

Endbericht

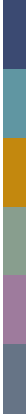
Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2025

ÖLMARKT | GASMARKT | STROMMARKT | WÄRMEMARKT |
METASTUDIE ZU LANGFRISTIGEN ENERGIEPREISENTWICKLUNGEN |
EXKURS: ENTWICKLUNGEN DES MARKTES FÜR WASSERSTOFF

Auftraggeber

Ministerium für Umwelt, Klima und
Energiewirtschaft Baden-Württem-
berg

Leipzig, 15.07.2026



Impressum

Auftraggeber

Ministerium für Umwelt, Klima und
Energiewirtschaft Baden-Württemberg
Kernerplatz 9
70182 Stuttgart

Auftragnehmer

Leipziger Institut für Energie GmbH
Lessingstraße 2
04109 Leipzig

Bearbeitung

Andreas Weber (Projektleitung)

Telefon 03 41 / 22 47 62 28
E-Mail Andreas.Weber@ie-leipzig.com

Marcel Ebert

Lisa Horbach

Matthias Reichmuth

Laufzeit

Januar bis Juli 2026

Leipzig, 15.07.2026

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	6
Ölmarkt	6
Historische Entwicklung	6
Zukünftige Erwartung	7
Gasmarkt	7
Historische Entwicklung	7
Zukünftige Erwartung	8
Strommarkt	9
Historische Entwicklung	9
Zukünftige Erwartung	10
Wärmemarkt	11
Historische Entwicklung	11
Zukünftige Erwartung	11
Entwicklung der Energiekosten für Haushalte und Stromkosten der Industrie	12
Fazit	13
1 Einleitung und relevante Rahmenbedingungen	17
1.1 Einleitung	17
1.2 Globale und europäische Rahmenbedingungen	17
1.3 Bundesweite Rahmenbedingungen	18
1.4 Rahmenbedingungen in Baden-Württemberg	19
2 Ölmarkt	21
2.1 Internationaler Ölmarkt	21
2.2 Heizölmarkt für Endverbraucher	22
2.3 Kraftstoffmarkt	26
3 Gasmarkt	29
3.1 Marktstruktur und Wechselverhalten	29
3.2 Preisentwicklung	31
3.2.1 Grenzübergangspreise	33
3.2.2 Steuern und Umlagen	34
3.2.3 Haushalte	35
3.2.4 Industrie und Gewerbe	39
4 Strommarkt	45
4.1 Marktstruktur und Wechselverhalten	45
4.1.1 Stromhandel	45
4.1.2 Wechselverhalten	45
4.2 Preisentwicklung	46
4.2.1 Entwicklung der Preisindizes nach Verbrauchergruppen	47

4.2.2 Preisindizes nach Energieträgern	49
4.2.3 Börsenstromhandel	52
4.2.4 Steuern, Abgaben und Umlagen	53
4.2.5 Endverbraucherpreise für Haushalte	54
4.2.6 Preise für Industrie und Gewerbe	63
5 Wärmemarkt	73
5.1 Marktstruktur und Wechselverhalten	73
5.2 Preisentwicklung	74
5.2.1 Fernwärme in Deutschland	74
5.2.2 Fernwärme in baden-württembergischen Städten	75
5.2.3 Holzpellets	76
5.2.4 Vergleich aller Wärmeenergieträger	78
6 Energiekosten	81
6.1 Energiekosten der Haushalte	81
6.1.1 Transportkosten	81
6.1.2 Heizkosten	82
6.1.3 Stromkosten	83
6.1.4 Energiekosten im Vergleich zum verfügbaren Einkommen	84
6.2 Stromkosten der Industrie	85
6.2.1 Datengrundlagen und Methodik – Stromkosten nach Branchen für 2024	86
6.2.2 Besonders bedeutende Branchen in Baden-Württemberg und deren Entlastungsmöglichkeiten von Stromkosten	89
6.2.3 Strompreise durchschnittlicher Verbraucher in den Verbrauchergruppen	92
6.2.4 Stromkosten der Wirtschaft	97
6.2.5 Historische Entwicklung der Industriestromkosten	101
7 Erwartungen für den Ölmarkt	108
7.1 Rohöl und Heizöl	108
7.2 Kraftstoffe	109
8 Erwartungen für den Gasmarkt	112
8.1 Preiskomponenten	112
8.2 Haushalte	113
8.3 Industrie	118
9 Erwartungen für den Strommarkt	122
9.1 Preiskomponenten	122
9.1.1 Großhandelspreis	122
9.1.2 KWKG-Umlage	124
9.1.3 Aufschlag für besondere Netznutzung	124
9.1.4 Offshore-Netzumlage	125
9.1.5 Stromsteuer	125
9.1.6 Konzessionsabgabe	125
9.1.7 Netznutzungsentgelte	125

9.1.8 Vertrieb und Marge	127
9.1.9 Mehrwertsteuer	128
9.2 Preise für Haushalte (einschl. Heizstrom)	128
9.2.1 Haushaltsstrom	128
9.2.2 Strom für Wärmepumpen	129
9.2.3 Strom für Nachtspeicherheizungen	131
9.3 Gewerbe	132
9.4 Industrie	134
9.4.1 Strompreise der mittelständischen Industrie	134
9.4.2 Strompreise der energieintensiven Industrie	135
10 Metastudie: Langfristige Energiepreisentwicklungen	137
10.1 Erdgas	137
10.2 Rohöl und Mineralölprodukte	140
10.3 Strom	141
11 Exkurs: Entwicklungen des Marktes für Wasserstoff	148
11.1 Rolle von Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem	148
11.2 Kosten der Herstellung und Wertschöpfungskette	148
11.3 Import, Transport und Infrastruktur	150
11.4 Wirtschaftliche Akzeptanz und politische Rahmenbedingungen	151
11.5 Bedeutung für Baden-Württemberg	152
11.6 Wasserstoff in der kommunalen Wärmeplanung	152
11.7 Einordnung zukünftiger Endkundenpreise und Gesamtbewertung	153
12 Anhang	155
12.1 Strompreise EU	155
12.2 Börsenpreise Erdgas Spotmarkt	158
12.3 Entwicklung der realen Preise für CO ₂ -Zertifikate	159
12.4 Preise der relevanten Endenergieträger für Wärme	160
12.5 Jährliche reale Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme	160
12.6 Stromkosten der Industrie	161
13 Verzeichnisse	170
13.1 Abkürzungen	170
13.2 Abbildungen	172
13.3 Tabellen	176
13.4 Quellen	177

Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht gibt einen umfassenden Überblick über die Entwicklung der Energiepreise in Baden-Württemberg und Deutschland sowie einen Vergleich mit ausgewählten europäischen Ländern und den USA. Er umfasst die historische Entwicklung bis einschließlich 2025 sowie die grundsätzlichen Preistrends bis 2030. Hierbei ist jedoch zu betonen, dass die zukünftigen Energiepreisentwicklungen mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind und stark von politischen Rahmenbedingungen beeinflusst werden. Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse für die untersuchten Märkte Öl, Gas, Strom und Wärme zusammengefasst. Grafische Darstellungen der wichtigsten Energiepreisindizes finden sich in Abbildung 1 und Abbildung 2. Alle realen Preise sind inflationsbereinigt und beziehen sich auf das Basisjahr 2015.

Ölmarkt

Historische Entwicklung

Der Durchschnittspreis für ein Barrel Rohöl sank im Jahr 2025 auf rund 69,1 USD (Brent) bzw. 65,4 USD (WTI) und lag damit deutlich unter dem Vorjahresniveau. Die Rohölpreise standen im Jahresverlauf unter Druck, da das weltweite Angebot die Nachfrage überstieg. Neben einer weiterhin hohen Förderung in den USA erhöhten auch die OPEC+-Staaten ihre Fördermengen schrittweise, wodurch Befürchtungen eines Überangebots am Markt zunahmen. Gleichzeitig schwächte sich das Nachfragewachstum aufgrund der verhaltenen Entwicklung der Weltwirtschaft ab. Die Preise bewegten sich im Jahresverlauf überwiegend in einer Bandbreite zwischen etwa 55 und 80 USD pro Barrel. Geopolitische Spannungen im Nahen Osten sowie Angriffe auf Energieinfrastruktur in Russland und der Ukraine führten zeitweise zu Preisanstiegen, konnten den insgesamt rückläufigen Trend jedoch nicht umkehren. Zum Jahresende notierte Brent-Rohöl bei rund 63 USD pro Barrel. Der Preisrückgang war vor allem auf das anhaltend hohe Angebot aus OPEC+- und Nicht-OPEC-Ländern sowie die Erwartungen einer anhaltenden Überversorgung des Ölmarktes zurückzuführen.

Der **Importpreis für Rohöl** sank im Jahr 2025 gegenüber dem Vorjahr weiter und lag im Jahresdurchschnitt bei rund 43 €/100 l. Damit setzte sich die seit dem Höchststand im Jahr 2022 zu beobachtende Preissentension fort. Trotz des Rückgangs lag das Preisniveau weiterhin deutlich über dem langjährigen Durchschnitt vor der Energiekrise: gegenüber dem Jahr 2015 (31,5 €/100 l) ergab sich weiterhin ein merklicher Preisanstieg. Ausschlaggebend für die rückläufige Entwicklung waren die im Vergleich zum Vorjahr niedrigeren Rohölnotierungen auf den internationalen Märkten infolge eines hohen globalen Angebots, insbesondere aus den USA und anderen Nicht-OPEC-Ländern, sowie einer verhaltenen Nachfrageentwicklung.

Die Preise für **Heizöl und Kraftstoffe** sind eng an die Entwicklung der Rohölpreise gekoppelt, sodass Veränderungen der Importpreise für Rohöl in der Regel zeitnah auf die Heizöl- und Kraftstoffmärkte durchschlagen. Im Jahr 2025 bewegten sich die Heizölpreise überwiegend zwischen 89 und 104 Euro je 100 l. Die höchsten Monatsdurchschnittspreise wurden zu Jahresbeginn mit rund 104 Euro je 100 l erreicht, während im Frühjahr die niedrigsten Werte von knapp 90 Euro je 100 l verzeichnet wurden. Im Jahresdurchschnitt 2025 sank der Preis für Heizöl gegenüber dem Vorjahr um rund 5,5 % auf etwa 94 Euro je 100 l. Ausschlaggebend hierfür waren die gegenüber 2024 niedrigeren Rohölpreise infolge eines hohen weltweiten Ölangebots sowie einer verhaltenen Nachfrageentwicklung. Trotz des Preisrückgangs lag das Preisniveau weiterhin über dem langjährigen Durchschnitt vor der Energiekrise.

In **Baden-Württemberg** lagen die Heizölpreise für private Haushalte im Jahr 2025 weiterhin im mittleren bis oberen Bereich des Bundesländervergleichs. Historisch betrachtet belegte das Land häufig hintere Plätze, was unter anderem auf höhere Transportkosten aufgrund der größeren Entfernung zu den Seehäfen zurückgeführt wird. Im Jahresverlauf 2025 gingen die Heizölpreise jedoch deutlich zurück und erreichten im Frühjahr ihre niedrigsten Stände.

Auch die Kraftstoffpreise lagen 2025 im Durchschnitt leicht unter dem Vorjahresniveau. Die Preisentwicklung wurde maßgeblich von den niedrigeren Rohölnotierungen beeinflusst, während höhere CO₂-Kosten und andere Preisbestandteile preisdämpfende Effekte teilweise ausglich. Im europäischen Vergleich bewegten sich die Kraftstoffpreise in Deutschland weiterhin im oberen Mittelfeld. Die Preisunterschiede zwischen den EU-Mitgliedstaaten wurden dabei wesentlich durch unterschiedliche Steuer- und Abgabenregelungen bestimmt.

Zukünftige Erwartung

Die zukünftigen Einfuhrpreise für Rohöl wurden auf Grundlage der aktuellen Terminmarktpreise (Futures) sowie der zum Zeitpunkt der Studiererstellung verfügbaren Markterwartungen bis zum Jahr 2030 abgeschätzt. Die Prognose berücksichtigt die im ersten Halbjahr 2026 bestehenden geopolitischen Spannungen im Nahen Osten, die kurzfristig zu erhöhten Risikoprämien auf den internationalen Rohölmärkten führten. Nach einem nominalen Einfuhrpreis von 0,48 €/l im Jahr 2025 wird für 2026 zunächst ein leichter Anstieg auf 0,49 €/l erwartet. Mit einer schrittweisen Normalisierung der internationalen Energiemärkte sinken die Einfuhrpreise anschließend auf 0,47 €/l im Jahr 2027, 0,45 €/l im Jahr 2028, 0,44 €/l im Jahr 2029 und 0,43 €/l im Jahr 2030. Real entspricht dies einem Rückgang von 0,36 €/l auf 0,30 €/l bzw. einer Abnahme um rund 17 %.

Ausgehend von dieser Rohölpreisentwicklung sowie unter Berücksichtigung der angenommenen CO₂-Bepreisung von 55 €/t CO₂ (2025) über 65 €/t CO₂ (2026 und 2027) bis 80 €/t CO₂ (2030) und unveränderter Energiesteuersätze wird für Kraftstoffe insgesamt ein weitgehend stabiles Preisniveau erwartet. Der Preis für Superbenzin steigt von 1,83 €/l im Jahr 2025 auf 1,87 €/l im Jahr 2030 und liegt damit nominal lediglich 2,2 % über dem Ausgangsniveau, während der reale Preis von 1,39 €/l auf 1,27 €/l sinkt (–8,6 %). Der Preis für leichtes Heizöl erhöht sich im gleichen Zeitraum von 0,90 €/l auf 1,02 €/l (+13,3 %). Inflationsbereinigt bleibt der Heizölpreis dagegen nahezu konstant und bewegt sich zwischen 0,67 €/l und 0,71 €/l.

Nach den außergewöhnlichen Preissteigerungen der Energiekrise haben sich die Preise für Rohöl und Mineralölprodukte inzwischen weitgehend stabilisiert, liegen jedoch weiterhin über dem Vorkrisenniveau. Die Prognose verdeutlicht, dass die Entwicklung der Endverbraucherpreise künftig weniger durch den eigentlichen Rohölpreis als vielmehr durch die fortschreitende CO₂-Bepreisung sowie die Kosten für Raffination, Transport, Vertrieb und Handel bestimmt wird. Die dargestellten Ergebnisse bis zum Jahr 2030 gelten allerdings unter der Annahme, dass die aktuell gehandelten Rohöl-Futures die später tatsächlich realisierten Großhandelspreise angemessen widerspiegeln und keine weiteren außergewöhnlichen geopolitischen oder wirtschaftlichen Krisen zu erheblichen Preisverwerfungen führen.

Gasmarkt

Historische Entwicklung

Im Jahr 2022 erreichten die Erdgaspreise aufgrund der Energiekrise infolge des russischen Angriffskrieges in der Ukraine und des Lieferstopps für russisches Erdgas historische Höchststände. Im Jahr 2023 entspannte sich die Situation jedoch, da alternative Lieferwege erschlossen und die Gasspeicher wieder aufgefüllt wurden. Lag der Jahresdurchschnittspreis für **importiertes Erdgas** im Jahr 2022 noch bei 9,21 ct/kWh, so sank er im Jahr 2025 auf durchschnittlich 3,85 ct/kWh (Jahr 2024: 3,73 ct/kWh). Trotz

zwischenzeitlicher Preisschwankungen infolge geopolitischer Unsicherheiten und witterungsbedingter Nachfrageschwankungen blieb der Erdgasmarkt im Jahr 2025 insgesamt gut versorgt. Die Importpreise lagen damit Ende 2025 weiterhin deutlich unter den Höchstständen des Jahres 2022, jedoch noch über dem langfristigen Durchschnittsniveau vor der Energiekrise.

Die Erdgaspreise der Grundversorger für **Haushaltskunden** in Baden-Württemberg sind gegenüber dem Vorjahr (11,94 ct/kWh) um 2,8 % auf 11,61 ct/kWh gesunken. Damit liegt Baden-Württemberg unter dem Bundesdurchschnitt (11,7 ct/kWh). Bundesweit ist der Preis im Vergleich zum Vorjahr um 5 % gesunken. Im Ländervergleich liegt Baden-Württemberg in diesem Jahr auf Platz 11, im Vorjahr auf Platz 10. Im Vergleich zu 2015 (6,59 ct/kWh) ergibt sich für die Haushalte in Baden-Württemberg eine nominale Preissteigerung von 76,1 %.

Im europäischen Vergleich zeigt sich, dass das Gaspreisniveau in Deutschland (nominal: 12,20 ct/kWh, real: 9,24 ct/kWh) nur geringfügig über dem europäischen Durchschnitt (nominal: 11,86 ct/kWh, real: 8,92 ct/kWh) lag. In den Niederlanden und Dänemark zahlten die Haushalte im Jahr 2025 mit 16,68 ct/kWh bzw. 12,84 ct/kWh teilweise deutlich höhere Preise als für den deutschen Durchschnittspreis. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass Dänemark und die Niederlande mit 48,4 % bzw. 52,8 % den höchsten Anteil von Steuern und Abgaben am Gaspreis für Haushalte aufweisen.

In den Verbrauchsgruppen I1, I3 und I5 der **Industriekunden** stiegen die nominalen Erdgaspreise in Deutschland im Jahr 2025 leicht. In der Gruppe I1 erhöhte sich der Preis um 0,7 % auf 9,57 ct/kWh, während der europäische Durchschnitt unverändert bei 8,99 ct/kWh blieb. In der Gruppe I3 stieg der deutsche Preis um 3,2 % auf 7,18 ct/kWh; der EU-Durchschnitt erhöhte sich geringfügig auf 6,33 ct/kWh. In der Gruppe I5 nahm der Preis in Deutschland um 5,0 % auf 4,65 ct/kWh zu und lag damit leicht über dem europäischen Durchschnitt von 4,53 ct/kWh.

Zukünftige Erwartung

Die zukünftige Entwicklung der Großhandelspreise für Erdgas bis zum Jahr 2030 basiert auf den Terminpreisen für das deutschlandweite Marktgebiet Trading Hub Europe (THE). Die verwendeten Daten wurden den Marktdaten der Energiebörse European Energy Exchange (EEX) entnommen und spiegeln die aktuellen Markterwartungen der Marktteilnehmer wider. Zum Zeitpunkt der Studiererstellung führten die geopolitischen Spannungen im Nahen Osten sowie Unsicherheiten hinsichtlich der internationalen LNG-Versorgung zu einer erhöhten Risikoprämie an den Gasmärkten. Daraus ergibt sich für das Jahr 2026 zunächst ein Anstieg des Großhandelspreises auf 4,12 ct/kWh gegenüber 3,57 ct/kWh im Jahr 2025 (+15,4 %). Für die Folgejahre wird mit einer schrittweisen Entspannung der Märkte gerechnet, sodass die Großhandelspreise auf 3,84 ct/kWh (2027), 3,51 ct/kWh (2028), 3,27 ct/kWh (2029) und 3,09 ct/kWh (2030) zurückgehen. Gegenüber 2026 entspricht dies bis 2030 einem Rückgang um rund 25 %.

Unter der Annahme, dass die Netzentgelte einschließlich Messung, Abrechnung und Messstellenbetrieb entsprechend der allgemeinen Preisentwicklung moderat ansteigen, die Erdgassteuer unverändert bleibt, die Gasspeicherumlage ab 2026 entfällt und die CO₂-Bepreisung schrittweise von 65 €/t CO₂ im Jahr 2026 auf 80 €/t CO₂ im Jahr 2030 steigt, ergibt sich für sehr große Industriekunden der Verbrauchergruppe I4 ein nominaler Erdgaspreis von 8,48 ct/kWh im Jahr 2026. Mit dem Rückgang der Großhandelspreise sinkt der Endverbraucherpreis anschließend auf 8,26 ct/kWh (2027), 8,09 ct/kWh (2028), 8,01 ct/kWh (2029) und 7,99 ct/kWh (2030). Inflationsbereinigt reduziert sich der Preis von 6,25 ct/kWh im Jahr 2026 auf 5,59 ct/kWh im Jahr 2030 und liegt damit rund 10,6 % niedriger.

Für Haushaltskunden, deren Endverbraucherpreise stärker von Netzentgelten und staatlich veranlassten Preisbestandteilen beeinflusst werden, ergibt sich ein abweichender Verlauf. Nach einem Erdgaspreis von 13,80 ct/kWh im Jahr 2025 wird für 2026 ein Anstieg auf 14,73 ct/kWh erwartet. In den Folgejahren führen die rückläufigen Großhandelspreise zu einer weitgehenden Stabilisierung des Endverbraucherpreises bei

14,61 ct/kWh (2027), 14,55 ct/kWh (2028), 14,61 ct/kWh (2029) und 14,75 ct/kWh (2030). Die sinkenden Beschaffungskosten werden dabei durch steigende CO₂-Kosten sowie moderat zunehmende Netzentgelte und Vertriebskosten weitgehend kompensiert. Gegenüber 2025 entspricht dies bis 2030 einem nominalen Anstieg von 6,9 %.

Die dargestellten Preisentwicklungen spiegeln im Wesentlichen die aktuellen Terminmarkterwartungen wider und gelten insbesondere für Neukunden. Bestandskunden können aufgrund längerfristiger Beschaffungsstrategien und unterschiedlicher Einkaufszeitpunkte von diesen Preisentwicklungen abweichen. Darüber hinaus bestehen weiterhin erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der internationalen Gasmärkte, der geopolitischen Rahmenbedingungen, der LNG-Versorgung sowie der Ausgestaltung des europäischen Emissionshandels (ETS 2). Insbesondere kurzfristige Marktverwerfungen können zu deutlichen Abweichungen von den hier dargestellten Preisentwicklungen führen.

Strommarkt

Historische Entwicklung

Nachdem der durchschnittliche Day-Ahead-**Stromgroßhandelspreis** im Jahr 2022 infolge der Energiekrise und des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine mit rund 235,5 Euro/MWh einen historischen Höchststand erreicht hatte, gingen die Preise in den Folgejahren deutlich zurück. Nach 95,1 Euro/MWh im Jahr 2023 und 79,5 Euro/MWh im Jahr 2024 stieg der Jahresdurchschnitt 2025 wieder auf 89,2 Euro/MWh. Der Anstieg erfolgte trotz einer insgesamt stabilen Energieversorgung, einer schwachen Stromnachfrage, eines hohen Photovoltaikangebots sowie annähernd stabiler Erdgas- und rückläufiger Steinkohlepreise. Preiserhöhend wirkten unter anderem gestiegene Preise für EU-Emissionsberechtigungen sowie witterungsbedingte Phasen geringer erneuerbarer Stromerzeugung. Trotz zwischenzeitlicher Preisspitzen lag der Stromgroßhandelspreis 2025 deutlich unter dem Höchststand des Jahres 2022, aber weiterhin über dem Niveau der Vorkrisenjahre.

Zum Stichtag 01.12.2025 lag der **Haushaltsstrompreis** in der Grundversorgung in Baden-Württemberg mit 36,64 ct/kWh an dreizehnter Stelle im Bundesländervergleich und über dem Bundesdurchschnitt von 33,92 ct/kWh. Gegenüber dem Vorjahreswert von 39,18 ct/kWh sank der Preis um 6,5 %. Durch einen Wechsel in den günstigsten verfügbaren Tarif ohne Vorkasse konnten Haushalte in Baden-Württemberg 12,81 ct/kWh einsparen.

Nach der Strompreisanalyse des BDEW lag der nominale Jahresdurchschnittspreis eines Haushalts mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh im Jahr 2025 bei 39,25 ct/kWh. Gegenüber 40,22 ct/kWh im Jahr 2024 entspricht dies einem Rückgang um 2,4 %. Inflationsbereinigt sank der Preis ebenfalls um 2,4 % von 31,18 auf 30,43 ct/kWh.

Der größte Preisbestandteil war 2025 der Kostenblock Erzeugung, Vertrieb und Marge mit 15,70 ct/kWh bzw. rund 40 % des Gesamtpreises. Die Netzentgelte beliefen sich auf 10,90 ct/kWh und machten 27,8 % aus. Die staatlich veranlassten Preisbestandteile einschließlich Mehrwertsteuer betrugen rund 12,7 ct/kWh bzw. 32 % des Haushaltsstrompreises. Die EEG-Umlage spielte nach ihrer Abschaffung zum 01.07.2022 keine Rolle mehr. Gegenüber dem Vorjahr stiegen insbesondere die Offshore-Netzumlage und der Aufschlag für besondere Netznutzung, während die gesunkenen Beschaffungskosten insgesamt zu einem Rückgang des Haushaltsstrompreises führten.

Unter den betrachteten europäischen Ländern wies Deutschland im Jahr 2025 mit 38,5 ct/kWh den höchsten durchschnittlichen Haushaltsstrompreis auf. Gegenüber dem EU-Durchschnitt von 28,9 ct/kWh war der deutsche Preis rund 33 % höher. In den Niederlanden zahlten Haushalte durchschnittlich 24,8 ct/kWh, in Dänemark 34,0 ct/kWh.

Ein **Gewerbekunde** mit einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh zahlte in Baden-Württemberg zum 01.12.2025 beim günstigsten Tarif des Grundversorgers durchschnittlich 31,21 ct/kWh. Der günstigste verfügbare Tarif ohne Vorkasse lag bei 23,51 ct/kWh. Daraus ergab sich ein Einsparpotenzial von 7,70 ct/kWh bzw. rund 25 %.

In der **industriellen** Eurostat-Verbrauchergruppe IC mit einem Jahresverbrauch von 500 bis 2.000 MWh sank der nominale Strompreis in Deutschland gegenüber dem Vorjahr um 3,0 % von 23,4 auf 22,7 ct/kWh. Der reale Preis ging um rund 5 % auf 17,2 ct/kWh zurück. Davon zu unterscheiden ist der BDEW-Referenzfall eines Mittelspannungsbetriebs mit einem Jahresverbrauch zwischen 160 und 20.000 MWh. Dessen nominaler Preis stieg 2025 leicht von 17,29 auf 17,69 ct/kWh, während der reale Preis mit 13,15 ct/kWh nahezu unverändert blieb. In der Eurostat-Verbrauchergruppe IF mit einem Jahresverbrauch von 70 bis 150 GWh stieg der nominale Strompreis in Deutschland 2025 um 2,1 % auf 14,4 ct/kWh. Inflationsbereinigt blieb er mit 10,9 ct/kWh gegenüber dem Vorjahr unverändert. Der separat modellierte Referenzfall eines umfassend begünstigten energieintensiven Unternehmens wies 2025 einen nominalen Strompreis von 15,54 ct/kWh auf, nach 15,82 ct/kWh im Vorjahr.

Im europäischen Vergleich lagen die realen Industriestrompreise in Deutschland 2025 in beiden betrachteten Verbrauchsgruppen über dem EU-Durchschnitt. In der Gruppe IC betrug der deutsche Preis 17,2 ct/kWh gegenüber 14,1 ct/kWh im EU-Durchschnitt; dies entspricht einem Aufschlag von rund 22 %. Gegenüber Dänemark mit 10,1 ct/kWh lag der deutsche Preis rund 70 % höher. In der Gruppe IF lag Deutschland mit 10,9 ct/kWh rund 17 % über dem EU-Durchschnitt von 9,3 ct/kWh. Hierzu trugen höhere Energie- und Versorgungskosten, höhere Netzkosten sowie etwas höhere nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben bei.

Zukünftige Erwartung

Ausgangspunkt für die Einschätzung der zukünftigen Entwicklung der Strompreise ist der an der Strombörse EEX gehandelte Future-Preis (Phelix Base Year Future). Dabei wurde berücksichtigt, dass die Beschaffung des Stroms durch die Energieversorgungsunternehmen teilweise kurz- und teilweise längerfristig erfolgt. Die Handelsvolumina der Jahresfutures zeigen deutlich, dass die Handelsvolumina für das unmittelbar bevorstehende Folgejahr (Frontjahr) in der Regel höher sind als die Volumina aller späteren Jahre zusammen. Je weiter in der Zukunft die Lieferung geplant ist, desto geringer das Handelsvolumen. Zugleich sind die Preise für Lieferungen in der weiteren Zukunft regelmäßig niedriger als diejenigen für Lieferungen in naher Zukunft, da beim frühzeitigen Kauf Zinsverluste entstehen.

Die tatsächlichen Preise schwanken jahreszeitlich, weil die Einspeisung von Solarstrom ins Stromnetz in den Sommermonaten die Preise regelmäßig vermindert, während im Winter niedrige Preise in Zeiten mit starkem Wind auftreten, in Flautenzeiten aber die höheren Preise für Erdgaskraftwerke den Preis bestimmen. Dementsprechend sind auch die Quartalsfutures für das erste Quartal regelmäßig höher als für das zweite oder dritte Quartal.

Die jahrestypischen Strompreise der Jahre 2026 bis 2030 wurden daher aus verschiedenen Kombinationen von Future- und Day-Ahead-Preisen ermittelt, die in Kapitel 9 näher dargestellt werden.

Im Ergebnis zeigt sich ein allmählich absteigender **Trend der Großhandelsstrompreise** von 88,48 €/MWh 2026 bis 71,40 €/MWh 2030. Im Vergleich zu 2025 entspricht dies einer realen Senkung von 27 %.

Für alle anderen Preisbestandteile werden ebenfalls Zukunftserwartungen getroffen. Unter Berücksichtigung aller Annahmen könnten die **Haushaltsstrompreise** in Baden-Württemberg bis 2030 nominal um 2,0 % auf 37,36 ct/kWh steigen (2025: 36,64 ct/kWh). Dabei gehen die Netznutzungsentgelte als größte Einzelposition 2026 wegen der Entlastung aus dem KTF zunächst zurück, dann steigen sie schrittweise

wieder an, um die Mehrkosten des Netzausbaus an die Endkunden weiterzureichen. In realen Preisen wird zwischen 2025 und 2030 ein Rückgang um 9,5 % erwartet.

Für ein mittelständisches Industrieunternehmen könnte der nominale Strompreis bis 2030 auf 17,22 ct/kWh sinken (2025: 19,27 ct/kWh bzw. um 10,6 %).

Der zu erwartende Strompreis für ein energieintensives Unternehmen, das alle Voraussetzungen für eine Befreiung von Abgaben und Umlagen erfüllt bzw. nur sehr geringe Umlagen zu zahlen hat, wird für den Zeitraum 2025 bis 2030 voraussichtlich um 9,8 % auf 13,97 ct/kWh sinken.

Wärmemarkt

Historische Entwicklung

Die Jahresmittelwerte der nominalen **Fernwärmepreise** für Haushalte zeigen seit dem Jahr 2000 insgesamt eine steigende Tendenz. Nach einem kontinuierlichen Anstieg bis 2013 bewegten sich die Preise zwischen 2014 und 2021 auf einem vergleichsweise stabilen Niveau. Aufgrund langfristiger Beschaffungsverträge und Preisgleitklauseln werden Veränderungen der Brennstoffkosten häufig erst mit zeitlicher Verzögerung an die Endverbraucher weitergegeben. Der nominale Fernwärmepreis stieg von 8,7 ct/kWh im Jahr 2021 auf 10,8 ct/kWh im Jahr 2022 und 11,9 ct/kWh im Jahr 2023. Im Jahr 2024 erhöhte er sich deutlich auf 15,1 ct/kWh. Im Jahr 2025 setzte sich der Anstieg abgeschwächt fort; der Jahresdurchschnitt lag bei 15,4 ct/kWh. Inflationsbereinigt blieb der Fernwärmepreis mit 11,6 ct/kWh gegenüber dem Vorjahr nahezu unverändert.

Bei den zehn untersuchten Fernwärmeversorgern in Baden-Württemberg verlief die Preisentwicklung im Jahr 2025 uneinheitlich. In sechs der betrachteten Städte sanken die Preise, während in vier Städten Erhöhungen zu verzeichnen waren. Im Durchschnitt verringerte sich der Preis gegenüber 2024 von rund 17,5 auf 16,5 ct/kWh. Zugleich nahm die Streuung zwischen den Versorgungsgebieten deutlich ab. Die Fernwärmepreise lagen 2025 – bei einer angenommenen Anschlussleistung von 6 kW und einem Jahresverbrauch von 15.000 kWh – zwischen rund 12,5 und 20,5 ct/kWh. Die regionalen Unterschiede sind insbesondere auf abweichende Erzeugungsstrukturen, Beschaffungsverträge und Preisgleitklauseln der einzelnen Fernwärmenetze zurückzuführen.

Die für Süddeutschland ermittelten und als repräsentativ für Baden-Württemberg verwendeten **Holzpelletpreise** stiegen im Jahr 2025 gegenüber 2024 um 22,3 % von durchschnittlich 287 auf 351 Euro je Tonne. Nach den starken Preiserückgängen der Jahre 2023 und 2024 kam es damit erneut zu einer deutlichen Verteuerung. Ausschlaggebend waren insbesondere gestiegene Rohholz- und Restholzpreise, höhere Transport- und Logistikkosten, eine weiterhin hohe Nachfrage sowie regional begrenzte Rohstoffverfügbarkeiten. Im November und Dezember 2025 wurden mit rund 393 bzw. 397 Euro je Tonne die höchsten Monatswerte des Jahres erreicht. Das Preisniveau lag jedoch weiterhin deutlich unter dem Höchststand des Jahres 2022 von durchschnittlich 516 Euro je Tonne. Gegenüber dem Basisjahr 2015 stieg der Pelletpreis bis 2025 nominal um 43,5 % und real um 8,8 %.

Zukünftige Erwartung

Im Wärmebereich wird auch in diesem Jahr auf eine Fortschreibung der Fernwärmepreise für Haushalte verzichtet. Die zukünftige Preisentwicklung lässt sich aufgrund der erheblichen Unterschiede zwischen den einzelnen Fernwärmenetzen nicht belastbar auf einheitlicher Basis abschätzen. Dies betrifft insbesondere die jeweiligen Erzeugungsstrukturen und Beschaffungsverträge, die Ausgestaltung der Preisgleitklauseln sowie die Kapitalkosten für Erzeugungsanlagen, Wärmenetze und Übergabestationen und die Kosten für Betrieb, Wartung und Instandhaltung.

Eine Abschätzung der Preisentwicklung für Holzpellets wird in diesem Bericht ebenfalls nicht vorgenommen, da die Preise für Holzpellets stark von der Sägeindustrie abhängen und eine Fortschreibung nur sehr eingeschränkt möglich ist.

Entwicklung der Energiekosten für Haushalte und Stromkosten der Industrie

Insgesamt weisen die **Energiekosten der Haushalte** langfristig einen steigenden Trend auf, der jedoch in den Jahren nach der Energiekrise deutlich an Dynamik verloren hat. Während in den Jahren 2021 und 2022 aufgrund der außergewöhnlich hohen Börsenstrompreise häufig die Tarife der Grundversorger günstiger waren als Angebote alternativer Anbieter, hat sich diese Situation inzwischen wieder normalisiert. Mit der Entspannung an den Strom- und Energiemärkten sind freie Stromtarife in der Regel wieder günstiger als die Grundversorgung.

Auch die jährlichen Verbrauchskosten für Kraftstoffe liegen deutlich unter den Höchstständen der Energiekrise. Im Jahr 2025 belaufen sich die durchschnittlichen jährlichen Kosten für einen Haushalt auf 1.710 Euro für Superbenzin und 1.472 Euro für Dieselmotorkraftstoff. Gegenüber dem Vorjahr steigen die Benzinkosten aufgrund der höheren Rohölpreise im ersten Halbjahr leicht an, während die Dieselmotorkosten trotz steigender CO₂-Bepreisung nahezu konstant bleiben und weiterhin deutlich unter dem Niveau des Jahres 2022 liegen.

Bei den Wärmeerzeugungssystemen bestehen weiterhin erhebliche Unterschiede in den laufenden Verbrauchskosten. Im Jahr 2025 verursachen Fernwärmeheizungen mit durchschnittlich 3.035 Euro pro Haushalt die höchsten Energiekosten, gefolgt von Nachtspeicherheizungen (2.926 Euro) und Erdgasheizungen (2.892 Euro). Die niedrigsten laufenden Verbrauchskosten weisen erneut Pelletheizungen (1.725 Euro) auf, gefolgt von Heizölheizungen (1.929 Euro) und Wärmepumpen (1.938 Euro). Nach den starken Preissteigerungen der Jahre 2022 und 2023 haben sich die Kosten für Erdgas, Heizöl und Pellets zwar deutlich entspannt, während die Fernwärmepreise aufgrund ihrer zeitverzögerten Preisbildung und langfristiger Preisgleitklauseln auf einem vergleichsweise hohen Niveau verbleiben.

Im bundesweiten Vergleich beträgt der Anteil der Stromkosten an der Kaufkraft eines Haushalts in Baden-Württemberg im Jahr 2025 1,98 % und liegt damit nur geringfügig über dem Bundesdurchschnitt von 1,91 %. Die niedrigsten Werte weisen Bayern (1,59 %) und Brandenburg (1,65 %) auf, während Thüringen mit 2,62 % weiterhin die höchste Kaufkraftbelastung durch Stromkosten aufweist.

Die laufenden Energiekosten für die Raumwärme beanspruchen – abhängig vom eingesetzten Wärmeerzeuger – im Jahr 2025 zwischen rund 8 % und 14 % der Kaufkraft privater Haushalte. Pelletheizungen und Wärmepumpen verursachen dabei die geringsten laufenden Kosten, während Fernwärme-, Nachtspeicher- und Erdgasheizungen die höchste Belastung darstellen. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass diese Betrachtung ausschließlich die laufenden Energiekosten umfasst. Investitionskosten, Abschreibungen, Wartungskosten sowie weitere Nebenkosten der Heizungsanlagen bleiben unberücksichtigt und können die Gesamtwirtschaftlichkeit der einzelnen Heizsysteme wesentlich beeinflussen.

Insgesamt zeigt sich, dass sich die außergewöhnlichen Belastungen der Energiekrise deutlich abgeschwächt haben. Gleichwohl liegen die Energiekosten in nahezu allen Bereichen weiterhin über dem Vorkrisenniveau. Gleichzeitig gewinnen staatlich veranlasste Preisbestandteile – insbesondere die CO₂-Bepreisung – sowie Netzentgelte und Vertriebskosten zunehmend an Bedeutung, sodass die Entwicklung der Endverbraucherpreise künftig weniger vom eigentlichen Energieeinkauf als vielmehr von regulatorischen Rahmenbedingungen und den Kosten der Energieinfrastruktur bestimmt wird.

Die Stromkosten für typisierte durchschnittliche Verbraucher des **produzierenden Gewerbes (Industrie)** in Baden-Württemberg wurden branchenspezifisch analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass die

durchschnittlichen Nettostrompreise je nach Wirtschaftszweig weiterhin deutlich variieren. Die niedrigsten Werte ergeben sich für stromintensive Branchen wie die Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus (WZ 17) sowie die Metallerzeugung und -bearbeitung (WZ 24), während deutlich höhere Nettostrompreise unter anderem in weniger stromintensiven Branchen mit geringeren Entlastungsmöglichkeiten zu beobachten sind. Zu den wirtschaftlich bedeutendsten Branchen des produzierenden Gewerbes in Baden-Württemberg zählen auch im Jahr 2024 die Herstellung von Metallerzeugnissen (WZ 25), der Maschinenbau (WZ 28) sowie die Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen (WZ 29).

Die Analyse verdeutlicht, dass sich die Strompreisbelastung nicht allein aus dem Stromverbrauch ableitet, sondern maßgeblich durch die Wirkung staatlich induzierter Preisbestandteile und die Möglichkeit ihrer Begrenzung beeinflusst wird. Entlastungen bei KWKG-Umlage, Offshore-Netzumlage, Stromsteuer und teilweise auch bei weiteren Preisbestandteilen kommen insbesondere solchen Unternehmen zugute, die hohe Stromverbräuche aufweisen und zugleich die jeweiligen energierechtlichen Voraussetzungen erfüllen. Für die in Baden-Württemberg besonders bedeutenden Branchen WZ 25, WZ 28 und WZ 29 gilt jedoch, dass solche Entlastungen nur eingeschränkt bzw. nur für Teilbereiche der Branchen relevant sind, da die einschlägigen Begünstigungstatbestände nicht flächendeckend für sämtliche WZ-Klassen gelten.

