieferten mit 23,9 Mrd. kWh weniger Strom als im Vorjahr (-4,9 %). Eine Ursache hierfür lag in netzbegründeten Abregelungen. Die installierte Leistung der Windenergie an Land stieg 2023 nach vorläufigen Berechnungen um rund 3.300 MW auf nunmehr etwa 61.300 MW.

Auf See wurde 2023 ein Offshore-Windpark fertiggestellt. Die installierte Leistung stieg um rund 250 MW auf 8.149 MW. Für die beiden kommenden Jahre 2024 und 2025 ist wieder mit deutlich höheren Ausbauzahlen für Wind auf See zu rechnen.

Photovoltaikanlagen lieferten 2023 mit 61,9 Mrd. kWh mehr Strom als im Jahr zuvor (+1,5 %). Diese Strommenge beinhaltet stets nicht nur die Einspeisungen in das Netz der allgemeinen Versorgung, sondern auch den Selbstverbrauch aus Eigenanlagen vor Ort. Im Jahr 2023 wurden nach vorläufigen Berechnungen rund 13.600 MW_p Photovoltaikleistung hinzugebaut, am Jahresende waren damit etwa 81.100 MW_p installiert. Damit übertraf der Photovoltaik-Zubau 2023 das bisherige Rekordjahr 2012 deutlich, in dem knapp 8.161 MW_p PV-Leistung installiert wurde.

Aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse (einschließlich Deponie- und Klärgas sowie Klärschlamm) wurden im Jahr 2023 nach vorläufigen Daten 43,6 Mrd. kWh Strom gewonnen und damit 5,3% weniger als im Vorjahr. Zuzüglich der anteiligen Erzeugung in Müllkraftwerken (aus biogenen Abfällen) wurden 2023 in Deutschland 49,3 Mrd. kWh Strom aus biogenen Energieträgern produziert.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft nahm 2023 um 11,4 % auf 19,6 Mrd. kWh zu. Grund dafür war die im Vergleich zu 2022 höhere Niederschlagsmenge.

Die Stromproduktion aus Wasserkraft konnte sich damit wieder etwas stabilisieren.

Ans deutsche Stromnetz angeschlossene Stromspeicher (ab 1 MW Nettonennleistung bzw. 1 MWh Speicherkapazität) nahmen 2023 in Summe 8,0 Mrd. kWh Strom auf und gaben 6,0 Mrd. kWh wieder ab. Den größten Anteil daran hatten Pumpspeicher: Einer Pumparbeit von 7,4 Mrd. kWh stand eine Ausspeisung von 5,5 Mrd. kWh gegenüber. Die nutzbare Speicherkapazität dieser Großspeicher beläuft sich nach ersten Daten Ende 2023 auf 142 GWh.

2023 flossen 7,4 Mrd. kWh (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 beruhen auf der Verwendung einer anderen Datenquelle (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.). mehr Strom aus dem Ausland nach Deutschland als umgekehrt ins benachbarte Ausland. Damit ist Deutschland erstmals seit 2002 wieder Netto-

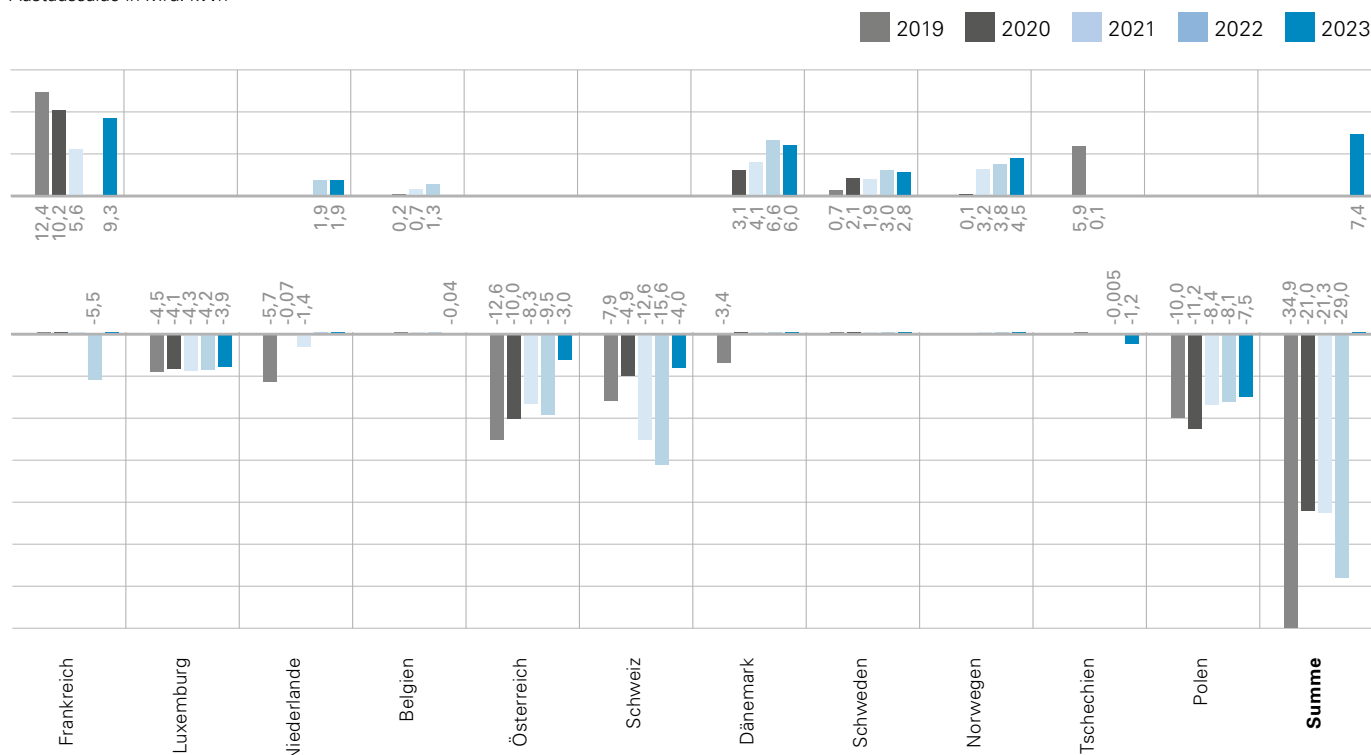
Importeur von Strom. Die Stromexporte sind im Vergleich zum Vorjahr um 21,7 % auf 61,7 Mrd. kWh gesunken, während die Stromimporte um 38,5 % auf 69,0 Mrd. kWh anstiegen. Zum Jahresende 2023 war Deutschland – wie in den Wintermonaten üblich – wieder in einer Netto-Exportposition gegenüber den Nachbarländern (vgl. Abbildung 12).

Die Veränderungen beim Stromaustausch sind ein Zeichen für einen funktionierenden europäischen Strombinnenmarkt. In den vergangenen Monaten standen im benachbarten Ausland zeitweise günstigere Erzeugungsoptionen zur Bedarfsdeckung zur Verfügung, als das in Deutschland der Fall gewesen wäre. Vor allem die Stromerzeugung aus Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken in Deutschland ging aufgrund relativ hoher CO₂-Preise sowie dem Abbau von Erzeugungskapazität deutlich zurück. Zudem schreitet der Ausbau der erneuerbaren Energien auch im europäischen Ausland voran und sorgte dort in den sonnenreichen Monaten sowie in Phasen mit hohem Windaufkommen für eine höhere Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Letztlich sind auch die

Abbildung 12

Entwicklung des Stromaustauschsaldos mit Partnerländern von 2019 bis 2023

Austauschsaldo in Mrd. kWh



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

Stilllegung der letzten drei Kernkraftwerke in Deutschland und die im Vergleich zum Vorjahr höhere Verfügbarkeit der Kernenergie in Frankreich Gründe für den Importüberschuss.

Höhere Stromimporte bedeuten weder eine Abhängigkeit vom europäischen Ausland bei der Stromversorgung noch sind sie ein Indikator für Knappheiten in Deutschland, da zu jeder Zeit 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 belief sich 2023 nach ersten Daten auf 466 Mrd. kWh. Der Rückgang um

21,6 Mrd. kWh betraf alle Verbrauchssektoren, lediglich im Sektor Verkehr ist ein Verbrauchszuwachs zu erwarten. In dem Rückgang zeigen sich neben den konjunkturellen Effekten vor allem die Reaktionen auf hohe Strom- und Energiepreise, die zu sparsamerem Verbrauchsverhalten und zum Teil zu Produktionseinschränkungen führten (vgl. Tabelle 13).

Größter Stromverbraucher war 2023 trotz des wiederholten Verbrauchsrückgangs immer noch die Industrie mit einem Anteil von 41 %, gefolgt von den privaten Haushalten mit 28,5 %. Der Anteil des GHD-Sektors betrug gut 27 %, der des Verkehrssektors gut 3 %.

Der Stromverbrauch der Industrie (Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe) betrug im Berichtsjahr voraussichtlich insgesamt 287 Mrd. kWh und ging damit um 7,1 % zurück. Der Stromverbrauch der privaten Haushalte nahm voraussichtlich um 3,6 % ab, der Stromverbrauch bei Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Tabelle 13

Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 2019 bis 2023

	2019	2020	2021	2022	2023 ¹⁾	Veränderungen 2022/2023
	Mrd. kWh					Veränderung in %
Bruttostromerzeugung	608,2	574,7	587,1	577,9	513,7	-11,1
Kraftwerkseigenverbrauch	-31,0	-27,7	-29,8	-28,3	-24,9	-12,2
Nettostromerzeugung	577,2	547,0	557,3	549,5	488,8	-11,0
Stromflüsse aus dem Ausland	40,1	48,0	51,7	49,3	70,3	42,5
Stromflüsse in das Ausland	72,8	66,9	70,3	76,6	58,5	-23,6
Nettostromaufkommen für Inland	544,5	528,1	538,7	522,3	500,6	-4,1
Pumparbeit	8,1	8,8	7,2	8,1	7,4	-8,9
Netzverluste und Nichterfasstes	27,5	26,9	26,6	26,3	27,0	2,6
Nettostromverbrauch	509,0	492,4	504,9	487,8	466,2	-4,4
davon:						
Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	218,4	206,7	214,4	201,4	187,0	-7,1
Haushalte	127,0	128,0	139,3	135,2	130,4	-3,6
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	140,9	135,6	128,0	126,8	124,4	-1,9
Verkehr	11,6	11,5	12,9	14,1	15,3	8,7
Energieverbr. im Umwandlungssektor (ohne Kraftwerkseigenverbrauch)	11,0	10,6	10,4	10,4	9,0	-12,7
Bruttoinlandsstromverbrauch	575,6	555,8	568,5	550,6	525,5	-4,6

1) Angaben z.T. vorläufig und geschätzt

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

(GHD) um 1,9 %. Im Verkehrsbereich wird nach ersten Daten mit einem Plus von 8,7 % für den Fahrstrom von Schienenbahnen sowie für die Elektromobilität gerechnet.

Die Strompreise für Industriekunden (Versorgung in der Mittelspannung, Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh, ohne Stromsteuer, Neuabschlüsse) sanken 2023 gegenüber dem Vorjahr um fast 45 %. Im ersten Quartal 2024 setzte sich dieser Preistrend nach ersten Daten fort (im 1. Quartal 2024 verminderte sich der Strompreis der Industrie verglichen mit dem 1. Quartal 2023 um mehr als 37 %). Der Hauptgrund für diese Entwicklung liegt in den gesunkenen Kosten für Beschaffung, Netzentgelte und Vertrieb, die sich 2023 um 44 % gegenüber Vorjahr verringert haben. Gleichzeitig reduzierten sich die Belastungen der Industrie durch Steuern, Abgaben und Umlagen im Jahr 2023 gegenüber 2022 insbesondere durch den Wegfall der EEG-Umlage²⁶⁾ seit dem zweiten Halbjahr 2022 und die Absenkung der KWK-Umlage. Dieser Entwicklung stand eine Erhöhung der Offshore-Netzumlage um rund 0,17ct/kWh gegenüber. Insgesamt verringerte sich die Belastungen durch Steuer, Abgaben und Umlagen für Industriekunden im Jahr 2023 in der Größenordnung von fast 38 %.²⁷⁾

Der Strompreis für Haushaltskunden erhöhte sich im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr um knapp 21 % auf ein Niveau von 45,73 ct/kWh.²⁸⁾ Grund für den Anstieg sind die sehr stark gestiegenen Strompreise im Großhandel im Jahr 2022. Nach den Höchstständen im 3. Quartal 2022 sanken die Großhandelspreise zwar zu Beginn des Jahres wieder spürbar, lagen aber immer noch um das Dreifache über dem Niveau, welches vor der Energiekrise zu beobachten war. Ebenso, wie sich die drastischen Preisanstiege 2022 mit einer zeitlichen Verzögerung und gedämpft in den Endkundenpreisen niederschlugen, kommen die beobachteten aktuellen Preisrückgänge im Großhandel mit Strom ebenfalls erst sukzessive bei den Endkunden an. Seit dem 1. Quartal 2023 ist der durchschnittliche Strompreis für Haushalte aber kontinuierlich gesunken und lag im

4. Quartal bei 44,17 ct/kWh. Steuern, Abgaben und Umlagen haben damit nur noch einen Anteil von 27 % am Strompreis, wohingegen der Anteil der Kosten für Beschaffung und Vertrieb weiterhin 52 % beträgt. Die Netzentgelte haben einen Anteil von 21 %. Für das Jahr 2024 sinken die Steuern, Abgaben und Umlagen geringfügig. Die Strompreisbremse, die im Jahr 2023 den Arbeitspreis für 80 % des prognostizierten Jahresverbrauchs auf 40 ct/kWh gedeckelt hat, bewirkte eine zusätzliche Entlastung der Stromrechnung für Haushaltskunden (vgl. Abbildung 13).

Verfolgt man die monatliche Entwicklung der Börsenpreise für Strom seit 2009, so zeigt sich zunächst, dass die Beschaffungskosten zwischen Januar 2009 und Dezember 2019 stets in der Bandbreite zwischen 22 €/MWh und 57 €/MWh schwankten. Ab dem Jahr 2020 hat sich dieses Bild gravierend verändert: Nachdem die Großhandelspreise im Verlauf des Jahres 2020 deutlich nachgaben und im April 2020 mit rund 17 €/MWh einen Tiefststand erreichten, zog der Börsenpreis bereits bis Ende 2020 wieder deutlich an und erreichte ein Niveau von 44 €/MWh (Dezember 2020). Dieser Preisanstieg setzte sich mit einigen Unterbrechungen bis ins Jahr 2022 fort. Im Jahr 2022 unterlag der Börsenpreis starken Schwankungen und erreichte mit 465,18 €/MWh im August 2022 ein neues Allzeithoch. Im vierten Quartal des Jahres beruhigte sich die Marktsituation, der Großhandelspreis gab wieder deutlich nach und schloss im Dezember 2022 auf einem Niveau von 251,62 €/MWh ab. Das Preisniveau im Jahr 2023 unterlag vergleichsweise geringen Schwankungen. Im Januar startete der Börsenpreis mit 117,83 €/MWh und schloss im Dezember mit 68,52 €/MWh ab (vgl. Abbildung 14).

Die CO₂-Emissionen der Stromwirtschaft – also die CO₂-Emissionen der Gesamtheit aller Stromerzeugungsanlagen (inkl. Anlagen der Industrie und Stromerzeugung aus KWK, in der Abgrenzung der Energiebilanz Deutschland) in Deutschland – sanken 2023 nach vorläufigen Berechnungen deutlich um rund 29 % auf 154 Mio. t CO₂ (2022: 200 Mio. t CO₂). Damit einher

26) Am 28. Mai 2022 trat das „Gesetz zur Absenkung der Kostenbelastung durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher“ in Kraft. Es sieht die Entlastung der Stromkunden von der EEG-Umlage ab dem 1. Juli 2022 vor. Stromanbieter sind verpflichtet die Entlastung (die EEG-Umlage betrug bislang 3,72 ct/kWh) vollumfänglich an die Letztverbraucher weiterzugeben. Ab Januar 2023 entfällt die EEG-Umlage dauerhaft. Die Finanzierung der Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien erfolgt also nunmehr nicht mehr über den Strompreis, sondern aus dem Sondervermögen des Bundes „Energie- und Klimafond“ (EKF).

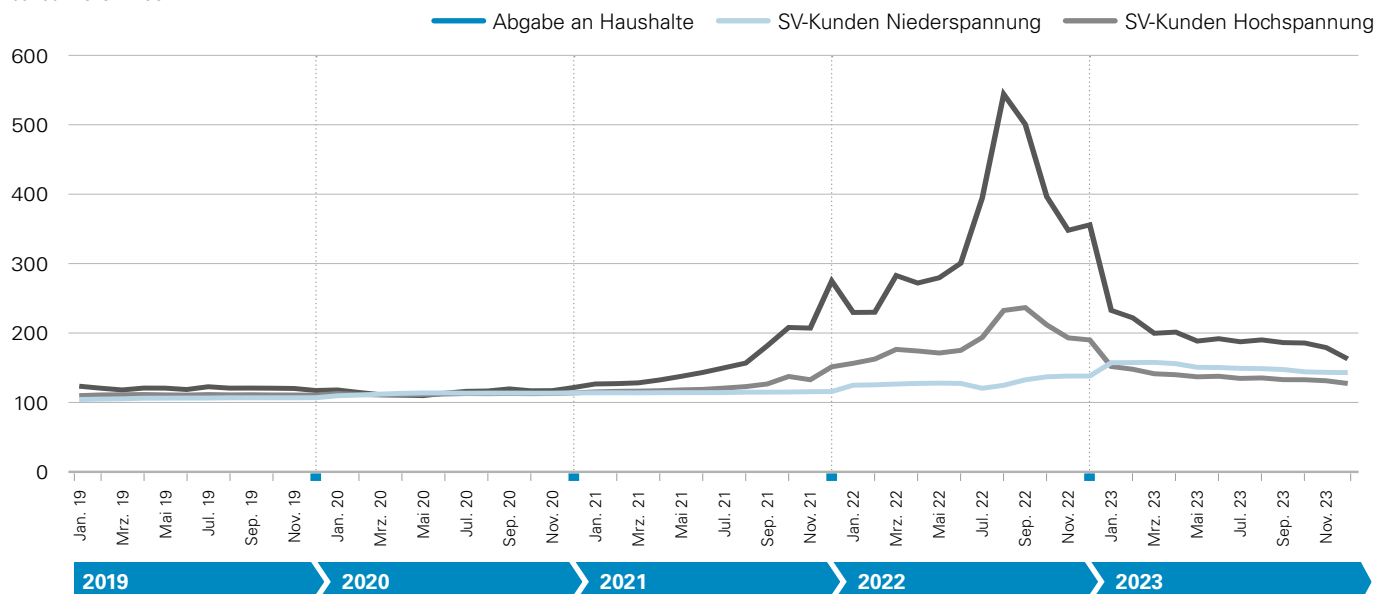
27) Einzelheiten und Daten, vgl. BDEW-Strompreisanalyse, Haushalte und Industrie, Februar 2024. Internet: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/> (Abrufdatum: 18.3.2024).

28) Durchschnittlicher Strompreis für einen Haushalt in ct/kWh, Jahresverbrauch 3.500 kWh, Grundpreis anteilig enthalten, Tarifprodukte und Grundversorgungstarife inkl. Neukundentarife enthalten, nicht mengengewichtet, Einzelheiten vgl. BDEW-Strompreisanalyse, Haushalte und Industrie, Februar 2024. Internet: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/> (Abrufdatum: 18.3.2024).

Abbildung 13

Strom-Erzeugerpreisindex für Sondervertragskunden und Abgabe an Haushalte in Deutschland von 2019 bis 2023

Januar 2015 = 100

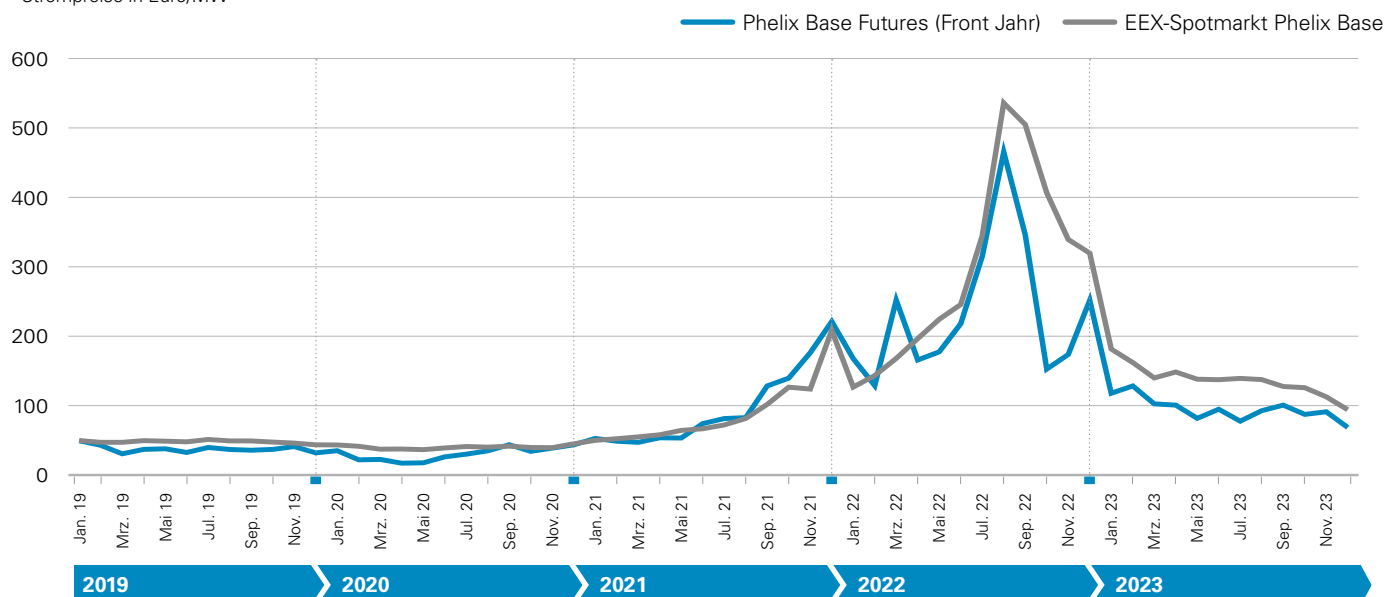


Quelle: Statistisches Bundesamt

Abbildung 14

Entwicklung der Strompreise auf dem EEX-Spotmarkt und -Terminmarkt (Front-Jahr) von 2019 bis 2023