Im Vergleich zu 2023 sind die durchschnittlichen Nettostrompreise in den drei bedeutendsten Branchen Baden-Württembergs im Jahr 2024 zurückgegangen. Gleichwohl liegen die Strompreise in diesen Branchen weiterhin über dem Niveau der Vorkrisenjahre. Die Stromkostenbelastung fällt gemessen an Umsatz und Bruttowertschöpfung in vielen Branchen insgesamt moderat aus, erreicht jedoch in einzelnen stromintensiven Wirtschaftszweigen weiterhin ein hohes Niveau. Besonders relevant bleibt dies für Branchen wie Papier, Glas/Keramik/Steine und Erden sowie Metallerzeugung und -bearbeitung.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass die Analyse auf typisierten Durchschnittswerten beruht. Die tatsächliche Stromkostenbelastung einzelner Unternehmen kann innerhalb einer Branche erheblich von den ausgewiesenen Mittelwerten abweichen, insbesondere aufgrund von Unterschieden bei Unternehmensgröße, Lastprofil, Stromverbrauch und der konkreten Inanspruchnahme von Entlastungstatbeständen. Die Ergebnisse erlauben daher vor allem eine belastbare branchenspezifische Einordnung und zeigen, dass die Wettbewerbsrelevanz der Stromkosten in Baden-Württemberg weiterhin stark branchen- und unternehmensabhängig ist.

Fazit

Die Entwicklung der Verbraucherpreise für Energieträger in Baden-Württemberg wird maßgeblich durch die Energiekrise der Jahre 2021 und 2022 geprägt. Die Preisindizes in Abbildung 1 (nominal) und Abbildung 2 (real) verdeutlichen, dass nahezu alle Energieträger in diesem Zeitraum außergewöhnlich starke Preissteigerungen erfahren haben, die sich in den Folgejahren teilweise wieder zurückgebildet haben.

Besonders ausgeprägt war die Entwicklung bei Erdgas für Industriekunden, dessen nominaler Preisindex im Jahr 2022 auf 418 anstieg und damit mehr als das Vierfache des Preisniveaus von 2015 erreichte. Auch die Großhandelspreise für Strom (Phelix Base) erreichten im Jahr 2022 mit einem Index von 806 einen historischen Höchststand. Trotz der anschließenden deutlichen Marktberuhigung liegen die Großhandelspreise auch 2025 noch fast doppelt so hoch wie im Basisjahr 2015 und werden nach den Prognosen bis 2030 auf einem Niveau zwischen 158 und 216 verbleiben.

Die Endverbraucherpreise für private Haushalte reagieren deutlich gedämpfter auf die Entwicklungen an den Großhandelsmärkten. Der Preisindex für Haushaltsstrom erreichte 2023 mit 188 seinen Höchststand und geht bis 2030 auf einen Wert von 155 zurück. Real, also inflationsbereinigt, sinkt der Index sogar auf 105 und nähert sich damit wieder dem Preisniveau des Basisjahres an. Auch die Strompreise für Industriekunden im Mittelstand zeigen nach dem Höchstwert von 283 im Jahr 2022 einen kontinuierlichen Rückgang und erreichen real bis 2030 wieder einen Indexwert von 79.

Die Erdgaspreise für private Haushalte steigen infolge der verzögerten Weitergabe der Großhandelspreise erst 2022 und 2023 deutlich an. Nach einem nominalen Indexwert von 253 im Jahr 2022 sinkt der Wert zunächst auf 181 (2023) und 184 (2024), steigt infolge höherer Netzentgelte und der zunehmenden CO₂-Bepreisung bis 2030 jedoch wieder auf 224 an. Real liegt der Index 2030 bei 105 und damit nahezu auf dem Niveau des Basisjahres. Für Industriekunden fällt die Entwicklung aufgrund der stärkeren Abhängigkeit vom Großhandel volatiler aus: Nach dem Höchststand von 352 im Jahr 2022 wird bis 2030 ein Rückgang auf einen nominalen Index von 231 bzw. einen realen Index von 162 erwartet.

Bei den Mineralölprodukten zeigt sich ein anderes Bild. Die Preisindizes für Benzin und leichtes Heizöl erreichten ebenfalls 2022 ihre Höchststände, entwickeln sich anschließend jedoch deutlich stabiler. Bis 2030 steigt der nominale Index für Heizöl auf 171, während der reale Index mit 116 nur noch geringfügig über dem Basisjahr liegt. Der nominale Benzinpreisindex bleibt bis 2030 mit 133 nahezu konstant, real sinkt er dagegen auf 90 und unterschreitet damit erstmals seit vielen Jahren das Preisniveau des Basisjahres 2015.

Auch die Fernwärmepreise zeigen die zeitverzögerte Wirkung der Energiekrise. Während die Preise zunächst vergleichsweise moderat anstiegen, werden die höchsten Werte erst 2024 und 2025 erreicht. Bis 2030 wird nominal ein Preisindex von 172 und real von 130 erwartet. Die Preisentwicklung wird dabei weniger durch kurzfristige Schwankungen der Brennstoffpreise als vielmehr durch langfristige Preisgleitklauseln sowie den zunehmenden Einsatz CO₂-armer Wärmeerzeugungstechnologien bestimmt.

Insgesamt zeigen die Prognosen bis 2030 eine weitgehende Normalisierung der Energiemärkte, jedoch keine Rückkehr zum Preisniveau vor der Energiekrise. Während sich die internationalen Rohstoff- und Großhandelsmärkte deutlich beruhigt haben, verhindern steigende Netzentgelte, die fortschreitende CO₂-Bepreisung, höhere Infrastrukturkosten sowie regulatorische Anforderungen einen entsprechenden Rückgang der Endverbraucherpreise. Die Entwicklung der Energiepreise wird damit künftig zunehmend durch politische und regulatorische Rahmenbedingungen sowie die Transformation des Energiesystems bestimmt und weniger durch die eigentlichen Beschaffungskosten der Energieträger.

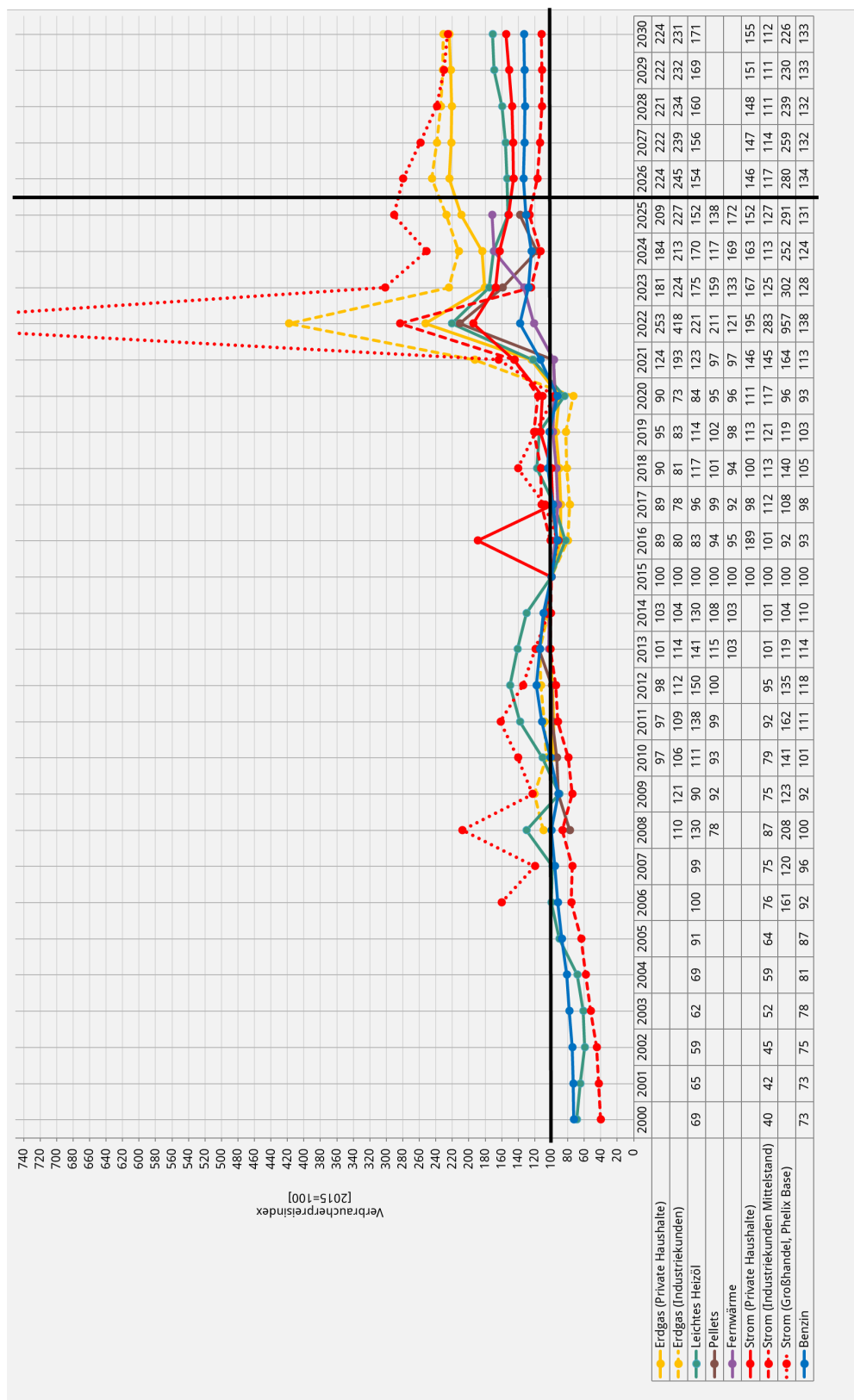


Abbildung 1 Nominale Energiepreis-Indizes seit 2000 mit Prognose bis 2030

Quelle: Datengrundlage der einzelnen Kapitel, Berechnung und Darstellung des IE Leipzig. Dargestellt sind Jahresmittelwerte, Strom: Industrie Mittelstand 160 bis 20.000 MWh Jahresverbrauch, Erdgas: Industriekunden mit 116 GWh Jahresverbrauch

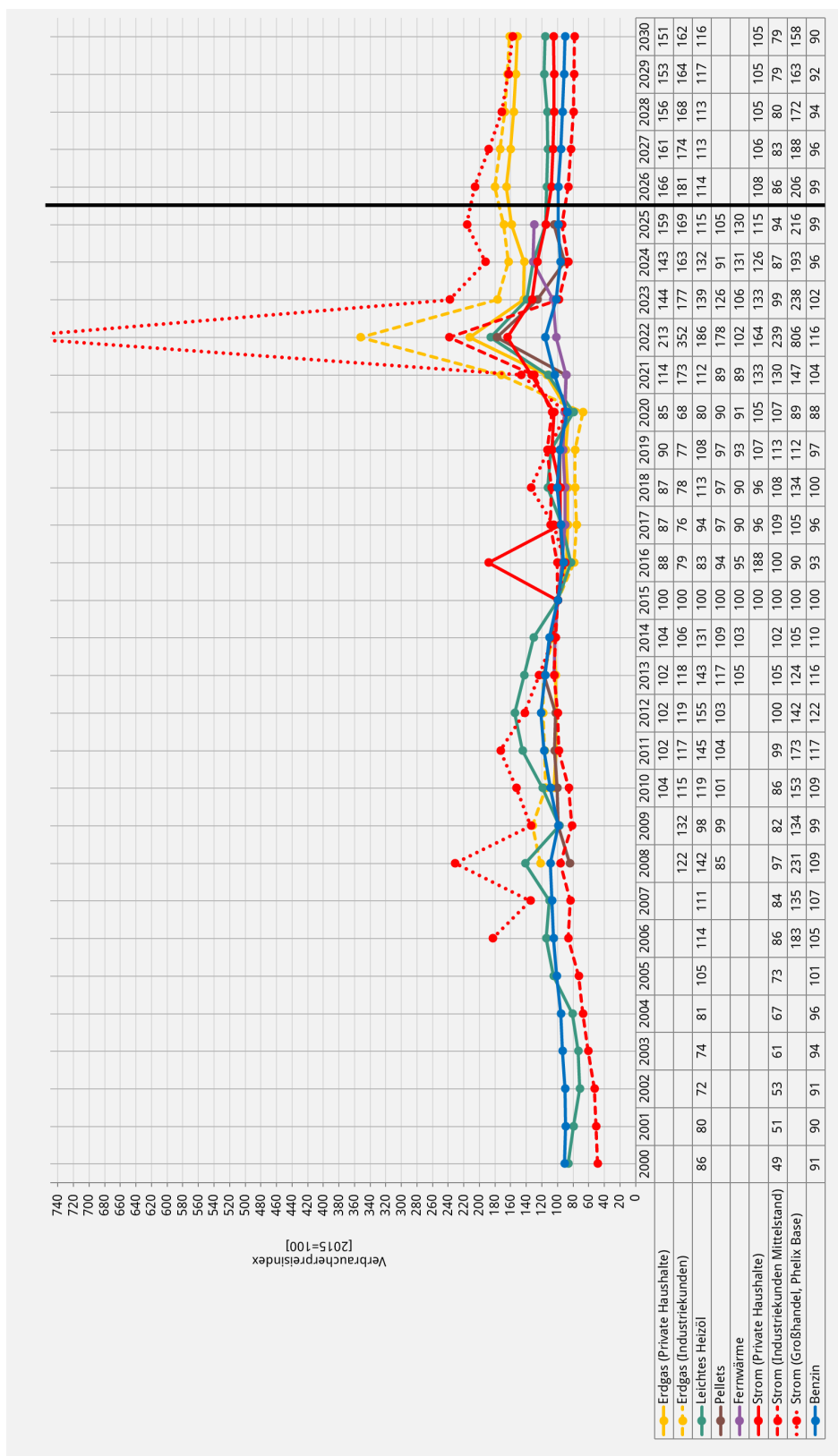


Abbildung 2 Reale Energiepreis-Indizes seit 2000 mit Prognose bis 2030

Quelle: Datengrundlage der einzelnen Kapitel, Berechnung und Darstellung des IE Leipzig. Dargestellt sind Jahresmittelwerte, Inflationsbereinigung zum Basisjahr 2015, Strom: Industrie Mittelstand 160 bis 20.000 MWh Jahresverbrauch, Erdgas: Industriekunden mit 116 GWh Jahresverbrauch

1 Einleitung und relevante Rahmenbedingungen

1.1 Einleitung

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über den Aufbau des vorliegenden Berichtes. Darüber hinaus werden kurz die relevanten Rahmenbedingungen für die Energiepreisentwicklung auf globaler, europäischer und nationaler Ebene sowie in Baden-Württemberg dargestellt.

Der Bericht ist in fünf inhaltliche Schwerpunkte gegliedert:

- **Die Kapitel 2 bis 5** zeichnen die historische Entwicklung der Preise auf den Märkten für Öl, Erdgas, Strom und Wärme nach.
- **Kapitel 6** untersucht, wie sich die Energiepreise auf die Kostenbelastung privater Haushalte und der Industrie auswirken.
- In den **Kapiteln 7 bis 9** werden die erwarteten Preisentwicklungen für Öl, Erdgas und Strom bis zum Jahr 2030 dargestellt.
- **Kapitel 10** erweitert den Betrachtungshorizont über das Jahr 2030 hinaus und wertet im Rahmen einer Metastudie langfristige Energiepreisszenarien aus.
- **Kapitel 11** ergänzt die Analyse mit einem Exkurs zum Ausblick auf die künftige Entwicklung des Wasserstoffmarktes.

Für die Ermittlung der realen Preisentwicklung der Haushalte wurde der Verbraucherpreisindex [Destatis 2025e] und für die Jahre 2024 und 2025 die Inflationsraten aus der Konjunkturprognose Frühjahr 2026 des ifo-Instituts in Höhe von 2,1 % und 1,7 % herangezogen [IFO 2026]. Für die Jahre von 2026 bis 2030 wird die HICP Inflation forecast Longer term [ECB 2026] in Höhe von 2 % verwendet.

Der BIP-Deflator wird zur Bestimmung der realen Preisentwicklungen für das Gewerbe und die Industrie verwendet [Destatis 2025f]. Der BIP-Deflator der Konjunkturprognose Winter 2023 des ifo Instituts wird mit 0,9 % und 1,3 % für 2024 und 2025 angegeben [IFO 2026]. Für die Folgejahre 2026 bis 2030 wird die Schätzung der Europäischen Zentralbank aus [ECB 2026] mit 1,3 % angenommen.

Bei dem Vergleich der Auswertungen unterschiedlicher Quellen zu Energiepreisen können verschiedene Angaben für dieselbe Verbrauchergruppe vorliegen. Gründe hierfür liegen in unterschiedlichen methodischen Herangehensweisen oder Datenständen der Quellen. Soweit sich die Unterschiede erklären lassen, wird im jeweiligen Kapitel darauf hingewiesen.

1.2 Globale und europäische Rahmenbedingungen

Die internationale Klima- und Energiepolitik wurde auch in den Jahren 2024 und 2025 maßgeblich von den Beschlüssen der Weltklimakonferenz COP28 in Dubai geprägt. Die Vertragsstaaten einigten sich erstmals auf einen schrittweisen Übergang weg von fossilen Energieträgern, die Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien sowie die Verbesserung der Energieeffizienz. Auf der COP29 in Baku wurden die internationalen Klimafinanzierungszusagen weiter konkretisiert. Die Industriestaaten verständigten sich auf eine deutliche Ausweitung der Unterstützung für Entwicklungs- und Schwellenländer bei Klimaschutz und Anpassung an den Klimawandel. Die fortschreitende Erwärmung des Klimas zeigte sich auch in den globalen Temperaturaufzeichnungen: Das Jahr 2024 war weltweit das bislang wärmste Jahr seit Beginn der Messungen und übertraf den bisherigen Rekord aus dem Jahr 2023.

Das Europäische Emissionshandelssystem (EU ETS) bleibt das zentrale marktwirtschaftliche Instrument der Europäischen Union zur Minderung von Treibhausgasemissionen. Mit der Reform im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets wurden die Emissionsobergrenzen weiter abgesenkt und die jährliche Reduktionsrate erhöht. Seit 2024 wird schrittweise auch der Seeverkehr in das EU ETS einbezogen. Zudem wurden die Vorbereitungen für das neue Emissionshandelssystem EU ETS 2 fortgeführt, das ab 2027 die Emissionen aus den Bereichen Gebäude und Straßenverkehr erfassen soll. Die verschärften Emissionsobergrenzen und die damit verbundenen CO₂-Kosten beeinflussen zunehmend die Preisentwicklung fossiler Energieträger.

Angesichts des anhaltenden russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine verschärfte die Europäische Union ihre Sanktionspolitik gegenüber Russland auch in den Jahren 2024 und 2025 weiter. Die Sanktionspakete umfassen zusätzliche Handelsbeschränkungen, Maßnahmen gegen die Umgehung bestehender Sanktionen sowie Einschränkungen im Energie- und Technologiesektor. Die Abhängigkeit der Europäischen Union von russischen Energielieferungen wurde weiter reduziert, während alternative Bezugsquellen für Erdgas und andere Energieträger ausgebaut wurden.

Der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine wirkte sich auch 2025 weiterhin auf die internationalen Energiemärkte aus. Nach den extremen Preisspitzen der Jahre 2021 und 2022 stabilisierten sich die Märkte zwar zunehmend, dennoch blieben geopolitische Risiken ein bedeutender Einflussfaktor für die Preisentwicklung von Erdgas, Rohöl und Strom. Gleichzeitig erreichte der weltweite Energieverbrauch erneut ein hohes Niveau. Der Ausbau erneuerbarer Energien setzte sich fort, während die globalen energiebedingten CO₂-Emissionen weiterhin auf einem historisch hohen Niveau verharrten.

Auf europäischer Ebene wurden die energie- und klimapolitischen Ziele weiter konkretisiert. Die novelierte Richtlinie für erneuerbare Energien (RED III) sieht vor, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch der Europäischen Union bis 2030 auf mindestens 42,5 % zu erhöhen, mit dem Ziel, 45 % zu erreichen. Zur Umsetzung dieser Vorgaben wurden in den Mitgliedstaaten zusätzliche Maßnahmen zum beschleunigten Ausbau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ergriffen. Für Deutschland bestätigen die europäischen Vorgaben die nationalen Ausbauziele für erneuerbare Energien und stärken den weiteren Ausbau von Windenergie an Land und auf See sowie der Solarenergie.

1.3 Bundesweite Rahmenbedingungen

Die von der Bundesregierung als Reaktion auf die Energiekrise eingeführten Preisbremsen für Strom, Erdgas und Fernwärme liefen planmäßig zum 31.12.2023 aus. Mit der deutlichen Entspannung an den Energie- und Großhandelsmärkten verloren die Preisbremsen bereits im Verlauf des Jahres 2023 an Bedeutung, da viele Neuverträge für Strom und Gas unterhalb der garantierten Preisobergrenzen angeboten wurden. Nach dem Auslaufen der Preisbremsen wirkten die gesunkenen Beschaffungs- und Großhandelspreise in den Jahren 2024 und 2025 dämpfend auf die Endverbraucherpreise. Gleichwohl lagen die Energiepreise für viele Haushalte weiterhin über dem Niveau vor Beginn der Energiekrise.

Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) blieb auch im Jahr 2025 ein zentrales Instrument der deutschen Energie- und Klimapolitik im Gebäudesektor. Nach der Anhebung des Effizienzstandards für Neubauten und der Einführung von Vorgaben für den Einsatz erneuerbarer Energien bei neu eingebauten Heizungen standen insbesondere die Umsetzung der Regelungen sowie die kommunale Wärmeplanung im Mittelpunkt. Ziel ist die schrittweise Verringerung der Treibhausgasemissionen im Gebäudebereich und die Reduzierung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern. Gleichzeitig wurde im Jahr 2025 intensiv über eine Weiterentwicklung des Gebäudeenergiegesetzes im Rahmen eines Gebäude-Modernisierungsgesetzes (GModG) diskutiert. Die politischen Debatten konzentrierten sich insbesondere auf eine stärkere Verzahnung mit der kommunalen Wärmeplanung, die Vereinfachung der gesetzlichen Vorgaben sowie die Verbesserung der Investitions- und Planungssicherheit für Eigentümer und Unternehmen. Die konkrete

Ausgestaltung der geplanten Änderungen war Ende 2025 jedoch noch Gegenstand der politischen Diskussion und des weiteren Gesetzgebungsverfahrens.

Die finanzpolitischen Auswirkungen des Urteils des Bundesverfassungsgerichts vom November 2023 prägten weiterhin die Rahmenbedingungen der Energie- und Klimapolitik. Nach der Auflösung des Wirtschafts- und Stabilisierungsfonds mussten verschiedene Förderprogramme angepasst und Ausgabenprioritäten neu gesetzt werden. Der Klima- und Transformationsfonds (KTF) blieb auch 2025 das zentrale Finanzierungsinstrument für Investitionen in Klimaschutz, Energiewende, Gebäudesanierung, Wasserstoffwirtschaft und industrielle Transformation. Die Finanzierung des Fonds erfolgt weiterhin maßgeblich über die Einnahmen aus dem nationalen Brennstoffemissionshandel sowie dem europäischen Emissionshandel.

Im Bereich der Wasserstoffwirtschaft wurden bis Ende 2025 wichtige Fortschritte beim Aufbau des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes erzielt. Nachdem die Fernleitungsnetzbetreiber Ende 2023 den Antragsentwurf eingereicht hatten, genehmigte die Bundesnetzagentur im Jahr 2024 das Wasserstoff-Kernnetz. Dieses umfasst rund 9.000 Kilometer Leitungen, von denen ein erheblicher Teil durch die Umstellung bestehender Erdgasleitungen realisiert werden soll. Das Kernnetz bildet die Grundlage für den Aufbau einer deutschlandweiten Wasserstoffinfrastruktur und soll bis Anfang der 2030er Jahre die wichtigsten Erzeugungs-, Import-, Speicher- und Verbrauchsstandorte miteinander verbinden. Die schrittweise Umsetzung des Netzes gilt als wesentliche Voraussetzung für die Dekarbonisierung energieintensiver Industrien sowie für die langfristige Transformation des Energiesystems.

1.4 Rahmenbedingungen in Baden-Württemberg

Die energiepolitischen Rahmenbedingungen in Baden-Württemberg waren auch im Jahr 2025 maßgeblich durch die Herausforderungen der Energiewende, den Ausbau erneuerbarer Energien sowie die Sicherstellung einer bezahlbaren und sicheren Energieversorgung geprägt. Die Ergebnisse der vom Baden-Württembergischen Industrie- und Handelskammertag (BWIHK) beauftragten Stromstudie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) aus dem Jahr 2024 [BWIHK 2024] werden durch das aktuelle Monitoring der Energiewende Baden-Württemberg bestätigt. Trotz erheblicher Ausbaupotenziale bei Photovoltaik und Windenergie wird Baden-Württemberg aufgrund des steigenden Strombedarfs durch die Elektrifizierung von Industrie, Verkehr und Wärmesektor voraussichtlich auch langfristig auf Stromimporte angewiesen bleiben. Gleichzeitig unterstreichen die Analysen die Bedeutung eines beschleunigten Ausbaus erneuerbarer Energien sowie der Strom- und Wasserstoffinfrastruktur für die Versorgungssicherheit und die Begrenzung künftiger Stromkosten.

Der Statusbericht 2025 zum Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg [UM BW 2025] dokumentiert deutliche Fortschritte beim Umbau des Energiesystems. Der Ausbau der Photovoltaik setzte sich mit hoher Dynamik fort und erreichte erneut Rekordwerte. Gleichzeitig nahmen die installierten Batteriespeicherkapazitäten deutlich zu und leisten einen wachsenden Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung stieg weiter an und überschritt inzwischen die Hälfte der heimischen Bruttostromerzeugung. Trotz dieser positiven Entwicklung bleibt Baden-Württemberg aufgrund seines hohen Stromverbrauchs und der begrenzten heimischen Erzeugungskapazitäten Nettoimporteur von Strom. Der Bericht hebt zudem hervor, dass für das Erreichen der Klima- und Energieziele insbesondere der weitere Ausbau der Windenergie, der Stromnetze sowie flexibler Speicher- und Wasserstoffinfrastrukturen erforderlich ist.

Der Ausbau der Photovoltaik setzte sich in Baden-Württemberg auch in den Jahren 2024 und 2025 auf hohem Niveau fort. Nachdem bereits im Jahr 2023 mit einem Zubau von rund 1.857 MW ein Rekordwert erreicht worden war, wurden im Jahr 2024 weitere rund 2,1 GW Photovoltaikleistung neu installiert. Damit überschritt Baden-Württemberg erstmals die Marke von 10 GW installierter Photovoltaikleistung. Auch

im Jahr 2025 hielt die hohe Ausbaudynamik an, sodass die installierte Photovoltaikleistung bis Ende des Jahres auf deutlich über 12 GW anstieg. Wesentliche Treiber waren die anhaltend hohe Nachfrage nach Dachanlagen, der Ausbau von Freiflächenanlagen, verbesserte Genehmigungsbedingungen sowie die zunehmende Bedeutung von Eigenverbrauchs- und Speicherlösungen. Damit festigte die Photovoltaik ihre Rolle als wichtigste erneuerbare Stromerzeugungstechnologie des Landes.

Parallel dazu gewann der Ausbau der Windenergie an Dynamik. Nachdem der Windenergieausbau in Baden-Württemberg über viele Jahre vergleichsweise langsam verlaufen war, führten beschleunigte Genehmigungsverfahren, zusätzliche Flächenausweisungen und verbesserte wirtschaftliche Rahmenbedingungen zu einem deutlichen Anstieg der Genehmigungen und Inbetriebnahmen. Die Zahl der genehmigten Windenergieanlagen erreichte 2024 und 2025 jeweils neue Höchstwerte. Dadurch wurden die Voraussetzungen für einen deutlich stärkeren Ausbau der Windenergie in den kommenden Jahren geschaffen. Die Windenergienutzung bietet weiterhin das größte zusätzliche Ausbaupotenzial, um die heimische Stromerzeugung zu erhöhen und die Importabhängigkeit Baden-Württembergs zu verringern. Mit der endgültigen Abschaltung des letzten Kernkraftwerks in Baden-Württemberg im April 2023 wurde der Atomausstieg vollständig umgesetzt. Gleichzeitig schreitet der bundesweit beschlossene Kohleausstieg voran, wodurch sich die Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien und flexibler Erzeugungskapazitäten weiter erhöhen. Die Landesregierung verfolgt daher das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung kontinuierlich zu steigern und insbesondere die Windenergie als Energieträger mit den größten Ausbaupotenzialen stärker zu nutzen. Der Ausbau von Stromnetzen, Speichern und wasserstofffähigen Kraftwerkskapazitäten gewinnt dabei zunehmend an Bedeutung, um die Versorgungssicherheit auch in Zeiten geringer Einspeisung aus Wind- und Solarenergie zu gewährleisten.

Neben dem Stromsektor steht insbesondere der Wärmesektor im Fokus der Energiewende. Da er den größten Anteil am Endenergieverbrauch aufweist, bestehen hier erhebliche Potenziale zur Verringerung von Treibhausgasemissionen. Baden-Württemberg verfolgt weiterhin das Ziel, bis 2040 Klimaneutralität zu erreichen. Hierfür sind sowohl die Reduzierung des Wärmebedarfs durch energetische Gebäudesanierungen als auch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien erforderlich. Neben den bundesrechtlichen Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes spielt dabei das Erneuerbare-Wärme-Gesetz Baden-Württemberg (EWärmeG) weiterhin eine wichtige Rolle. Ergänzend setzt sich das Land beim Bund für die Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Ausbau von Wärmenetzen, Großwärmepumpen, Geothermianlagen und anderen klimafreundlichen Wärmeversorgungssystemen ein. Mit der fortschreitenden und vom Land begleiteten kommunalen Wärmeplanung wurden bis Ende 2025 zudem wichtige Voraussetzungen für die langfristige Transformation der Wärmeversorgung geschaffen.

2 Ölmarkt

2.1 Internationaler Ölmarkt

Die Preisentwicklungen der Ölsorten amerikanischer WTI (West Texas Intermediate) und britischer Brent gelten als wichtigste Indikatoren für den Rohölpreis in den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) und Europa. In Abbildung 3 wird der Verlauf seit 2008 gezeigt und auf zentrale Ereignisse hingewiesen, welche Einfluss auf diese Entwicklung genommen haben.

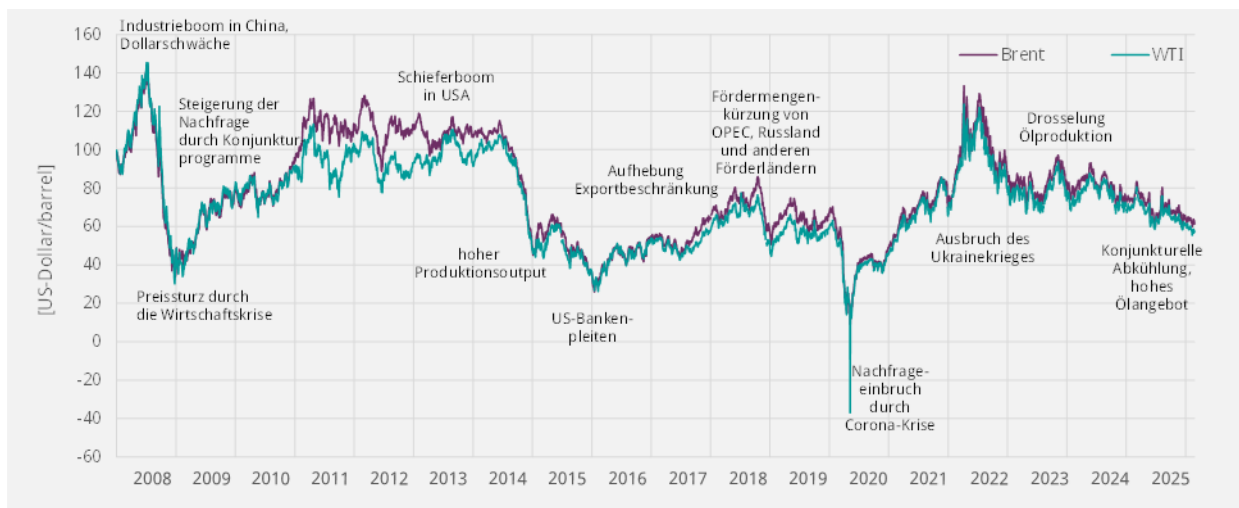


Abbildung 3 Entwicklung der nominalen Ölpreise seit 2008 inklusive Kennzeichnung wesentlicher Ereignisse

Quelle: [EIA 2026], Darstellung IE Leipzig

In den folgenden Abschnitten sind einzelne Jahre und Jahresabschnitte verkürzt dargestellt. Ausführlichere textliche Erklärungen sind in den Vorjahresberichten enthalten, werden jedoch in diesem Bericht nicht erneut ausführlich dargestellt.

- 2008: Die Ölpreise erreichten Mitte des Jahres ein Rekordniveau von über 140 USD pro Barrel, fielen jedoch bis Ende des Jahres auf unter 40 Dollar pro Barrel aufgrund eines Nachfrageeinbruchs während der Wirtschaftskrise.
- 2011-2014: Nach einem erheblichen Anstieg bis zum Jahr 2011 führten Fortschritte in der Schieferölfördertechnologie in den USA zwischen 2011 und 2014 zu einem regelrechten Öl-Boom, der den Markt sättigte. Dies führte zu einem verstärkten Preisdruck auf die US-Leitsorte WTI, wodurch sich ein Preisunterschied von 5 bis 10 USD gegenüber Brent ergab.
- November 2014: Die OPEC beschloss trotz Überversorgung des Marktes keine Reduzierung der Fördermengen, was zu einem Verdrängungskampf und einem Preisverfall von 100 auf 40 USD pro Barrel führte. Viele US-Ölfirmen gerieten in finanzielle Schwierigkeiten.
- 2015-2016: Trotz einiger Erholungsversuche sanken die Ölpreise weiter. Die OPEC beschloss schließlich 2016 eine Fördermengenbeschränkung, was zu einem Anstieg der Preise über 50 USD pro Barrel führte.
- Ende Juni 2017 - Oktober 2018: Es gab einen rapiden Anstieg der Ölpreise von rund 42 USD pro Barrel auf 76,9 USD pro Barrel, gefolgt von einem Rückgang um über 40 % bis Ende 2018.

- 2019: Die Preise stiegen zunächst bis April kontinuierlich an, schwankten dann aber zwischen 50 und 70 USD pro Barrel.
- Anfang 2020: Es gab Stabilisierungsversuche oberhalb von 60 USD pro Barrel, aber ab Mitte Januar beschleunigte sich der Preisverfall aufgrund der Corona-Krise, was zu einem historischen Preiscrash führte, mit negativen Preisen für WTI im April 2020.
- 2020-2021: Die Preise erholten sich von den historischen Tiefs und erreichten eine längere Preisrallye bis zum Bereich um 60 USD pro Barrel. Im Oktober 2021 überschritten die Preise sogar die Marke von 80 USD pro Barrel.
- 2022 trieb der Ukraine-Krieg die Ölpreise kurz auf 130 USD (Brent), doch Rezessionsängste und Chinas Corona-Welle drückten sie wieder, während ein EU/G7-Preisdeckel für russisches Öl (60 USD) eingeführt wurde. Im Jahresdurchschnitt lagen die Preise bei 100,9 USD (Brent) bzw. 94,9 USD (WTI).
- 2023 sanken die Rohölpreise (Brent: 82,5 USD, WTI: 77,6 USD) trotz Förderkürzungen der OPEC+ durch Marktzweifel und steigende US-Produktion, die ein Allzeithoch erreichte. Nach kurzfristigen Einbrüchen unter 70 USD und einem Anstieg auf 95 USD im Juli stabilisierten sich die Preise zum Jahresende wieder nahe 70 USD.
- 2024 verringerte sich die Nachfrage insbesondere aus China, was zu einem global niedrigen Verbrauchsplus von nur 0,8 % führte (2023: +1,9 %). Dies markiert das Ende der pandemiebedingten Nachholeffekte der Vorjahre [IEA 2025a].
- Im Jahr 2025 stieg der weltweite Ölverbrauch noch geringer als im Vorjahr um 0,7 % und liegt damit deutlich unter dem langjährigen Durchschnitt von 2010-2019, was für eine strukturelle Verlangsamung des Ölmarktes spricht. Primär geht dies auf eine gesunkene Nachfrage aus der petrochemischen Industrie für die Kunststoff-, Chemikalien- und Düngemittelproduktion zurück, aber auch der Mobilitätssektor verzeichnet einen Nachfragerückgang durch die zunehmende Etablierung alternativer Antriebe und Kraftstoffe (Elektrifizierung, Biokraftstoffe) [IEA 2026]. Hinzu kommt ein preisdämpfender Angebotsüberschuss, der vor allem durch die USA als inzwischen größter Ölproduzent gestützt wird. Geopolitische Spannungen und Konfliktlagen insbesondere im Nahen Osten wirkten kurzfristig preistreibend [LBBW 2024].

2.2 Heizölmarkt für Endverbraucher

Da Heizöl als Raffinerieprodukt in der Regel an die Importpreise von Rohöl gekoppelt ist, bietet sich eine kombinierte Darstellung an, aus der beide Preisentwicklungen ablesbar sind.

Für die Jahre 2007 bis 2023 liegen hierzu Zeitreihen aus dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, für 2024 und 2025 aus dem Statistischen Bundesamt mit monatlicher Auflösung vor (Abbildung 4, reale Preisdarstellung aus jährlichen Mittelwerten der Abbildung 5) [Destatis 2026b]. Bei den Heizölpreisen für Haushalte sind alle Steuern im Bruttopreis enthalten, bei den Preisen für Gewerbetreibende ist die Mehrwertsteuer nicht enthalten. Es zeigt sich, dass sich die monatlichen Schwankungen der Importpreise seit 2022 nicht mehr unmittelbar auf den Heizölmarkt übertragen lassen. Die Preise für Heizöl werden maßgeblich durch die Entwicklung der internationalen Rohölmärkte bestimmt. Zusätzlich wirkte sich die nationale CO₂-Bepreisung preiserhöhend auf das Heizölpreisniveau aus. Zum 01.01.2025 wurde der CO₂-Preis von 45 auf 55 Euro je Tonne CO₂ angehoben. Dadurch erhöhte sich die CO₂-Kostenbelastung für Heizöl um rund 3 Cent je Liter. Insgesamt entfielen damit im Jahr 2025 rund 17 bis 18 Cent je Liter Heizöl auf die nationale CO₂-Bepreisung. Die Einführung und schrittweise Anhebung des nationalen CO₂-Preises trägt somit seit 2021 zu einem höheren Preisniveau fossiler Brennstoffe bei. Zudem führen geopolitische Krisen kurzfristig zu einer Entkopplung, besonders gut zu erkennen zu Beginn des Jahres 2022 infolge des russischen Überfalls auf die Ukraine.

Die langfristige Entwicklung der Heizölpreise zeigt eine enge Kopplung an die internationalen Rohölpreise. Auffällig ist, dass die Heizölpreise im Jahr 2012 trotz des höchsten durchschnittlichen Rohölpreises im Betrachtungszeitraum das Preisniveau des Jahres 2008 zwar erreichten, jedoch nicht überschritten. Dies deutet darauf hin, dass Veränderungen bei den Kosten- und Preisbestandteilen entlang der Wertschöpfungskette die Rohölpreisentwicklung teilweise kompensierten.

Im Betrachtungszeitraum kam es zu mehreren markanten Preiseinbrüchen. Der erste erfolgte im Zuge der internationalen Finanz- und Wirtschaftskrise 2008/2009. Ein weiterer deutlicher Preistrückgang war in den Jahren 2014 bis Anfang 2016 infolge eines globalen Überangebots an Rohöl zu beobachten. Anfang 2020 führten die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie und der damit verbundene Nachfragerückgang zu einem erneuten Einbruch der Rohöl- und Heizölpreise. Nach den historischen Tiefstständen des Jahres 2020 stiegen die Energiepreise zunächst stark an und erreichten infolge der durch den russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine ausgelösten Energiekrise in den Jahren 2022 und 2023 neue Höchststände. Seit 2024 setzte jedoch wieder eine Preisberuhigung ein. Im Jahr 2025 lagen die Heizölpreise deutlich unter den Krisenniveaus der Jahre 2022 und 2023, verblieben jedoch oberhalb des langfristigen Durchschnitts der Vorkrisenjahre.