Strompreise in Euro/MW

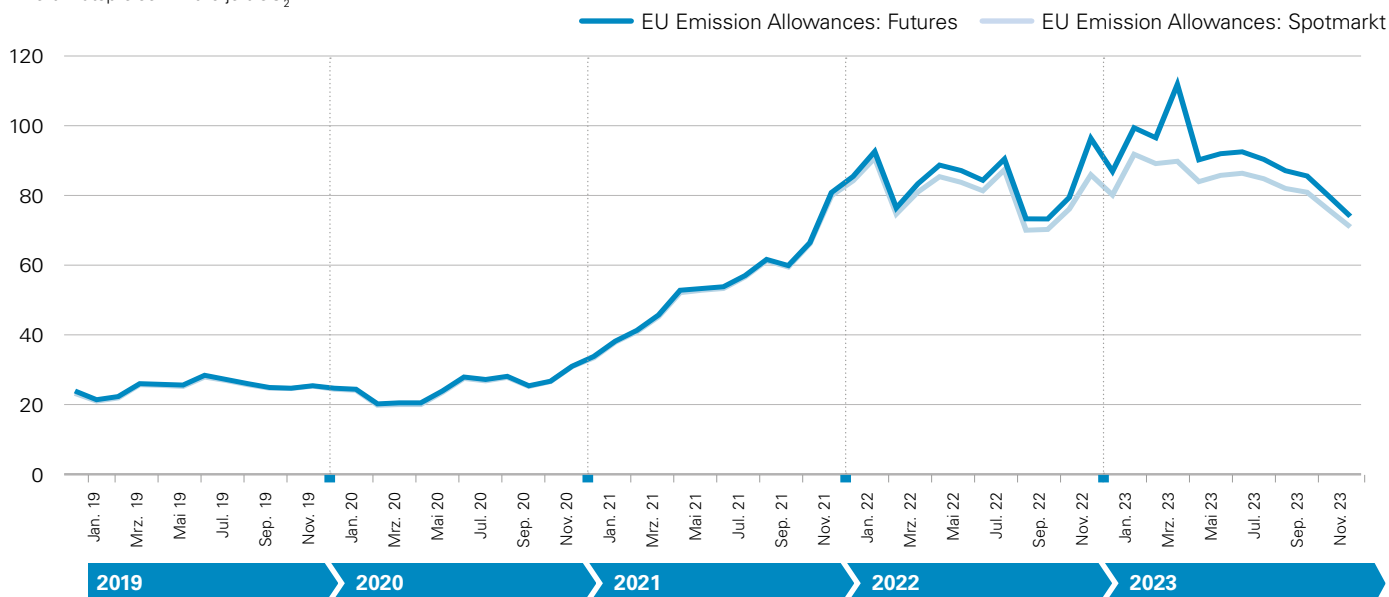


Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Abbildung 15

EU Emission Allowances auf dem EEX-Spotmarkt von 2019 bis 2023

Zertifikatspreise in Euro je t CO₂



Quelle: European Energy Exchange AG (EEX)

geht eine weitere Abnahme der spezifischen Emissionen der Stromerzeugung.

Trotz des Wegfalls der Stromerzeugung aus Kernenergie seit April 2023 sind die Emissionen der Stromwirtschaft über den Jahresverlauf kräftig gesunken, was insbesondere auf die um mehr als ein Viertel rückläufige Kohlenverstromung zurückzuführen ist.

Ein weiterer Treiber ist die Tatsache, dass Deutschland 2023 deutlich mehr Strom importiert hat, während die Stromflüsse aus Deutschland in die Nachbarstaaten rückläufig sind. Darüber hinaus haben sowohl der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien als auch der überwiegend konjunkturbedingte Rückgang des inländischen Stromverbrauchs diese Entwicklung verstärkt.

Die Preise für CO₂-Emissionszertifikate bewegten sich im Laufe des Jahres 2023 überwiegend seitwärts bei ca. 80 bis 90 €/t CO₂, sind allerdings zum Jahresende unter die 70-Euro-Marke gesunken. Im Jahresmittel lag der Preis bei rund 84 €/t CO₂ (vgl. Abbildung 15).

Erneuerbare Energien²⁹⁾

Der Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger betrug im Jahr 2023 insgesamt 2.107 PJ (vgl. Tabelle 14). Im Vergleich zum Vorjahr (2.043 PJ) entsprach dies einer Steigerung um 3,1 %. Wesentlicher Einflussfaktor war die im Vergleich zum Vorjahr günstigere Witterung für die Stromerzeugung aus Wind- und Wasserkraft. Die Solarstromerzeugung nahm wegen der im Vergleich zum extrem sonnigen Vorjahr geringeren Sonneneinstrahlung trotz des hohen Zubaus neuer Stromerzeugungskapazitäten nur leicht zu. Die Nutzung von Umweltwärme und Geothermie legte aufgrund des Wachstums von Wärmepumpen um 16 % zu.

Die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien belief sich im Jahr 2023 auf insgesamt rund 272,4 Mrd. kWh. Gegenüber dem Vorjahr entspricht dies einer Steigerung von 7 % (2022: 254,6 Mrd. kWh).

Windenergie war auch 2023 der wichtigste Energieträger im deutschen Strommix vor der Braunkohle. Windkraftanlagen an Land und auf See deckten rund 27 % des Bruttostromverbrauchs – damit erstmals mehr als Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke zusammen. Mit 142,1 Mrd. kWh steuerten Sie zudem mehr als die Hälfte des erneuerbaren Stroms bei. Neben überdurchschnittlichen Windbedingungen, vor allem in der Mitte Deutschlands, aber auch im norddeutschen Tiefland, ist in diesem Zusammenhang auch der weiter an Fahrt aufnehmende Zubau neuer Erzeugungskapazitäten als Ursache zu nennen: Während auf dem Meer 258 MW neue Leistung in Betrieb genommen wurden, erreichte der Netto-Zubau an Land 3.028 MW (dies entspricht einer Steigerung von rund 44 % gegenüber dem Jahr 2022). Zum Jahresende 2023 war damit eine Windkraft-Gesamtleistung von rund 61,1 GW an Land und rund 8,5 GW auf See installiert.

Die photovoltaische Stromerzeugung deckte im Jahr 2023 erstmals 12 % des Bruttostromverbrauchs. Mit 61,2 Mrd. kWh trug sie zu 22,5 % zur erneuerbaren

Stromerzeugung bei. Gegenüber dem Vorjahr legte die Solarstromerzeugung gleichwohl nur leicht um 0,9 Mrd. kWh zu, weil die Globalstrahlung im Jahr 2023 zwar etwa das mittlere Niveau der letzten 10 Jahre erreichte, aber zugleich deutlich unter dem außergewöhnlich sonnenreichen Jahr 2022 blieb. Ausgeglichen wurde dieser Witterungseffekt letztlich durch einen hohen Zubau neuer Photovoltaikanlagen mit einer elektrischen Spitzenleistung von 14.595 MW (+95 % im Vergleich zum Vorjahr 2022). Bezogen auf die Ende 2023 installierte Gesamtleistung von 82,2 GW wuchs der Anlagenbestand damit allein im Jahr 2023 um fast 22 %. Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass der Netzanschluss zum Teil verzögert erfolgte, so dass einige der Neuanlagen erst in den Folgejahren in vollem Umfang zur Stromerzeugung beitragen werden.

Die Stromerzeugung aus Biomasse einschließlich biogenem Abfall lag 2023 mit rund 49,3 Mrd. kWh um rund 5 % unter dem Vorjahr (51,7 Mrd. kWh), während die Stromerzeugung aus Wasserkraft infolge der niederschlagsreichen Witterung um 2,0 Mrd. kWh auf insgesamt 19,6 Mrd. kWh zulegte. Hinsichtlich der Bilanzierung des Primärenergiebeitrags der erneuerbaren Stromerzeugung ist dabei auf eine energiestatistische Besonderheit, das so genannte Wirkungsgradprinzip, hinzuweisen: 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. Das Wirkungsgradprinzip führt zum Beispiel dazu, dass der in Tabelle 14 dargestellte primärenergetische Beitrag der Stromerzeugung aus Photovoltaik (Umwandlungseinsatz: 220 PJ) um 43 % niedriger bilanziert wird als der Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung aus Biomasse inkl. biogenem Abfall (383 PJ Umwandlungseinsatz), obwohl die Stromerzeugung aus Photovoltaik selbst um 24% über der Stromerzeugung aus Biomasse inkl. biogenem Abfall lag.