Seit dem Preisschock 2022 driften nominale und reale Preise als Folge der allgemeinen Inflation auseinander (Abbildung 5). Im Jahr 2025 sind die Preise im Vergleich zum Vorjahr wieder gesunken, im Jahresdurchschnitt wurde für nicht gewerbliches Heizöl 5,0 % weniger bezahlt (94,0 Euro je 100 l), für gewerbliches Heizöl 5,6 % weniger (89,1 Euro je 100 l) und für Rohöl 15,9 % weniger (42,2 Euro je 100 l). Gründe dafür sind eine Steigerung der Fördermenge bei schwächerer Nachfrage, hohe Lagerbestände, negative Konjunkturdaten und Währungseffekte [Total 2025].

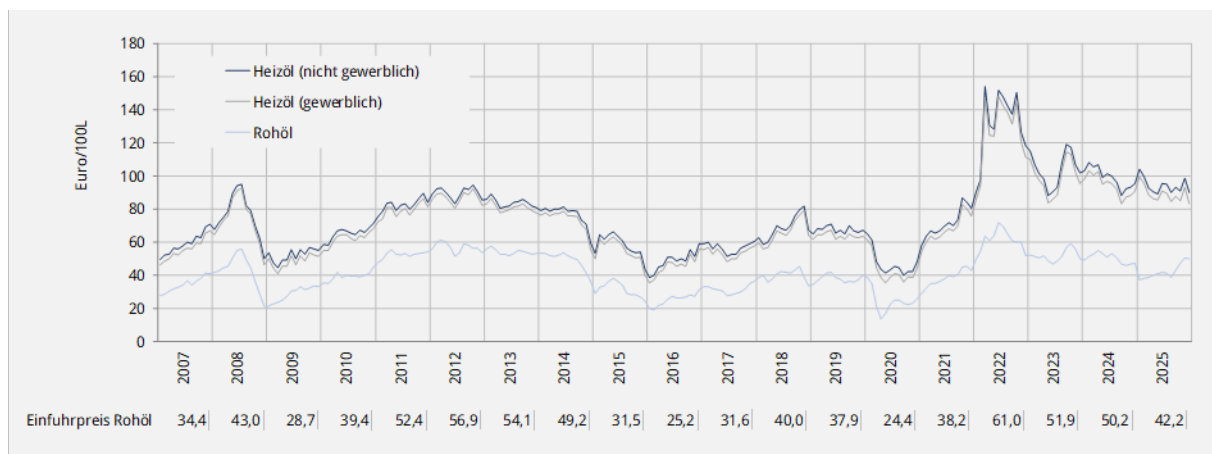


Abbildung 4 Entwicklung der gewerblichen und nicht-gewerblichen Endverbraucherpreise für Heizöl und Einfuhrpreise für Rohöl in Deutschland 2007 bis 2025 (nominal, monatliche Durchschnittswerte)

Quelle: [Destatis 2026b], [Destatis 2026a], [Destatis 2026e], Darstellung IE Leipzig

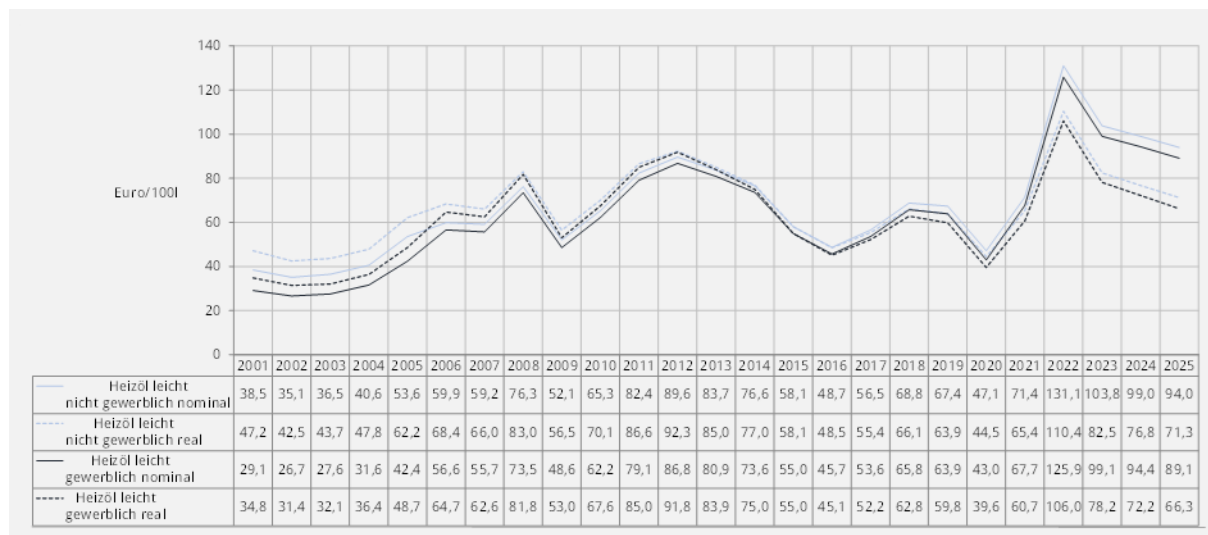


Abbildung 5 Nominale und reale Preise für leichtes Heizöl nicht gewerblich und gewerblich 2001 bis 2025 (Jahresdurchschnittswerte)

Quelle: [Destatis 2026a], [Destatis 2026e], Darstellung IE Leipzig

In Europa wird der Endverbraucherpreis für Heizöl maßgeblich durch die Entwicklung der Rohölpreise sowie die Höhe der nationalen Steuern und Abgaben beeinflusst. Deutliche Preisunterschiede zwischen den Ländern ergeben sich insbesondere aus der unterschiedlichen steuerlichen Belastung. So lag der Preis für nicht-gewerbliches Heizöl in Dänemark im Jahr 2025 mit 179,2 Euro je 100 Liter deutlich über dem europäischen Durchschnitt von 100,1 Euro je 100 Liter. Ausschlaggebend hierfür sind vor allem die vergleichsweise hohen Energiesteuern und CO₂-bezogenen Abgaben. Im Vergleich zum Vorjahr gingen die Heizölpreise in den meisten europäischen Ländern sowie im europäischen Durchschnitt zurück. In Deutschland fiel der Preisrückgang trotz einer höheren steuerlichen Belastung besonders deutlich aus. Zwar wurde der nationale CO₂-Preis zum 01.01.2025 von 45 auf 55 Euro je Tonne CO₂ angehoben, wodurch sich die Kosten für Heizöl um rund 3 Euro je 100 Liter erhöhten. Der Rückgang der Rohölpreise überkompensierte diesen Effekt jedoch deutlich. Mit einem Heizölpreis von rund 95 Euro je 100 Liter lag Deutschland weiterhin unter dem europäischen Durchschnitt; der deutsche Heizölpreis entsprach lediglich etwa 53 % des dänischen Preisniveaus (siehe Abbildung 6). Seit den Ölkrisen der 1970er Jahre erhebt Dänemark hohe Steuern auf Heizöl, um alternative Energien wettbewerbsfähiger zu machen und die Abhängigkeit vom Öl zu reduzieren. Diese Maßnahme hat dazu beigetragen, dass Dänemark zu einem Vorreiter in der Nutzung erneuerbarer Energien geworden ist und sich als eines der führenden Länder in der Entwicklung grüner Technologien etabliert hat. Die Heizölpreise für den nicht-gewerblichen Einsatz (Haushalte) weichen in Abbildung 6 und Abbildung 5 voneinander ab. Dies liegt darin begründet, dass die Europäische Kommission [EC 2026] für jeden Montag eines Jahres einen Wochenpreis ausweist, aus dem anschließend der Jahresmittelwert berechnet wird, während das Statistische Bundesamt [Destatis 2026a] monatliche Durchschnittspreise zugrunde legt.

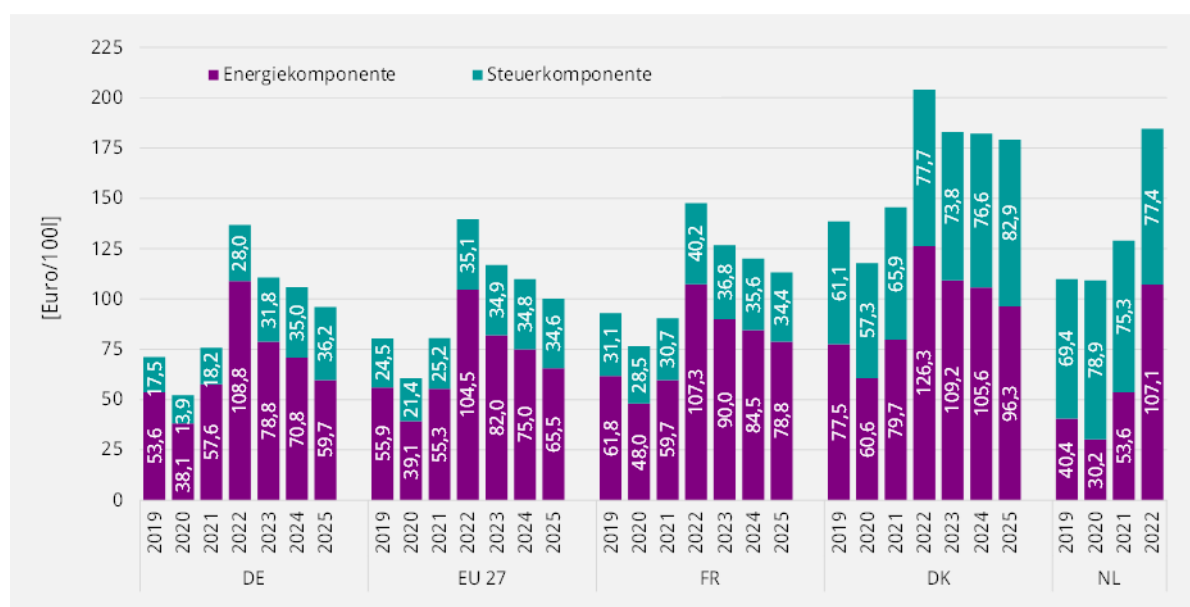


Abbildung 6 Preise auf nicht-gewerbliches Heizöl in Deutschland im Vergleich zu Nachbarländern und dem EU-Durchschnitt 2019 bis 2025

Quelle: [EC 2026], Darstellung IE Leipzig, Daten 2023 bis 2025 für NL nicht verfügbar

Eine regionale Auswertung nach Bundesländern erfolgte über das Internetportal von FastEnergy [FE 2026]. Auf der Internetseite können historische Daten zu Heizölpreisen je Postleitzahl abgerufen werden. In Abbildung 7 sind Preise für ländliche Gebiete [BMEL 2019] als Durchschnittswerte für den Monat Februar der Bundesländer abgebildet. Die Auswertung der Bruttopreise erfolgte nach Stichtagen (01.02./ 15.02./ 28.02.) für die Abnahmemenge von 3.000 Litern Heizöl in Standardqualität nach DIN 51603-1 mit Lieferung an einen Abnehmer. Anhand der drei Stichtage wurde für die Jahre 2019 bis 2025 der Monatsmittelwert für Februar gebildet. Jahresdurchschnittswerte oder Monatsdurchschnittswerte nach Bundesländern sind vom Portalbetreiber nicht zu erhalten. Zwischen den deutschen Bundesländern unterscheiden sich die Endverbraucherpreise für Heizöl in der Regel unwesentlich (Abbildung 7). Im Februar 2025 reichte die Preisspanne von 0,96 €/l im Saarland bis 1,10 €/l in Sachsen-Anhalt.

Baden-Württemberg mit einem Preis von 101,5 Euro je 100 Liter belegte Platz 9 im Ländervergleich der Heizölpreise. In der Vergangenheit belegte Baden-Württemberg im Bundesländervergleich stets hintere Plätze, was darauf zurückzuführen ist, dass die höheren Preise in den südlichen Bundesländern vor allem eine Folge der höheren Transportkosten aufgrund der größeren Entfernung zu den Seehäfen sind [FE 2026]. Im Februar 2025 zahlten nicht gewerbliche Endkunden in Baden-Württemberg durchschnittlich 4,60 €/100 L (-4,3 %) weniger als im Vorjahreszeitraum.

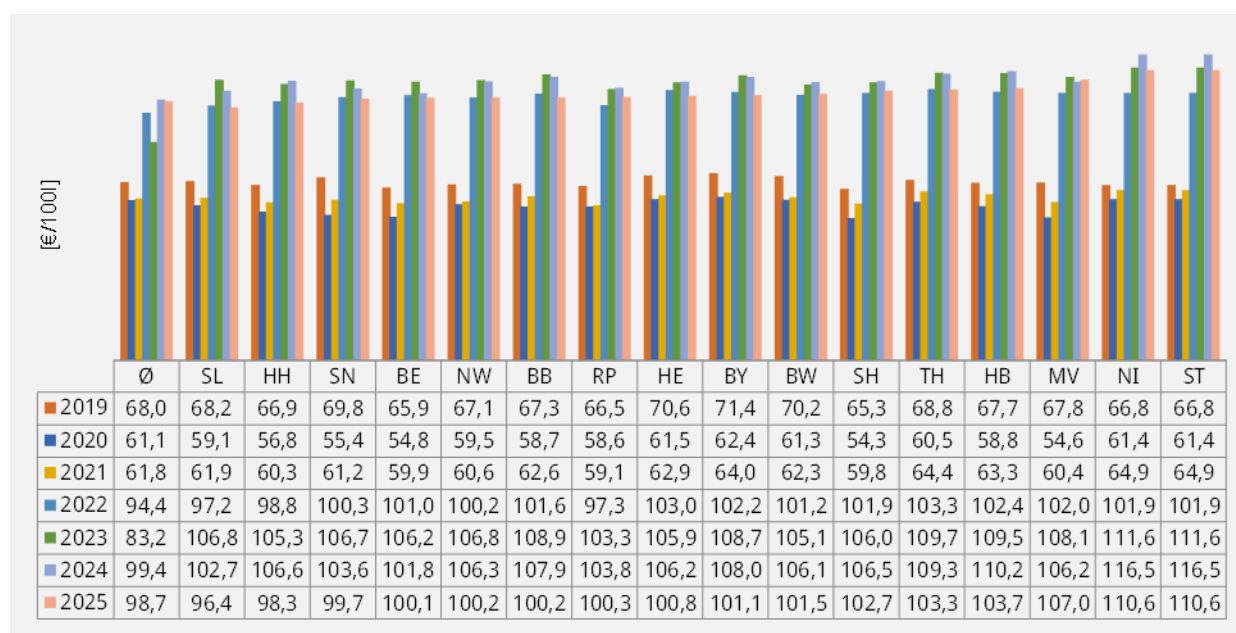


Abbildung 7 Preise für Heizöl bei Belieferung an Haushalte im Bundesländervergleich 2019 bis 2025

Quelle: [FE 2026], Darstellung IE Leipzig, Reihenfolge in Bezug auf den Preis 2025, Mittelwerte jeweils für den Monat Februar, Bundesdurchschnitt des Gesamtjahres

2.3 Kraftstoffmarkt

Auf Grundlage der Daten des Statistischen Bundesamtes [Destatis 2026a] [Destatis 2026e] zeigt Abbildung 8 die Entwicklung der nominalen Preise für Superbenzin und Diesel von 2007 bis 2025. Die Preise für Superbenzin und Diesel sind stark an den Weltmarktpreis für Rohöl gekoppelt und spiegeln dessen Schwankungen wider. Nach einem Preisverfall während der Finanz- und Wirtschaftskrise 2008/2009 folgte von 2011 bis Mitte 2014 eine Phase der Stabilisierung auf hohem Niveau, wobei 2012 die höchsten Preise verzeichnet wurden. Ende 2014 kam es aufgrund eines Überangebots an Rohöl zu einem Preiseinbruch. Kurze Preiseinbrüche gab es auch Anfang 2016 und 2019. Die weltweite Ölkrise im Frühjahr 2020 führte zu einem starken Nachfrageeinbruch und einem deutlichen Preisrückgang für Rohöl und entsprechende Kraftstoffe. Im Jahr 2021 stiegen die Preise aufgrund einer Erholung der Nachfrage und der Wirtschaft stark an. Die Treibstoffpreise erreichten im Jahr 2022 trotz vorübergehender Steuersenkungen ihren bisherigen Höchststand. Seit Beginn des Ukrainekrieges verharren die Treibstoffpreise auf hohem Niveau, sanken aber stetig zwischen Ende 2022 und 2025, wobei das Preisniveau nach Inflationsbereinigung 2025 (1,32 €/L) unter dem Durchschnitt der letzten 25 Jahre (1,43 €/L) lag (Abbildung 9).

Seit den Höchstpreisen im Jahr 2022 sind die Kraftstoffpreise im Jahr 2023 im Vergleich etwas gesunken. Besonders auffällig ist der stärkere Rückgang der Dieselpreise im Vergleich zu den Benzinpreisen. Dies dürfte auch konjunkturell bedingt sein, da ein erheblicher Teil des Diesels von Lkw verbraucht wird. Im Jahresmittel wurden 2025 1,74 Euro pro Liter Superbenzin und 1,61 Euro pro Liter Diesel gezahlt.

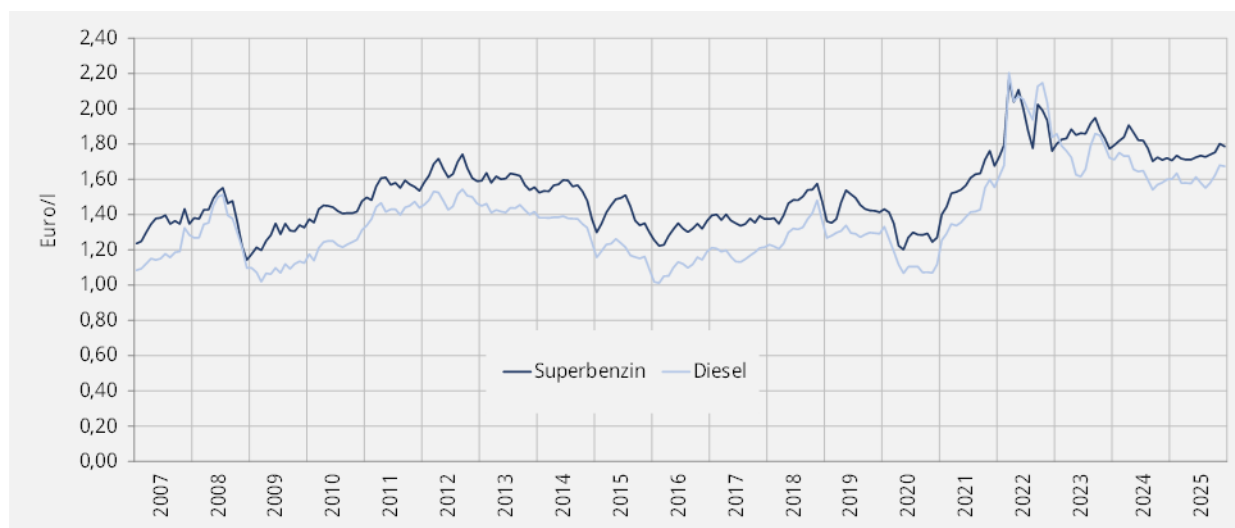


Abbildung 8 Nominale Preise für Superbenzin und Dieseldkraftstoff (monatliche Mittelwerte) 2007 bis 2025

Quelle: [EC 2026], Darstellung IE Leipzig

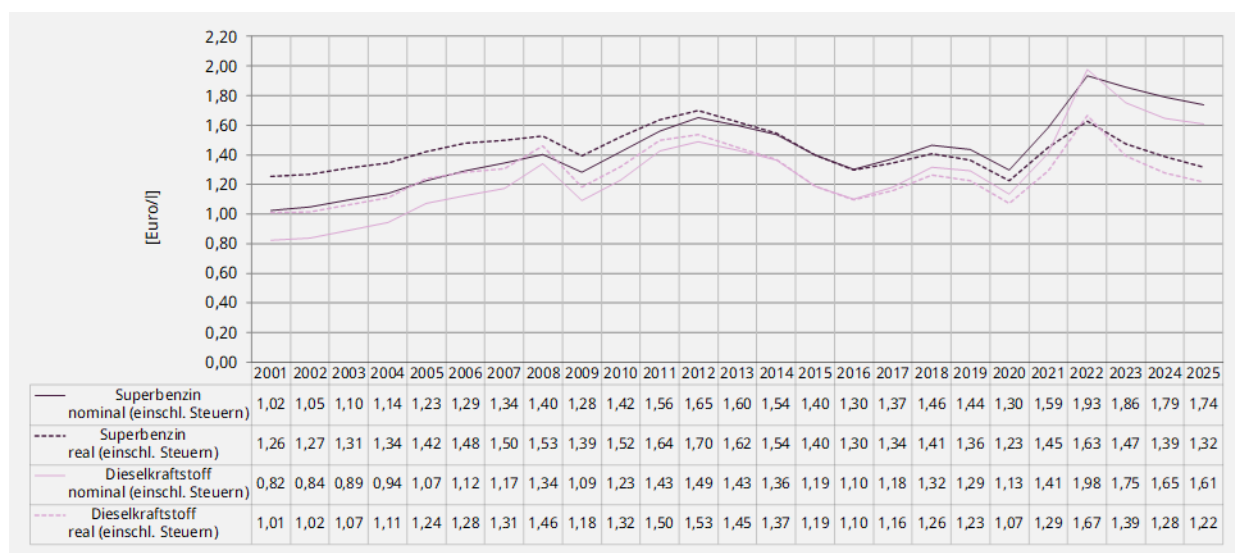


Abbildung 9 Jahresmittel der Preise für Dieseldkraftstoff und Superbenzin von 2001 bis 2025 (nominal und real)

Quelle: [EC 2026], Darstellung IE Leipzig

Im europäischen Vergleich (Abbildung 10) lagen die deutschen Endverbraucherpreise für Superbenzin im Jahr 2025 mit 1,74 Euro pro Liter über dem EU27-Durchschnitt von 1,63 Euro pro Liter. Sie waren jedoch niedriger als in Dänemark (1,96 Euro pro Liter) und den Niederlanden (1,92 Euro pro Liter). In Frankreich war der Preis fast so hoch wie in Deutschland. Der höchste Wert für Superbenzin wurde im EU-Vergleich in Dänemark erreicht.

Diesel kostete in Deutschland im Jahr 2025 mit 1,60 Euro je Liter mehr als im europäischen Durchschnitt mit 1,55 Euro je Liter. Im Vergleich zu den ausgewählten Nachbarländern war Diesel in Deutschland am billigsten, obwohl nur Frankreich mehr Steuern und Abgaben erhob (Abbildung 11). In Frankreich sind die Kosten für die Beschaffung von Dieseldkraftstoff am niedrigsten, allerdings sind die Steuern auf Dieseldkraftstoff mit einem Anteil von knapp unter 50 % am höchsten. Den höchsten Gesamtpreis zahlten die Verbraucher in Dänemark mit 1,76 Euro pro Liter Diesel. Der Vergleich der anderen Länder zeigt, dass die Unterschiede nicht sehr groß sind.

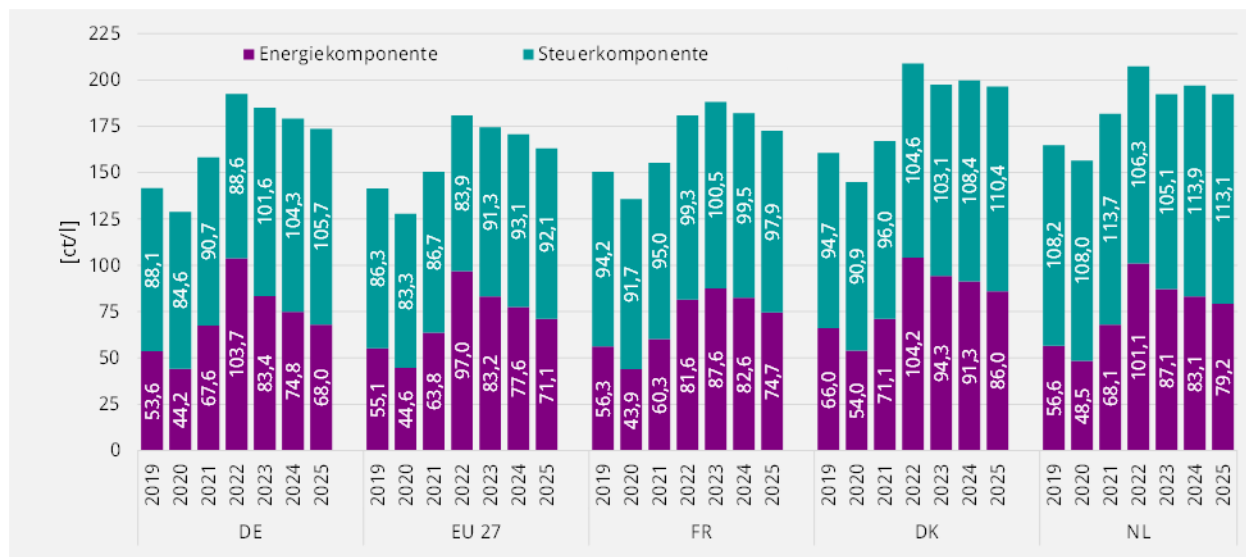


Abbildung 10 Preise für Superbenzin in Deutschland im Vergleich zu Nachbarländern und EU-Durchschnitt 2019 bis 2025
Quelle: [EC 2026], Darstellung IE Leipzig

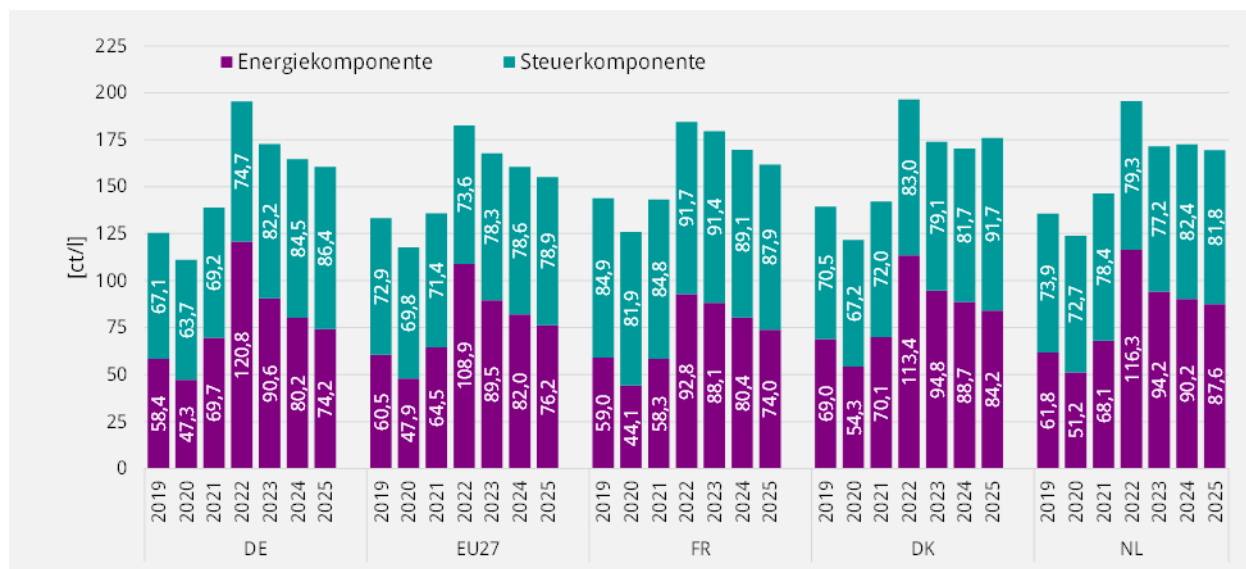


Abbildung 11 Preise für Diesel in Deutschland im Vergleich zu Nachbarländern und EU-Durchschnitt 2019 bis 2025
Quelle: [EC 2026], Darstellung IE Leipzig

3 Gasmarkt

3.1 Marktstruktur und Wechselverhalten

Die Versorgungslage auf dem deutschen Erdgasmarkt hat sich seit den Verwerfungen infolge des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine deutlich stabilisiert. Die seit Juni 2022 geltende Alarmstufe des Notfallplans Gas wurde aufgehoben; seit dem 1. Juli 2025 gilt die Frühwarnstufe. Deutschland verfügt inzwischen über unterschiedliche Importmöglichkeiten über Pipelines und LNG-Terminals. Zudem wurden zusätzliche Importwege aus westlicher und nördlicher Richtung erschlossen. Die Bundesnetzagentur bewertet die Versorgungslage als stabil und die verfügbaren Import- und Speichermöglichkeiten als ausreichend. Die gesetzlichen Vorgaben für die Speicherfüllstände zum 1. November 2025 wurden erfüllt [BNetzA 2026e; BNetzA 2026f].

Im Jahr 2025 wurden in Deutschland insgesamt 864 TWh Erdgas verbraucht. Dies entspricht einem Anstieg um 2,2 % gegenüber dem Vorjahreswert von 845 TWh. Der Verbrauch lag jedoch weiterhin 11,9 % unter dem Durchschnitt der Jahre 2018 bis 2021. Rund 40 % des Verbrauchs entfielen auf Haushalte und Gewerbe und 60 % auf die Industrie [BNetzA 2026e].

Deutschland verfügt weiterhin über eigene Erdgasförderstätten, deren Bedeutung aufgrund rückläufiger Fördermengen und abnehmender Reserven langfristig sinkt. Im Jahr 2025 wurden im Inland 34 TWh Erdgas gefördert, nach 36 TWh im Vorjahr. Die inländische Förderung deckte damit nur rund 4 % des deutschen Erdgasverbrauchs. Zusätzlich wurden etwa 10 TWh Biogas in das Gasnetz eingespeist. Biogas und Biomethan ergänzen die Versorgung somit bislang in begrenztem Umfang [LBEG 2025; BNetzA 2026e].

Die Diversifizierung der Gasimporte wurde seit 2022 deutlich vorangetrieben. Neben den Pipelineimporten insbesondere aus Norwegen sowie über die Niederlande und Belgien haben sich die deutschen LNG-Terminals zu einem zusätzlichen Bestandteil der Gasversorgung entwickelt. Im Jahr 2025 wurden nach vorläufigen Angaben insgesamt 1.031 TWh Erdgas nach Deutschland importiert. Davon entfielen 106 TWh bzw. 10,3 % auf LNG, das über deutsche Terminals eingespeist wurde. Im Jahr 2024 hatte der LNG-Anteil mit 68 TWh noch bei rund 8 % gelegen. Norwegen blieb 2025 mit einem Anteil von 44 % der wichtigste Lieferant, gefolgt von den Niederlanden mit 24 % und Belgien mit 21 % [BNetzA 2025a; BNetzA 2026e].

Auch die Gasflüsse im deutschen und europäischen Gasmarkt haben sich seit der Energiekrise grundlegend verändert. Die zuvor stark von Gaslieferungen aus östlicher Richtung geprägten Strukturen wurden auf Gasflüsse aus nördlicher und westlicher Richtung umgestellt. Zusätzliche Mengen können insbesondere aus Norwegen sowie über LNG-Terminals und die europäischen Nachbarstaaten importiert werden. Die engere Marktintegration, die Möglichkeit bidirektionaler Gasflüsse und die stärkere Diversifizierung der Bezugsquellen haben die Widerstandsfähigkeit des europäischen Gasversorgungssystems gegenüber dem Ausfall einzelner Lieferwege erhöht [BNetzA 2026f; ACER 2025].

Mit der Entspannung der Großhandelsmärkte nahm auch die Wechselaktivität auf dem deutschen Gasmarkt wieder deutlich zu. Im Jahr 2024 wechselten rund 2,3 Mio. Haushaltskunden ihren Gaslieferanten; im Vorjahr waren es rund 1,8 Mio. gewesen. Die Wechselquote erreichte etwa 17 %. Auch im Jahr 2025 blieb die Wechselaktivität mit rund 2,1 Mio. Haushalten hoch, lag jedoch unter dem Rekordniveau des Vorjahres. Dies deutet auf eine erneute Belebung des Wettbewerbs nach den außergewöhnlichen Marktworfen der Jahre 2021 und 2022 hin [BNetzA 2026; BNetzA 2026g].

Der mengenbezogene Anteil der Gaslieferungen an Haushaltskunden im Rahmen der Grundversorgung sank von 19,0 % im Jahr 2023 auf 15,9 % im Jahr 2024 und erreichte damit den niedrigsten Wert der vergangenen Jahre. Auch der Anteil der Lieferungen auf Grundlage eines Vertrags mit einem anderen

Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger ging zurück und betrug 32,4 %. Dagegen erhöhte sich der Anteil der Lieferungen im Rahmen eines Sondervertrags mit dem örtlichen Grundversorger auf 51,7 % (Abbildung 12).

Im Jahr 2024 wurden RLM-Kunden, zu denen insbesondere Industrieunternehmen, Großgewerbe und Gaskraftwerke gehören, mit insgesamt rund 420 TWh Erdgas beliefert. Rund ein Viertel dieser Menge entfiel auf Sonderverträge mit dem örtlichen Grundversorger, etwa drei Viertel auf Verträge mit anderen Lieferanten. Die Vertragsstruktur blieb damit gegenüber dem Vorjahr nahezu unverändert. Die Belieferung von RLM-Kunden im Rahmen der Grund- oder Ersatzversorgung war untypisch und machte weniger als 0,1 % der gesamten Abgabemenge aus (Abbildung 13).

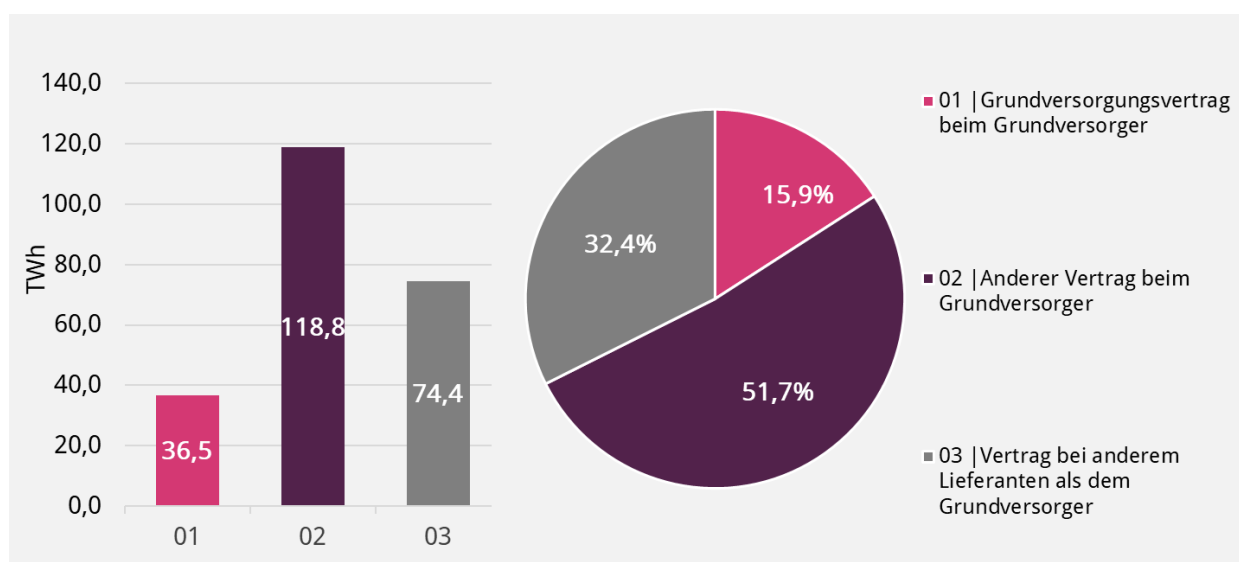


Abbildung 12 Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Haushaltskunden 2024
Quelle: [BNetzA 2026d], Darstellung IE Leipzig

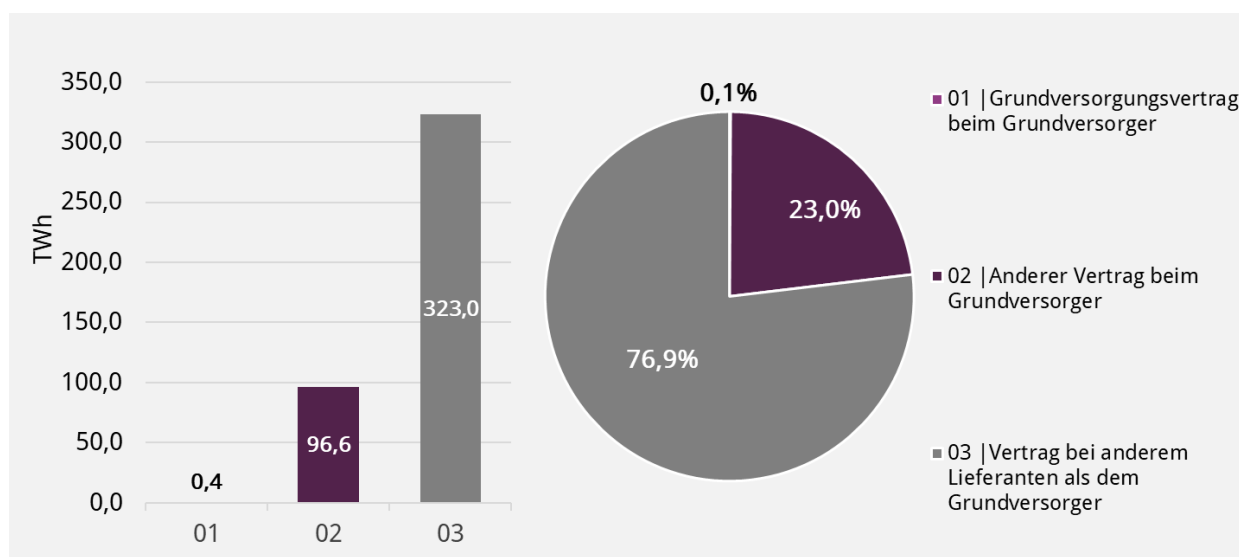


Abbildung 13 Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Industrie- und Großgewerbekunden 2024
Quelle: [BNetzA 2026d], Darstellung IE Leipzig

3.2 Preisentwicklung

Die Beschreibung der Preisentwicklung beginnt mit der Darstellung der Erzeugerpreisindizes für Erdgas für verschiedene Verbrauchergruppen. Anschließend werden die Grenzübergangspreise sowie Steuern und Umlagen dargestellt. Im Anschluss wird die Entwicklung der Gaspreise für Haushalte sowie für Industrie und Gewerbe getrennt und detailliert sowohl im europäischen als auch im deutschen Kontext betrachtet. Soweit verfügbar, werden die Preisanalysen auf Baden-Württemberg bezogen und mit anderen Bundesländern verglichen.

In Abbildung 14 sind die vom Statistischen Bundesamt (Destatis) monatlich veröffentlichten Änderungen der nominalen Preisindizes für Erdgas für unterschiedliche Verbrauchergruppen bis 2025 dargestellt. Bis Ende 2012 stiegen die Erzeugerpreisindizes für alle Verbrauchergruppen kontinuierlich an, wobei die Indizes für Kraftwerke und Industrie stärkeren Schwankungen unterlagen als die Indizes für Haushalte und Handel/Gewerbe. Dies zeigte sich insbesondere in den Jahren 2020 und 2021, als die Indizes für Kraftwerke und Industrie infolge des Nachfragetiefs in der Corona-Krise kurzzeitig zurückgingen, um dann Ende 2021 rasch wieder neue Höchststände zu erreichen. Diese Verläufe ähneln stark den Schwankungen der Rohölpreise. Ende 2021 entkoppeln sich die Indizes von den Rohölpreisen, da die starken Preisanstiege an den Börsen auf die gestiegenen Erdgaspreise zurückzuführen sind.

Die starken Preissteigerungen ab dem Jahr 2021 waren auf mehrere gleichzeitig wirkende Faktoren zurückzuführen. Mit der wirtschaftlichen Erholung nach den pandemiebedingten Einbrüchen nahm die Gasnachfrage rasch zu, während die europäischen Gasspeicher vergleichsweise niedrige Füllstände aufwiesen. Besonders angespannt war die Situation am Speicher Rehden in Niedersachsen, dem größten deutschen Erdgasspeicher, dessen Füllstand zeitweise ein historisch niedriges Niveau erreichte. Der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine und die anschließende Einschränkung russischer Gaslieferungen verschärften diese Entwicklung im Jahr 2022 zu einem massiven Preisschock. Seitdem sind die betrachteten Preisindizes zwar deutlich gesunken, lagen im betrachteten Zeitraum jedoch weiterhin bei etwa 150 bis 200 % des Niveaus von 2021. Die Versorgungslage hat sich inzwischen stabilisiert, bleibt aber gegenüber außergewöhnlichen Belastungen anfällig. Zu den wesentlichen Risiken zählen insbesondere ein ungewöhnlich kalter Winter, länger andauernde Ausfälle norwegischer Pipelineimporte sowie Einschränkungen bei den LNG-Lieferungen [Agora 2024].