29) Dieser Text beruht auf den Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat, Stand 15.2.2024). Weitere Informationen zur Entwicklung erneuerbarer Energien im Jahr 2023 können dem UBA-Hintergrundpapier „Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2023“ entnommen werden: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/erneuerbare-energien-in-deutschland-2023>

Tabelle 14

erneuerbare Energien in Deutschland 2022 und 2023 nach Verwendung und Energiequellen

	Wasserkraft			Windenergie (an Land und auf See)			Solarenergie			Geothermie			Biomasse			Abfälle (biogen)			Summe		
	2022	2023	Ände- rungen	2022	2023	Ände- rungen	2022	2023	Ände- rungen	2022	2023	Ände- rungen	2022	2023	Ände- rungen	2022	2023	Ände- rungen	2022	2023	Ände- rungen
	Petajoule	%		Petajoule	%		Petajoule	%		Petajoule	%		Petajoule	%		Petajoule	%		Petajoule	%	
Gewinnung im Inland	63	71	11	449	512	14	252	253	0	89	103	16	1.062	1.043	-2	128	128	0	2.044	2.109	3,2
Außenhandelsaldo													-1	-2	165				-1	-2	165,3
Primärenergie- verbrauch	63	71	11	449	512	14	252	253	0	89	103	16	1.062	1.041	-2	128	128	0	2.043	2.107	3,1
Einsatz in Kraftwerken (Strom)	63	71	11	449	512	14	217	220	2	7	7	0	343	325	-5	58	58	0	1.139	1.193	4,8
Einsatz in Kraft- und Heizwerken (Wärme)							0	0	0	6	6	0	49	48	-1	47	47	-1	102	101	-0,7
Verbrauch bei Umwandlung, Verluste													22	21	-4	1	1	0	22	21	-4,2
Endenergie- verbrauch							35	33	-6	75	90	19	648	647	0	22	22	0	780	791	1,4
Industrie							0	0	0	0	0	0	98	98	0	22	22	0	121	121	0,0
Verkehr													125	127	2				125	127	1,5
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen							35	33	-6	75	89	19	425	422	-1				535	544	1,7

Alle Werte vorläufig (Stand 15. Februar 2024)

Quelle: AGEESat

Der gesamte Primärenergieverbrauch an Biomasse und biogenen Abfällen lag 2023 mit 1.169 PJ um etwa 2 % unter dem Wert des Vorjahres (1.190 PJ). Hiervon entfielen 43 % auf den Umwandlungssektor, das heißt im Wesentlichen auf den Brennstoffeinsatz zur Strom- und Fernwärmeerzeugung einschließlich der Deckung des Eigenverbrauchs der Erzeugungsanlagen. Der Großteil (57 %) der energetischen Nutzung von Biomasse entfiel wie in den Vorjahren auf den Endenergieverbrauch. Knapp zwei Drittel der Bioenergieträger wurden von privaten Haushalten und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen genutzt (422 PJ), während der Anteil des Verkehrssektors durch die Beimischung von flüssigen und gasförmigen Biokraftstoffen (127 PJ) bei einem Fünftel und der Anteil des Industriesektors (120 PJ) bei rund 17 % lag. Aufgrund der immer noch sehr hohen Preise fossiler Energieträger gegenüber der Situation vor dem Ukraine-Krieg ist davon auszugehen, dass Holzbrennstoffe nach wie vor in erheblichem Umfang zur Substitution fossiler Heizenergieträger in privaten Haushalten eingesetzt werden. Die Substitutionseffekte können derzeit nur mit hohen Unsicherheiten abgeschätzt werden, weil empirische Daten erst im Laufe des Jahres vorliegen werden.

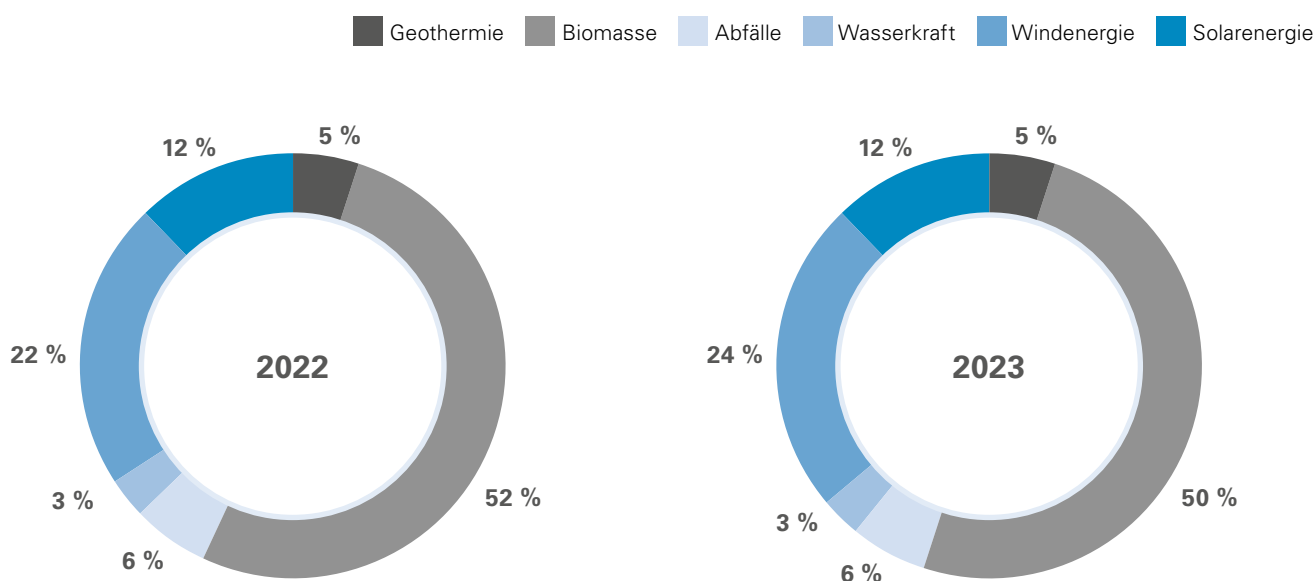
Die Nutzung von Umweltwärme einschließlich oberflächennaher Geothermie, Tiefengeothermie und Solarthermie erreichte im Jahr 2023 einen Anteil am gesamten erneuerbaren Primärenergieverbrauch von 6,5 %. Insbesondere bei elektrischen Wärmepumpen war laut Bundesverband Wärmepumpe (BWP) ein starkes Wachstum zu verzeichnen: Mit rund 356.000 verkauften Heizungswärmepumpen stieg der Absatz das zweite Jahr in Folge um über 50 %. Der Absatz von Warmwasserwärmepumpen übertraf mit 82.500 verkauften Einheiten den Vorjahreswert sogar um 81 %. Zum Jahresende 2023 waren damit ca. 2,1 Mio. Wärmepumpen in Deutschland installiert. Die mittels dieser Wärmepumpen nutzbar gemachte Umweltwärme und oberflächennahe Geothermie stieg infolgedessen um 18 % auf 86 PJ an. Hinzu kamen rund 17 PJ tiefengeothermische Primärenergie zur Strom- und Wärmeerzeugung.

Die solarthermische Wärmeengewinnung ging korrespondierend zur geringeren Sonneneinstrahlung im Jahr 2023 um 6 % auf 33 PJ zurück. Nach dem krisenbedingten Nachfrageanstieg im Jahr 2022 ging auch der Zubau solarthermischer Anlagen zur Warmwasser- und Heizungsunterstützung im Jahr 2023

Abbildung 16

Struktur der erneuerbaren Energien in Deutschland 2022 und 2023

Anteile an Primärenergieverbrauch der erneuerbaren Energien insgesamt in %



Quelle: Abbildung auf Basis der Daten der AGEE-Stat

laut Bundesverband Solarwirtschaft deutlich zurück. Mit rund 376.000 m² neu installierter Kollektorfläche wurde nur etwas mehr als die Hälfte des Anlagenbaus im Vorjahr erreicht. Unter Berücksichtigung des Rückbaus von Anlagen blieb daher die gesamte installierte Kollektorfläche in Deutschland mit 22,4 Mio. m² konstant.

Die Analyse der einzelnen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien verdeutlicht, dass der energieträgerspezifische Primärenergieverbrauch unterschiedliche Tendenzen zeigt (vgl. Abbildung 16). Die Windenergie konnte aufgrund des überdurchschnittlichen Winddargebotes (und dem Zubau neuer Anlagen) im Vergleich zu 2022 zusätzliche Anteile gewinnen (+2,3 Prozentpunkte). Ähnliches gilt für die Geothermie und die Wasserkraft, die ihre Marktanteile am gesamten Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energien ebenfalls geringfügig (+0,5 % bzw. +0,3 %) ausweiten konnten. Hingegen haben die Biomasse (-2,6 Prozentpunkte) sowie die Solarenergie (-0,3 %) und die biogenen Abfälle (-0,2 Prozentpunkte) im wachsenden Markt der erneuerbaren Energien Anteile verloren.

Die Biomasse (inkl. erneuerbare Abfälle) blieb auch 2023 mit einem Anteil von rund 55,5 % der mit Abstand bedeutendste Energieträger unter den erneuerbaren Energien, gefolgt von der Windenergie mit 24,3 % und der Solarenergie mit 12 %.

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 2023 gegenüber dem Vorjahr (gemessen an den Ursprungswerten des Primärenergieverbrauchs) um etwa 8,4 % verbessert. Mit Hilfe des Einsatzes einer Einheit Primärenergie (GJ) konnten 2023 mehr als 304 € Bruttoinlandsprodukt erwirtschaftet werden, 2022 (endgültige Daten) lag dieser Wert noch bei 281 €. Die Steigerung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität hat viele, sich überlagernde Ursachen. Zum einen haben die sich abschwächende Konjunktur bei zugleich beschleunigtem intersektorealem Strukturwandel dazu geführt, dass die Wirtschaft insgesamt energieextensiver geworden ist. Insbesondere die weiterhin hohen Energiepreise und damit verbundene Energiekosten in der Folge des Ukraine-Konfliktes haben zu einer unerwünschten Spreizung der Wachstumsraten geführt (energieintensive Branchen haben 2023 im Vergleich zu energieextensiven Wirtschaftszweigen spürbar größere Produktionseinbußen hinnehmen müssen (Einzelheiten dazu vgl. S. 6 ff. des vorliegenden Berichtes).

Ein zusätzlicher (verbrauchsämpfender) Einfluss auf die Entwicklung des gesamtwirtschaftlichen Energieverbrauchs bzw. der Energieproduktivität ging 2023 von der vergleichsweise milden Witterung aus. Temperaturbereinigt gegenüber dem langjährigen Mittel (1990 bis 2022) und um Lagerbestandseffekte bereinigt verbesserte sich die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität nur noch um 8,2 % gegenüber dem Vorjahr. Die Verbesserung der (bereinigten) gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität liegt damit im aktuellen Berichtsjahr 2023 dennoch signifikant über dem Niveau des längerfristigen Trends (1990 bis 2023: rund 2,5 % p.a.).

Insgesamt hat sich die Entkopplung zwischen gesamtwirtschaftlicher Entwicklung und Energieverbrauch (bezogen auf die bereinigten Werte), allerdings beschleunigt aufgrund der krisenhaften Sonderentwicklungen seit 2022 in diesem Jahr, weiter fortgesetzt (vgl. Tabelle 15 und Abbildung 17).