In Tabelle 1 ist die Entwicklung der Preisindizes in einer Betrachtung der letzten 15 Jahre dargestellt. Die Werte sind sowohl nominal als auch inflationsbereinigt (real) angegeben. Vor dem Frühjahr 2022 lagen die Erdgaspreise für Industrie und Kraftwerke in der Regel deutlich unter den Preisen für Haushalte und Gewerbe. Mit dem starken Anstieg der Großhandelspreise infolge des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine änderte sich dieses Verhältnis vorübergehend. Besonders betroffen waren Industrieunternehmen und Kraftwerksbetreiber, da ihre Gasbeschaffung häufig über kurzfristige Verträge erfolgt und damit stärker an den Spot- und Terminmärkten ausgerichtet ist. Die Preise dieser Verbrauchergruppen reagierten daher unmittelbar auf die Verwerfungen an den internationalen Gasmärkten. Haushalte und Gewerbekunden waren dagegen aufgrund längerfristiger Liefer- und Beschaffungsverträge zunächst weniger stark betroffen. Die höheren Beschaffungskosten wurden jedoch mit zeitlicher Verzögerung in die Endkundenpreise eingepreist, sodass die Preissteigerungen erst in den Jahren 2022 bis 2024 vollständig bei vielen Haushalten und Gewerbebetrieben ankamen.

Bis Ende 2025 haben sich die Großhandelspreise für Erdgas infolge der verbesserten Versorgungslage, hoher Speicherfüllstände, zusätzlicher LNG-Importkapazitäten und einer dauerhaft niedrigeren Gasnachfrage deutlich von ihren Höchstständen entfernt. Die Endverbraucherpreise gingen ebenfalls zurück, allerdings in geringerem Umfang als die Großhandelspreise. Ursächlich hierfür ist, dass der Gaspreis für Haushalte und Gewerbe nur teilweise aus den reinen Energiebeschaffungskosten besteht. Einen zunehmenden Anteil machen Netzentgelte, Mess- und Abrechnungskosten sowie staatlich veranlasste

Preisbestandteile aus. Hinzu kommt die schrittweise Anhebung des nationalen CO₂-Preises, der von 25 Euro je Tonne CO₂ im Jahr 2021 auf 55 Euro je Tonne CO₂ im Jahr 2025 gestiegen ist. Trotz der deutlichen Preisrückgänge gegenüber den Krisenjahren 2022 und 2023 lag das Preisniveau für viele Endverbraucher Ende 2025 daher weiterhin spürbar über dem Niveau vor der Corona-Pandemie und vor Beginn des Ukrainekrieges. Betrachtet man die realen Indizes, so zeigen sich die gleichen Entwicklungen im Vergleich der Verbrauchergruppen.

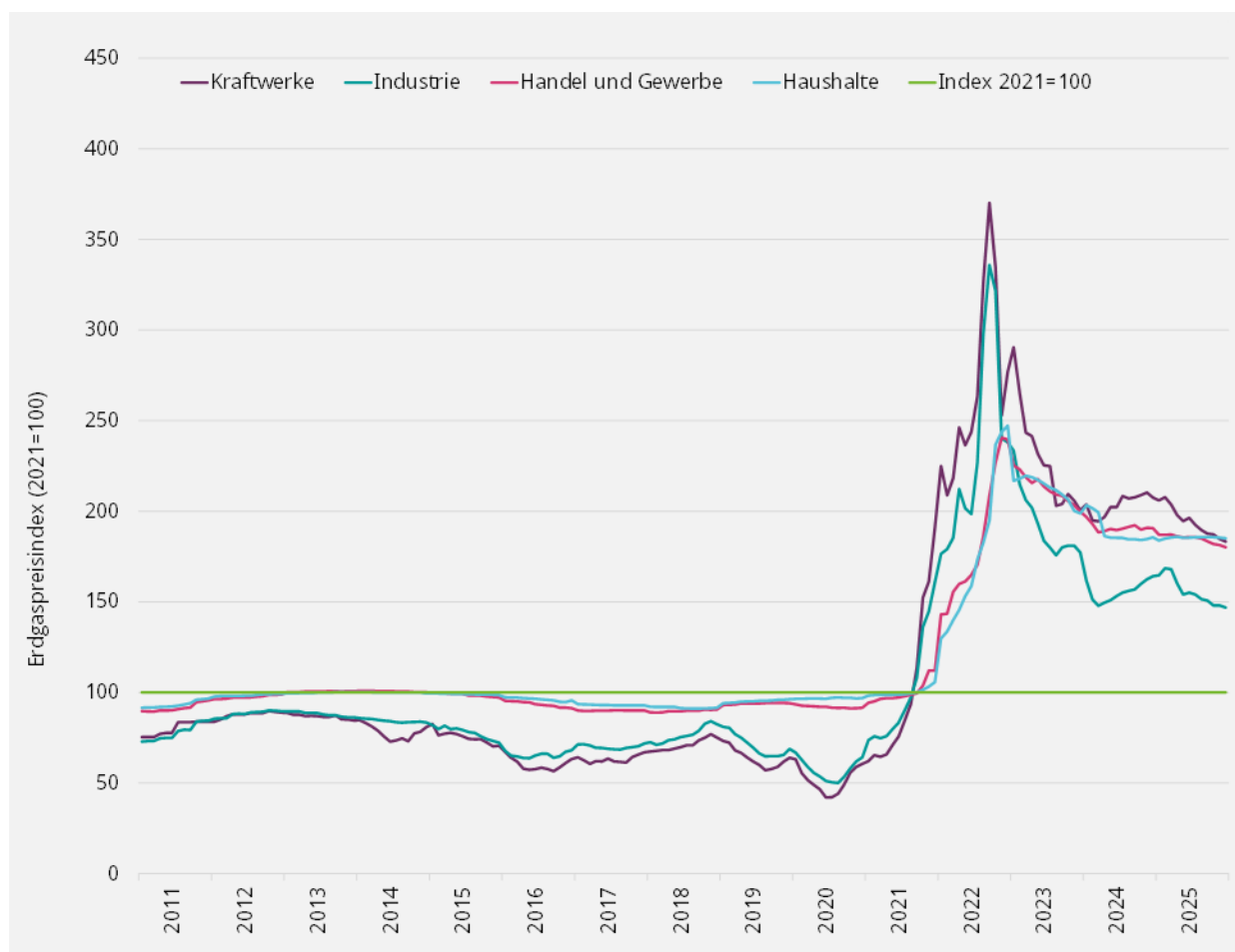


Abbildung 14 Entwicklung der monatlichen Preisindizes für Erdgas für verschiedene Verbrauchergruppen in Deutschland 2011 bis 2025 (nominal)

Quelle: [Destatis 2026a], [Destatis 2026e], Darstellung IE Leipzig

NOMINAL (Index 2021=100)															
Verbraucher	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Kraftwerke	80,0	87,8	86,7	77,8	75,2	60,1	63,0	71,0	63,8	51,5	100,0	266,9	228,8	203,7	194,2
Industrie	77,8	88,2	88,0	84,3	77,8	65,5	69,9	76,6	70,8	57,2	100,0	234,4	192,3	155,7	155,0
Handel und Gewerbe	91,5	97,4	100,5	100,6	98,6	93,4	90,0	89,8	93,8	92,0	100,0	183,3	212,6	191,0	184,2
Haushalte	93,3	98,4	99,9	100,0	99,0	96,2	93,1	91,6	95,2	96,7	100,0	178,2	212,1	189,1	185,5
REAL (Basisjahr 2021)															
Verbraucher	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Kraftwerke	85,8	92,8	89,9	79,2	75,2	59,3	61,4	67,9	59,7	47,4	89,6	224,8	180,6	155,9	144,3
Industrie	83,4	93,3	91,2	85,7	77,8	64,7	68,1	73,2	66,3	52,7	89,6	197,4	151,8	119,2	115,2
Handel und Gewerbe	98,1	103,0	104,2	102,3	98,6	92,3	87,6	85,7	87,9	84,6	89,7	154,4	167,8	146,2	136,9
Haushalte	98,3	101,5	101,3	100,6	99,0	95,8	91,2	88,0	90,2	91,4	91,6	150,1	168,5	146,6	140,6

Tabelle 1 Entwicklung der Preisindizes (Jahresdurchschnittswerte) für Erdgas für verschiedene Verbraucher in Deutschland (Werte nominal und real mit Preisbasis 2021)

Quelle: [Destatis 2026a], [Destatis 2026e], Darstellung IE Leipzig

3.2.1 Grenzübergangspreise

Ein wichtiger Indikator für die Entwicklung der Erdgaspreise sind die Importpreise für Erdgas. Die früher vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) veröffentlichten Grenzübergangspreise werden nicht mehr fortgeführt. Daher wird für die Analyse der Preisentwicklung auf die Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes zurückgegriffen. Die ausgewiesenen Importpreise spiegeln die Kosten der nach Deutschland eingeführten Erdgasmengen wider und ermöglichen eine langfristige Betrachtung der Preisentwicklung. Die Abweichungen zu den früheren BAFA-Grenzübergangspreisen sind gering, so dass die Zeitreihe konsistent fortgeführt werden kann (Abbildung 15).

Während die Erdgasimportpreise in der Vergangenheit aufgrund langfristiger Lieferverträge teilweise an die Entwicklung der Rohölpreise gekoppelt waren, wird die Preisbildung heute deutlich stärker durch die Entwicklungen an den europäischen Gashandelsplätzen beeinflusst. Insbesondere seit der Liberalisierung der Gasmärkte und dem Ausbau des LNG-Handels orientieren sich die Importpreise zunehmend an den Großhandelspreisen der europäischen Gasbörsen. Gleichwohl bestehen weiterhin Wechselwirkungen zwischen den internationalen Märkten für Erdgas, Erdöl und anderen Energieträgern.

Nach einem Höchststand von durchschnittlich 2,90 ct/kWh im Jahr 2012 sank der Erdgasimportpreis infolge des Ölpreisverfalls und eines steigenden LNG-Angebots bis auf 1,21 ct/kWh im Jahr 2020. Nach dem pandemiebedingten Nachfrageeinbruch setzte ab 2021 ein starker Preisanstieg ein. Zunächst führten die wirtschaftliche Erholung und die steigende Nachfrage zu höheren Preisen, bevor der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine und der weitgehende Ausfall russischer Gaslieferungen nach Europa die Situation erheblich verschärften. Im Jahr 2022 wurde mit einem durchschnittlichen Importpreis von 9,21 ct/kWh ein historischer Höchststand erreicht. Mit dem Ausbau alternativer Bezugsquellen, hohen Speicherfüllständen, der Inbetriebnahme deutscher LNG-Terminals und einem gegenüber den Vorkrisenjahren dauerhaft niedrigeren Gasverbrauch entspannte sich die Marktlage anschließend wieder. Der durchschnittliche Importpreis sank im Jahr 2023 auf 4,20 ct/kWh und verringerte sich im Jahr 2024 weiter auf 3,73 ct/kWh. Im Jahr 2025 wurde mit 3,85 ct/kWh wieder ein leicht höherer Jahresdurchschnitt verzeichnet. Ursächlich hierfür waren unter anderem zeitweise steigende Großhandelspreise infolge geopolitischer Unsicherheiten, der europäischen Speicherbefüllung sowie einer erhöhten Nachfrage nach Flüssigerdgas auf den Weltmärkten. Trotz dieses Anstiegs lagen die Importpreise weiterhin deutlich unter den Höchstständen der Energiekrise, jedoch erheblich über dem Vorkrisenniveau der Jahre 2016 bis 2020.

Neben dem direkten Import über langfristige Lieferverträge erfolgt die Beschaffung von Erdgas zunehmend über die europäischen Handelsplätze. Die Erdgasbörsenpreise zeigten im Betrachtungszeitraum einen ähnlichen Verlauf wie die Importpreise, reagierten jedoch schneller und stärker auf kurzfristige Marktveränderungen. Nachdem für kurzfristige Erdgasmengen im Jahr 2022 zeitweise mehr als 300 Euro/MWh gezahlt werden mussten, gingen die Preise infolge der verbesserten Versorgungslage deutlich zurück. Im Jahr 2023 lag der durchschnittliche Börsenpreis noch bei rund 41 Euro/MWh. Auch in den Jahren 2024 und 2025 verblieben die Großhandelspreise deutlich unter den Extremwerten der Energiekrise. Gleichwohl führten geopolitische Risiken, Schwankungen der weltweiten LNG-Nachfrage und Unsicherheiten hinsichtlich der europäischen Gasversorgung weiterhin zu merklichen Preisschwankungen.

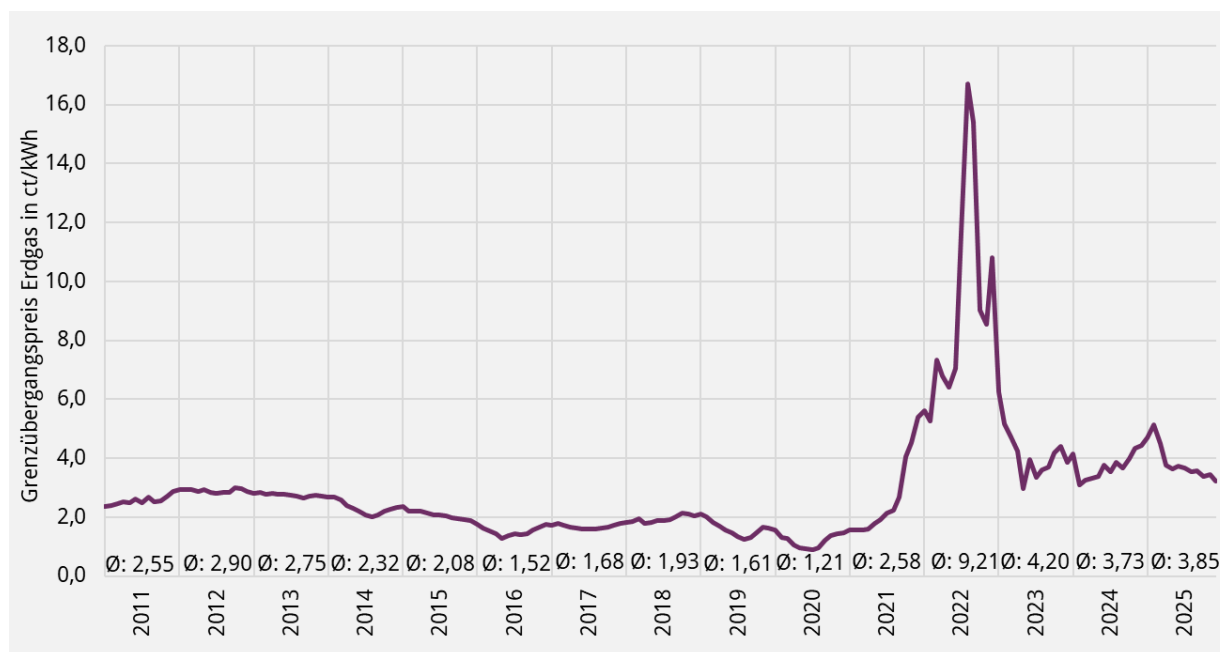


Abbildung 15 Entwicklung der Erdgasimportpreise nach Deutschland von 2010 bis 2025

Quelle: [Destatis 2025d], Darstellung IE Leipzig

3.2.2 Steuern und Umlagen

Der Gaspreis für Endverbraucher setzt sich aus den Kosten für Gasbeschaffung und Vertrieb, den Netzentgelten, den Entgelten für Messung, Abrechnung und Messstellenbetrieb, den Konzessionsabgaben sowie verschiedenen Steuern und Abgaben zusammen. Zu den staatlich veranlassten Preisbestandteilen zählen insbesondere die Erdgassteuer, die Mehrwertsteuer und die Kosten aus der nationalen CO₂-Bepreisung.

Abbildung 16 zeigt die Zusammensetzung des Erdgaspreises im Jahr 2025 für Haushalts- und Industriekunden. Für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.556 kWh und 55.556 kWh (Band D2) lag der durchschnittliche Erdgaspreis bei 12,13 ct/kWh. Davon entfielen 6,22 ct/kWh bzw. rund 51 % auf die Kosten für Beschaffung und Vertrieb. Die Netznutzungsentgelte machten mit 2,26 ct/kWh rund 19 % des Endverbraucherpreises aus. Auf die Mehrwertsteuer entfielen 1,93 ct/kWh bzw. rund 16 %, während die Kosten der nationalen CO₂-Bepreisung mit 1,00 ct/kWh einen Anteil von rund 8 % erreichten. Die Erdgassteuer betrug 0,55 ct/kWh und machte rund 5 % des Gesamtpreises aus. Die Entgelte für Messung, Abrechnung und Messstellenbetrieb sowie die Konzessionsabgabe beliefen sich zusammen auf 0,17 ct/kWh bzw. rund 1 % des Gaspreises.

Für Industriekunden wurde ein Abnahmefall von 116 GWh mit einer Jahresnutzungsdauer von 4.000 Stunden (Band I4) zugrunde gelegt. Der durchschnittliche Erdgaspreis belief sich im Jahr 2025 auf 5,97 ct/kWh. Die Kosten für Beschaffung und Vertrieb stellten mit 3,84 ct/kWh den größten Preisbestandteil dar und machten rund 64 % des Gesamtpreises aus. Die Kosten der nationalen CO₂-Bepreisung betrugen 1,00 ct/kWh bzw. rund 17 %. Auf die Netznutzungsentgelte entfielen 0,56 ct/kWh und auf die Erdgassteuer 0,55 ct/kWh; beide Bestandteile machten jeweils rund 9 % des Gesamtpreises aus. Entgelte für Messung, Abrechnung und Messstellenbetrieb sowie Konzessionsabgaben werden für diesen industriellen Abnahmefall in der Abbildung nicht gesondert ausgewiesen. Die Mehrwertsteuer ist im dargestellten Industriepreis nicht enthalten, da vorsteuerabzugsberechtigende Unternehmen sie nicht als Kostenbestandteil tragen.

Gegenüber den Krisenjahren 2022 und 2023 haben sich die Beschaffungskosten für Erdgas deutlich verringert. Im Jahr 2025 entfielen jedoch weiterhin erhebliche Anteile des Endverbraucherpreises auf die Netzentgelte und die nationale CO₂-Bepreisung. Durch die Anhebung des nationalen CO₂-Preises auf 55 Euro je Tonne CO₂ zum 01.01.2025 erhöhten sich die CO₂-Kosten weiter. Sie machten 2025 rund 8 % des dargestellten Haushaltsgaspreises und rund 17 % des dargestellten Industriegaspreises aus.

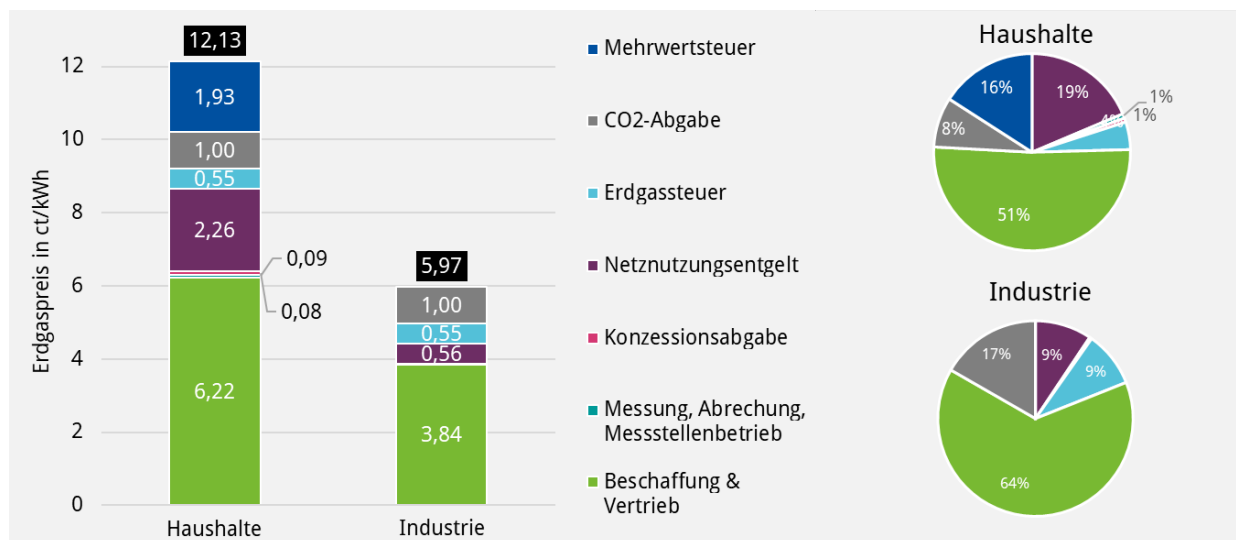


Abbildung 16 Zusammensetzung des Gaspreises für Haushalte (Abnahmefall 20-200 GJ) und Industrie (Abnahmefall 116 GWh) in Deutschland zum Stichtag 1. April 2025

Quelle: [BNetzA 2026d], Darstellung IE Leipzig, Anmerkung: Im Kostenblock Beschaffung und Vertrieb sind 0,102 ct/kWh für die Gasspeicherumlage enthalten.

3.2.3 Haushalte

Das Statistische Amt der Europäischen Union (Eurostat) stellt Daten zu Erdgaspreisen für verschiedene Verbrauchergruppen zur Verfügung. In der Europäischen Union sind die Gaspreise für Haushalte (mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.500 und 55.000 kWh) zwischen 2024 und 2025 weiter auf 11,86 ct/kWh im Jahresdurchschnitt gestiegen.

Für deutsche Haushaltskunden ist der Erdgaspreis 2025 weiter auf durchschnittlich 12,20 ct/kWh gestiegen. In Deutschland wie auch im europäischen Schnitt sind die Preissteigerungen auf höhere Steuern und Abgaben zurückzuführen, die den Rückgang des Preisanteils für Beschaffung, Vertrieb und Marge mehr als ausgleichen. In Deutschland ist dies auf gestiegene Netzentgelte und den wachsenden Preis für CO₂ zurückzuführen. Vergleicht man die nominalen Preise für Haushaltskunden aus den Daten des Monitoringberichts (Abbildung 16) mit denen von Eurostat (Abbildung 17), so zeigt sich ein Unterschied, der folgenden Hintergrund hat: In beiden Quellen wird derselbe Jahresverbrauch betrachtet, jedoch handelt es sich bei [BNetzA 2026d] um eine Stichtagsauswertung zum 1. April 2025 und bei [Eurostat 2026] um den Durchschnittswert für 2025.

Der „staatlich veranlasste Anteil“ umfasst alle Steuern und Abgaben auf den Erdgaspreis im jeweiligen Land, in Deutschland also Erdgassteuer, Konzessionsabgabe, CO₂-Bepreisung und Mehrwertsteuer. Der Anteil der Steuern und Abgaben am deutschen Haushaltsgaspreis lag 2025 nach Angaben von Eurostat bei 31,6 % (2024: 26,2 %) und damit annähernd auf Höhe des EU-Durchschnitts von 31,0 % (2024: 28,8 %). Der Anteil für Steuern ist in den letzten beiden Jahren in den betrachteten Nachbarländern mit Ausnahme der Niederlande gestiegen. Dort sank der staatlich veranlasste Teil leicht von 54,9 % im Jahr 2024 auf 52,8 % im Jahr 2025.

Im europäischen Vergleich zeigt sich, dass das Gaspreisniveau in Deutschland nur geringfügig über dem europäischen Durchschnitt und unter dem französischen lag (Abbildung 17). In den Niederlanden lagen die Preise wie in den vergangenen Jahren durch hohe staatliche Abgaben deutlich über dem europäischen Durchschnitt. Die Niederlande streben Klimaneutralität bis 2050 an und wollen ihre CO₂-Emissionen bis 2030 um 49 % reduzieren. Hohe Erdgaspreise und die Klimaziele treiben die Abkehr vom Erdgas voran. Maßnahmen wie das Wärmegesetz und regionale Initiativen fördern den Umstieg auf erneuerbare Energien und Fernwärme. Dies ist notwendig, da derzeit rund 90 % der Gebäude mit Erdgas beheizt werden [AHK NL 2023].

Auch Dänemark verfolgt ehrgeizige Klimaziele, welche die vergleichsweise hohe Besteuerung veranlassen. Allerdings fällt auf, dass es Dänemark seit 2023 gelungen ist, den Preis für die Energiekomponente im Vergleich zu den Nachbarländern und dem europäischen Durchschnitt deutlich niedriger zu halten. Dies könnte u.a. darauf zurückzuführen sein, dass die Biogasproduktion in Dänemark in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen ist und als wichtige grüne Energiequelle gilt. Im Jahr 2023 machte Biogas 32 % der Gasproduktion aus [DK 2024]. Ziel der dänischen Regierung ist es, bis 2030 den gesamten nationalen Gasverbrauch durch Biogas zu decken [AHK DK 2023]. Außerdem hat Dänemark seit 2023 Zugriff auf norwegisches Pipeline-Gas, was die Versorgungssicherheit stützt und preisgünstiger als LNG-Importe.

Abbildung 18 zeigt die realen Erdgaspreise. Auch im Vergleich der realen Preise sind diese in den Niederlanden am höchsten. Inflationsbereinigt sanken die Preise in Deutschland (-0,2 ct/kWh), Dänemark (-0,06 ct/kWh), den Niederlanden (-0,41 ct/kWh) und auch im europäischen Durchschnitt (-0,13 ct/kWh) leicht. In Frankreich fiel der reale Preisanstieg weniger stark aus als der nominale (0,74 ct/kWh).

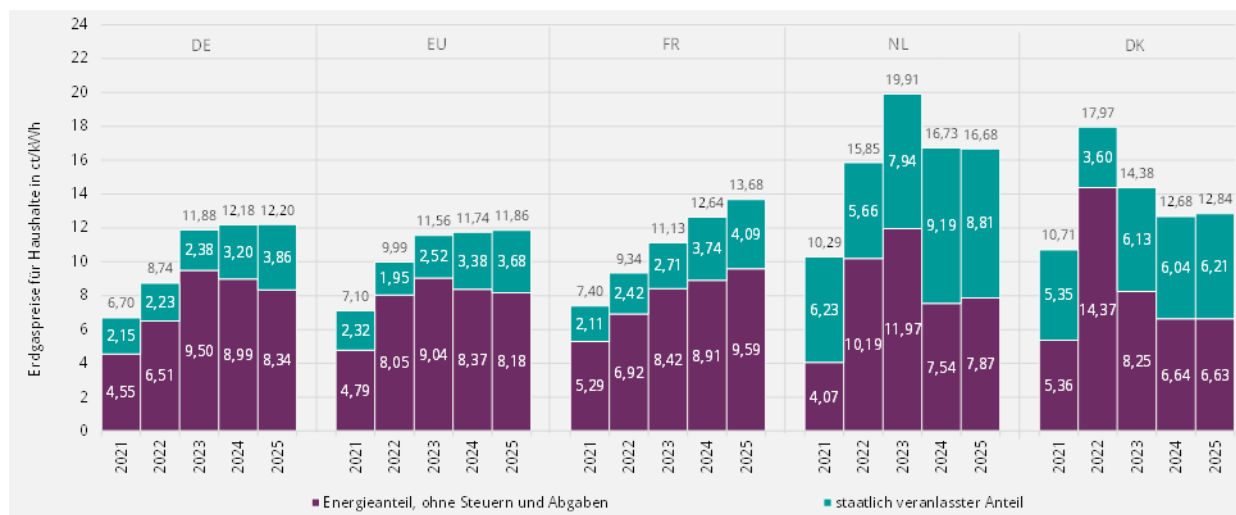


Abbildung 17 Nominale Erdgaspreise für Haushaltskunden (20 - 199 GJ/a) im europäischen Vergleich 2021 bis 2025

Quelle: [Eurostat 2026], Darstellung IE Leipzig

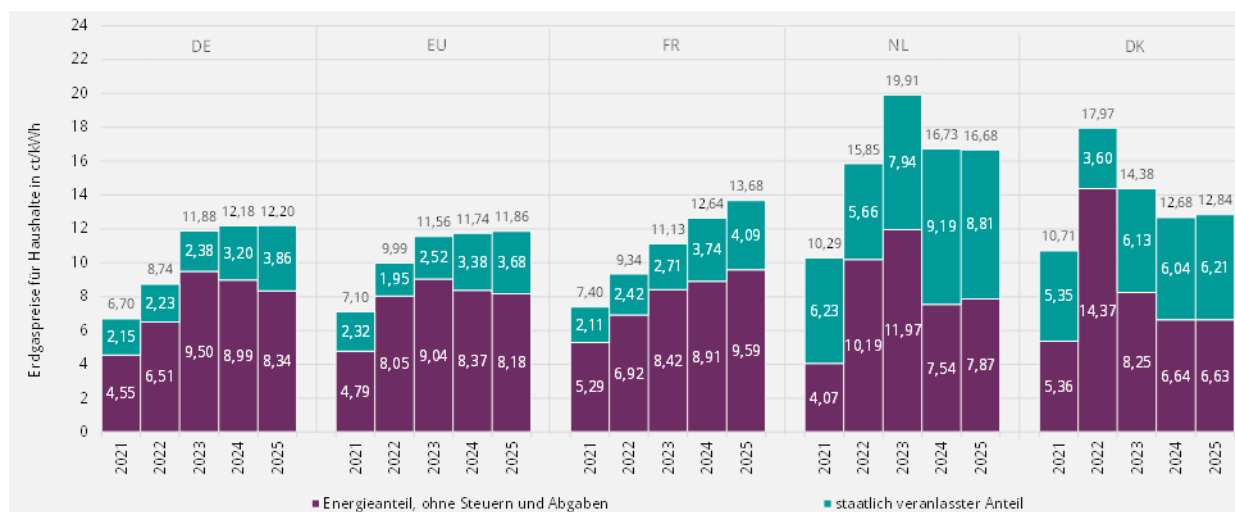


Abbildung 18 Reale Erdgaspreise für Haushaltskunden im europäischen Vergleich 2021 bis 2025

Quelle: [Eurostat 2026], [Eurostat 2026b], Darstellung IE Leipzig

Für den bundesweiten Vergleich der Erdgaspreise wurden Daten des Verbraucherportals Verivox ausgewertet. Sie beziehen sich auf Haushalte mit einem durchschnittlichen Verbrauch von 20.000 kWh pro Jahr bei einer Heizleistung von 13 kW. Es werden die günstigsten Tarife der Grundversorger herangezogen. Alternative Anbieter sind im Schnitt günstiger.

Die Erdgaspreise der Grundversorger für Haushaltskunden in Baden-Württemberg sind gegenüber dem Vorjahr (11,94 ct/kWh) um rund 3 % auf 11,61 ct/kWh gesunken (Abbildung 19). Damit liegt Baden-Württemberg über dem Bundesdurchschnitt (11,07 ct/kWh). Im Bundesdurchschnitt ist der Preis im Vergleich zum Vorjahr um 5 % gesunken. In allen Bundesländern ist eine deutliche Erholung gegenüber Neukundenpreisen von 2022 zu beobachten (der Preis lag im Jahr 2022 im Bundesdurchschnitt bei 16,19 ct/kWh), das Vorkrisenniveau wurde 2025 jedoch nicht erreicht (im Bundesdurchschnitt 8,34 ct/kWh).

In Berlin und Hamburg sind die Erdgaspreise wie in den beiden Vorjahren am niedrigsten. Die Mergen-, Beschaffungs- und Vertriebskosten sind im Vergleich deutlich niedriger. In dieser Kostensparte liegt Baden-Württemberg über dem Bundesdurchschnitt. Insgesamt liegt Baden-Württemberg in diesem Jahr im Bundesländervergleich auf Platz 11, im Vorjahr auf Platz 10. Die Preise aus Abbildung 19 [Verivox 2026] und Abbildung 16 [BNetzA 2026d] fallen für Haushalte in Deutschland unterschiedlich aus. Gründe sind hier verschiedene Erhebungsmethoden und Stichtage der verwendeten Quellen.

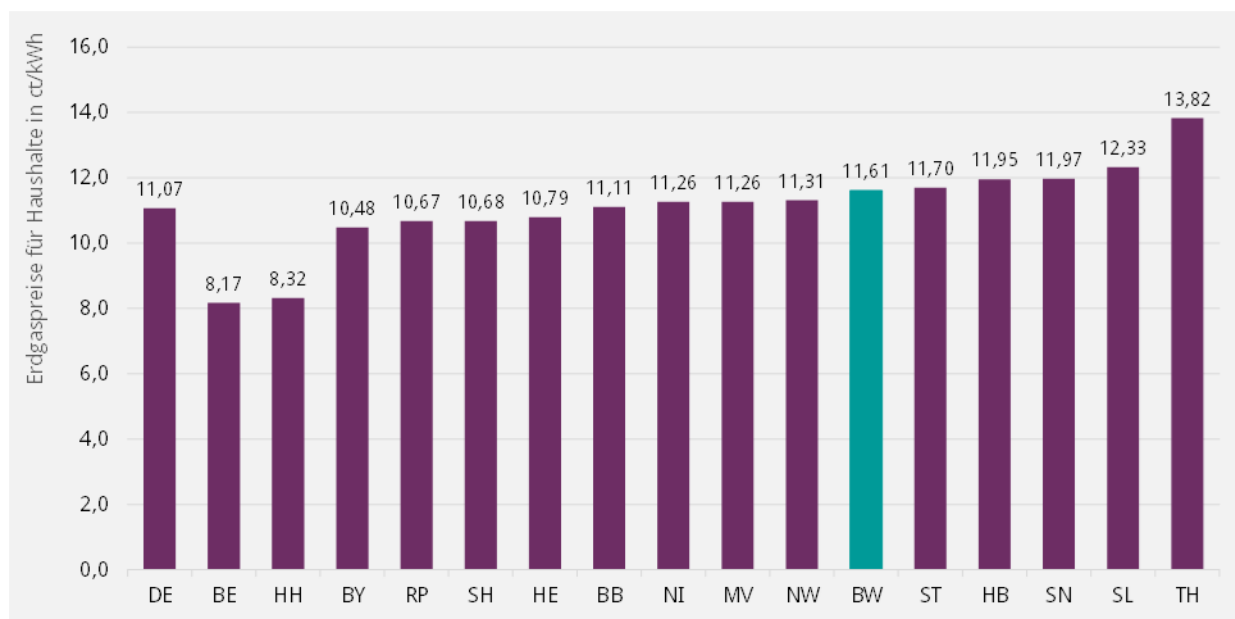


Abbildung 19 Erdgaspreise für Haushaltskunden nach Bundesländern 2025
Quelle: [Verivox 2026], Darstellung IE Leipzig, Stichtag 01.12.2025

Für Baden-Württemberg ist dieser strukturelle Effekt besonders relevant. Das industriell geprägte Land weist zahlreiche Verbrauchsschwerpunkte auf, zugleich umfasst die Gasversorgung auch ländliche und topografisch anspruchsvolle Gebiete. Daraus entstehen höhere Anforderungen an Betrieb, Instandhaltung, Versorgungssicherheit und Netzausbau. Ein Teil der bundeslandspezifischen Preisdifferenz ist daher auf den höheren Verteilungsaufwand und den notwendigen Ausbau des Gasnetzes zurückzuführen. Dies zeigt sich in den Netzentgelten: Im Dezember 2025 lagen sie im Bundesdurchschnitt bei 2,33 ct/kWh und in Baden-Württemberg bei 2,47 ct/kWh, nach 1,94 bzw. 2,04 ct/kWh im Vorjahr. Damit stiegen sie jeweils um 17 % (Abbildung 20).

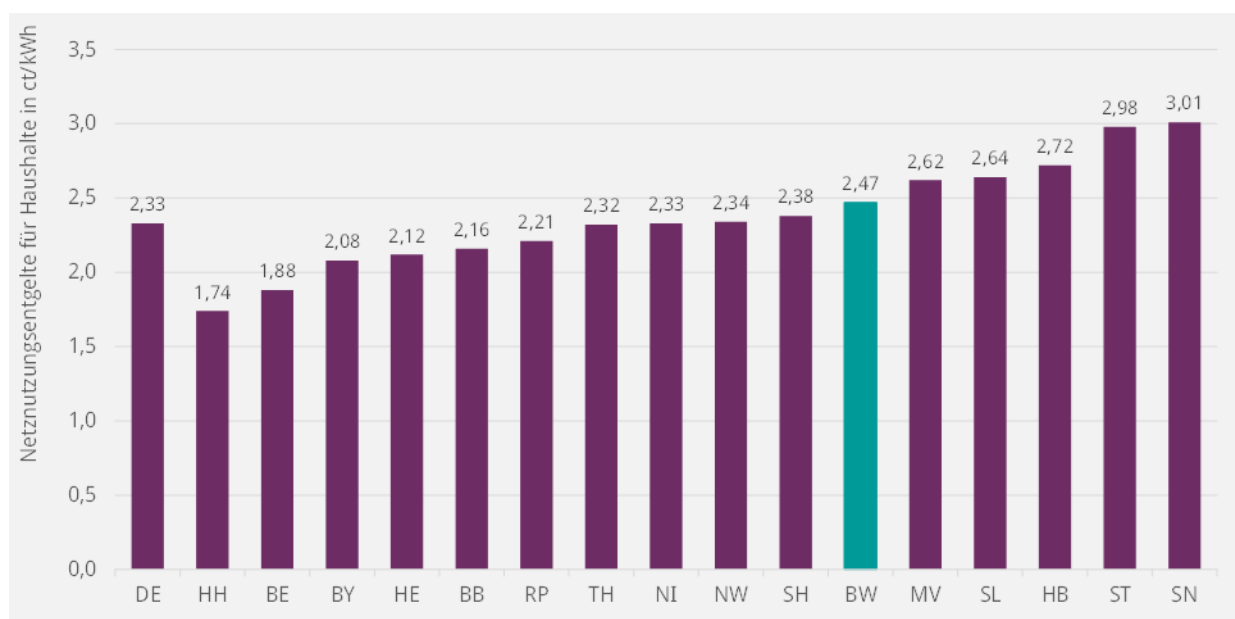


Abbildung 20 Netzentgelte für Haushaltskunden nach Bundesländern 2025
Quelle: [Verivox 2026], Darstellung IE Leipzig, Stichtag 1.12.2025

3.2.4 Industrie und Gewerbe

Aus der „Marktübersicht Strom- und Gaspreise für Haushalte und Gewerbe“ des Verbraucherportals Verivox wurden die Tarifangebote der örtlichen Grundversorger für **Gewerbekunden** ausgewertet und in Abbildung 21 gegenübergestellt. Dabei handelt es sich um durchschnittliche Preise zum 01.12.2025, inklusive aller Steuern und Abgaben. Betrachtet wurden Kunden mit einem jährlichen Verbrauch von 90.000 kWh und einer Heizleistung von 50 kW. Es wurden nur die günstigsten Angebote der örtlichen Grundversorger berücksichtigt, soweit diese im Internet veröffentlicht werden. Im bundesweiten Vergleich lag Baden-Württemberg 2025 auf Platz 11, im Vorjahr noch auf Platz 12 (Abbildung 21). Der Erdgaspreis in Baden-Württemberg lag im Jahr 2025 bei 9,86 ct/kWh und sank gegenüber dem Vorjahr um 0,15 ct/kWh (2024: 10,01 ct/kWh). Im Bundesdurchschnitt wurden um 3,5 % niedrigere Preise gezahlt als in Baden-Württemberg. Die Preise blieben im Bundesschnitt 2025 stabil zum Vorjahr (0,4 %) und sanken in Baden-Württemberg unwesentlich um 1,5 % gegenüber 2024. Bundesweit war Erdgas in Hamburg mit 7,24 ct/kWh am günstigsten. Am teuersten war Erdgas für neue Gewerbekunden in Rheinland-Pfalz (11,28 ct/kWh).

Die Netzentgelte in Baden-Württemberg lagen mit 2,17 ct/kWh über dem Bundesdurchschnitt von 1,95 ct/kWh (Abbildung 22). Im Vergleich zu 2024 liegen die Netzentgelte in Baden-Württemberg um 0,42 ct/kWh höher. Hamburg hatte 2025 die niedrigsten Netzentgelte für Gewerbekunden (1,45 ct/kWh), Sachsen die höchsten (2,59 ct/kWh).