Die auf dem Primärenergieverbrauch beruhende Betrachtung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität spiegelt allerdings auch statistische Effekte wider. Diese hängen mit der primärenergetischen Bewertung von Wasser- und Windkraft, Photovoltaik 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 Vergangenheit 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

Tabelle 15

Gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2023

	Einheit	1990 ¹⁾	2019	2020	2021	2022	2023 ¹⁾	Jahresdurchschnittliche Veränderung in %	
								2022 bis 2023	1990 bis 2023
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt, Referenzjahr 2015)	Verkettete Volumenangaben, in Mrd. €	1.959,1	3.242,2	3.118,2	3.216,8	3.274,9	3.264,9	-0,3	1,6
Bevölkerung ³⁾	Mio.	79,8	83,1	83,2	83,2	83,8	84,5	0,8	0,2
Primärenergieverbrauch (unbereinigt)	Petajoule	14.905	12.808	11.887	12.443	11.675	10.735	-8,1	-1,0
Primärenergieverbrauch (bereinigt) ⁵⁾	Petajoule	15.038	12.992	12.124	12.483	11.900	10.964	-7,9	-1,0
Bruttostromverbrauch ⁴⁾	Mrd. kWh	550,7	575,6	555,8	568,5	550,6	525,5	-4,6	-0,1
Energieproduktivität (unbereinigt)	Euro/GJ	131,4	253,1	262,3	258,5	280,5	304,1	8,4	2,6
Energieproduktivität (bereinigt) ⁵⁾	Euro/GJ	130,3	249,6	257,2	257,7	275,2	297,8	8,2	2,5
Stromproduktivität	Euro/kWh	3,6	5,6	5,6	5,7	5,9	6,2	4,5	1,7

1) Angaben, z. T. geschätzt

2) vorläufige Angaben

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

4) Inkl. Pumpstromerzeugung

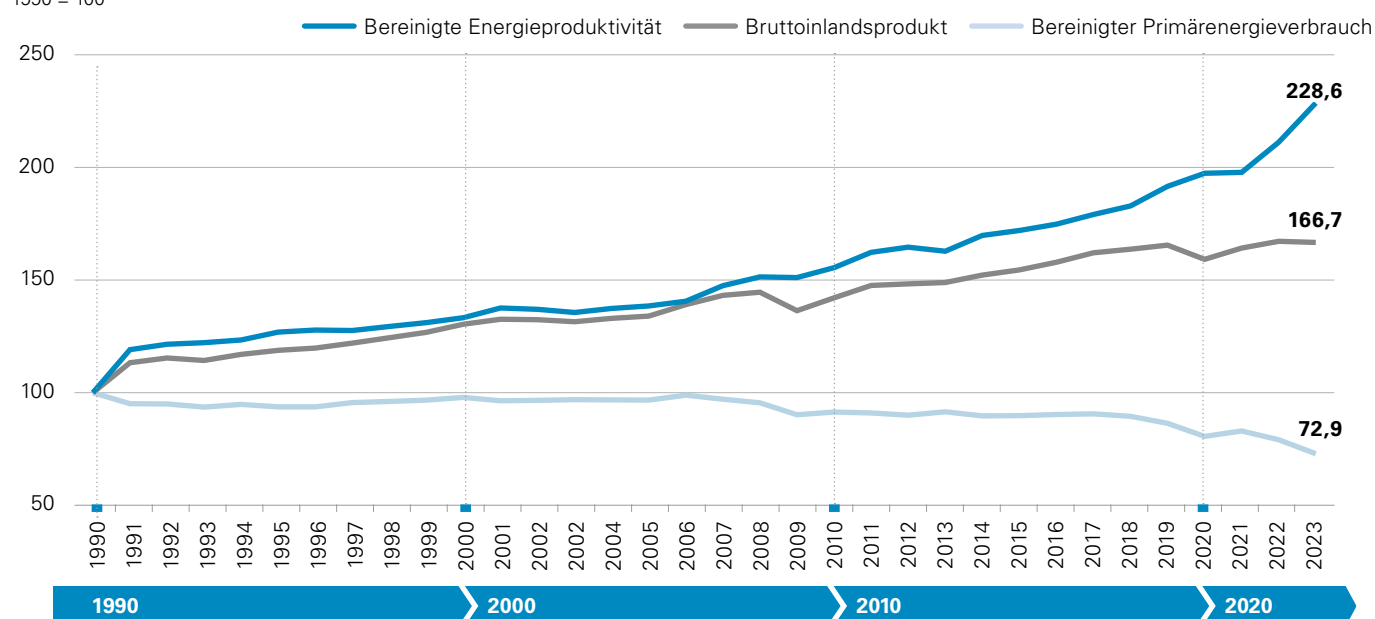
5) temperaturbereinigte Werte, Mineralöl lagerbestandsbereinigt

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

Abbildung 17

Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und Energieproduktivität in Deutschland 1990 bis 2023

1990 = 100



Alle Werte für 2023 vorläufig

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

Energiebilanzen unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/02/ageb_jahresbericht2019_20200325_dt.pdf abgerufen werden kann.

Die hochaggregierte Betrachtung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz verdeckt darüber hinaus den Blick auf viele andere Faktoren, die den Energieverbrauch prägen. Mit Hilfe der Methode der Komponentenerlegung lassen sich die wesentlichen Einflüsse auf die Veränderungen des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs verdeutlichen (vgl. Abbildung 18). Dabei zeigen die langfristigen Veränderungen (1990-2023) sehr deutlich den großen Einfluss der gesunkenen Energieintensität (sprich: der Verbesserung der Energieeffizienz) auf die Minderung des (temperaturbereinigten) Primärenergieverbrauchs (-11.230 PJ). Dadurch konnten die verbrauchssteigernden Wirkungen des gesamtwirtschaftlichen Wachstums (+6.345 PJ) sowie des Bevölkerungszuwachses (+811 PJ) deutlich überkompensiert werden. Insgesamt hat sich der bereinigte Primärenergieverbrauch in der Zeit zwischen 1990 und 2023 um 4.074 PJ vermindert.

Die skizzierten Zusammenhänge gelten ähnlich für die kurzfristige Betrachtung der Veränderungen von 2022 auf 2023: Die Effizienzgewinne im Umgang mit Energie trugen im Vergleich zur langfristigen Perspektive zu einem geringen Rückgang des Primärenergieverbrauchs bei (-901 PJ). Die schrumpfende Wirtschaftsleistung reduzierte den bereinigten Primärenergieverbrauch im Jahr 2023 (im Gegensatz zur langfristigen Entwicklung seit 1990, in der dieser Einflussfaktor noch einen expansiven Impuls entfaltete) verglichen mit dem Vorjahr zusätzlich um 131 PJ. Eine verbrauchssteigernde Wirkung geht in der kurzfristigen Perspektive allein von der Bevölkerungskomponente aus (+96 PJ), die den Primärenergieverbrauch, wie auch in der langfristigen Betrachtung, absolut gesehen mit dem geringsten Betragswert beeinflusste. Im Ergebnis ist es 2023 zu einer Verringerung des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs um 936 PJ (gegenüber 2022) gekommen.

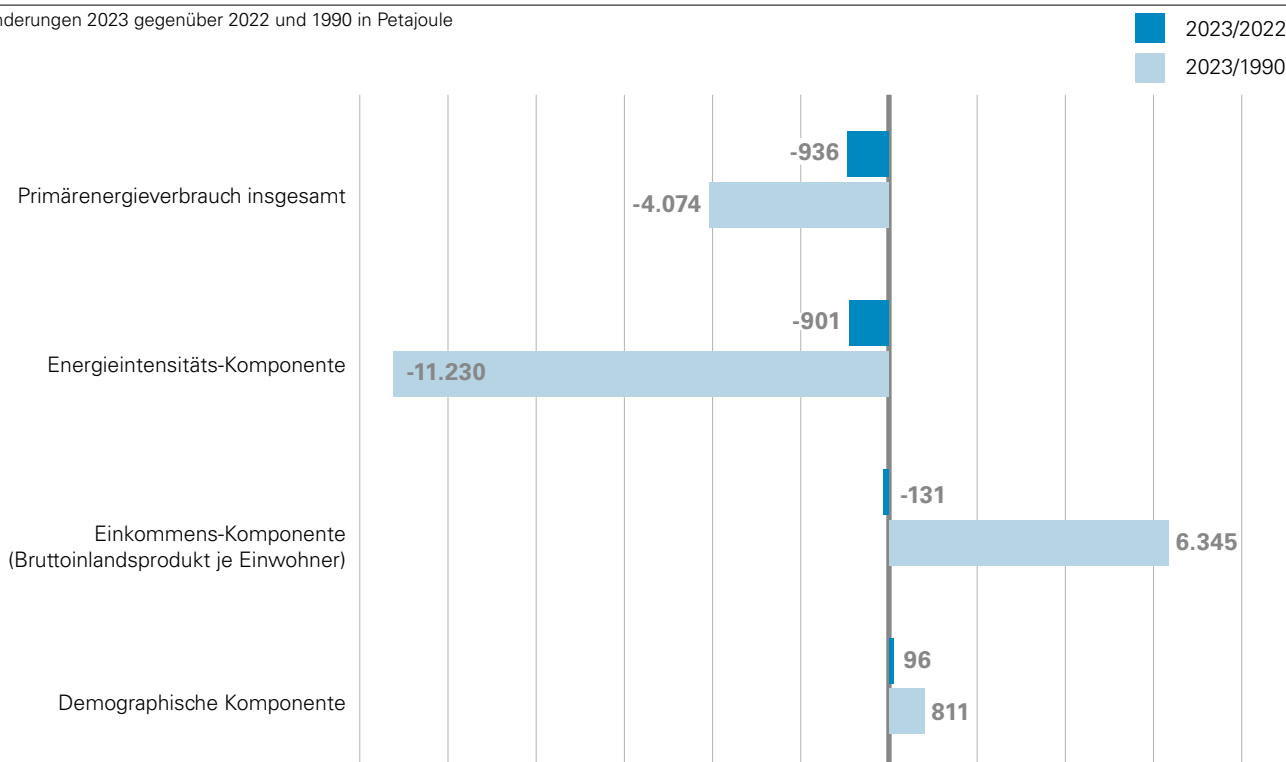
Einschränkend sei in Bezug auf die Bewertung der Ergebnisse der Komponentenerlegung anzumerken, dass die Veränderungen des Primärenergieverbrauchs

Abbildung 18

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des bereinigten Primärenergieverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2023 gegenüber 2022 und 1990 in Petajoule

AGEB
AG Energiebilanzen e.V.



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

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 Komponentenzerlegung betrachteten Einflussgrößen die Verbrauchsentwicklung prägen.

Dazu zählen insbesondere die Wirkungen des Strukturwandels. Typischerweise werden zwei Arten des Strukturwandels unterschieden: Der intersektorale Strukturwandel, also die Verlagerung der wirtschaftlichen Aktivitäten zwischen Branchen und der intra-sektorale, also brancheninterne Strukturwandel (also nachfrage- bzw. absatzinduzierte Verschiebungen der Produktpalette eines Wirtschaftszweiges). Der Strukturwandel kann energiesparend (abnehmende Bedeutung energieintensiver Branchen bzw. Produkte) oder energieverbrauchserhöhend wirken (zunehmende Bedeutung energieintensiver Prozesse). Der sektorale Strukturwandel hat in der Vergangenheit in Deutschland tendenziell energieverbrauchssenkend gewirkt. Unabhängig davon sind solche Struktureffekte in der hier vereinfachend unterstellten Komponentenzerlegung nicht enthalten.