Eine Auswertung der Gaspreise für **Industriekunden** nach Bundesländern ist aufgrund nicht zur Verfügung stehender Daten leider nicht möglich. Diese Verträge sind individuell ausgehandelt und die Daten müssen nicht veröffentlicht werden.



Abbildung 21 Erdgaspreise für Gewerbekunden nach Bundesländern 2025
Quelle: [Verivox 2026], Darstellung IE Leipzig, Stichtag 1.12.2025

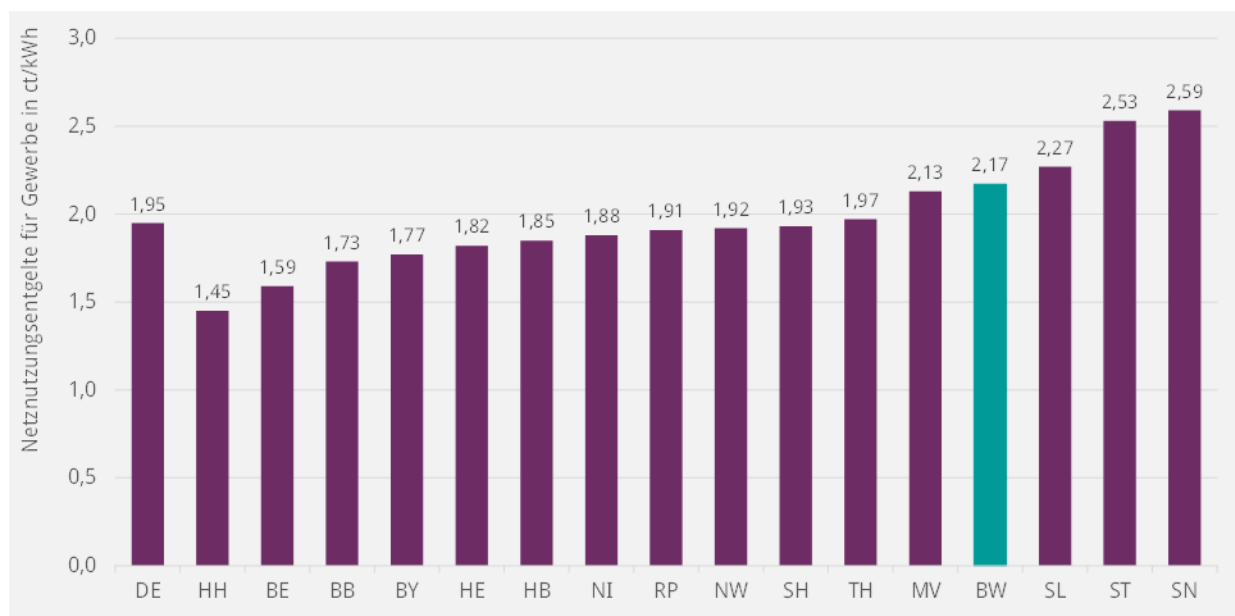


Abbildung 22 Netzentgelte für Gewerbekunden nach Bundesländern 2025

Quelle: [Verivox 2026], Darstellung IE Leipzig

Die Auswertung der Daten des Statistischen Amtes der Europäischen Union (Eurostat) zu den Erdgaspreisen in der **Industrie** umfasst die drei Verbrauchergruppen I1, I3 und I5:

- Gruppe I1: Verbrauch < 278 MWh
- Gruppe I3: 2.778 MWh ≤ Verbrauch < 27.778 MWh
- Gruppe I5: 277.778 MWh ≤ Verbrauch < 1.111.111 MWh.

Wie beim Strombezug gilt auch beim Erdgas: Mit steigender Abnahmemenge sinkt in der Regel der Endverbraucherpreis je Einheit. Industriekunden profitieren von größeren Abnahmemengen, weniger Marktstufen sowie häufig geringeren Steuern, Abgaben und Netzentgelten. Zudem enthalten die ausgewiesenen Industriepreise keine umlagefähigen Kosten wie die Mehrwertsteuer oder andere erstattungsfähige Steuern und Abgaben.

Die Daten von Eurostat zeigen im Vergleich zum Vorjahr nominal eine stabile Preisentwicklung. Im EU-Durchschnitt zahlten Industriebetriebe der Gruppe I1 wie im Vorjahr 8,99 ct/kWh. In Deutschland, Frankreich und Dänemark stiegen die Preise mit unter 5 % unwesentlich, in den Niederlanden sanken sie.

Auch in Gruppe I3 waren 2025 leicht gegenläufige Entwicklungen sichtbar, wobei eine Kilowattstunde Erdgas im europäischen Durchschnitt sowie in Deutschland, den Niederlanden und Dänemark zwischen 0,5 % (EU) und 14,2 % (Niederlande) mehr kostete als im Vorjahr. In Frankreich zahlten Betriebe 4,4 % weniger als 2024.

In der Gruppe I5 sind die Preise in allen betrachteten Gebietseinheiten leicht gestiegen, was auf höhere staatliche Abgaben, in Frankreich und im EU-Durchschnitt auch auf gestiegene Beschaffungskosten zurückzuführen ist.

Der Anteil der staatlich veranlassten Preisbestandteile ist in allen betrachteten Gebietseinheiten für alle Verbrauchergruppen der Industrie (Ermäßigung für das Produzierende Gewerbe) im Betrachtungszeitraum nahezu kontinuierlich angestiegen. Der Anteil der Steuern und Abgaben in Deutschland lag in der

- Verbrauchsgruppe I1 um 4,9 % über dem europäischen Durchschnitt, aber deutlich unter dem Anteil in Dänemark und den Niederlanden.

- Verbrauchergruppe I3 um 39 % über dem EU-Durchschnitt, aber unter den Niederlanden und Dänemark.
- Verbrauchergruppe I5 weiterhin deutlich höher als im europäischen Durchschnitt mit 86,7 %, aber niedriger als in den Niederlanden und Dänemark.

Den höchsten Anteil an Steuern und Abgaben verzeichneten im Jahr 2025 die Niederlande mit 46,8 % des Endpreises in der Verbrauchergruppe I1. In Frankreich war der Anteil für Steuern und Abgaben in der Verbrauchergruppe I5 mit 4,15 % am niedrigsten.

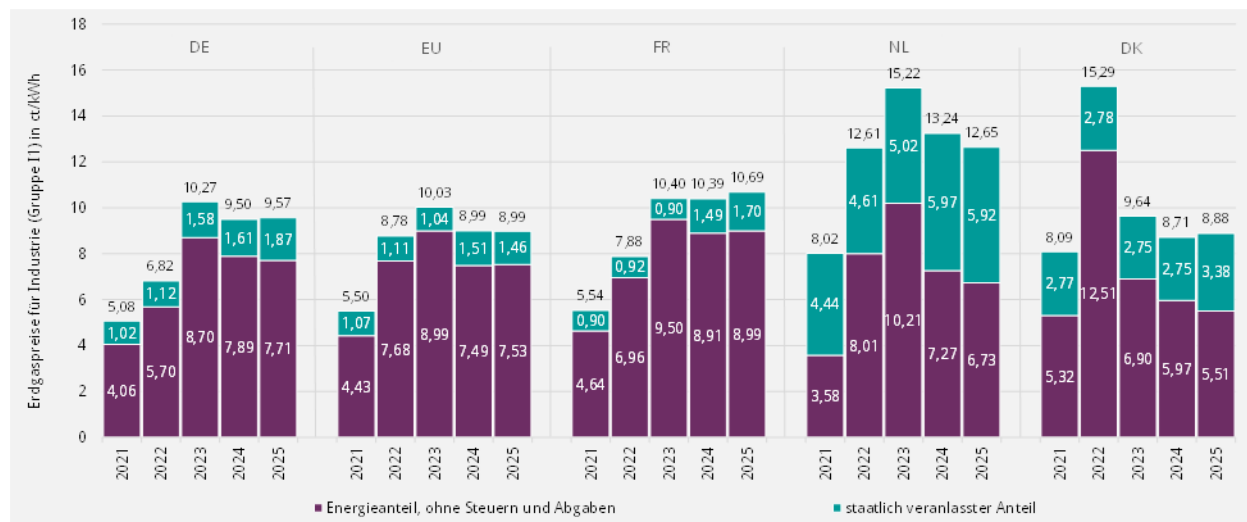


Abbildung 23 Nominale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I1 der Industrie im europäischen Vergleich 2021 bis 2025
Quelle: [Eurostat 2026], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben

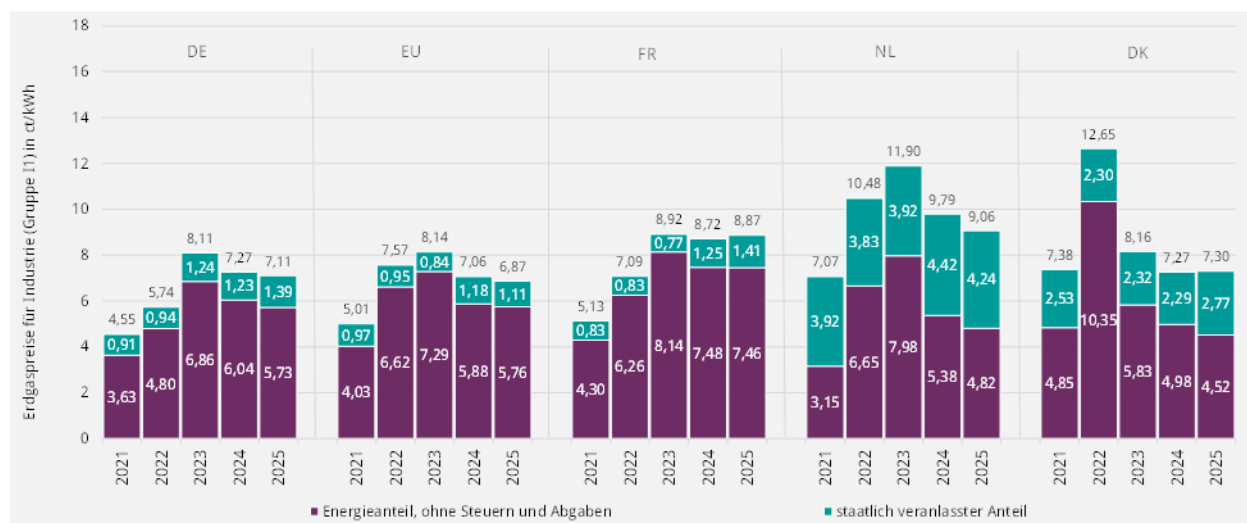


Abbildung 24 Reale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I1 der Industrie im europäischen Vergleich 2021 bis 2025
Quelle: [Eurostat 2026], [Eurostat 2026a], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben

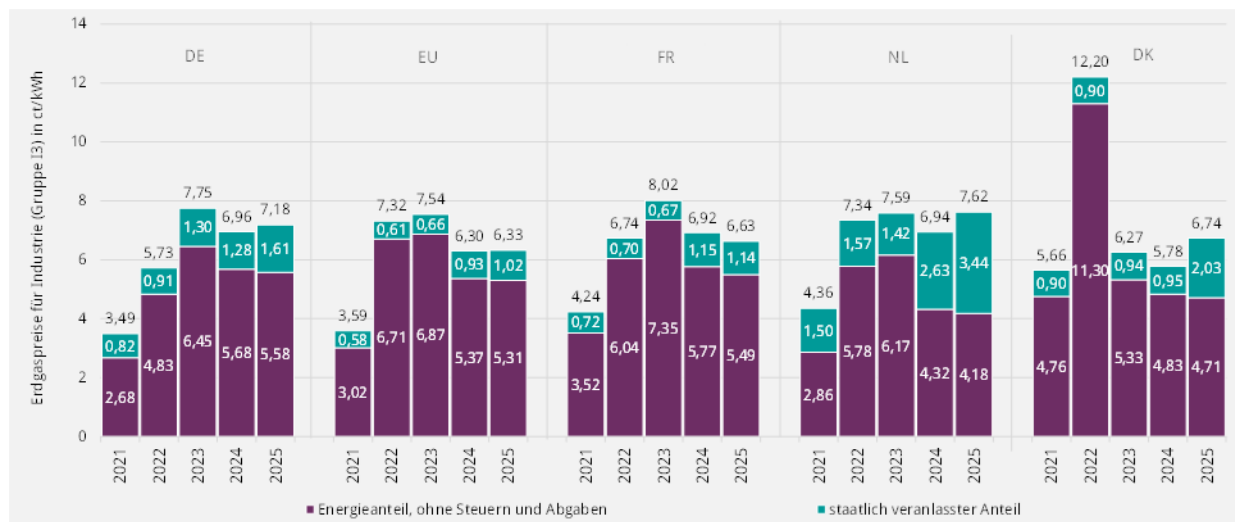


Abbildung 25 Nominale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I3 der Industrie im europäischen Vergleich 2021 bis 2025

Quelle: [Eurostat 2026], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben

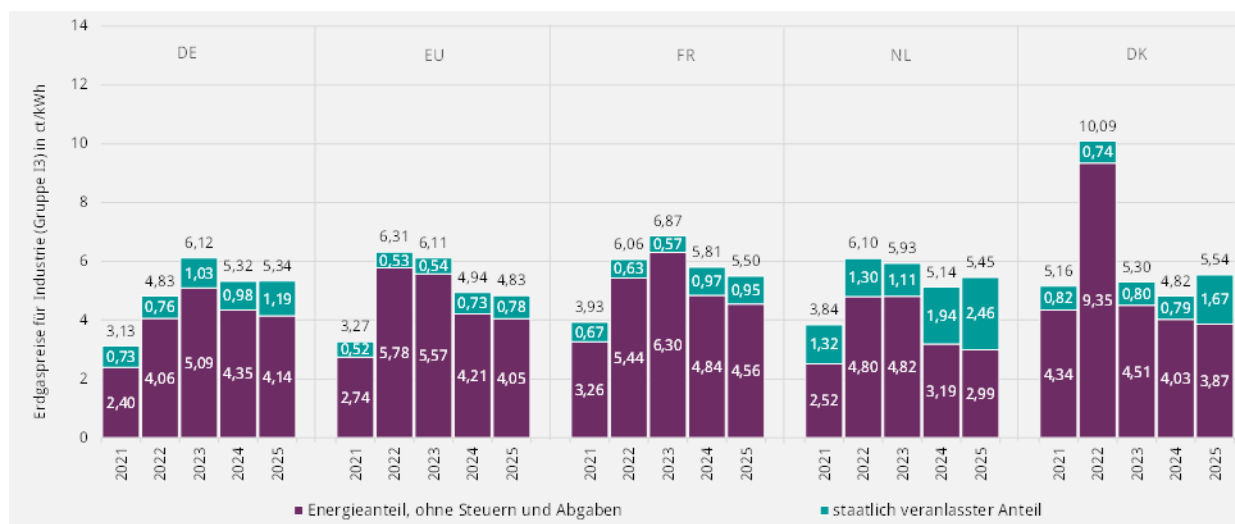


Abbildung 26 Reale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I3 der Industrie im europäischen Vergleich 2021 bis 2025

Quelle: [Eurostat 2026], [Eurostat 2026a], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben

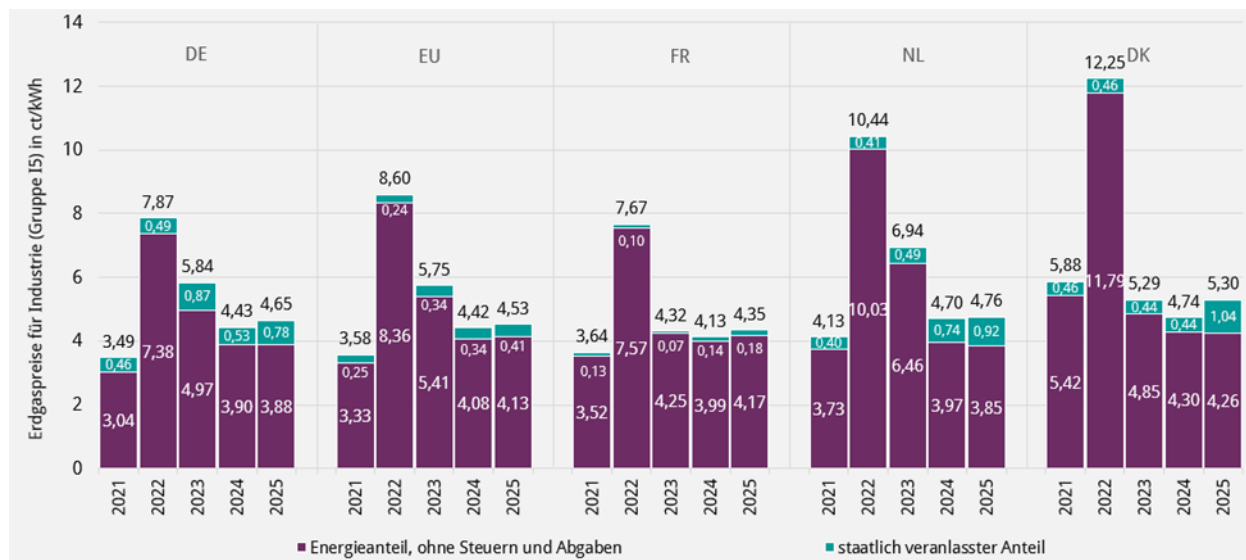


Abbildung 27 Nominale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I5 der Industrie im europäischen Vergleich 2021 bis 2025

Quelle: [Eurostat 2026], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben

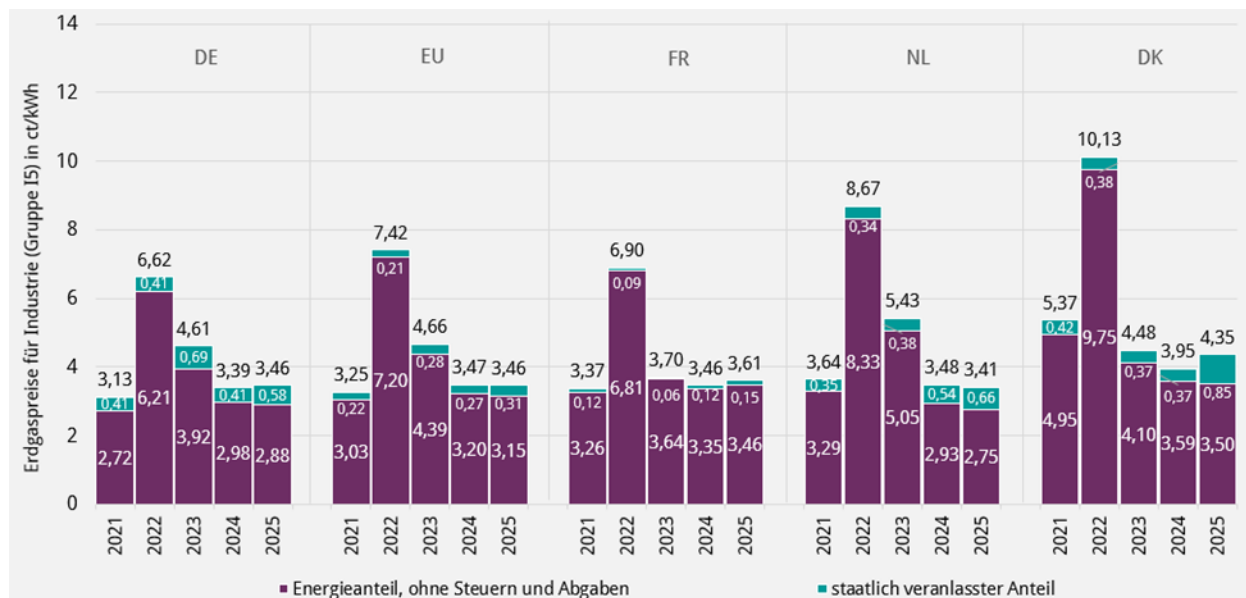


Abbildung 28 Reale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I5 der Industrie im europäischen Vergleich 2021 bis 2025

Quelle: [Eurostat 2026], [Eurostat 2026a], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben

Im nächsten Schritt werden die Gaspreise über Europa hinaus mit denen in den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) verglichen. Entsprechende Statistiken werden dort von der Energy Information Administration (EIA) geführt. Beim Vergleich der deutschen bzw. europäischen Industriegaspreise ist zu beachten, dass die von der EIA erhobenen und veröffentlichten Daten keine Differenzierung nach unterschiedlichen Gasbezugsmengen, d. h. Verbrauchergruppen, zulassen. Ein aussagekräftiger Vergleich mit den von Eurostat ausgewiesenen, nach Verbrauchergruppen differenzierten Werten für Deutschland und Europa ist daher nur eingeschränkt möglich. Im Industriesektor zeigt sich eine große Spannweite der Gaspreise in den USA. Der niedrigste Preis lag 2025 mit umgerechnet 1,04 ct/kWh in North Dakota und der höchste Preis (nur 33 Bundesstaaten mit Angaben) mit 8,41 ct/kWh in Hawaii (Abbildung 29). Im Durchschnitt lag der amerikanische Gaspreis für Industriekunden 2025 bei 1,58 ct/kWh und damit deutlich unter den deutschen (4,65 ct/kWh) bzw. europäischen (4,53 ct/kWh) durchschnittlichen Werten in der Verbrauchergruppe I5.

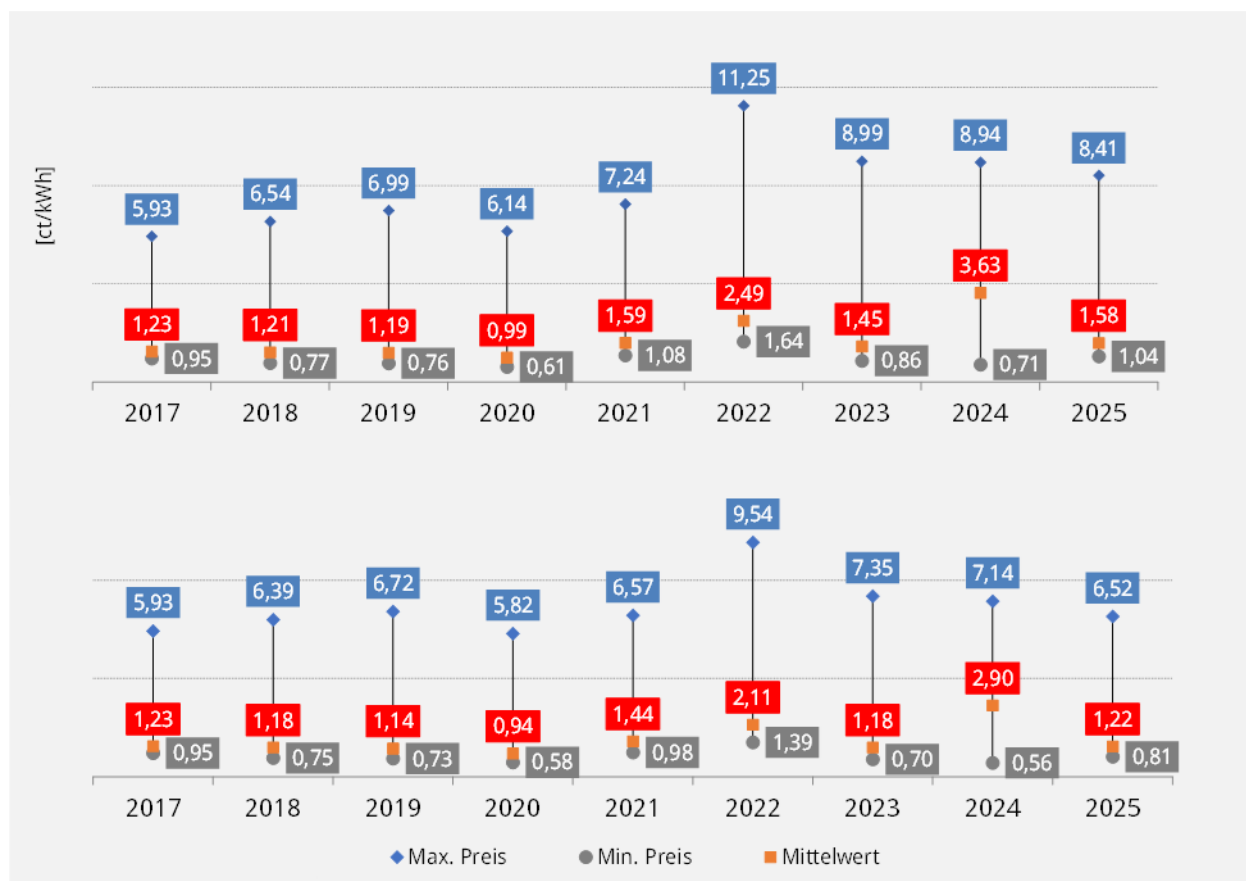


Abbildung 29 Nominale (oben) und reale (unten) Erdgaspreise für die Industrie in den USA 2017 bis 2025

Quelle: [EIA 2026a], [DB 2026], Darstellung IE Leipzig, Angaben in Eurocent je kWh, Anmerkung: mit Stand 13.05.2026 liegen nur Angaben zum Gaspreis für 33 Bundesstaaten vor.

4 Strommarkt

4.1 Marktstruktur und Wechselverhalten

4.1.1 Stromhandel

Im Jahr 2025 stieg das globale Stromhandelsvolumen der EEX Group gegenüber dem Vorjahr um 9 % auf insgesamt rund 13.493,7 TWh. Auch der Handel mit deutschen Strom-Futures nahm weiter zu: Das Volumen der German Power Futures erreichte rund 6.255,7 TWh und überschritt damit erstmals die Marke von 6.000 TWh [EEX 2026a].

Nach Angaben der Bundesnetzagentur lag die realisierte Nettostromerzeugung im Netz der allgemeinen Versorgung im Jahr 2025 bei 437,6 TWh und damit nahezu unverändert gegenüber dem Vorjahr (2024: 437,7 TWh). Davon entfielen 257,5 TWh bzw. 58,8 % auf erneuerbare Energieträger; im Vorjahr hatte der Anteil bei 58,5 % gelegen. Innerhalb der erneuerbaren Stromerzeugung stieg insbesondere die Einspeisung aus Photovoltaik deutlich von 63,2 TWh auf 74,1 TWh, während die Wasserkrafterzeugung zurückging. Bei den konventionellen Energieträgern sank die Stromerzeugung aus Braunkohle um 5,4 % auf 67,2 TWh, während Steinkohle um 3,0 % auf 28,2 TWh und Erdgas um 6,4 % auf 60,6 TWh zulegten.

Im Bereich des kommerziellen Außenhandels bezog Deutschland 2025 76,2 TWh Strom aus dem Ausland und exportierte im gleichen Zeitraum 54,3 TWh, der Nettoimport lag damit um rund 23 % niedriger als 2024. Der größte Anteil der deutschen Stromexporte ging mit einem Gesamtvolumen von 13,5 TWh nach Österreich, nach Dänemark wurden 7,1 TWh exportiert, Tschechien folgte mit 6,9 TWh auf Platz 3. Die wichtigsten Importländer, aus denen Strom nach Deutschland floss, waren 2025 Dänemark (19,4 TWh), Frankreich (13,7 TWh) und die Niederlande (13,1 TWh) [BNetzA 2026a].

Die Großhandelsstrompreise stiegen 2025 im Vergleich zu 2024 um 13,8 % an. In den Nachbarländern stiegen die Großhandelspreise im Mittel noch etwas stärker an, wobei sie in Polen, der Schweiz, Österreich und Tschechien höher, in den anderen Nachbarländern niedriger als in Deutschland lagen [BNetzA 2026a]. Trotz des insgesamt höheren Preisniveaus kam es in 573 von 8.760 Stunden des Jahres zu negativen Großhandelspreisen und damit öfter als 2024 (457 von 8.784 Stunden).

4.1.2 Wechselverhalten

Seit 1998 können private und gewerbliche Stromkunden zwischen verschiedenen Stromversorgern wählen. Der Anteil der **Haushaltskunden**, die ihren Strom über einen Grundversorgungsvertrag vom Grundversorger beziehen, war seit der Marktliberalisierung bis 2020 stetig gesunken, stabilisierte sich dann von 2020 bis 2023 bei 24 % bis 25 % und sank 2024 (das letzte Jahr, zu dem Daten vorliegen) auf 22 % ab [BNetzA 2026d]. Wie schon 2023 nutzten auch 2024 38 % der Haushaltskunden einen anderen Tarif des Grundversorgers, während der Anteil anderer Stromlieferanten 2024 erstmals die Marke von 40 % erreichte [BNetzA 2026d], wie in Abbildung 30 dargestellt wird.

Bei den **Gewerbe- und Industriekunden** wurden im Jahr 2024 wie im Jahr 2023 nur 0,2 % der Strommengen aus Grundversorgungsverträgen vom Grundversorger bezogen. Mit 77,8% (2023: 76,7 %) wurde der größte Teil der Strommengen im Jahr 2024 über Sonderverträge oder Sondertarife von anderen Lieferanten als dem Grundversorger geliefert. Anders als bei den Haushaltskunden wurden hier auch die absoluten Strommengen im Monitoringbericht veröffentlicht [BNetzA 2026d] und in Abbildung 31 grafisch dargestellt.

In der Kategorie der Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 10 MWh (hierzu zählen Gewerbe- und Industriekunden) wechselten 2024 14,1 % ihren Stromlieferanten (2023: 13,2 %). Seit 2021

steigen die Wechselquoten in dieser Kategorie stetig an [BNetzA 2026d], nachdem sie zuvor einige Jahre lang gesunken waren [BNetzA 2022] [BNetzA 2023] [BNetzA 2025]. Damit verbessert sich in vielen Fällen die Möglichkeit der Unternehmen, kurzfristig auf Preisänderungen zu reagieren.

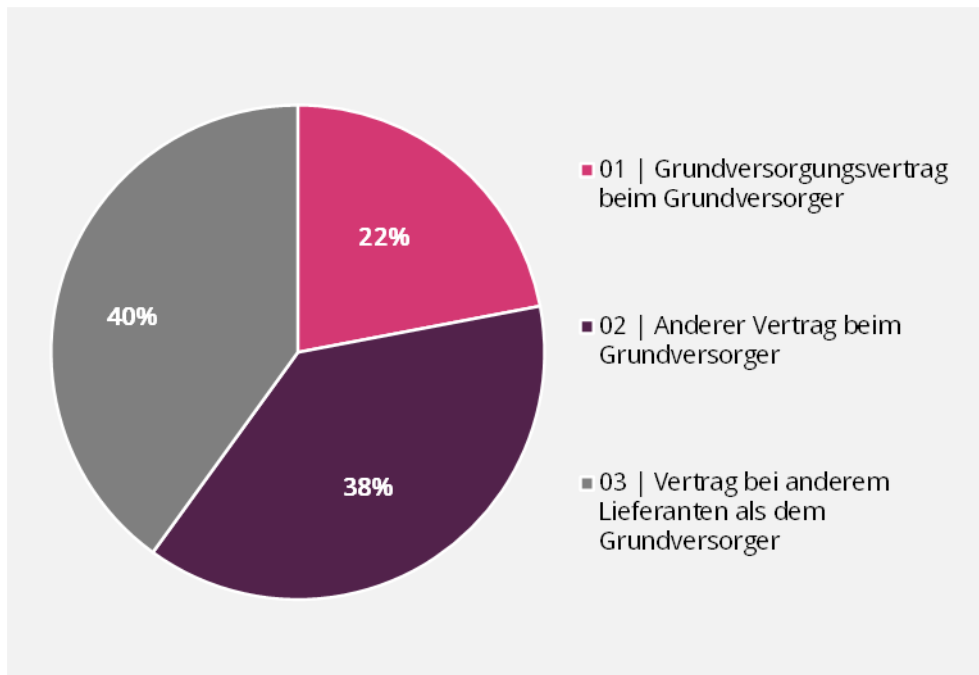


Abbildung 30 Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Haushaltskunden 2024

Quelle: [BNetzA 2026d], Darstellung IE Leipzig

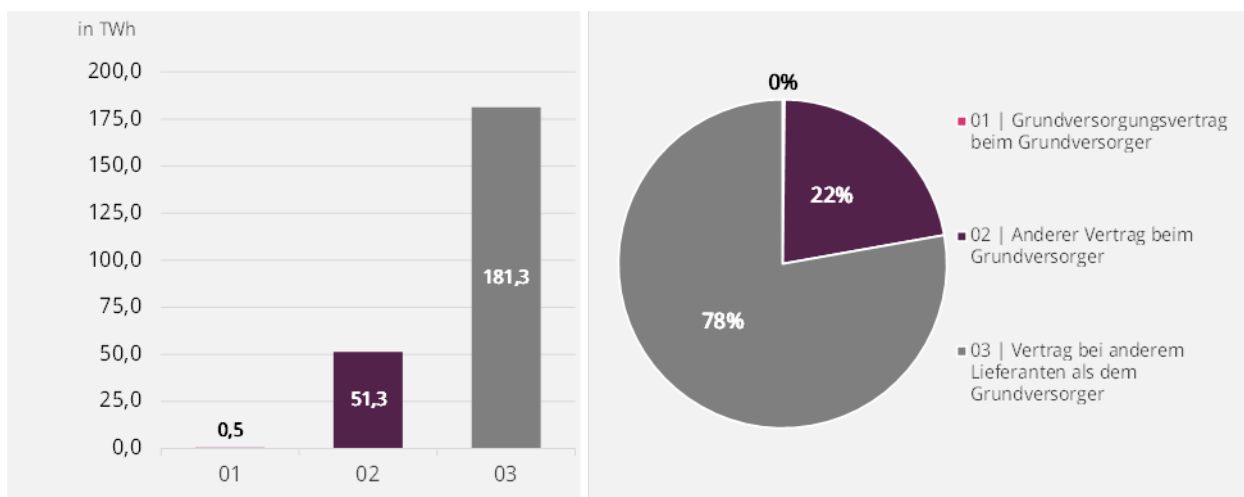


Abbildung 31 Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Industrie- und Gewerbekunden 2024

Quelle: [BNetzA 2026d], Darstellung IE Leipzig

4.2 Preisentwicklung

Nach einer einleitenden Einordnung der Strompreisbildung werden nachfolgend die Entwicklung der Großhandelsstrompreise sowie weitere Einflussfaktoren auf die Strompreise beschrieben. Die Entwicklung der Strompreise sowie der Strompreisbestandteile für den Haushaltssektor und den Sektor Industrie und Gewerbe werden anschließend getrennt dargestellt. Dabei werden die Entwicklungstendenzen

jeweils zunächst im europäischen und deutschen Kontext betrachtet. Anschließend wird - soweit Daten verfügbar sind - der Strommarkt in Baden-Württemberg beschrieben. Dabei lassen Vergleiche mit anderen Bundesländern auch Rückschlüsse auf die Position Baden-Württembergs zu.

4.2.1 Entwicklung der Preisindizes nach Verbrauchergruppen

Die vom Statistischen Bundesamt monatlich veröffentlichten Strompreisindizes bilden die Preisentwicklung für unterschiedliche Verbrauchergruppen ab (Abbildung 32). Beim Haushaltsindex wird der von privaten Endverbrauchern zu zahlende Bruttopreis einschließlich Umsatzsteuer berücksichtigt. Die Indizes für gewerbliche Anlagen und Sondervertragskunden beziehen sich dagegen auf Nettopreise ohne Umsatzsteuer. Neben den Beschaffungskosten wirken sich in allen Verbrauchergruppen auch Netzentgelte, Verbrauchsteuern, Umlagen und weitere staatlich veranlasste Preisbestandteile auf die Entwicklung aus. Die befristete Absenkung der Umsatzsteuer von 19 % auf 16 % im zweiten Halbjahr 2020 beeinflusste daher unmittelbar nur den Haushaltsindex.

Bis zum Beginn der Energiekrise 2021 war bei allen betrachteten Verbrauchergruppen grundsätzlich eine steigende Preisentwicklung zu beobachten. Der deutliche Anstieg bei **Haushalten und gewerblichen Anlagen** Anfang 2013 stand insbesondere im Zusammenhang mit der Erhöhung der EEG-Umlage. In den Folgejahren wurden steigende staatlich veranlasste Preisbestandteile teilweise durch sinkende Beschaffungskosten ausgeglichen. Während der Corona-Pandemie dämpften niedrigere Großhandelspreise die Entwicklung; bei den Haushalten wirkte zusätzlich die zeitweise Umsatzsteuersenkung entlastend. Ab 2021 führten steigende Brennstoff-, CO₂- und Stromgroßhandelspreise erneut zu erheblichen Preissteigerungen. Gegenläufig wirkte zunächst die Absenkung und ab Juli 2022 der vollständige Wegfall der EEG-Umlage.

Bei Haushalten und gewerblichen Anlagen erreichte die durch die Energiekrise der Jahre 2021 bis 2023 ausgelöste Preissteigerung erst 2023 ihren Höhepunkt. Aufgrund längerfristiger Beschaffungsstrategien und bestehender Lieferverträge wurden die zuvor stark gestiegenen Großhandelspreise zeitverzögert an diese Verbrauchergruppen weitergegeben. Der nominale Jahresdurchschnittsindex der Haushalte stieg von 129,6 Punkten im Jahr 2022 auf 150,1 Punkte im Jahr 2023. Bei den gewerblichen Anlagen erhöhte er sich von 132,8 auf 151,5 Punkte. Die Strompreisbremse begrenzte 2023 einen Teil der Belastung, konnte die verzögerte Weitergabe der hohen Beschaffungskosten jedoch nicht vollständig ausgleichen. Gleichzeitig entfaltete der Wegfall der EEG-Umlage erstmals über ein vollständiges Kalenderjahr seine entlastende Wirkung.

Bei den stärker am Großhandelsmarkt orientierten **Sondervertragskunden** setzte die Preiskorrektur bereits 2023 ein. Gegenüber dem Höchststand des Jahres 2022 sank der nominale Index der Niederspannungskunden um 25,0 % auf 138,0 Punkte und derjenige der Hochspannungskunden um 31,7 % auf 151,1 Punkte. Die rückläufigen Großhandels-, Brennstoff- und CO₂-Preise wirkten sich bei diesen Kundengruppen aufgrund stärker marktbezogener Verträge schneller aus als bei Haushalten und kleineren Gewerbekunden.

Im Jahr 2024 erreichte die Entspannung der Beschaffungskosten zunehmend auch Haushalte und gewerbliche Kunden. Ihre nominalen Indizes sanken auf 145,8 bzw. 143,7 Punkte. Die Strompreisbremse war Ende 2023 ausgelaufen, während der Wegfall der EEG-Umlage dauerhaft fortwirkte. Gleichzeitig begrenzten höhere Netzentgelte den Rückgang der Endkundenpreise. Für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes sowie der Land- und Forstwirtschaft wurde die Stromsteuer ab 2024 auf den europäischen Mindestsatz abgesenkt. Diese Entlastung betrifft jedoch nicht alle in den Indizes erfassten gewerblichen und industriellen Abnehmer gleichermaßen. Bei den Sondervertragskunden setzte sich der Rückgang 2024 auf 141,6 Punkte in der Hochspannung fort, während der Niederspannungsindex mit 138,1 Punkten nahezu unverändert blieb.

Im Jahr 2025 gingen die nominalen Indizes für Haushalte und gewerbliche Kunden weiter auf 143,1 bzw. 138,0 Punkte zurück. Bei den Sondervertragskunden stabilisierte sich die Entwicklung: Der Index der Niederspannungskunden lag bei 138,6 Punkten, derjenige der Hochspannungskunden bei 139,7 Punkten. Die gegenüber 2024 geringere Rückgangsdynamik zeigt, dass ein wesentlicher Teil der krisenbedingten Beschaffungskosten bereits abgebaut war. Zugleich wurden weitere Preisrückgänge durch Netzentgelte und andere regulierte Preisbestandteile begrenzt. Die ermäßigte Stromsteuer für begünstigte Unternehmen galt auch 2025 fort.

Inflationsbereinigt gingen die Strompreise von 2023 bis 2025 in allen Verbrauchergruppen deutlich zurück (Tabelle 2). Bei den Haushalten sank der reale Index von 119,3 Punkten im Jahr 2023 auf 113,0 Punkte im Jahr 2024 und 108,5 Punkte im Jahr 2025. Bei den gewerblichen Anlagen verringerte er sich von 119,6 auf 110,0 und schließlich 102,5 Punkte. Die realen Indizes der Sondervertragskunden sanken in der Niederspannung von 108,9 auf 105,7 und 103,0 Punkte sowie in der Hochspannung von 119,3 auf 108,4 und 103,8 Punkte. Damit näherten sich die realen Strompreise der gewerblichen und industriellen Verbrauchergruppen bis 2025 wieder dem Niveau von 2015 an, während bei den Haushalten ein etwas stärkerer realer Preisanstieg verblieb. Insgesamt zeigen die Jahre 2023 bis 2025 eine zeitlich versetzte Normalisierung: 2023 dominierten bei Haushalten und Gewerbe noch die verzögerten Folgen der Energiekrise, 2024 wurden die gesunkenen Beschaffungskosten zunehmend weitergegeben und 2025 stabilisierten sich die Preise oberhalb des Niveaus von 2015.

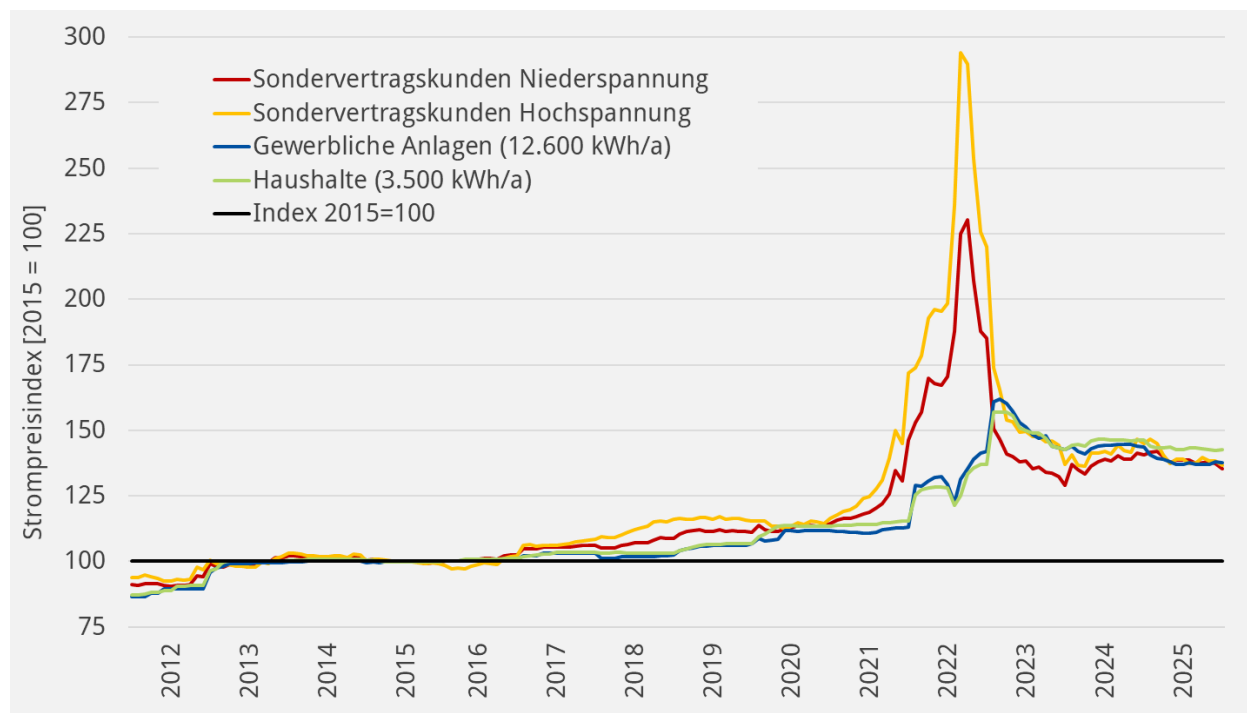


Abbildung 32 Nominale Entwicklung der Preisindizes für Strom in Deutschland (Monatsmittelwerte)

Quelle: [Destatis 2026d], Umbasierung der monatlichen Originalindizes von 2021 = 100 auf 2015 = 100; Berechnung und Darstellung: IE Leipzig. Sondervertragskunden sowie Gewerbliche Anlagen inkl. Steuern und Abgaben, jedoch ohne Mehrwertsteuer; Haushalte inkl. aller Steuern und Abgaben

NOMINAL (Index 2015=100)														
Verbraucher	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Sondervertragskunde NS	91,7	99,1	101,5	100,0	101,0	105,5	107,0	111,5	113,0	123,6	184,1	138,0	138,1	138,6
Sondervertragskunde HS	94,1	99,2	102,4	100,0	99,1	106,8	112,4	116,2	114,5	132,6	221,2	151,1	141,6	139,7
Gewerbliche Anlagen	88,4	98,8	100,1	100,0	100,6	102,9	101,7	105,8	110,6	111,8	132,8	151,5	143,7	138,0
Haushalte	89,1	99,5	100,7	100,0	100,7	103,0	103,1	106,2	112,8	114,5	129,6	150,1	145,8	143,1
REAL (Basisjahr 2015)														
Verbraucher	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Sondervertragskunde NS	96,9	102,8	103,3	100,0	99,8	102,6	102,2	104,4	104,0	110,7	155,0	108,9	105,7	103,0
Sondervertragskunde HS	99,4	102,9	104,2	100,0	97,9	104,0	107,4	108,9	105,4	118,9	186,3	119,3	108,4	103,8
Gewerbliche Anlagen	93,5	102,5	101,8	100,0	99,4	100,1	97,2	99,0	101,8	100,2	111,8	119,6	110,0	102,5
Haushalte	91,8	101,0	101,4	100,0	100,3	100,9	99,1	100,7	106,5	104,8	109,2	119,3	113,0	108,5

Tabelle 2 Nominale und reale Entwicklung der Preisindizes für Strom in Deutschland (Jahresmittelwerte)

Quelle: [Destatis 2026d], Umbasierung der monatlichen Originalindizes von 2021 = 100 auf 2015 = 100; Berechnung und Darstellung: IE Leipzig. Sondervertragskunden sowie Gewerbliche Anlagen inkl. Steuern und Abgaben, jedoch ohne Mehrwertsteuer; Haushalte inkl. aller Steuern und Abgaben. Inflationsbereinigung: Preisbasis 2015

4.2.2 Preisindizes nach Energieträgern

Die Preise fossiler Energieträger und der im europäischen Emissionshandel benötigten Emissionsberechtigungen beeinflussen die variablen Kosten der konventionellen Stromerzeugung. Ihre Bedeutung für den Stromgroßhandel hängt jedoch davon ab, welche Kraftwerke in einer bestimmten Stunde zur Deckung der Stromnachfrage benötigt werden. Bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien können Windenergie- und Photovoltaikanlagen den Einsatz fossiler Kraftwerke und damit den Einfluss der Brennstoff- und CO₂-Preise begrenzen. In Zeiten einer niedrigen Einspeisung erneuerbarer Energien kommen dagegen verstärkt konventionelle Kraftwerke zum Einsatz. Sofern insbesondere Gaskraftwerke das preissetzende Grenzkraftwerk darstellen, übertragen sich Veränderungen der Erdgas- und CO₂-Preise über die Merit-Order auf den Stromgroßhandelspreis.

Abbildung 33 stellt die monatliche Entwicklung der Preisindizes für importiertes Erdgas und Steinkohle, für die inländische Erzeugung von Braunkohle, für EU-Emissionsberechtigungen sowie für den Stromgroßhandel dar. Um die Entwicklung der unterschiedlichen Preisreihen vergleichen zu können, wurden sämtliche Angaben auf das Basisjahr 2015 normiert. Die vom Statistischen Bundesamt inzwischen auf das Basisjahr 2021 umgestellten Einfuhr- und Erzeugerpreisindizes wurden für die Jahre 2024 und 2025 an die bisherige Zeitreihe mit dem Basisjahr 2015 angeschlossen. Für Erdgas und Steinkohle wurde der Anschluss anhand der vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Veränderungsraten vorgenommen. Die Braunkohlereihe wurde mithilfe des Verhältnisses der Preisindizes im gemeinsamen Basisjahr 2021 umgerechnet [Destatis 2026c].

Für die Preise der EU-Emissionsberechtigungen - European Union Allowances (EUA) - werden für die Jahre 2023 bis 2025 die erfolgreichen Primärmarktauktionen der European Energy Exchange verwendet. Die Auktionen werden von der EEX als Spotmarkt mit Lieferung am folgenden Handelstag geführt. Die Monatswerte entsprechen den mit den jeweiligen Auktionsmengen gewichteten Durchschnittspreisen der allgemeinen EUA-Auktionen; spezielle Luftfahrtberechtigungen sind nicht enthalten [EEX 2026b]. Die Jahresmittelwerte werden ebenfalls volumengewichtet ermittelt.

Nach den außergewöhnlichen Preissteigerungen während der Energiekrise gingen die Preise für importiertes **Erdgas und Steinkohle** im Jahr 2024 deutlich zurück. Der nominale Erdgaspreisindex sank gegenüber 2023 um 17,3 % von 216,3 auf 178,9 Punkte. Der Index für Steinkohle verringerte sich um 16,6 % von 250,7 auf 209,1 Punkte. Im Jahr 2025 entwickelten sich beide Energieträger unterschiedlich. Der Erdgaspreisindex blieb mit 179,7 Punkten gegenüber dem Vorjahr nahezu unverändert, während der Steinkohlepreisindex nochmals um 19,5 % auf 168,4 Punkte sank. Damit lag der Steinkohlepreis 2025 nominal rund ein Drittel unter dem Niveau des Jahres 2023. Bei **Braunkohle** war dagegen kein vergleichbarer Preisrückgang zu beobachten. Der nominale Index erhöhte sich von 146,6 Punkten im Jahr 2023 auf 148,0 Punkte im Jahr 2024 und 152,5 Punkte im Jahr 2025.

Auch die **EUA-Preise** gingen zunächst deutlich zurück. Der volumengewichtete durchschnittliche Auktionspreis sank von 83,25 Euro je Tonne CO₂ im Jahr 2023 auf 64,75 Euro je Tonne CO₂ im Jahr 2024. Dies entspricht einem Rückgang um 22,2 %. Zu Beginn des Jahres 2024 setzte sich die Abwärtsbewegung zunächst fort; im Februar wurde mit durchschnittlich 55,34 Euro je Tonne CO₂ der niedrigste Monatswert des betrachteten Dreijahreszeitraums erreicht. Anschließend erholten sich die Preise und lagen im Mai und August 2024 wieder bei rund 70 Euro je Tonne CO₂.

Im Jahr 2025 stieg der durchschnittliche EUA-Auktionspreis gegenüber dem Vorjahr um 13,4 % auf 73,43 Euro je Tonne CO₂. Nach einem erneuten Rückgang im Frühjahr auf 64,11 Euro je Tonne CO₂ im April setzte im weiteren Jahresverlauf eine überwiegend aufwärtsgerichtete Entwicklung ein. Im Dezember 2025 wurde mit 82,74 Euro je Tonne CO₂ der höchste Monatsdurchschnitt seit Anfang 2024 erreicht. Der EUA-Preis lag im Jahresmittel 2025 damit weiterhin rund 11,8 % unter dem Wert des Jahres 2023, jedoch deutlich oberhalb des Preisniveaus der Jahre vor 2021.

Auf der einheitlichen Basis 2015 = 100 sank der nominale EUA-Preisindex von 1.087,0 Punkten im Jahr 2023 auf 845,4 Punkte im Jahr 2024 und stieg 2025 wieder auf 958,8 Punkte. Trotz des zwischenzeitlichen Rückgangs lagen die Kosten der Emissionsberechtigungen damit weiterhin um ein Vielfaches über dem Preisniveau des Basisjahres. Dies betrifft insbesondere emissionsintensive Kohle- und Braunkohlekraftwerke, deren variable Stromerzeugungskosten stärker durch den EUA-Preis beeinflusst werden als diejenigen von Gaskraftwerken.

Der **Stromgroßhandelspreis** entwickelte sich in den Jahren 2024 und 2025 in eine ähnliche Richtung wie der EUA-Preis. Der nominale Index für den Phelix Base sank von 301,5 Punkten im Jahr 2023 auf 251,2 Punkte im Jahr 2024. Im Jahr 2025 stieg er um 12,2 % auf 281,8 Punkte. Der Strompreis lag damit noch 6,5 % unter dem Jahresmittel von 2023, jedoch deutlich über dem Niveau des Basisjahres 2015.

Der Vergleich zeigt zugleich, dass sich der Stromgroßhandelspreis nicht aus der Entwicklung eines einzelnen Energieträgers ableiten lässt. Im Jahr 2024 gingen sowohl die Erdgas- und Steinkohlepreise als auch die EUA- und Stromgroßhandelspreise zurück. Im Jahr 2025 stieg der Strompreis dagegen, obwohl der Erdgaspreis im Jahresmittel nahezu konstant blieb und sich Steinkohle deutlich verbilligte. Gleichzeitig nahmen die EUA-Preise wieder zu. Darüber hinaus beeinflussen insbesondere die Stromnachfrage, das Dargebot erneuerbarer Energien, die Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke, grenzüberschreitende Stromflüsse und witterungsbedingte Schwankungen die Preisbildung. Auf die Entwicklung und die kurzfristigen Schwankungen des Strompreises am Spotmarkt wird in Kapitel 4.2.3 näher eingegangen.

Inflationsbereinigt lagen sämtliche betrachteten Preisreihen im Jahr 2025 weiterhin über dem Niveau des Jahres 2015. Die realen Indexwerte betrugen 133,5 Punkte für Erdgas, 125,1 Punkte für Steinkohle und 113,3 Punkte für Braunkohle. Für den Stromgroßhandel ergab sich ein realer Indexwert von 210,0 Punkten. Mit 713,5 Punkten lag der reale EUA-Preisindex trotz der allgemeinen Preissteigerung weiterhin besonders deutlich über dem Ausgangsniveau. Die CO₂-Bepreisung stellt damit neben den Brennstoffpreisen einen dauerhaft bedeutenden Kostenfaktor der fossilen Stromerzeugung dar.

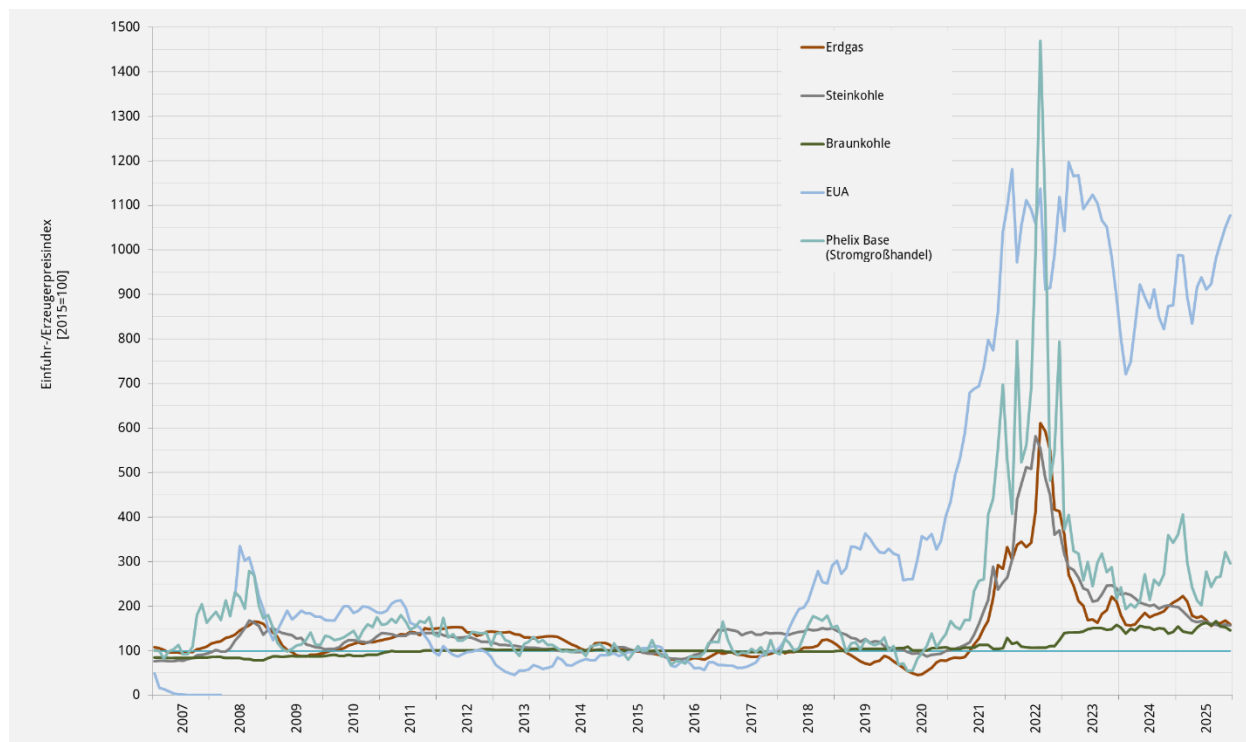


Abbildung 33 Nominale Preisindizes für die Einfuhr bzw. Erzeugung fossiler Energieträger, EUA und Strom (Monatsmittelwerte)
 Quelle: [Destatis 2026c], [EEX 2026b] Strompreisberechnung: IE Leipzig auf Basis von [epex 2026], Einfuhrpreisindex Erdgas, verflüssigt oder gasförmig und Steinkohle bzw. Erzeugerpreisindex für heimische Braunkohle. EUA: volumengewichtete Monatsmittel der erfolgreichen EUA-Primärmarktauktionen der EEX, Kontrakt T3PA. Darstellung: IE Leipzig.

NOMINAL (Index 2015=100)														
Energieträger	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Erdgas	145,9	135,0	116,5	100,0	83,6	91,4	107,9	85,7	62,5	149,2	415,6	216,3	178,9	179,7
Steinkohle	128,5	109,1	100,2	100,0	97,5	141,3	144,1	125,0	95,9	168,8	442,1	250,7	209,1	168,4
Braunkohle	101,6	102,5	101,5	100,0	99,5	97,0	98,1	103,4	104,4	106,9	112,6	146,6	148,0	152,5
EUA	95,9	58,2	77,6	100,0	69,8	75,9	206,7	323,0	321,8	693,5	1053,4	1082,9	843,3	960,0
Phelix Base	135,3	119,5	103,5	100,0	91,4	107,8	140,3	119,1	96,2	305,0	740,6	301,5	251,1	282,6
REAL (Basisjahr 2015)														
Energieträger	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Erdgas	154,2	140,0	118,5	100,0	82,5	88,9	103,0	80,3	57,6	133,8	350,0	170,7	136,9	133,5
Steinkohle	135,9	113,1	101,9	100,0	96,3	137,5	137,7	117,1	88,2	151,3	372,3	197,9	160,1	125,1
Braunkohle	107,4	106,3	103,3	100,0	98,2	94,4	93,8	96,8	96,1	95,8	94,8	115,7	113,3	113,3
EUA	101,4	60,3	79,0	100,0	68,9	73,9	197,5	302,5	296,1	621,5	887,1	854,8	645,6	713,5
Phelix Base	143,1	123,8	105,3	100,0	90,3	104,9	134,1	111,5	88,5	273,4	623,7	238,0	192,3	210,0

Tabelle 3 Nominale und reale Entwicklung der Preisindizes für die Einfuhr bzw. Erzeugung fossiler Energieträger bis 2025 und für den Stromgroßhandel bis 2025 (Jahresmittelwerte)

Quelle: [Destatis 2026c], [EEX 2026b] Darstellung: IE Leipzig, Einfuhrpreisindex Erdgas, verflüssigt oder gasförmig und Steinkohle bzw. Erzeugerpreisindex für heimische Braunkohle. Phelix Base ab 2024: Berechnung IE Leipzig auf Basis von [epex 2026]. Inflationsbereinigung: Preisbasis 2015

4.2.3 Börsenstromhandel

Die Börsenstrompreise lagen bis Ende 2023 aus einer Datensammlung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz vor, die speziell für diesen Energiepreisbericht erstellt wurden. Die Fortführung der Daten beruht auf Berechnungen des IE Leipzig auf Grundlage der von der EPEX Spot veröffentlichten Day-Ahead-Preise [epex 2026] (Abbildung 34). Diese wurden bis September 2025 für die 24 Stunden eines jeden Tages, seit Oktober 2025 auf Viertelstundenbasis gehandelt. Ausgehend von den veröffentlichten Tagesmittelwerten über die Day-Ahead-Preise aller Tageszeiten wurden die Tagesmittel anschließend im IE Leipzig zu Monats- und Jahresmittelwerten zusammengefasst.

Auf die Entwicklungen der Strommarktpreise zwischen 2011 und 2023 wird im Energiepreisbericht 2023 näher eingegangen [IE 2024]. Nachdem der Day-Ahead-Preis 2022 in der Folge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine noch neue Rekorde erreicht hatte, stabilisierte er sich seit 2023 auf einem etwas höheren Niveau als vor diesem Krieg, unterliegt mittlerweile aber stärkeren jahreszeitlichen Schwankungen. Diese erreichen ihre Minima bei hoher Solarstromproduktion im Sommer und ihre Maxima im Winter, wenn Erdgaskraftwerke den Preis bestimmen.

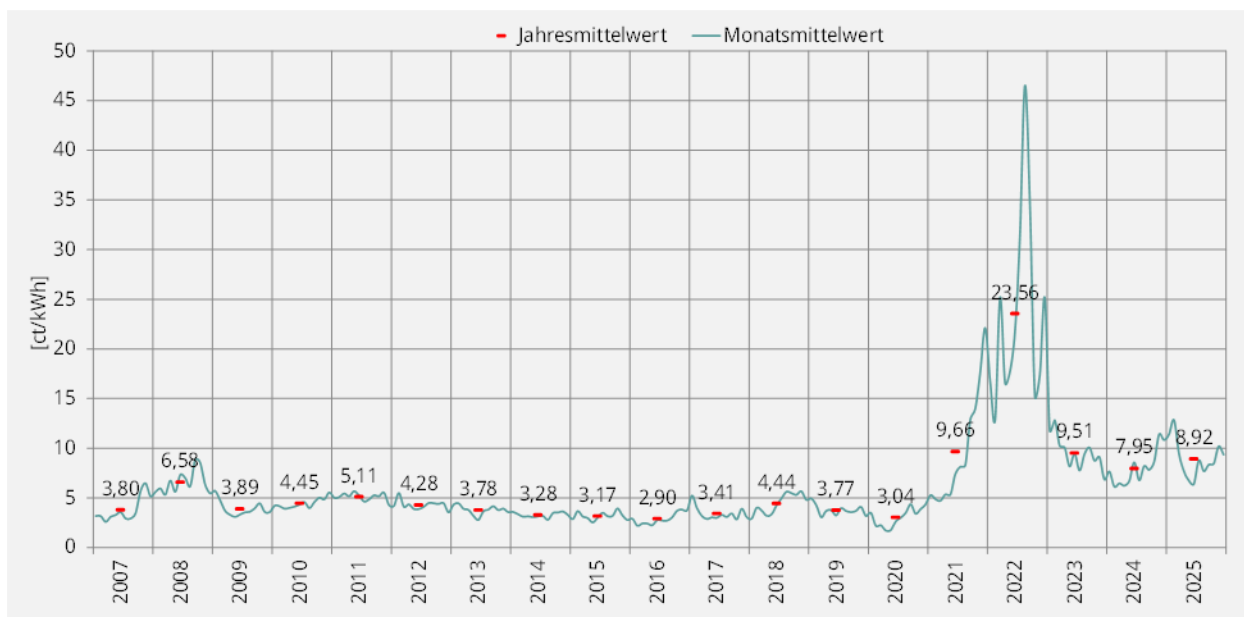


Abbildung 34 Monats- und Jahresmittelwerte der nominalen Börsenpreise für Strom am Spotmarkt 2007 bis 2025

Quelle: [epex 2026], Darstellung: IE Leipzig, Daten für Grundlast (Phelix Base)

Inflationsbereinigt liegt das Strompreisniveau der Jahre 2024 und 2025 nur leicht oberhalb der Werte von 2008, wie sich aus Abbildung 35 ablesen lässt.

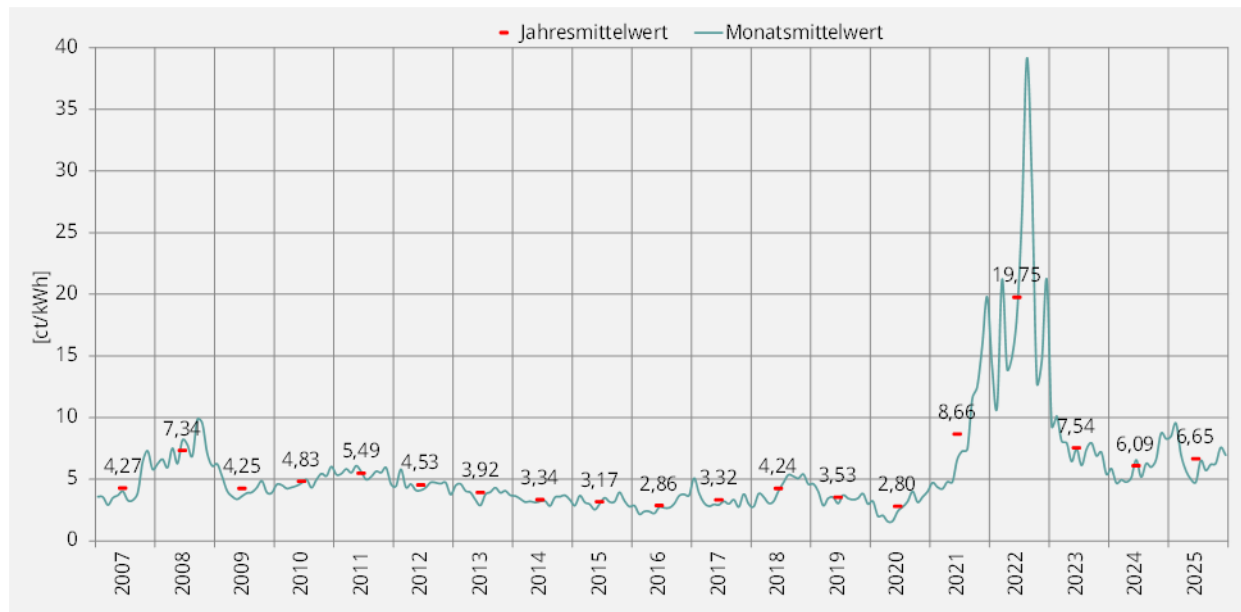


Abbildung 35 Monats- und Jahresmittelwerte der realen Börsenpreise für Strom am Spotmarkt 2007 bis 2025

Quelle: [epex 2026], Inflationsbereinigung bezogen auf 2015. Darstellung: IE Leipzig, Daten für Grundlast (Phelix Base)

4.2.4 Steuern, Abgaben und Umlagen

Auch nach Abschaffung der EEG-Umlage 2022 stellen die Steuern, Abgaben und Umlagen eine wichtige Preiskomponente der Strompreise dar. Für das Jahr 2025 sowie die nachfolgenden Jahre erfolgt in Kapitel 9 eine differenzierte grafische Darstellung. Die Entwicklung der letzten drei Jahre wird in Tabelle 4 zusammenfassend dargestellt.

Demnach kam es zwar zu einem deutlichen Anstieg der Netznutzungsentgelte, während es bei der Stromsteuer für (viele) Industriekunden zu einer Entlastung kam. Die Umlagen für die Stromnetzentgeltverordnung sowie den Ausbau der Offshore-Windenergie stiegen an, während die Konzessionsabgaben nur für Haushalte 2024 leicht anstieg und die Stromsteuer für Haushalte und Gewerbe unverändert blieb. Die Position „Vertrieb und Marge“ wird in offiziellen Statistiken meist mit der Beschaffung gemeinsam dargestellt. Hier wurde sie anhand der Großhandelsstrompreise rückgerechnet, wobei die unter 4.2.3 dargestellten Day-Ahead-Preise die Beschaffungspolitik der Energieversorger nicht vollständig widerspiegeln, denn wesentliche Mengen werden auch zu früheren Zeitpunkten beschafft, um die Preisrisiken abzufedern. Dadurch stellen die Angaben bei „Vertrieb und Marge“ generell nur Näherungswerte dar.

Die Position der Mehrwertsteuer fällt nur für Haushalte an und bezieht sich auf den gesamten Strompreis. Gewerbe- und Industriekunden sind vorsteuerabzugsberechtigt, so dass bei diesen die Mehrwertsteuer als Durchlaufposition anfällt und hier daher mit 0,00 ct/kWh dargestellt wird.

Preiskomponente	Haushalte			Gewerbe			Industrie (Mittelspannung)		
	2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025
in ct/kWh									
Netznutzungsentgelte	8,28	10,49	12,03	6,61	9,00	9,37	3,04	4,12	4,14
Vertrieb und Marge	11,13	9,19	3,19	13,31	12,68	6,27	3,58	3,69	3,80
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	1,54	0,05	0,05
Konzessionsabgabe	1,54	1,67	1,67	1,54	1,67	1,67	0,11	0,11	0,11
KWKG-Umlage	0,36	0,28	0,28	0,36	0,28	0,28	0,36	0,28	0,28
Aufschlag f. bes. Netznutzung (bis 2024: § 19 StromNEV-Umlage)	0,42	0,64	1,56	0,42	0,64	1,56	0,26	0,38	0,93
Offshore-Netzumlage	0,59	0,66	0,82	0,59	0,66	0,82	0,59	0,66	0,82
Mehrwertsteuer	6,44	6,26	5,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabelle 4 Entwicklung der Preisbestandteile des Stroms (außer Großhandelspreis) für Haushalte (3,5 MWh/a Verbrauch), Gewerbe (10 MWh/a) und mittelständische Industrie (200 MWh/a) von 2023 bis 2025, jeweils gerundet.
Quelle: [IE 2024], [BDEW 2026], geltende Gesetzestexte

4.2.5 Endverbraucherpreise für Haushalte

Internationaler Vergleich

Das Statistische Amt der Europäischen Union (Eurostat) stellt Daten zu Strompreisen für verschiedene Abnehmergruppen für alle EU-Länder zur Verfügung. Der folgende Abschnitt konzentriert sich auf den Vergleich der Strompreise deutscher Haushalte mit denen der Europäischen Union ab 2021. Die Strompreise für einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh sind im EU-Durchschnitt im Vergleich zum Vorjahr um 0,3 ct/kWh gestiegen, in den betrachteten Staaten jedoch gesunken. In Deutschland sind die Haushaltsstrompreise im Jahr 2025 gegenüber dem Vorjahr um 3,5 % auf 38,5 ct/kWh gesunken. Im Vergleich aller betrachteten Länder zahlen die Haushalte in Deutschland mit Abstand die höchsten Preise der hier verglichenen Länder (Abbildung 36 und Abbildung 37).

Im Vergleich zum EU-Durchschnitt zahlen die Endverbraucher in Deutschland das 1,5-Fache an Steuern und Abgaben. Der Unterschied ist jedoch in den vergangenen Jahren durch den steigenden Steueranteil im EU-Schnitt geschrumpft. Auch die Netzkosten haben einen vergleichsweise großen Anteil am deutschen Haushaltsstrompreis (2025: 29,4 %), der nur von den Niederlanden übertroffen (46,0 %) übertroffen wird. Der Anteil der Energie- und Versorgungskosten ist in Deutschland im Vergleich zum Vorjahr um 10,3 % gesunken, EU-weit nur um 9,4 %.

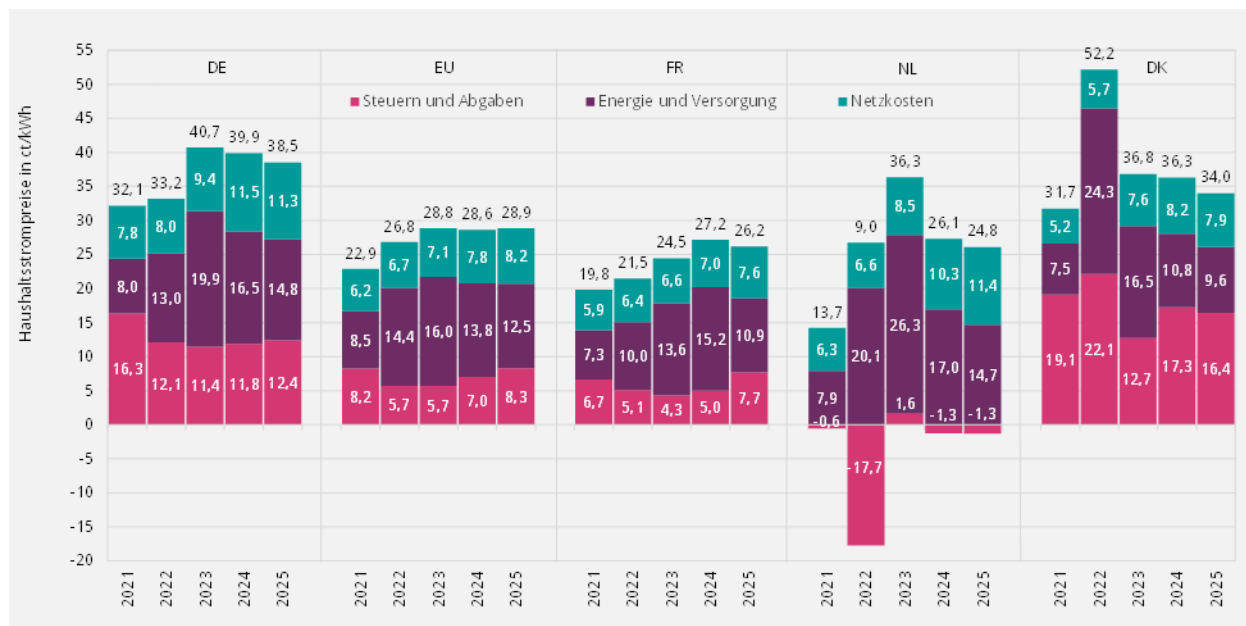


Abbildung 36 Haushaltsstrompreis im europäischen Vergleich (nominal)

Quelle: [Eurostat 2026], Verbrauchsgruppe DC (2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr), Preise 2021, 2022, 2024 und 2025 in den Niederlanden enthalten Steuerrückerstattungen.

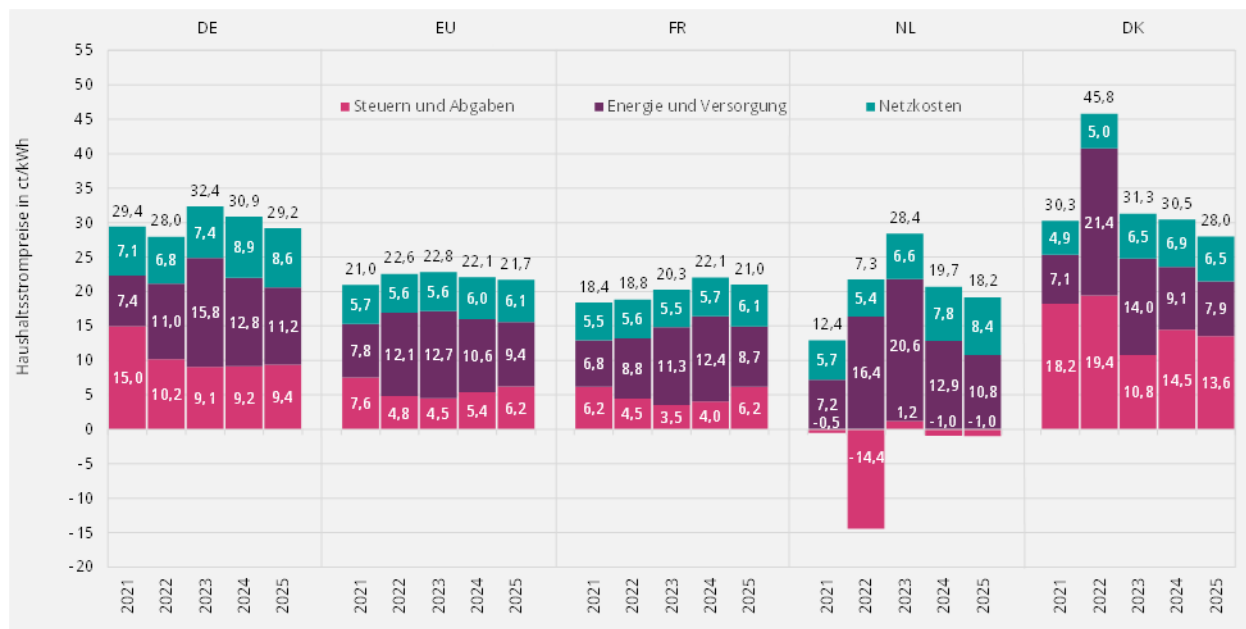


Abbildung 37 Haushaltsstrompreis im europäischen Vergleich (real)

Quelle: [Eurostat 2026], [Eurostat 2026b], Verbrauchsgruppe DC (2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr), Preise 2021, 2022, 2024 und 2025 in den Niederlanden enthalten Steuerrückerstattungen.

Abbildung 37 zeigt die Entwicklung der realen Preise. Dazu wurden die harmonisierten Verbraucherpreis-Indizes (HVPI) der EU sowie von Deutschland und den betrachteten Ländern in Bezug auf das Basisjahr 2015 herangezogen. Betrachtet man die realen Preise im betrachteten Zeitraum, so sind diese in allen betrachteten Gebietseinheiten gesunken. In Deutschland erreichten sie beinahe das Niveau von 2021. Der Strompreis für Haushalte lag in Deutschland im Jahr 2025 einschließlich aller Steuern, Abgaben und Umlagen real um 34,6 % (2024: 39,8 %) über dem EU-Durchschnitt.

Die Bandbreite der nominalen Strompreise inkl. Steuern und Abgaben der Haushalte in der Europäischen Union reichte 2023 von 11,47 ct/kWh in Ungarn, bis 40,73 ct/kWh in Deutschland. In Polen ist der staatliche Anteil mit 47,0 % am höchsten, aber der Gesamtpreis ist um 51,7 % niedriger als in Deutschland. In Luxemburg, Portugal, Österreich und Irland scheint es Steuerrückerstattungen für private Haushalte zu geben (Abbildung 94 im Anhang).

Haushaltsstrompreise in Deutschland

Eine Gliederung des durchschnittlichen Haushaltsstrompreises in Deutschland in seine Bestandteile wird vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) veröffentlicht (Abbildung 38).

In der langfristigen Betrachtung zeigt sich sowohl für die Netzentgelte als auch für die Kosten der Strombeschaffung und des Vertriebs eine steigende Tendenz. Besonders ausgeprägt war diese Entwicklung während der Energiekrise in den Jahren 2021 bis 2023, als die stark gestiegenen Großhandelspreise zu erheblichen Mehrkosten bei der Strombeschaffung führten. Die Konzessionsabgabe und die Stromsteuer blieben dagegen über den gesamten Betrachtungszeitraum weitgehend konstant. Beim Vergleich der Daten von Eurostat und BDEW ergeben sich methodisch bedingte Unterschiede, da beide Institutionen unterschiedliche Verbrauchsgruppen und Datengrundlagen verwenden. Mit dem Wegfall der EEG-Umlage zum 01.07.2022 sowie dem Entfallen der Umlage für abschaltbare Lasten ab 2023 veränderte sich die Struktur der staatlich veranlassten Strompreisbestandteile grundlegend.

Im Jahr 2025 lag der durchschnittliche Strompreis eines Haushalts mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh bei 39,25 ct/kWh und damit 2,4 % unter dem Vorjahreswert von 40,22 ct/kWh. Gegenüber dem Höchststand des Jahres 2023 (47,02 ct/kWh) verringerte sich der Haushaltsstrompreis um 16,5 %. Maßgeblich hierfür waren die gesunkenen Beschaffungskosten infolge der Entspannung an den europäischen Strom- und Energiemärkten. Mit 15,70 ct/kWh bzw. 40 % des Strompreises stellte der Kostenblock Erzeugung, Vertrieb und Marge weiterhin den größten Preisbestandteil dar. Die Netzentgelte beliefen sich auf 10,90 ct/kWh und machten 27,8 % des Strompreises aus. Die Mehrwertsteuer erreichte 6,27 ct/kWh bzw. 16,0 %, während auf Stromsteuer, Konzessionsabgabe sowie die Umlagen nach § 19 StromNEV, KWKG und Offshore-Netzumlage zusammen rund 6,4 ct/kWh entfielen. Insgesamt machten staatlich veranlasste Preisbestandteile im Jahr 2025 rund 32 % des Haushaltsstrompreises aus.