Bei der Interpretation der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität 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 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 2023 aufgrund des kräftigen Rückgangs des Stromverbrauchs (um 4,6 % auf 525,5 Mrd. kWh) bei gleichzeitiger Abnahme des preisbereinigten Bruttoinlandsproduktes um 0,3 % um 4,5 % (im Vergleich zu 2022). Im Ergebnis wurde 2023 unter Einsatz einer Kilowattstunde elektrischer Energie rund 6,2 € Bruttoinlandsprodukt erwirtschaftet; 2022 waren es noch 5,9 € gewesen.

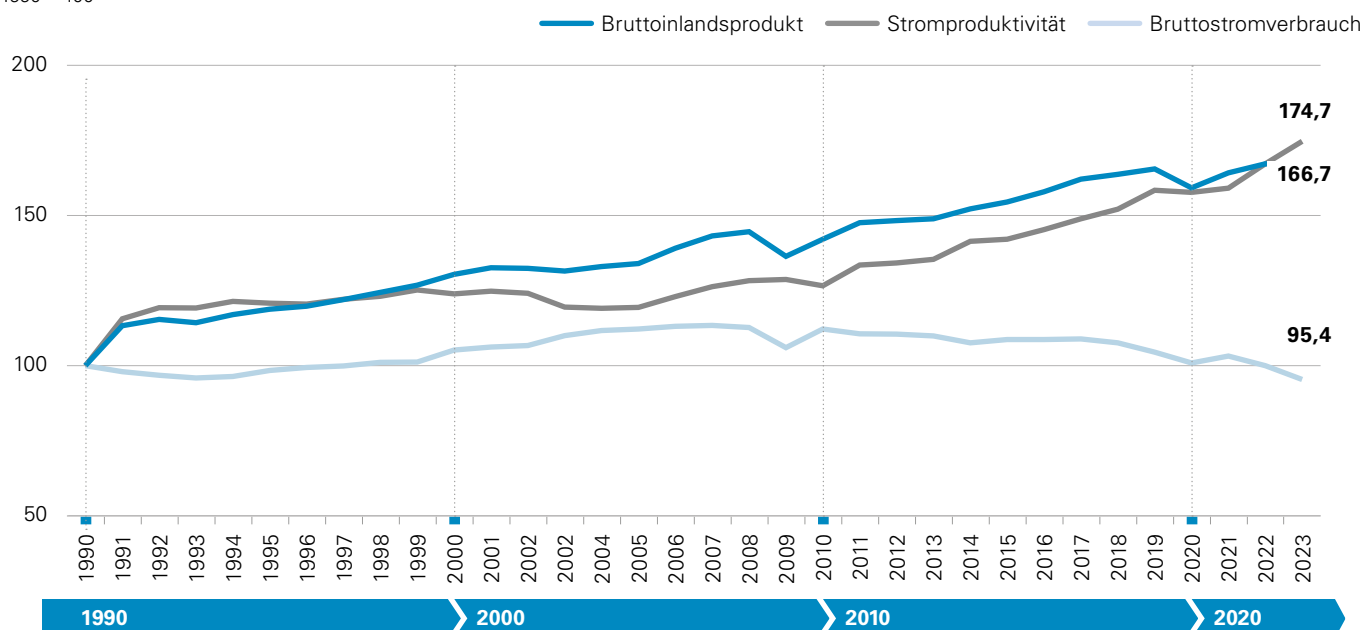
Über den längerfristigen Zeitraum von 1990 bis 2023 betrachtet nahm die Stromproduktivität jahresdurchschnittlich um 1,7 % zu. Zum Vergleich: Die gesamte Energieproduktivität (bereinigt) stieg im gleichen Zeitraum um 2,5 % p.a. (Einzelheiten dazu vgl. Tabelle 15 sowie Abbildung 19 und 20)

Den Einfluss ausgewählter Komponenten (Wirtschaftswachstum, Bevölkerungsentwicklung und Stromproduktivität) auf den Stromverbrauch in Deutschland von 1990 bis 2023 bzw. 2022/2023 zeigt Abbildung 21. Danach ist die Verringerung des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2023 um 25,1 Mrd. kWh gegenüber 2022 vornehmlich auf die höhere Stromproduktivität (Stromintensitäts-Komponente) zurückzuführen, die wie bereits skizziert u. a. auch dem kräftigen Produktionsrückgang in den stromintensiven Wirtschaftszweigen geschuldet ist. Allein aufgrund der Effizienzverbesserung ergibt sich rein rechnerisch ein Verbrauchsrückgang an elektrischer Energie in Höhe von 23,5 Mrd. kWh. Die Effizienzkomponente des Stromverbrauchs ist in diesem Jahr weiterhin geprägt durch die milde Witterung (die Darstellung des Stromverbrauchs basiert im Gegensatz zur Komponentenzerlegung des gesamten Primärenergieverbrauchs auf beobachteten, nicht temperaturbereinigten Werten) und von dem nach wie vor gegenüber dem Vorkrisenniveau erhöhten Strompreisen am Großhandelsmarkt, die sich (mit Verzögerung, je nach Abnahmefall) auf die Letztverbraucher übertrugen und dort kurzfristig verhaltensbedingte, aber auch mittelfristige Einsparanreize setzten.

Abbildung 19

Bruttoinlandsprodukt¹⁾, Bruttostromverbrauch und gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität²⁾ in Deutschland 1990 bis 2023

1990 = 100



1) preisbereinigt

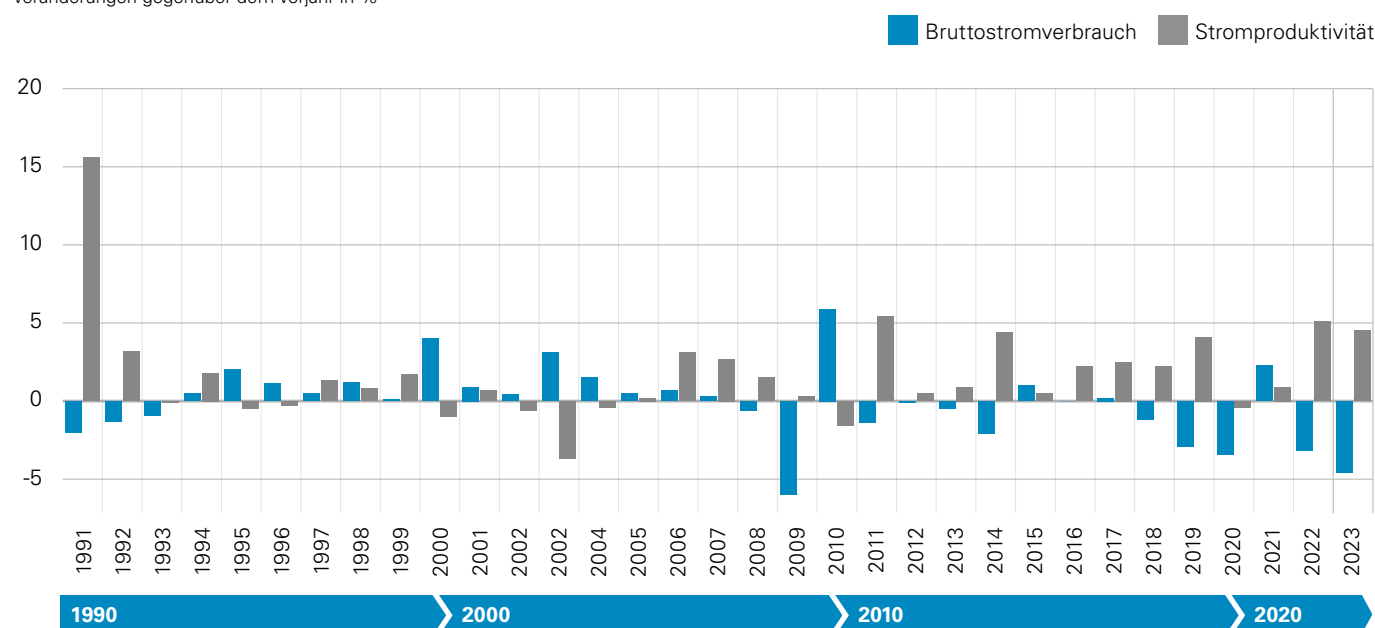
2) Bruttoinlandsprodukt je Einheit Bruttostromverbrauch

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

Abbildung 20

Veränderungen von Bruttostromverbrauch und Stromproduktivität von 1991 bis 2023

Veränderungen gegenüber dem Vorjahr in %



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

Von der schrumpfenden Wirtschaftsleistung ging 2023 eine verbrauchssenkende Wirkung aus. Allein aufgrund des Einbruchs der gesamtwirtschaftlichen Produktion und Wirtschaftsleistung verringerte sich der Stromverbrauch um 6,1 Mrd. kWh. Die demografische Komponente (Bevölkerungswachstum) führte 2023, wegen der anhaltenden Bevölkerungszunahme, hingegen zu einem Anstieg der gesamtwirtschaftlichen Stromnachfrage um 4,5 Mrd. kWh.

Auch über den gesamten Zeitraum von 1990 bis 2023, also in der längerfristigen Perspektive, führte die kontinuierliche Steigerung der Stromproduktivität „rein rechnerisch“ zu einer absoluten Senkung des Stromverbrauchs, und zwar um rund 313 Mrd. kWh.

Allerdings wurden die erzielten Effizienzgewinne im Umgang mit elektrischer Energie weitgehend durch Verbrauchserhöhungen infolge der gegenüber 1990 spürbar gewachsenen Wirtschaft (+255 Mrd. kWh) sowie die demografische Komponente bzw. die Zunahme der Bevölkerung (+33 Mrd. kWh) zu großen Teilen wieder aufgezehrt.