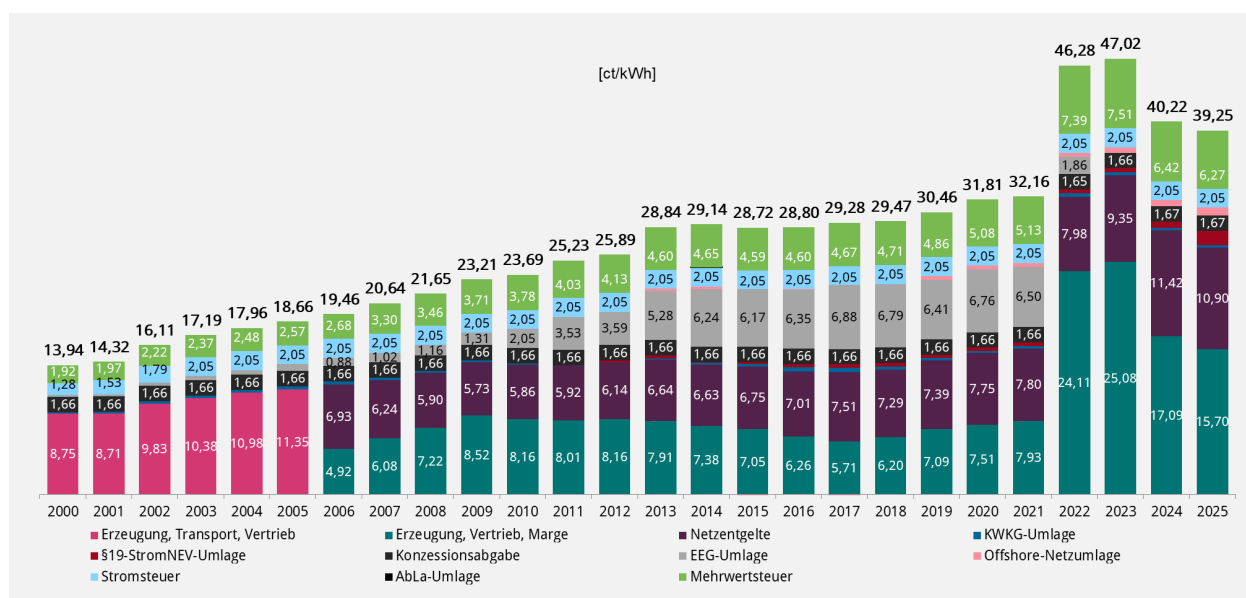


Abbildung 38 Entwicklung des Haushaltsstrompreises und dessen Bestandteile in Deutschland (nominal)

Quelle: [BDEW 2026], Darstellung: IE-Leipzig, angegeben ist der durchschnittliche Strompreis eines Haushaltes mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr

Nach Inflationsbereinigung lag der durchschnittliche Haushaltsstrompreis im Jahr 2025 bei 30,43 ct/kWh und damit 2,4 % unter dem Vorjahreswert von 31,18 ct/kWh. Gegenüber dem Höchststand des Jahres 2023 (37,36 ct/kWh) ergibt sich ein realer Preisrückgang von 18,5 %. Trotz dieser Entspannung lag das Preisniveau weiterhin deutlich über dem Niveau früherer Jahre. Gegenüber dem Basisjahr 2015 (28,72 ct/kWh) erhöhte sich der reale Strompreis um 5,9 %. Im Vergleich zum Jahr 2000 (17,45 ct/kWh) ergibt sich eine reale Preissteigerung von 74,4 %. Über den gesamten Betrachtungszeitraum von 2000 bis 2025 entspricht dies einer durchschnittlichen realen Preissteigerung von rund 2,2 % pro Jahr. Die Haushaltsstrompreise sind damit langfristig stärker gestiegen als das allgemeine Preisniveau, auch wenn sich die außergewöhnlichen Preissteigerungen der Energiekrise in den Jahren 2024 und 2025 teilweise zurückgebildet haben (Abbildung 39).

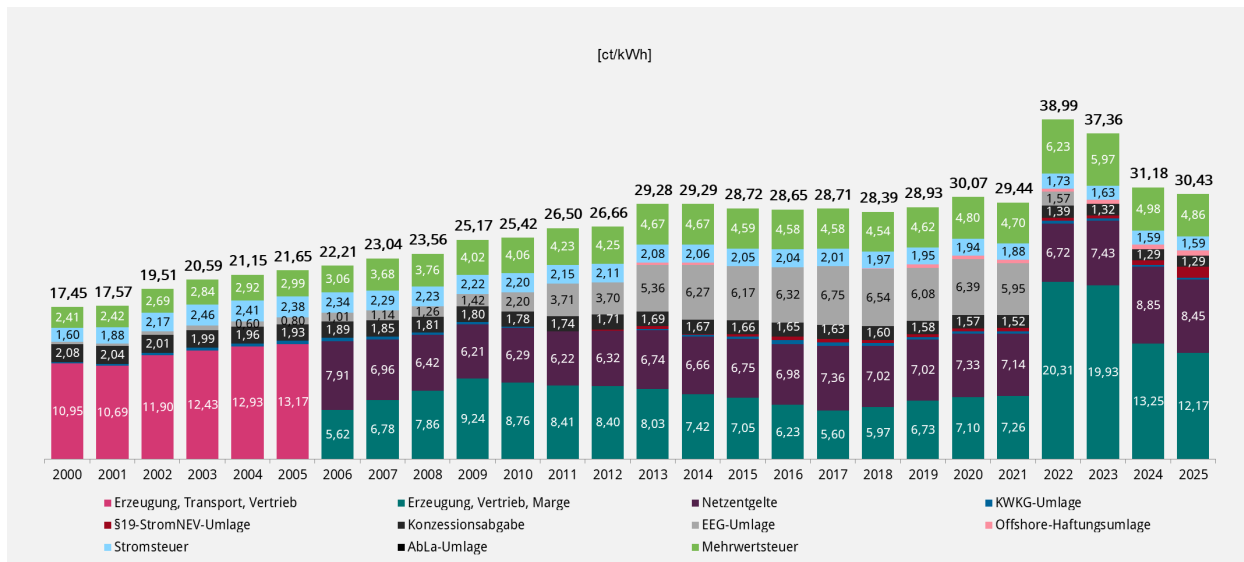


Abbildung 39 Entwicklung des Haushaltsstrompreises und dessen Bestandteile in Deutschland (real)

Quelle: [BDEW 2026], Darstellung: IE-Leipzig, Basisjahr zur Preisbereinigung: 2015, angegeben ist der durchschnittliche Strompreis eines Haushaltes mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr

Baden-Württemberg im Ländervergleich

Die Marktübersicht der Strompreise des Verbraucherpreisportals Verivox mit Stand vom 1. Dezember 2025 zeigt einige Veränderungen gegenüber der Vorjahresauswertung (Abbildung 40). Betrachtet wurden für Haushalte mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh der jeweils günstigste Tarif des örtlichen Grundversorgers sowie der günstigste verfügbare Tarif ohne Vorkasse, sofern die Angebote im Internet veröffentlicht waren. Angebote mit begrenzter Verfügbarkeit wurden nicht berücksichtigt.

In Baden-Württemberg lag der günstigste Tarif des örtlichen Grundversorgers 2025 bei 36,64 ct/kWh und damit an dreizehnter Stelle im Ländervergleich sowie über dem Bundesdurchschnitt von 33,29 ct/kWh. Gegenüber dem Vorjahreswert von 39,18 ct/kWh sank der Preis um rund 6,5 %. Durch einen Wechsel in den günstigsten verfügbaren Tarif ohne Vorkasse konnten Haushalte in Baden-Württemberg 12,81 ct/kWh einsparen. Der niedrigste Tarif eines örtlichen Grundversorgers wurde in Niedersachsen mit 27,31 ct/kWh angeboten und lag damit rund 25 % unter dem baden-württembergischen Wert. Der höchste Wert wurde mit 41,10 ct/kWh in Hamburg ermittelt. Die Tarife der örtlichen Grundversorger stellen in allen Bundesländern die Preisobergrenze der betrachteten Angebote dar [Verivox 2026].

Neben der unterschiedlichen Wettbewerbsintensität lassen sich die regionalen Strompreisunterschiede wesentlich durch die Höhe der Netzentgelte erklären (Abbildung 41). Diese wird unter anderem durch die regionalen Netzstrukturen, die Anschluss- und Verbrauchsdichte, den Investitionsbedarf sowie den

Umfang der Integration erneuerbarer Stromerzeugung bestimmt. In den vergangenen Jahren waren die Netzentgelte insbesondere in mehreren nördlichen und östlichen Bundesländern überdurchschnittlich hoch. Dort wird besonders viel Strom aus Windenergie und Photovoltaik in die Netze eingespeist, während die regionale Verbrauchsdichte teilweise vergleichsweise gering ist. Die daraus entstehenden Netzausbaukosten wurden bislang stärker von den örtlichen Netznutzern getragen, obwohl der erzeugte Strom überregional genutzt wird.

Abbildung 41 zeigt auch, dass sich die regionale Verteilung der Netzentgelte im Jahr 2025 deutlich verändert hat. Der bundesweite Durchschnitt sank gegenüber 2024 von 11,12 ct/kWh auf 10,92 ct/kWh. In zehn Bundesländern gingen die Netzentgelte zurück: Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Thüringen, Niedersachsen, Bayern, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Brandenburg, Schleswig-Holstein und Saarland. Besonders stark waren die Rückgänge in Mecklenburg-Vorpommern von 12,49 auf 9,29 ct/kWh, in Schleswig-Holstein von 13,76 auf 10,78 ct/kWh und in Brandenburg von 12,53 auf 10,42 ct/kWh. Damit wurden mehrere Länder entlastet, die in den Vorjahren besonders hohe Netzentgelte aufgewiesen hatten.

Zur Entlastung besonders betroffener Netzgebiete führte die Bundesnetzagentur mit der Festlegung BK8-24-001-A vom 28.08.2024 einen bundesweiten Verteilungsmechanismus für Mehrkosten in Verteilernetzen aus der Integration erneuerbarer Energien ein. Der Mechanismus gilt seit dem 01.01.2025. Netzbetreiber, die anhand einer festgelegten Kennzahl eine besondere Kostenbelastung durch den Anschluss erneuerbarer Erzeugungsanlagen nachweisen, können einen Teil dieser Mehrkosten aus ihrer Erlösobergrenze herauslösen und bundesweit umlegen. Die Refinanzierung erfolgt über den einheitlichen „Aufschlag für besondere Netznutzung“, der an den bisherigen Mechanismus der §-19-StromNEV-Umlage anknüpft [BNetzA 2024a; BNetzA 2026b].

Eine vollständige amtliche Ex-post-Auswertung der Auswirkungen des seit 2025 geltenden Verteilungsmechanismus auf die endgültigen Netzentgelte und Endkundenpreise liegt bislang nicht vor. Die verfügbaren Angaben beruhen vor allem auf Vorausberechnungen für 2025 und auf Umsetzungsdaten für 2026. Im Oktober 2024 veröffentlichte die Bundesnetzagentur auf Grundlage der vorläufigen Preisblätter der Stromnetzbetreiber erste Berechnungen der voraussichtlichen Entlastungswirkungen. Für einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh wurden in besonders betroffenen Netzgebieten jährliche Entlastungen von teilweise mehr als 200 Euro ausgewiesen. Im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH in Mecklenburg-Vorpommern sanken die Netzentgelte demnach von 15,84 auf 9,81 ct/kWh, also um 6,03 ct/kWh bzw. 38 %. Im Netzgebiet der Schleswig-Holstein Netz AG gingen sie von 16,26 auf 11,84 ct/kWh zurück, was einer Verringerung um 4,42 ct/kWh bzw. 27 % entspricht. Bei der E.DIS Netz GmbH in Brandenburg betrug der Rückgang 2,79 ct/kWh bzw. 20 %, bei der Bayernwerk Netz GmbH 1,24 ct/kWh bzw. 11 % [BNetzA 2024b].

Die Entlastung einzelner Netzgebiete wird von allen Letztverbrauchern über den bundesweit einheitlichen Aufschlag für besondere Netznutzung mitfinanziert. Dieser betrug in der Letztverbrauchergruppe A' im Jahr 2025 1,558 ct/kWh und im Jahr 2026 1,559 ct/kWh [ÜNB 2024; ÜNB 2025a]. Nach Angaben der Bundesnetzagentur profitieren 2026 insgesamt 238 Netzbetreiber von dem Wälzungsmechanismus. Sie können Kosten in Höhe von insgesamt rund 2,725 Mrd. Euro bundesweit verteilen. Etwa 70 % des Aufschlags für besondere Netznutzung entfallen dabei auf die Verteilung der Mehrkosten aus der Integration erneuerbarer Energien. Die Entlastungswirkung unterscheidet sich erheblich zwischen den Netzbetreibern. Für ihre Beurteilung ist nicht allein die absolute Höhe des Wälzungsbetrags maßgeblich, sondern insbesondere dessen Verhältnis zur jeweiligen Erlösobergrenze. Diese Relation ermöglicht nach Angaben der Bundesnetzagentur eine grobe Einschätzung der Entlastungswirkung. Bei der WEMAG Netz GmbH beträgt der Wälzungsbetrag 82,055 Mio. Euro bzw. 50,5 % der Erlösobergrenze, bei der Schleswig-Holstein Netz AG 272,599 Mio. Euro bzw. 41,9 %, bei der E.DIS Netz GmbH 295,598 Mio. Euro bzw. 36,1 %, bei der LEW Verteilnetz GmbH 150,575 Mio. Euro bzw. 33,5 % und bei der Bayernwerk Netz GmbH 624,638 Mio. Euro bzw. 29,3 %. Bei der Netze BW GmbH beläuft sich der Wälzungsbetrag dagegen auf 61,966 Mio. Euro und

entspricht lediglich 3,1 % der Erlösobergrenze. Die relative Entlastungswirkung fällt im Netzgebiet von Netze BW damit deutlich geringer aus als bei den besonders stark belasteten Netzbetreibern in Nord- und Ostdeutschland sowie in einzelnen bayerischen Netzgebieten [BNetzA 2026b].

Für Baden-Württemberg insgesamt ist jedoch zu differenzieren. Die Netze ODR GmbH weist für 2026 einen Wälzungsbetrag von 49,977 Mio. Euro auf, der 26,4 % der Erlösobergrenze entspricht. Die relative Entlastungswirkung ist dort somit deutlich höher als bei Netze BW. Eine pauschale Aussage, wonach die Entlastungswirkung in Baden-Württemberg insgesamt geringer sei, wäre daher nicht sachgerecht. Zutreffend ist vielmehr, dass sie im großen Netzgebiet von Netze BW im Verhältnis zur Erlösobergrenze deutlich geringer ausfällt als bei den am stärksten belasteten Netzbetreibern, während einzelne Netzgebiete mit Bezug zu Baden-Württemberg eine höhere relative Entlastung aufweisen [BNetzA 2026b].

Abbildung 41 verdeutlicht zugleich, dass die bundesweite Umverteilung nicht mit einer einheitlichen regionalen Entwicklung der Netzentgelte gleichzusetzen ist. In Baden-Württemberg stiegen die durchschnittlichen Netzentgelte von 10,49 ct/kWh im Jahr 2024 auf 12,03 ct/kWh im Jahr 2025. Dies entspricht einem Anstieg um 1,54 ct/kWh bzw. rund 14,7 %. Baden-Württemberg lag damit 1,11 ct/kWh bzw. rund 10,2 % über dem Bundesdurchschnitt von 10,92 ct/kWh und wies nach Hamburg mit 14,50 ct/kWh den zweithöchsten Wert im Ländervergleich auf. Rheinland-Pfalz lag mit 12,02 ct/kWh nahezu gleichauf. Die niedrigsten Netzentgelte wurden in Bremen mit durchschnittlich 8,32 ct/kWh erhoben [Verivox 2026].

Der Anstieg in Baden-Württemberg sollte nicht allein auf die neue Verteilung der Mehrkosten aus der Integration erneuerbarer Energien zurückgeführt werden. Der bundesweit einheitliche Aufschlag für besondere Netznutzung betrifft zwar alle Letztverbraucher, erklärt jedoch nicht die gesamte regionale Differenz. Zusätzlich wirken netzgebietsspezifische Faktoren wie der Investitionsbedarf, die Anschluss- und Verbrauchsstruktur, die Betriebskosten sowie die Kosten für die Verstärkung und Digitalisierung der Verteilernetze. Die regionale Entwicklung lässt sich daher nicht schematisch nach Nord-, Ost-, Süd- oder Westdeutschland einteilen: Während mehrere nördliche und östliche Bundesländer 2025 deutlich entlastet wurden, gingen die Netzentgelte auch in Bayern und im Saarland zurück. Gleichzeitig stiegen sie unter anderem in Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz, Nordrhein-Westfalen, Berlin und Hamburg.

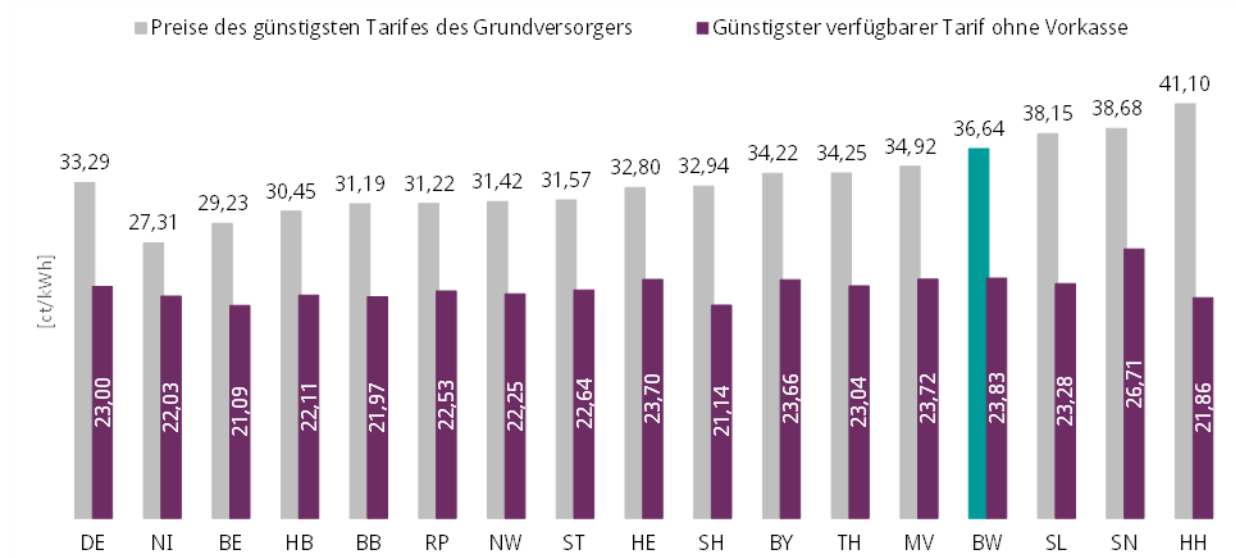


Abbildung 40 Marktübersicht über Strompreise einschließlich aller Steuern, Abgaben und Umlagen für Haushaltskunden nach Bundesländern

Quelle: [Verivox 2026] Stand: 01.12.2025, Berücksichtigt wurden die günstigsten Tarifangebote ohne Vorkasse, soweit diese im Internet veröffentlicht werden. Angebote, die nur begrenzt verfügbar sind, wurden nicht berücksichtigt. Betrachtet sind Haushalte mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr.

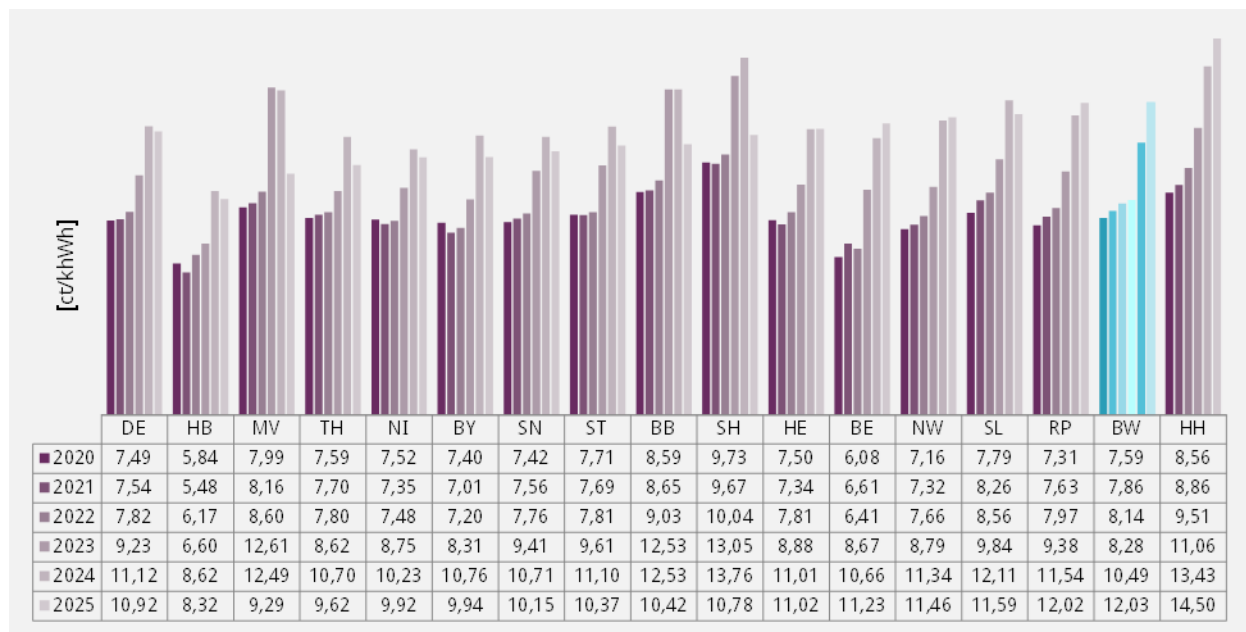


Abbildung 41 Übersicht über die Netzentgelte für Haushaltskunden nach Bundesländern

Quelle: [Verivox 2026], Stand: 1.12.2025, [Verivox 2025] Stand: 1.12.2024, [Verivox 2024] Stand: 1.12.2023, [Verivox 2023] Stand: 1.12.2022, [Verivox 2022] Stand: 1.12.2021, [Verivox 2021] Stand: 1.12.2020, Haushaltskunden mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr.

Für die Untersuchung der Netzentgelte für Haushalte innerhalb Baden-Württembergs wurden wie in den Vorjahren die Preisblätter von 16 relevanten Netzbetreibern ausgewertet. Zugrunde gelegt wurde ein nicht leistungsgemessener Verbrauchsfall mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh und einem Anschluss an das Niederspannungsnetz. Abbildung 42 stellt die jeweils zum 1. Januar geltenden Nettonetzentgelte gegenüber. Im Jahr 2025 lagen zwölf der untersuchten Netzbetreiber unter dem baden-württembergischen Durchschnitt von 12,03 ct/kWh.

Die Netzentgelte entwickelten sich 2025 innerhalb Baden-Württembergs uneinheitlich. Die Spanne zwischen dem günstigsten und dem teuersten Netzgebiet betrug 8,10 ct/kWh und war damit deutlich größer als in den Vorjahren. Sechs der 16 betrachteten Netzbetreiber senkten ihre Netzentgelte. Die Rückgänge reichten von rund 0,2 % bei den Thüga Energienetzen bis zu 30,3 % bei Netze ODR. Zehn Netzbetreiber erhöhten ihre Entgelte. Den stärksten Anstieg verzeichneten die Stuttgart Netze mit 14,5 %, während die geringste Erhöhung bei naturenergie netze mit 0,6 % lag.

Über den Zeitraum von 2020 bis 2025 zeigt sich insgesamt ein Anstieg der Netzentgelte. Neben den bereits im Ländervergleich erläuterten regionalen Unterschieden bei Netzstruktur, Auslastung und Siedlungsdichte tragen insbesondere Investitionen in den Ausbau und die Modernisierung der Stromnetze, die zunehmende Integration dezentraler Erzeugungsanlagen sowie die Kosten für Netzstabilisierung und Systemdienstleistungen zu dieser Entwicklung bei. Da die Netzentgelte inzwischen zu den größten Bestandteilen des Haushaltsstrompreises zählen, gewinnen ihre Höhe und ihre regionale Verteilung zunehmend an Bedeutung für die Strompreisbildung.

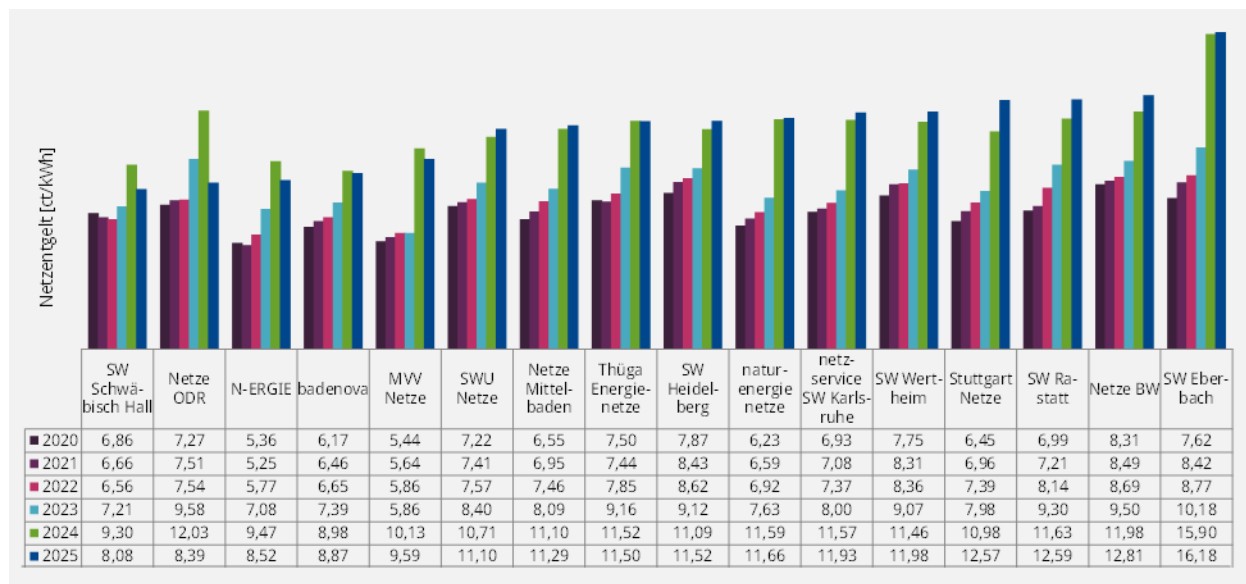


Abbildung 42 Übersicht der zu zahlenden Netzentgelte in Baden-Württemberg für die Haushalte bei unterschiedlichen Netzbetreibern

Quelle: [bnNetze 2026], [ED Netze 2026], [N-ERGIE 2026], [MVV Netze 2026], [Netze BW 2026], [Netze MB 2026], [ODR 2026], [SWR 2026], [STR Netze 2026], [SW KA 2026], [SW EB 2026], [SW HB 2026], [SW SH 2026], [SW WH 2026], [SWU 2026], [Thüga 2026] Die Berechnungen erfolgten mit Hilfe der Angaben aus den Preisblättern der Stromnetzbetreiber (Stand 1.01.2025). Für 2020, 2021, 2022, 2023 und 2024 [IE 2025]

Heizstromtarife für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen

Wie in der Vorjahresanalyse liegt der Betrachtung in diesem Jahr eine Sonderauswertung zu den Tarifen für Nachtspeicherheizungen sowie für Wärmepumpen für private Abnehmer in ausgewählten Städten Baden-Württembergs des Verbraucherportals Verivox zugrunde. Für den Betrieb von Wärmepumpen ist die Anzahl der verfügbaren Tarifangebote pro Postleitzahlgebiet generell gestiegen. Bei den Nachtspeicherheizungen ist die Anzahl im Vergleich zu den Vorjahresauswertungen nahezu konstant geblieben (Ausnahmen: Freiburg und Höchenschwand). Die ausgewählten Postleitzahlen wurden unverändert aus den Vorjahresauswertungen übernommen.

Die Strompreise für Nachtspeicherheizungen wurden wie im Vorjahr für neun Städte in Baden-Württemberg verglichen und für die Jahre 2024 und 2025 dargestellt (Abbildung 43). Es wurde ein jährlicher Heizstromverbrauch von 12.500 kWh angenommen.

Der durchschnittliche Strompreis für Nachtspeicherheizungen ist im Vergleich zum Vorjahr leicht um 0,21 ct/kWh gestiegen. Spitzenreiter ist wie im Vorjahr Mannheim mit einem Mittelwert von 25,82 ct/kWh. Die günstigsten Angebote finden sich in Freiburg im Breisgau mit 21,64 ct/kWh. Insgesamt sind die Preisunterschiede zwischen den Städten jedoch eher gering.

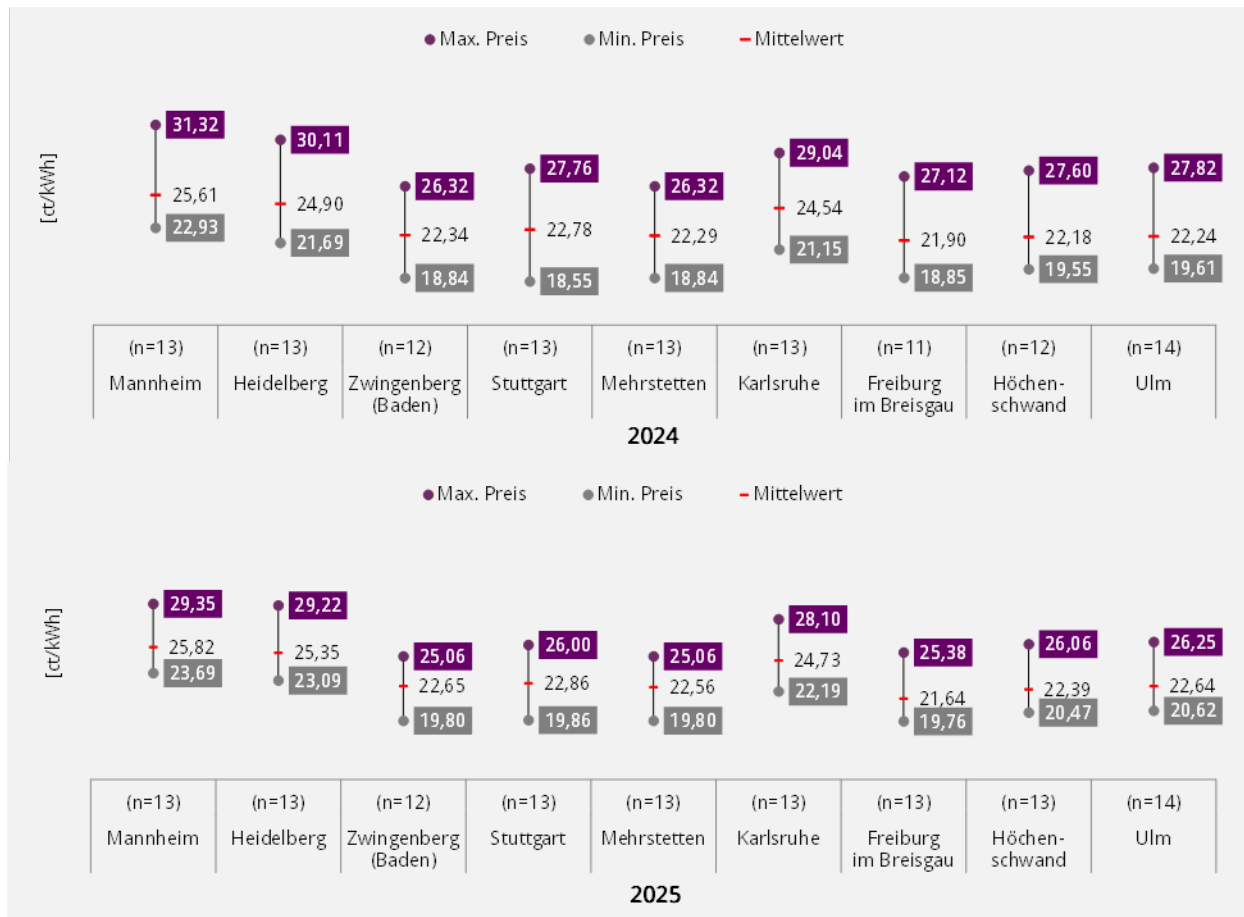


Abbildung 43 Strompreis für private Nachtspeicherheizungen in ausgewählten Städten in Baden-Württemberg 2024 und 2025
 Quelle: [Verivox 2026a], [Verivox 2025a], Darstellung IE Leipzig

Auch die Strompreise für Wärmepumpen wurden von Verivox für die neun Städte im Vergleich ausgewertet. Dabei wurde ein jährlicher Pumpstromverbrauch von 7.500 kWh angenommen. Zwischen den Städten bestehen keine gravierenden Preisunterschiede. Im Vergleich zum Vorjahr gab es keine größeren Preissprünge. Im Durchschnitt über alle betrachteten Städte ergibt sich ein Anstieg von 1,7 %. Die günstigsten Tarife finden sich wie bei den Nachtspeichertarifen in Freiburg im Breisgau (Abbildung 44).

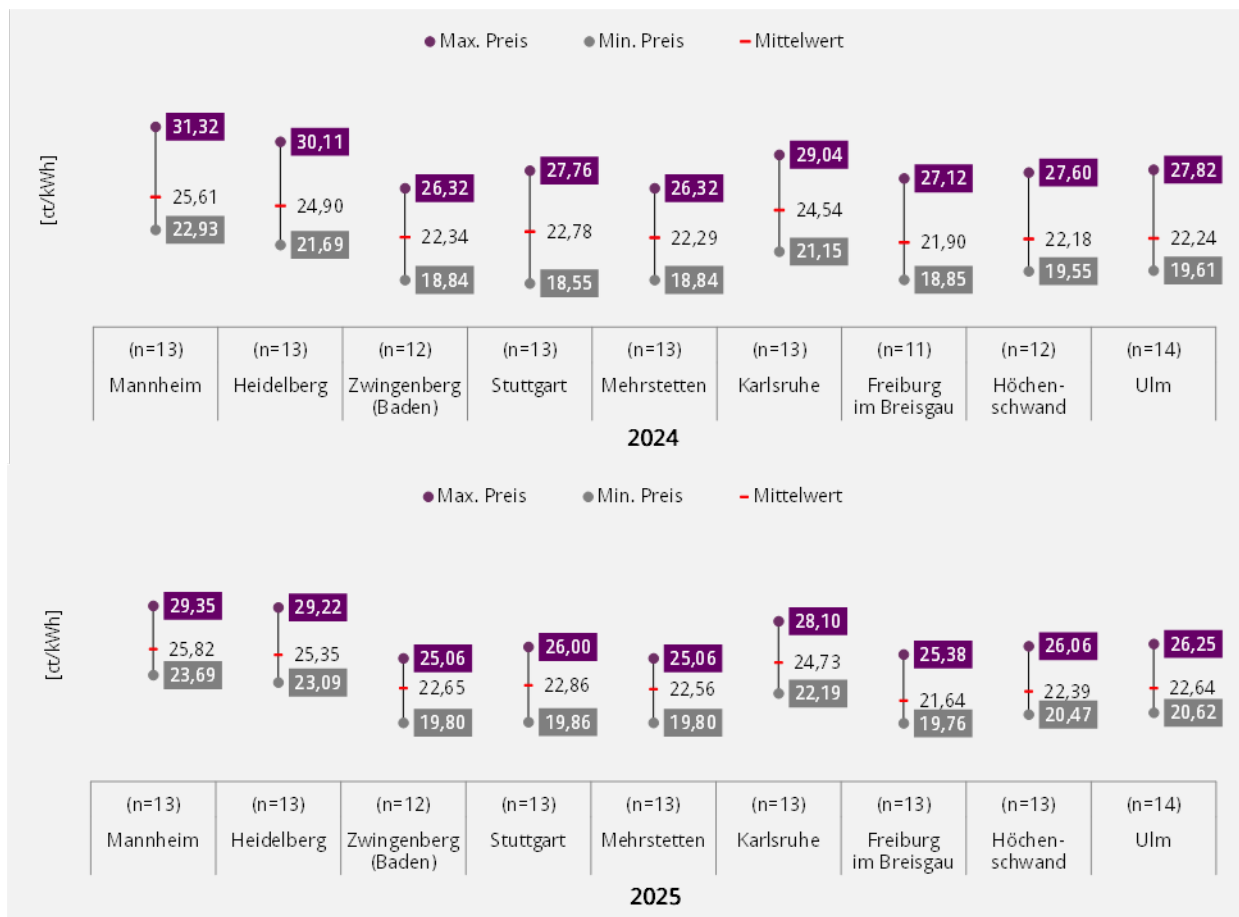


Abbildung 44 Wärmepumpen-Strompreis für Haushalte in Baden-Württemberg 2024 und 2025

Quelle: [Verivox 2026a], Darstellung IE Leipzig

4.2.6 Preise für Industrie und Gewerbe

Europa, Deutschland, USA

Je nach Produktionsstandort und Unternehmensgröße schreiben Industrieunternehmen ihre Lieferverträge deutschland- und europaweit aus. Möglich wurde dies durch die Liberalisierung des Strommarktes. Industriebetriebe mit sehr hohem Strombedarf kaufen ihren Strom auch direkt an der Strombörse ein und können so direkt vom günstigeren Börsenstrompreis profitieren.

Wie in den vorangegangenen Berichten werden auch für diesen Bericht die beiden Abnahmefälle IC und IF ausgewertet (Abbildung 45 und Abbildung 46). Die Daten stammen von Eurostat. Die Abbildungen enthalten sowohl nominale als auch inflationsbereinigte Preise für Deutschland, die EU, Frankreich, die Niederlande und Dänemark. Abbildung 47 zeigt zusätzlich nominale und reale Preise für die Industrie in den USA.

Die Industriestrompreise der **Verbrauchergruppe IC** (Abbildung 45) umfassen Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von 500 bis 2.000 MWh und dienen somit als Näherungswert für die Gewerbestrompreise. Im Jahr 2025 lag der Strompreis der Verbrauchergruppe IC (ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern, wie der Stromsteuer in Deutschland) in Deutschland mit 22,7 ct/kWh um 3,0 % unter dem Vorjahresniveau.

In der EU sank der Nominalpreis gegenüber dem Vorjahr um 2,1 % auf 18,7 ct/kWh. Im Vergleich zum europäischen Durchschnitt wurde in Deutschland damit ein um 21,4 % höherer Strompreis gezahlt. Der

Strompreis in Deutschland ist insgesamt und in allen Preiskomponenten höher als in den ausgewählten Nachbarländern.

Der staatlich induzierte Anteil ist in Deutschland 2025 auf 19,3 % und auf 18,2 % im EU-Durchschnitt gestiegen. In Dänemark machen nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben nur etwa 0,8 % des Strompreises aus.

Die Bandbreite für den Abnahmefall der Verbrauchergruppe IC im EU-Ländervergleich ist in Abbildung 92 im Anhang dargestellt. Der staatliche Anteil in den anderen EU-Ländern ist teilweise negativ und lässt Rückschlüsse auf Erstattungen zu. In den meisten Ländern liegt der Anteil jedoch deutlich unter 10 %. Die Netzkosten sind in Deutschland im Ländervergleich am höchsten. Die realen Preise liegen in Deutschland 18,0 % über dem europäischen Durchschnitt.

Die **Verbrauchergruppe IF** (Abbildung 46) umfasst Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von 70 bis 150 GWh, zu denen beispielsweise große energieintensive Unternehmen wie die Stahl- und Papierindustrie gehören. Im Gegensatz zur Verbrauchergruppe IC sind die Preise in Deutschland im Vergleich zum Vorjahr um 2,1 % auf 14,4 ct/kWh gestiegen. Im Vergleich zum EU-Durchschnitt lagen sie in Deutschland um 14,6 % höher und damit am höchsten im Nachbarländervergleich. Am wenigsten zahlten Industriebetriebe der Gruppe IF in Frankreich. Die Preise lagen 2025 46,5 % unter den deutschen.

Die Bandbreite für den Abnahmefall der Verbrauchergruppe IF im EU-Ländervergleich ist in Abbildung 93 im Anhang einzusehen.