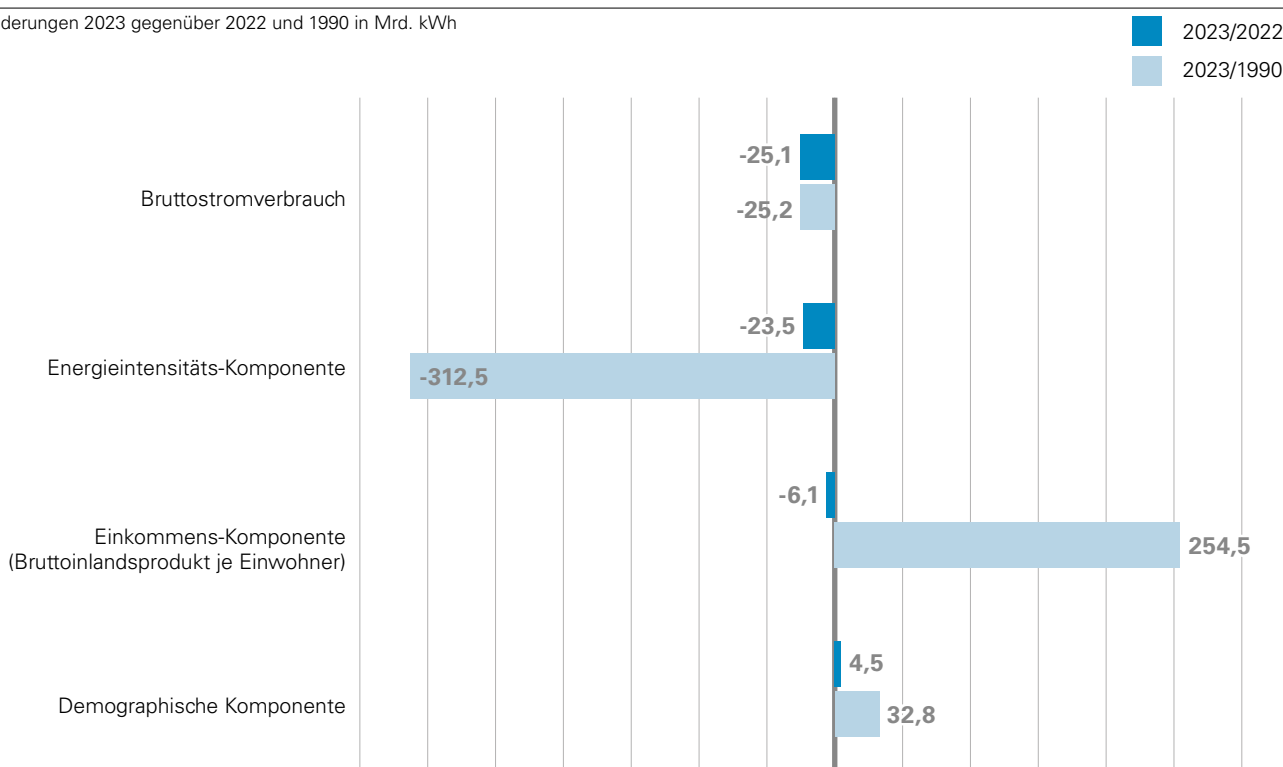
Gegenüber 1990 ist der Stromverbrauch insgesamt um rund 25 Mrd. kWh (entspricht einem Rückgang um 4,6 %) gesunken; er liegt damit im Jahr 2023 sogar noch um ca. 30 Mrd. kWh (-5,5 %) unter dem corona-bedingten Tiefstand im Jahr 2020 (555,8 Mrd. kWh) und insgesamt auf dem niedrigsten Niveau seit 1990.

Abbildung 21

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des Bruttostromverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2023 gegenüber 2022 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.

CO₂-Emissionen

Trotz des Wegfalls der Stromerzeugung aus Kernenergie seit April 2023 verringerte sich der CO₂-Ausstoß aller Stromerzeugungsanlagen (Stromerzeugungsanlagen der allgemeinen Versorgung sowie der Betriebe des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes, inkl. Stromerzeugung aus KWK-Anlagen in der Abgrenzung der Energiebilanz Deutschland) nach den vorliegenden vorläufigen Daten im Jahr 2023 auf 154 Mio. t. Dies entspricht im Vergleich zum Vorjahr einer Reduktion des CO₂-Ausstoßes um rund 23 % bzw. 45 Mio. t CO₂. Die Ursachen dieser Entwicklung sind, dass der Stromerzeugungsmix hierzulande im Vergleich zu 2022 CO₂-extensiver geworden ist, d.h. insbesondere der Anteil erneuerbarer Energien weiter erhöht wurde und der Beitrag der Kohle zur Stromerzeugung gesunken ist. Hinzu kommt, dass Deutschland 2023 mehr Strom aus dem Ausland importiert als in Nachbarländer exportiert hat.

Im Bereich der Stromerzeugung aus Anlagen des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes war von 2022 auf 2023 eine vor allem konjunkturbedingt verringerte Erzeugung von Strom (und Wärme) zu beobachten. Produktionsrückgänge aufgrund der hohen Energiepreise und schwachen Konjunktur konzentrierten sich im Jahr 2023 in hohem Maße auf energieintensive Branchen wie z. B. die Chemische Industrie oder das Papiergewerbe und damit auf Wirtschaftszweige, in denen die gekoppelte Eigenerzeugung von Strom und Wärme einen hohen Stellenwert einnimmt. Nach ersten Schätzungen dürften die CO₂-Emissionen in diesem Segment im Jahr 2023 (verglichen mit dem Vorjahr) um etwa 1,1 Mio. t (minus 5,1 %) gesunken sein.

Die Erzeugung von Fernwärme (Heizwerke und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) und die damit verbundenen CO₂-Emissionen nahmen 2023 (vor allem bedingt durch die milderen Außentemperaturen) ebenfalls ab, und zwar um rund 2,1 Mio. t CO₂ bzw. mehr als 10 %.

Aus den in diesem Bericht zusammengetragenen ersten Daten und Schätzungen zur Entwicklung des Energieverbrauchs im Jahr 2023, lassen sich darüber hinaus grobe Hinweise auf die Entwicklung der

energiebedingten Kohlendioxidemissionen in anderen Sektoren, vornehmlich denen des Endenergieverbrauchs, ableiten:

- Der Kraftstoff- und Energieverbrauch (bzw. -absatz) im Verkehrssektor dürfte 2023 nach ersten Schätzungen gesunken sein. Diese Entwicklung spiegelt sich in den CO₂-Emissionen wider, die 2023 gegenüber dem Vorjahr um 2,2 Mio. t bzw. 1,3 % abgenommen haben. Der skizzierte Rückgang der verkehrsbedingten CO₂-Emissionen ist das Resultat verschiedener teilweise gegenläufiger Entwicklungen: Im Straßenverkehr zeichnet sich, aufgrund der nach wie vor hohen Kraftstoffpreise sowie der konjunkturellen Abschwächung (gewerblicher Pkw- und Lkw-Verkehr) eine Verringerung der CO₂-Emissionen in der Größenordnung von rund 2,3 % bzw. 3,2 Mio. t ab. Auch im Schienenverkehr ist 2023 nach unseren Berechnungen mit einem geringeren CO₂-Ausstoß zu rechnen. Im Gegensatz dazu sind die CO₂-Emissionen im Luftverkehr im Vergleich zum Vorjahr um ca. 3,6 % bzw. rund 1 Mio. t angestiegen. Damit erreicht der CO₂-Ausstoß des Luftverkehrs 2023 ein Niveau von gut 29 Mio. t (zum Vergleich: im Jahr 2019 betrugen die Emissionen in diesem Sektor fast 32 Mio. t; im Corona-Krisenjahr 2020 weniger als 15 Mio. t). Die Binnenschifffahrt emittierte 2023 ebenfalls voraussichtlich mehr CO₂ als im Jahr 2022 (+6,8 %). Allerdings bewegt sich der CO₂-Ausstoß dieses Verkehrsträgers in absoluter Betrachtung auf einem eher geringen Niveau (2023: 0,75 Mio. t, 2022: 0,7 Mio. t), so dass Veränderungen in diesem Sub-Sektor die CO₂-Bilanz des Verkehrssektors nicht besonders stark beeinflussen.
- Im Verarbeitenden Gewerbe (ohne Stromerzeugung in Industriekraftwerken sowie den Energieeinsatz in Raffinerien, Hochöfen und Kokereien) erwartet die AG Energiebilanzen auf der Grundlage der bislang vorliegenden Schätzwerte, dass die (direkten) energiebedingten CO₂-Emissionen aufgrund des Rückgangs der Industrieproduktion, preisinduzierten Einsparungen und Substitutionen sowie den kurzfristigen Folgen des Energiepreisschocks auf die Wirtschaftsstruktur (Wachstumsverluste für energieintensive Branchen) im Jahr 2023 verglichen mit

dem Vorjahr um ca. 6 Mio. t (-7,2 %) gegenüber 2022 abnehmen könnten. In der Reihenfolge ihrer Bedeutung dürften die größten absoluten CO₂-Minderungen auf die Metallerzeugung (-3,4 Mio. t bzw. -8,7 %), Herstellung von chemischen Grundstoffen (-1,4 Mio. t bzw. -10,1 %), das Papiergewerbe (-0,8 Mio. t bzw. -16,1 %) und die Verarbeitung von Steinen und Erden (-0,4 Mio. t bzw. -5,1 %) entfallen. Im Sektor Fahrzeugbau nehmen die CO₂-Emissionen aufgrund der positiven konjunkturellen Entwicklung 2023 im Vergleich zum Vorjahr um mehr als 0,5 Mio. t zu (+22 %).

- Aufgrund der im Vergleich zum Vorjahr milderen Witterung und anhaltend hohen Energiepreisen, die weiterhin Einsparimpulse entfalten, zeichnet sich bei den privaten Haushalten zur Beheizung von Wohnungen 2023 ein niedrigerer Energieverbrauch sowie eine damit verbundene gleichgerichtete Emissionsentwicklung ab. Vor diesem Hintergrund könnten die CO₂-Emissionen der privaten Haushalte im Jahr 2023 nach ersten Schätzungen um rund 6,6 Mio. t bzw. 8,5 % verglichen mit dem Vorjahr gesunken sein.
- Schließlich ist auch im GHD-Sektor mit einer Verringerung der CO₂-Emissionen um etwa 1,8 Mio. t (bzw. -5,4 %) gegenüber dem Vorjahr zu rechnen.

Das Umweltbundesamt hatte die CO₂-Emissionen in Deutschland nach der Berichterstattung zu den Treibhausgasemissionen differenziert nach den Sektoren für 2022 auf rund 671 Mio. t geschätzt, darunter sind ca. 628 Mio. t, die unmittelbar auf den Einsatz von Brennstoffen und damit Verbrennungsprozesse zurückzuführen sind, wie sie auch in der Energiebilanz Deutschland verbucht sind³⁰⁾. Somit haben sich die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2022 nach Berechnungen des Umweltbundesamtes (vor allem als Folge konjunkturellen Erholung nach Überwindung der Auswirkungen der Corona-Pandemie) gegenüber dem Vorjahr 2021 um 0,5 % (-3,4 Mio. t) verringert.

Fasst man vor diesem Hintergrund die in diesem Abschnitt skizzierten Entwicklungen für eine erste Gesamteinschätzung zusammen, so ist für das Jahr 2023 nach überschlägigen Rechnungen der AG Energiebilanzen wieder ein Rückgang der energiebedingten CO₂-Emissionen zu erwarten³¹⁾. Unter Zugrundelegung der Frühschätzung der Energiebilanz Deutschland für das Berichtsjahr 2023 wäre damit zu rechnen, dass die (beobachteten) energiebedingten CO₂-Emissionen in der Größenordnung von 11,8 % abgenommen haben (dies entspräche bezogen auf den Schätzwert des Umweltbundesamtes für das Vorjahr 2022 einer absoluten Reduzierung des CO₂-Ausstoßes um rund 74 Mio. t).

30) Einzelheiten vgl. Umweltbundesamt, Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen für das Jahr 2022, Arbeitsstand 13.12.2023 (Internet: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2024_01_15_em_entwicklung_in_d_trendtabelle_thg_v1.0.xlsx (Abrufdatum: 1.3.2024)).

31) Im Detail können sich die Berechnungen zur Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen zwischen der AG Energiebilanzen und dem Umweltbundesamt unterscheiden. Abweichungen können sich u. a. durch unterschiedliche Abgrenzung der Sektoren, die Verwendung verschiedener Emissionsfaktoren sowie aufgrund verschiedener Datenstände zu den jeweiligen Berechnungszeitpunkten ergeben.

Zusammenfassende Entwicklung

Der Energieverbrauch in Deutschland ging 2023 nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AG Energiebilanzen) um 8,1 % auf 10.735 Petajoule (PJ) oder 366,3 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten (Mio. t SKE) zurück. Er ist damit auf den niedrigsten Stand seit 1990 zurückgefallen.

Für den geringen Energieverbrauch sind vor allem die nach wie vor erhöhten Energiepreise, die sich abschwächende Konjunktur bzw. sogar schrumpfende Wirtschaftsleistung sowie die milde Witterung verantwortlich. Darüber hinaus waren die eher langfristigen wirksamen Determinanten des Energieverbrauchs auch im Jahr 2023 weiter wirksam. Insbesondere gingen von der Verbesserung der Energieeffizienz, energiesparenden Substitutionsprozessen sowie dem sektoralen Strukturwandel verbrauchssenkende Impulse auf die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs aus. Vor allem die energieintensiven Industriezweige verzeichneten in der Rezession überproportionale Produktionsrückgänge, was spürbare Auswirkungen auf den Energieverbrauch hat. Die verbrauchssteigernde Wirkung der Bevölkerungszunahme trat im Jahr 2023 gegenüber den skizzierten verbrauchsmindernden Einflussgrößen in den Hintergrund bzw. wurde deutlich überkompensiert.

Mit Blick auf einzelne Energieträger zeigt sich 2023 auch vor dem Hintergrund der bereits umrissenen Entwicklungen folgendes Bild: Der Verbrauch erneuerbarer Energien nahm 2023 verglichen mit dem Vorjahr um 3,1 % zu. Hingegen war die Verbrauchsentwicklung bei allen anderen Energiequellen rückläufig. Der Einsatz von Kernenergie nahm um 79 % ab, wobei der verbliebene Beitrag allein auf den Streckbetrieb der letzten drei Kernkraftwerke (Neckarwestheim 2, Emsland und Isar 2) und deren endgültige Stilllegung zum 15. April 2023 zurückzuführen ist. Der Verbrauch von Braunkohle verringerte sich im gleichen Zeitraum um mehr als 23 %, der von Steinkohle um rund 19 %. Der Verbrauch (bzw. Absatz) von Mineralöl (-6,8 %) und Erdgas (-2,4 %) nahm ebenfalls ab.

Im insgesamt schrumpfenden Energiemarkt haben folglich erneuerbare Energien, Erdgas und Mineralöl

Marktanteile gewonnen. Mineralöl deckte 2023 insgesamt 35,6 % (2022: 35,1 %) der Primärenergienachfrage und blieb damit weiterhin der mit Abstand wichtigste Energieträger. Auf die Erdgasnachfrage entfiel 2023 ein Anteil von 24,7 % (2022: 23,3 %), während die erneuerbaren Energien 19,6 % der Primärenergienachfrage deckten (2022: 17,5 %). Hingegen haben in der Reihenfolge ihrer Bedeutung die Kernenergie (2,5 %-Punkte), die Steinkohle (1,7 %-Punkte) und die Braunkohle (1,1 %-Punkte) Marktanteile verloren. Im Jahr 2023 deckte die Steinkohle noch 8,7 %, die Braunkohle noch 8,3 % und die Kernenergie noch 0,7 % der Primärenergienachfrage. Die skizzierten strukturellen Verschiebungen in der Zusammensetzung des Primärenergieverbrauchs lassen erkennen, dass der Energieträgermix 2023 im Vergleich zu 2022 kohlenstoffärmer geworden ist.

Gemessen an den Ursprungswerten hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität im Jahr 2023 (nach vorläufigen Berechnungen) weiter verbessert. Sie erhöhte sich um 8,4 %, so dass 2023 mehr als 304 € BIP₂₀₁₅ unter Einsatz einer Gigajoule an Primärenergie (GJ) erzielt wurde; 2022 lag dieser Wert noch bei knapp 281 € BIP₂₀₁₅/GJ. Der jahresdurchschnittliche Zuwachs der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität in der Zeit von 1990 bis 2023 liegt derzeit bei 2,6 %.

Ebenso wie der Primärenergieverbrauch nahm auch der Bruttostromverbrauch in Folge preis- und verhaltensinduzierter Einsparungen sowie Produktionseinschränkungen insbesondere in energieintensiven Sektoren im Jahr 2023 deutlich ab. Der Bruttostromverbrauch fiel auf 526 Mrd. kWh und lag damit um 4,6 % unter dem Wert von 2022 und in gleicher Größenordnung (4,6 %) unter den Wert des Jahres 1990. Damit liegt der Bruttostromverbrauch nunmehr sogar um 0,5 % unter dem bisherigen Tiefstand, der im Jahr 2003 (528 Mrd. kWh) gemessen wurde.

Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität verbesserte sich 2023 gegenüber dem Vorjahr um 4,5 %, sie stieg auf einen Wert von 6,20 €/kWh, nachdem sie 2022 (nach den Daten der endgültigen Energiebilanz

Deutschland) bei 5,90 €/kWh gelegen hatte. Im Gesamtergebnis übertraf die Verbesserung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität in diesem Jahr (aufgrund der mehrfach angesprochenen krisenhaften Sonderentwicklungen) die längerfristige Entwicklung, die im Mittel der Jahre von 1990 bis 2023 zu beobachten ist. In der Zeit zwischen 1990 und 2023 konnte die Stromproduktivität im Durchschnitt um 1,7 % p.a. gesteigert werden.

Die Bruttostromerzeugung verringerte sich 2023 um etwa 11 % auf rund 514 Mrd. kWh. Weiter geändert hat sich auch die Struktur der Stromerzeugung nach Energieträgern: Während sich die Stromerzeugung aus dem Einsatz von Kernenergie (-79 %), Braunkohle (-25 %), Steinkohle (-36 %) und Mineralöl (-14 %) spürbar verringert hat, kam es bei den erneuerbaren Energien zu einem Plus von 7 %. Die Stromerzeugung aus Erdgas nahm 2023 um 1,7 % ab, nachdem sie bereits von 2021 auf 2022 um 12,5 % (11 Mrd. kWh) gesunken war.

Im Ergebnis konnten die erneuerbaren Energien mit einer Erzeugung von insgesamt 272 Mrd. kWh und einem Stromerzeugungsanteil von 53 % ihre Spitzenposition im Erzeugungsmix halten und erstmals mehr als die Hälfte des hierzulande erzeugten elektrischen Stroms bereitstellen. Die Braunkohle belegte mit 17 % den zweiten und die Stromerzeugung aus Erdgas mit ca. 15 % den dritten Platz im Stromerzeugungsmix. Die Steinkohle trug im Jahr 2023 rund knapp 8 %, die Kernenergie noch zu 1,4 % zur gesamten Stromerzeugung bei.

Am Bruttostromverbrauch waren die erneuerbaren Energien 2023 mit 51,8 % beteiligt, im Vorjahr lag dieser Anteil noch bei etwa 46,2 %.

Beim Stromaustauschsaldo³²⁾ kam es 2023 zu größeren Veränderungen. Erstmals seit 20 Jahren drehte sich der Export- in einen Importüberschuss. Insgesamt importierte Deutschland 2023 rund 11 Mrd. kWh mehr Strom aus dem benachbarten Ausland, als exportiert wurde. Zum Vergleich: 2022 betrug der Exportüberschuss noch 27 Mrd. kWh. Besonders

hohe Importüberschüsse waren in der Reihenfolge ihrer Bedeutung im Austausch mit Frankreich (9,3 Mrd. kWh), Dänemark (6 Mrd. kWh) und Norwegen (4,5 Mrd. kWh) zu beobachten. Auch im Stromaustausch mit Schweden, den Niederlanden, Tschechien und Belgien ergaben sich 2023 Einfuhrüberschüsse. Hingegen zeigte sich im Stromaustausch mit der Schweiz (4 Mrd. kWh), Luxemburg (3,9 Mrd. kWh) und Österreich (3 Mrd. kWh) ein Exportüberschuss. Die skizzierten Veränderungen beim Stromaustausch sind zu einem erheblichen Teil marktgetrieben bzw. ein Zeichen für einen funktionierenden europäischen Binnenmarkt für Strom. Die Einfuhr von elektrischem Strom anstelle eigener Erzeugung aus 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 2023 ist gegenwärtig noch nicht möglich. Es kann allerdings auf der Grundlage der vorliegenden Frühschätzungen der Energiebilanz Deutschland für 2023 (Datenstand: 15. Februar 2024) in Kombination mit dem jeweiligen CO₂-Gehalt der Energieträger eine grobe Abschätzung der Entwicklung energiebedingten CO₂-Emissionen vorgenommen werden. Insgesamt hat sich die Struktur des Energieverbrauchs im Jahr 2023 wieder spürbar zugunsten erneuerbarer und CO₂-ärmerer fossiler Energieträger verschoben.

In Anbetracht der deutlichen Abnahme des Primärenergieverbrauchs in Kombination mit den beschriebenen Verschiebungen im Energieträgermix sowie der sektoralen Verbrauchsstruktur dürften die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2023 nach überschlägigen Berechnungen auf der Grundlage geschätzter Energiebilanzdaten in der Größenordnung von 11,8 % abgenommen haben. Diese Reduktion entspräche bezogen auf den Schätzwert des Umweltbundesamtes für das Vorjahr 2022 einer absoluten Reduzierung des energiebedingten CO₂-Ausstoßes um 74 Mio. t.

³²⁾ Die in diesem Bericht verwendeten Daten zum Stromaußenhandel beziehen sich grundsätzlich auf den physikalischen Stromaustausch mit dem Ausland.