In Deutschland fluktuiert der Anteil der Steuern und Abgaben in der Verbrauchergruppe IF in den letzten Jahren geringfügig (2025: 11,1 %) und liegt nahe dem EU-Durchschnitt von 10,6 %. Die betrachteten EU-Nachbarländer erheben deutlich geringere staatliche Abgaben. Auch die Netzkosten sind in den anderen Ländern seit Jahren geringer.

Der Kostenanteil für Energie und Beschaffung ist im Zuge der Energiekrise sehr stark angestiegen und ist in den Jahren 2024 und 2025 in allen betrachteten Gebietseinheiten zurück gegangen. Die Preise scheinen sich jedoch auf einem höheren Niveau zu stabilisieren. Aufgrund unterschiedlicher Befreiungstatbestände und Strompreisbremsen war bzw. ist in der Verbrauchergruppe IF eine große Bandbreite an Strompreisen möglich.

Die realen Preise in der Kategorie IF sind in der EU gegenüber dem Vorjahr um 1,1 % auf 9,3 ct/kWh gesunken. Preisbereinigt hat sich der Strompreis in Deutschland gegenüber 2024 insgesamt nicht verändert, wobei die Energiekosten leicht gesunken und der Anteil staatlich veranlasster, nicht erstattungsfähiger Abgaben gestiegen ist.

Vergleicht man die nominalen Preise der Eurostat-Verbrauchergruppe mit den Preisangaben der EIA in den USA (Abbildung 47), so fällt auf, dass der Durchschnittspreis in den USA für die Gruppe der Industrials in den letzten Jahren zwar angestiegen ist, aber immer noch um 43 % unter dem der Verbrauchergruppe IF in Deutschland liegt. Vergleicht man die nominalen Preise der Gruppe IF der anderen EU-Länder, so liegt der Durchschnittspreis der Gruppe Industrials in den USA in etwa auf dem Niveau Portugals, Finnlands und Schwedens. Die durchschnittlichen Industriestrompreise in den USA sind von 2018 bis 2025 mit Ausnahme eines Jahres kontinuierlich gestiegen, zuletzt um 1,3 %. Seit 2023 sinken sie jedoch inflationsbereinigt (-1,7 %). Allerdings ist die Vergleichbarkeit mit den USA nur eingeschränkt möglich, da Angaben zur zugrunde gelegten Verbrauchskategorie nicht vorliegen.

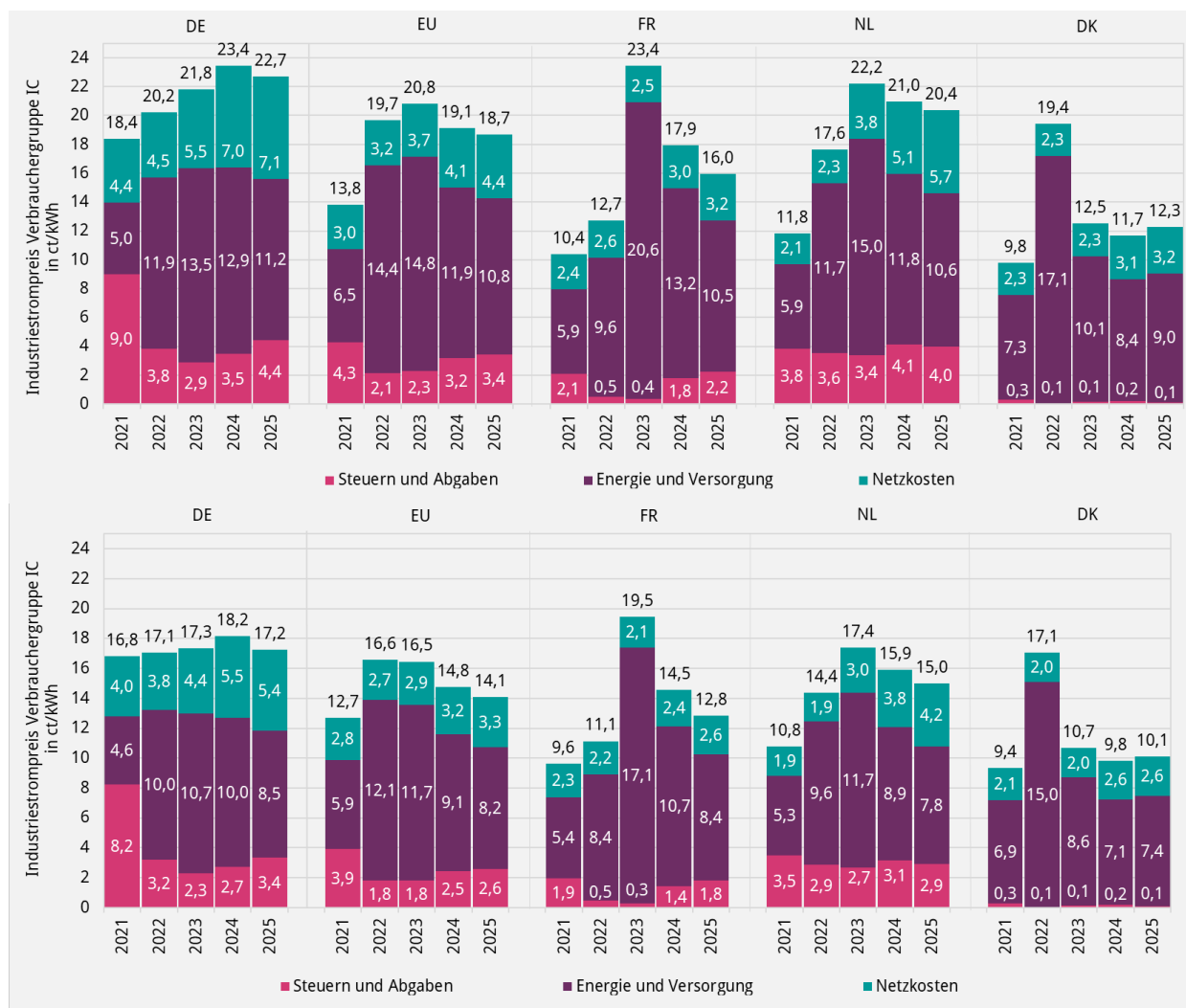


Abbildung 45 Industriestrompreise nominal (oben) und real (unten) im europäischen Vergleich für die Verbrauchergruppen IC 2021 bis 2025

Quelle: [Eurostat 2026], [Eurostat 2026a], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise inkl. Kommissionsabgabe und sonst. Umlagen/Abgaben (KWK-Aufschlag, §19 StromNEV-Umlage, Offshore-Netzumlage), ohne MWSt. und ohne Stromsteuer. Basisjahr zur Preisbereinigung: 2015.

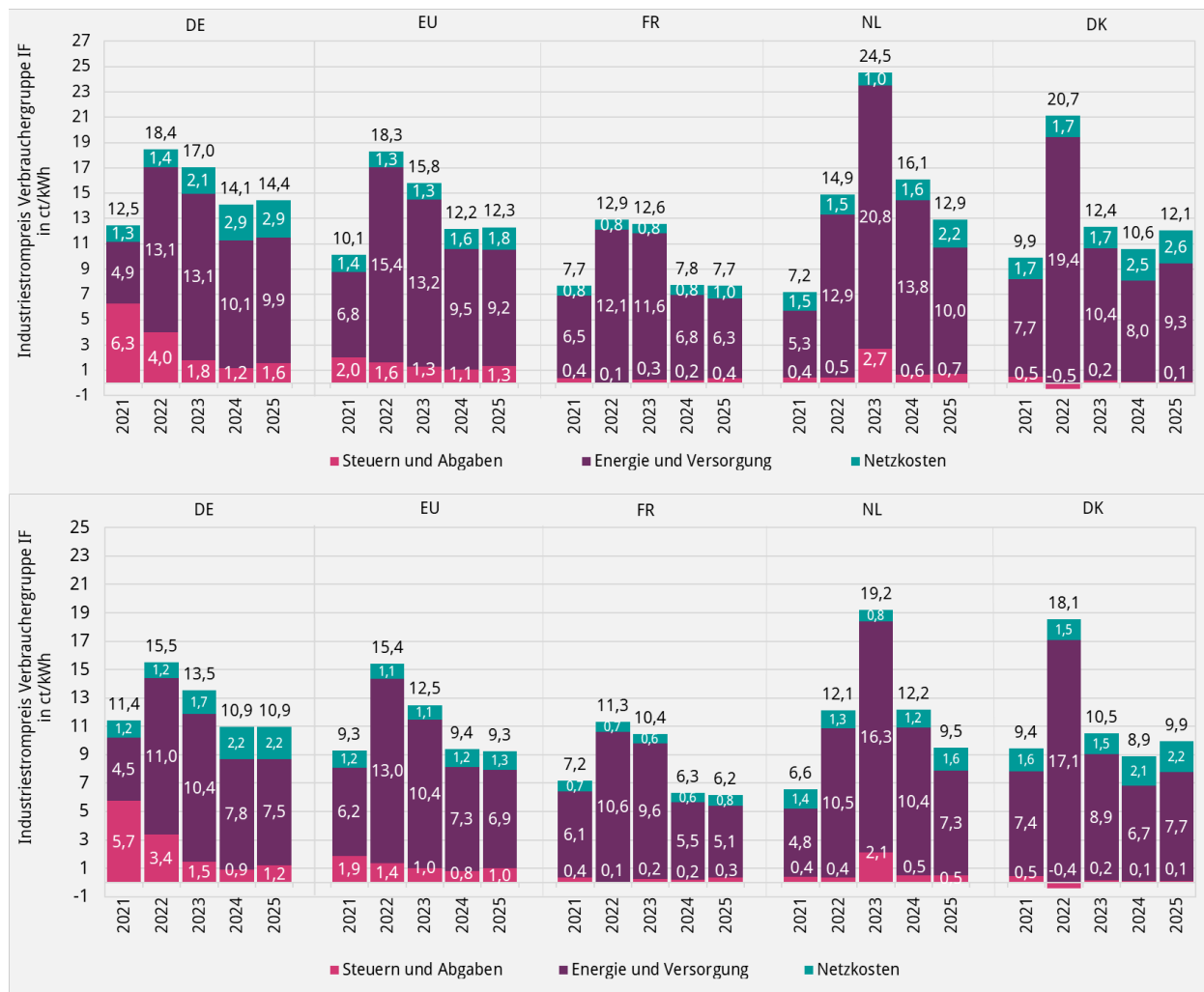


Abbildung 46 Industriestrompreise nominal (oben) und real (unten) im europäischen Vergleich für die Verbrauchergruppen IF 2021 bis 2025

Quelle: [Eurostat 2026], [Eurostat 2026a], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise inkl. Kommissionsabgabe und sonst. Umlagen/Abgaben (KWK-Aufschlag, §19 StromNEV-Umlage, Offshore-Netzumlage), ohne MwSt. und ohne Stromsteuer. Basisjahr zur Preisbereinigung: 2015.

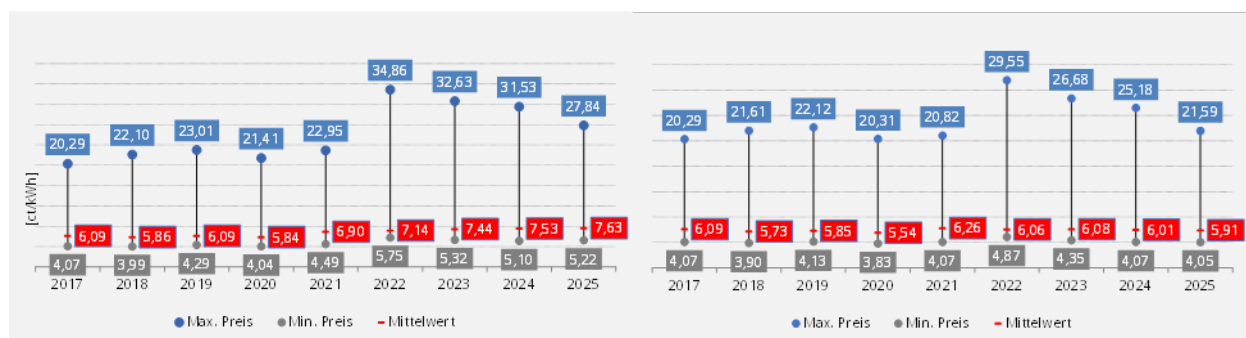


Abbildung 47 Industriestrompreise, nominal (links) und inflationsbereinigt (rechts) der USA 2017 bis 2025

Quelle: [EIA 2026b], [DB 2026], [BEA 2026], Darstellung IE Leipzig, Die Angaben enthalten alle Versorgungs- und staatliche Gebühren, Abgaben und Steuern. Angaben zur zugrunde gelegten Verbrauchskategorie liegen nicht vor.

Entwicklung der Industriestrompreise in Deutschland

Die Entwicklung des durchschnittlichen nominalen Industriestrompreises wird für einen Betrieb mit einem Jahresverbrauch zwischen 160 und 20.000 MWh dargestellt (Abbildung 48). Dieser Fall umfasst die Verbrauchergruppen IB bis ID der Eurostat-Auswertung. Langfristig ist der Strompreis seit 2000 deutlich gestiegen, wobei die Entwicklung zunächst wesentlich durch höhere Netzentgelte sowie Steuern, Abgaben und Umlagen geprägt wurde. Seit 2021 dominierten dagegen die starken Schwankungen des Kostenblocks Erzeugung, Vertrieb und Marge.

Nach dem krisenbedingten Höchststand von 43,20 ct/kWh im Jahr 2022 sank der nominale Industriestrompreis 2023 um 43,4 % auf 24,46 ct/kWh. Ausschlaggebend war der Rückgang des Kostenblocks Erzeugung, Vertrieb und Marge von 35,66 auf 18,30 ct/kWh. Im Jahr 2024 setzte sich die Entspannung fort: Der Gesamtpreis verringerte sich um weitere 29,3 % auf 17,29 ct/kWh, obwohl die Netzentgelte von 3,30 auf 4,12 ct/kWh stiegen. Im Jahr 2025 erhöhte sich der Industriestrompreis leicht um 2,3 % auf 17,69 ct/kWh. Der Anstieg des Kostenblocks Erzeugung, Vertrieb und Marge von 11,68 auf 12,60 ct/kWh sowie höhere Umlagen überwogen dabei den Rückgang der Netzentgelte auf 2,90 ct/kWh. Der Anteil der Steuern, Abgaben und Umlagen am Gesamtpreis sank von rund 11,7 % im Jahr 2023 auf etwa 8,6 % im Jahr 2024 und stieg 2025 wieder auf rund 12,4 %. Gegenüber den Jahren vor der Energiekrise ist seine relative Bedeutung dennoch geringer, da der Preis inzwischen stärker durch die Beschaffungs- und Vertriebskosten bestimmt wird. Für einzelne Unternehmen kann der staatlich veranlasste Preisanteil zudem erheblich niedriger ausfallen, sofern sie von Entlastungs- und Ausnahmeregelungen profitieren.

Inflationsbereinigt sank der Industriestrompreis von 36,38 ct/kWh im Jahr 2022 auf 19,30 ct/kWh im Jahr 2023 und damit um 46,9 %. Im Jahr 2024 ging der reale Preis nochmals um 31,4 % auf 13,24 ct/kWh zurück. Im Jahr 2025 blieb er mit 13,15 ct/kWh nahezu unverändert. Trotz dieser deutlichen Korrektur lag der reale Industriestrompreis 2025 noch rund 76 % über dem Niveau des Jahres 2000 (Abbildung 49).

Die Strompreiszusammensetzung für ein energieintensives Unternehmen, das umfassend von den Ausnahmeregelungen bei den staatlich veranlassten Preisbestandteilen und den Netzentgelten profitiert, ist in Abbildung 50 dargestellt. Der Gesamtpreis sank von 26,42 ct/kWh im Jahr 2022 um 35,1 % auf 17,16 ct/kWh im Jahr 2023. Im Jahr 2024 verringerte er sich um weitere 7,8 % auf 15,82 ct/kWh, insbesondere aufgrund des Rückgangs des Kostenblocks Erzeugung, Vertrieb und Marge. Im Jahr 2025 sank der Preis geringfügig auf 15,54 ct/kWh. Obwohl sich der Kostenblock Erzeugung, Vertrieb und Marge auf 14,94 ct/kWh erhöhte, wurde dieser Anstieg durch den deutlichen Rückgang der in der Modellrechnung angesetzten Netzentgelte von 2,15 auf 0,41 ct/kWh überkompensiert.

Die Steuern, Abgaben und Umlagen machten bei dem betrachteten energieintensiven Unternehmen in den Jahren 2023 bis 2025 lediglich rund 1,0 bis 1,2 % des Gesamtpreises aus. Der Unterschied zur mittelständischen Industrie verringerte sich dadurch gegenüber den Krisenjahren deutlich. Im Jahr 2025 zahlte der betrachtete Betrieb der mittelständischen Industrie durchschnittlich 17,69 ct/kWh, während für das umfassend begünstigte energieintensive Unternehmen 15,54 ct/kWh anfielen. Der Preisvorteil belief sich damit auf rund 2,15 ct/kWh bzw. 12,1 %.

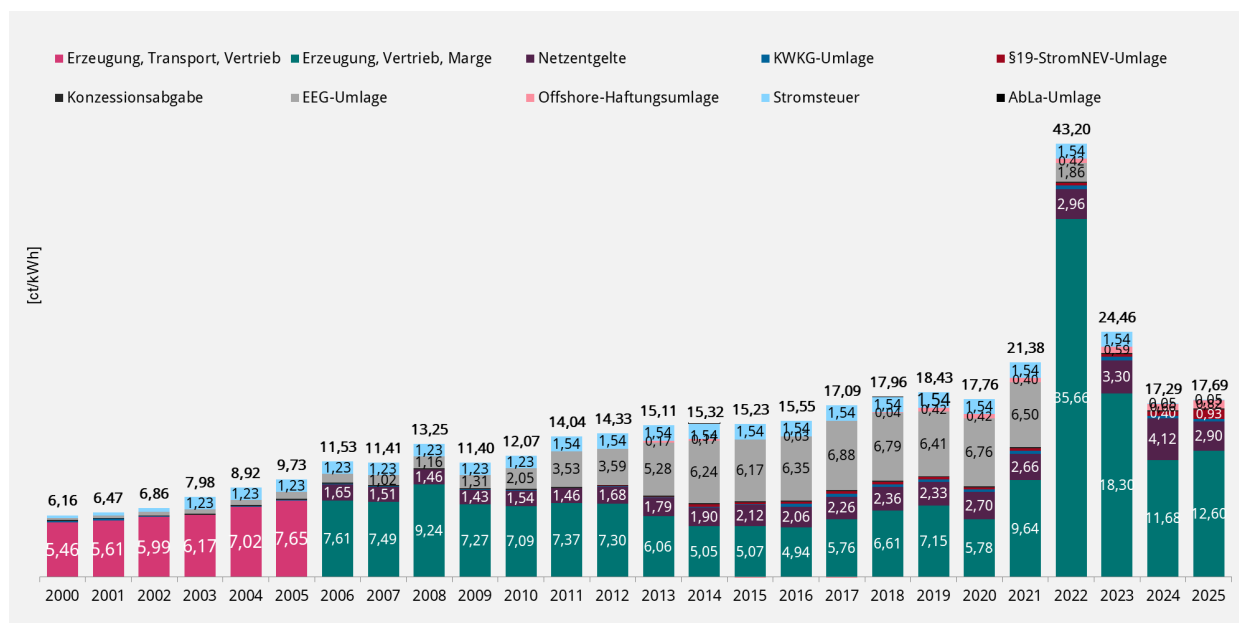


Abbildung 48 Entwicklung nominaler Industriestrompreis (Mittelspannung) und seine Bestandteile in Deutschland

Quelle: [BDEW 2026], [BNetzA 2025], Darstellung: IE Leipzig, Berechnungen des IE Leipzig, durchschnittlicher Strompreis eines Mittelspannungskunden (Industrie, stromsteuerermäßigt), Abnahme von 160 bis 20.000 MWh, entspricht bei Eurostat Bandbreite von IB bis ID.

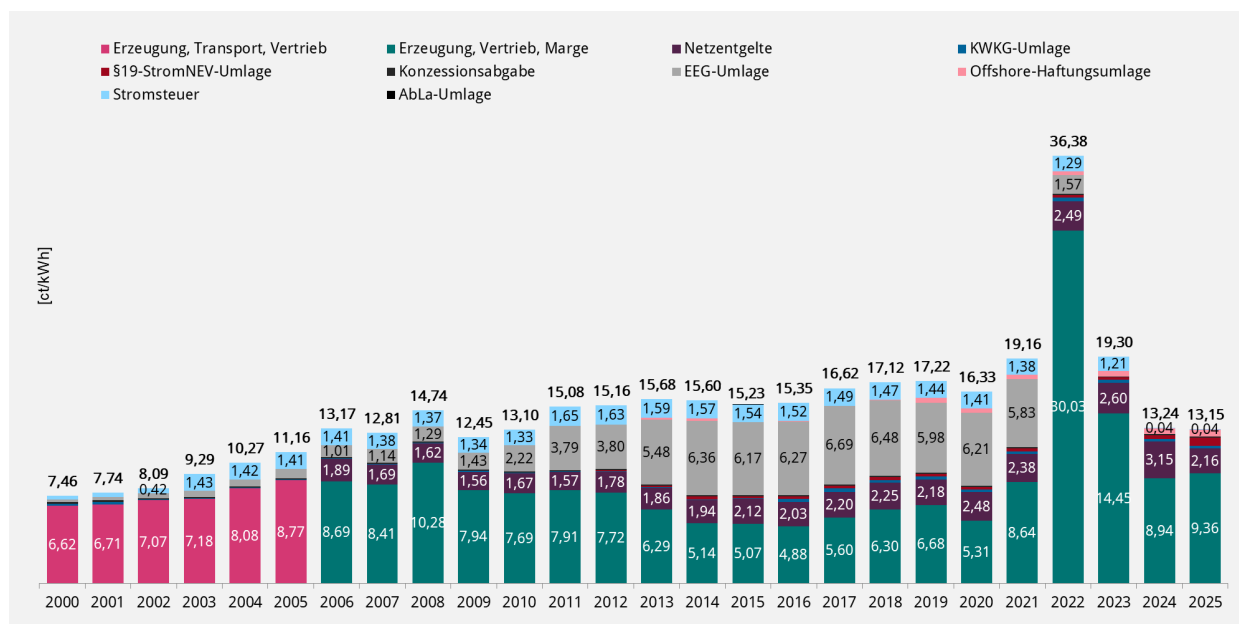


Abbildung 49 Entwicklung realer Industriestrompreis (Mittelspannung) und seine Bestandteile in Deutschland

Quelle: [BDEW 2026], [BNetzA 2025], Darstellung: IE Leipzig, Berechnungen des IE Leipzig, durchschnittlicher Strompreis eines Mittelspannungskunden (Industrie, stromsteuerermäßigt), Abnahme von 160 bis 20.000 MWh, entspricht bei Eurostat Bandbreite von IB bis ID Inflationbereinigung zum Basisjahr 2015.

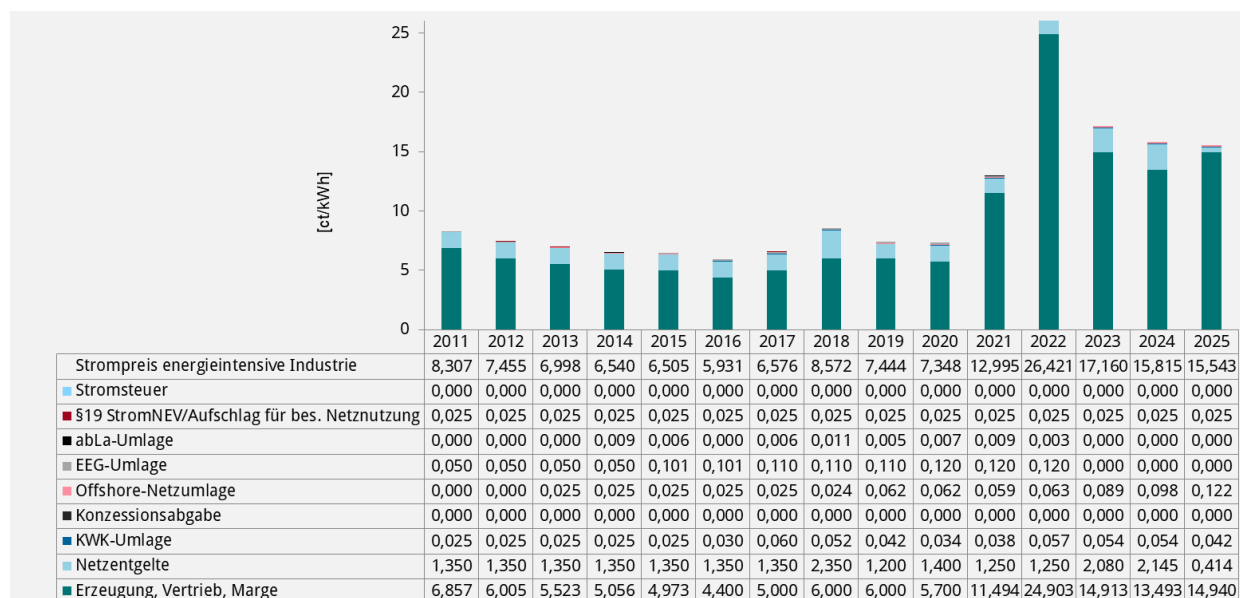


Abbildung 50 Strompreisbestandteile für ein energieintensives Unternehmen mit umfassender Befreiung bei Steuern, Umlagen, Abgaben und Entgelten 2011 bis 2025

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Stromabnahme von mehr als 1 GWh/a und umfassende Begünstigung bei mehreren Steuern und Umlagen aufgrund hohen Stromkostenanteils, 2025: Großhandelsstrompreis EEX 9,20 ct/kWh, Vertrieb und Marge 5,74 ct/kWh

Baden-Württemberg

Abbildung 51 zeigt die durchschnittlichen Strompreise zum Stichtag 01.12.2025 für Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh. Die Daten stammen aus der Marktübersicht Gewerbestrom, die jährlich vom Verbraucherportal Verivox zur Verfügung gestellt wird (vgl. Eurostat Verbrauchsklassen IB bis IC, Nettostrompreise ohne USt.).

Die Strompreise für **Gewerbekunden** sind im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Im Gegensatz zu den Jahren 2022 und 2021, in denen die Grundversorger teilweise die günstigsten Tarife anbieten konnten, zeigt sich nun wieder die historisch gewohnte Preisstruktur: Die Grundversorger liegen in allen Bundesländern über den von Verivox ermittelten Tarifen ohne Vorkasse. Je nach Standort konnten Gewerbekunden mit einem Tarif ohne Vorkasse zwischen 2,06 ct/kWh (Berlin) und 8,66 ct/kWh (Saarland) sparen. In Baden-Württemberg betrug die durchschnittliche Differenz 7,7 ct/kWh (25 %). Die Preisspanne zwischen den Länderdurchschnittspreisen ist kleiner als im Vorjahr und beträgt in der Grundversorgung 7,55 ct/kWh und zwischen den günstigsten Internettarifen 3,9 ct/kWh. Im Grundversorgungstarif bewegten sich die Preise bundesweit zwischen 24,29 ct/kWh (Mecklenburg-Vorpommern) und 31,84 ct/kWh (Saarland). BW liegt auf Platz 15, hier wurde im Grundversorgungstarif durchschnittlich 12 % mehr für Gewerbestrom bezahlt als im Bundesdurchschnitt.

Eine Auswertung der **Industriestrompreise** nach Bundesländern ist nicht möglich, da die einzelnen Stromlieferverträge für stromintensive Industriebetriebe nicht veröffentlicht werden müssen.

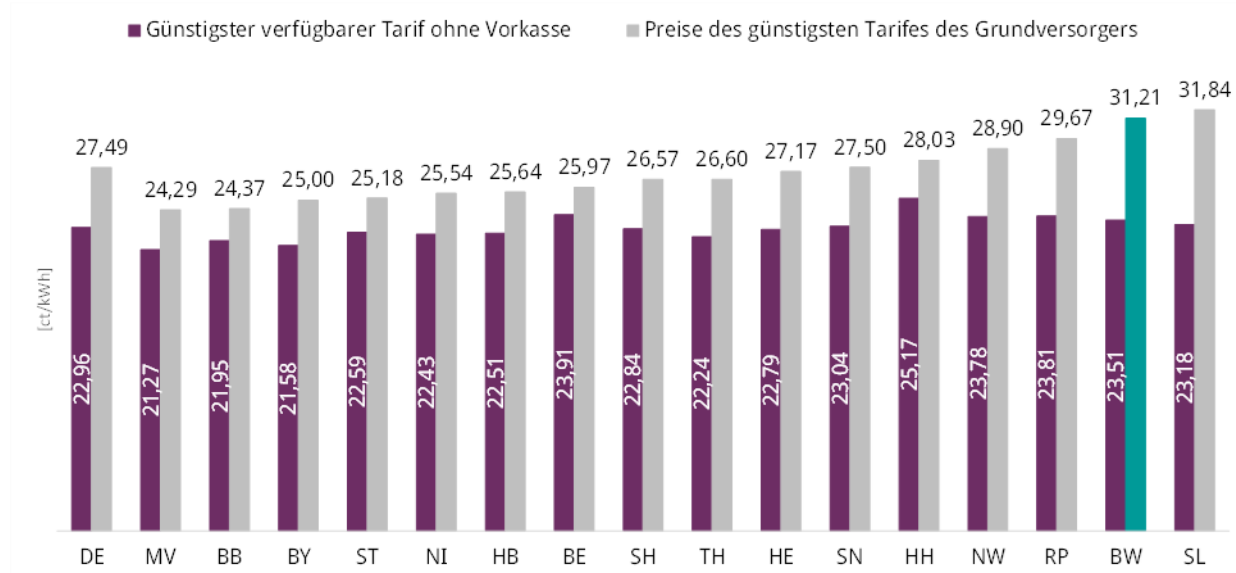


Abbildung 51 Marktübersicht über angebotene Gewerbestrompreise nach Bundesländern

Quelle: [Verivox 2026], Stand: 1.12.2025

Berücksichtigt wurden die günstigsten Tarifangebote ohne Vorkasse, soweit diese im Internet veröffentlicht werden. Angebote, die nur begrenzt verfügbar sind, wurden nicht berücksichtigt. Preise für Gewerbekunden bei einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh. Dargestellt sind Nettopreise.

In den Daten von Verivox sind auch die durchschnittlichen **Netzentgelte** für gewerbliche Stromkunden enthalten. In den Netzentgelten spiegeln sich unter anderem die Ausbau- und Einspeisevolumina der erneuerbaren Energien wider, die in den letzten Jahren im Norden bei gleichzeitig geringer Bevölkerungsdichte zu höheren Netzentgelten führten. Seit 2025 werden die Mehrkosten, die im Zuge des Ausbaus der Erneuerbaren und der Netze entstehen, gleichmäßiger auf die Stromverbraucher im Bundesgebiet verteilt [BNetzA 2026b]. Somit sind insbesondere in den nördlichen und nordöstlichen Bundesländern, aber auch in Bayern seit Jahren wieder geringere Netzentgelte verzeichnet. Auch in Baden-Württemberg sind einige Netzbetreiber dazu berechtigt ihre Mehrkosten zuwälzen, trotzdem stiegen die mittleren Netzentgelte leicht um 4 % auf 9,37 ct/kWh (2024: +36 %). Im Bundesdurchschnitt sind die Netzentgelte leicht um 5 % auf 8,41 ct/kWh gesunken. Baden-Württemberg belegt den 15. Platz im Bundesländervergleich und gehört mit Rheinland-Pfalz und dem Saarland zu den drei Bundesländern, in denen die Netzentgelte 2025 nicht sanken (Abbildung 52).

Ausgehend von einem Gewerbebetrieb mit Anschluss an das Niederspannungsnetz und einem Jahresverbrauch von 90.000 kWh sind in Abbildung 53 die Netzentgelte verschiedener Netzbetreiber in Baden-Württemberg im Vergleich dargestellt. Die Preise gelten ab dem 01.01.2023 und stellen Nettopreise dar. Die Spanne reicht von 6,35 ct/kWh (SW Schwäbisch Hall) bis 15,25 ct/kWh (SW Eberbach). Acht der aufgeführten Netzbetreiber sind günstiger als der ermittelte baden-württembergische Durchschnitt von 9,37 ct/kWh.

Fünf der dargestellten 16 Netzbetreiber sind wälzungsberechtigt in Bezug auf die Kostenbelastung durch Netzausbau und Erneuerbare-Energien-Anteil¹ [BNetzA 2026c]. Sie konnten die Entgelte im Vergleich zum Vorjahr teils deutlich senken. In drei weiteren Netzgebieten sanken die Preise ebenfalls.

Die Netzentgeldynamik im Gewerbestrombereich ist 2025 mit der im Haushaltskundenbereich vergleichbar, jedoch wie üblich auf einem niedrigeren Preisniveau.

¹ SW Schwäbisch Hall GmbH, N-ERGIE Netz GmbH, Netze ODR GmbH, naturenergie Netze GmbH, Netze BW GmbH

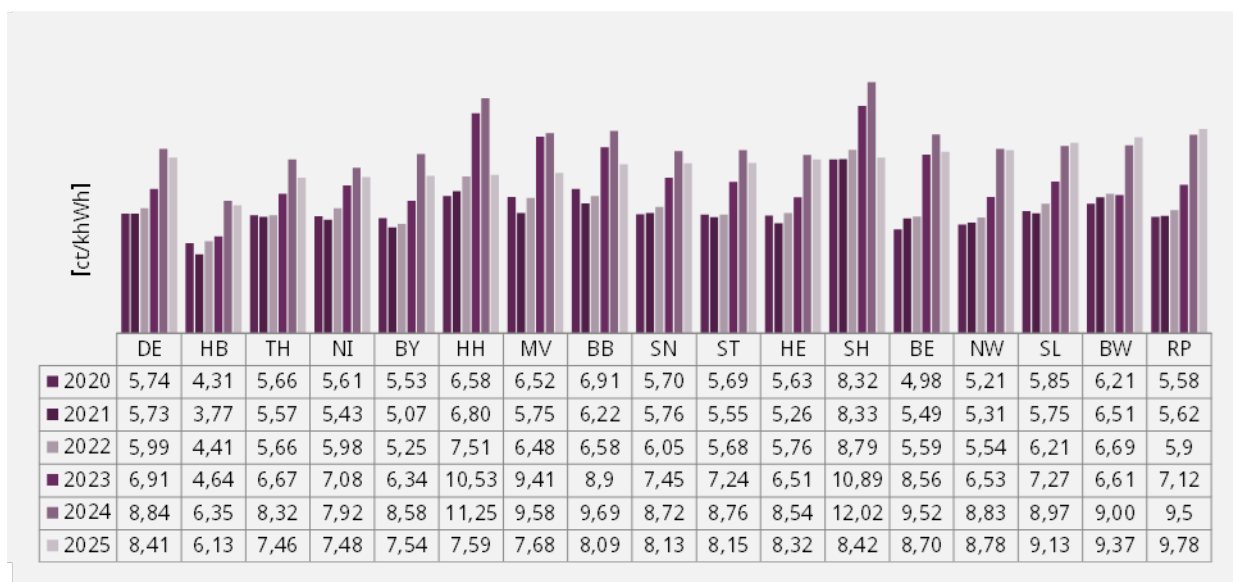
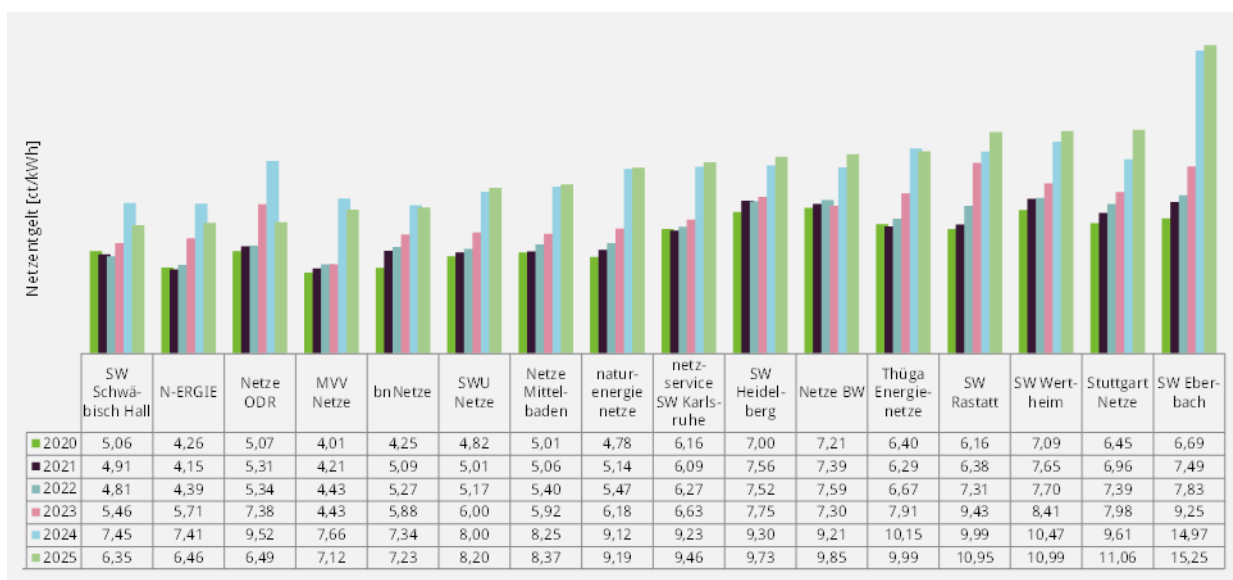


Abbildung 52 Netzentgelte für Gewerbe nach Bundesländern 2020 bis 2025

Quelle: [Verivox 2026] Stand: 01.12.2025, [Verivox 2025] Stand: 01.12.2024, [Verivox 2024] Stand: 01.12.2023, [Verivox 2023] Stand: 01.12.2022, [Verivox 2022] Stand: 01.12.2021, [Verivox 2021] Stand: 01.12.2020, Preise für Gewerbekunden bei einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh pro Jahr.

Abbildung 53 Übersicht der zu zahlenden Netzentgelte bei ausgewählten Netzbetreibern in Baden-Württemberg für das Ge-
werbe 2020 bis 2025

Quelle: [bnNetze 2026], [ED Netze 2026], [N-ERGIE 2026], [MVV Netze 2026], [Netze BW 2026], [Netze MB 2026], [ODR 2026], [SWR 2026], [STR Netze 2026], [SW KA 2026], [SW EB 2026], [SW HB 2026], [SW SH 2026], [SW WH 2026], [SWU 2026], [Thüga 2026], dargestellt sind Nettonetzentgelte bei einem Verbrauch von 90.000 kWh im Jahr mit Anschluss an der Niederspannung. Die Preisblätter bilden den Stand vom 01.01.2025 ab. Für 2020, 2021, 2022, 2023 und 2024 [IE 2025]

Wie hoch die Strompreise für **Industriebetriebe** mit hohem Stromverbrauch in Baden-Württemberg sind, kann nicht erhoben werden, da hierfür die einzelnen Stromlieferverträge der Verbraucher eingesehen werden müssten, die aber nicht veröffentlicht werden müssen. In der Regel werden Stromlieferverträge der Industrie auch überregional abgeschlossen. Dennoch kann die Höhe der Netzentgelte für die nicht netzentgeltbefreiten Betriebe aus den Angaben der Netzbetreiber im Internet je Netzgebiet und

Spannungsebene ermittelt werden. Diesbezüglich werden folgende Abnahmefälle angenommen, bei denen eine viertelstündige Leistungsmessung erfolgt:

- Niederspannung / 180 MWh / 2.000 h / 90 kW
- Mittelspannung / 8.000 MWh / 4.000 h / 2.000 kW
- Hochspannung / 162.500 MWh / 6.500 h / 25.000 kW

Die Netzentgelte für Industriekunden hängen von der Spannungsebene ab. Am teuersten ist die Belieferung in der Niederspannung. Der günstigste Tarif liegt hier bei 7,5 ct/kWh, der höchste bei 13,4 ct/kWh. Auf der Hochspannungsebene liegen die Preise zwischen 1,5 und 4,0 ct/kWh.

Die Netzentgelte im Industriestrombereich zeigen eine heterogene Entwicklung. Einzelne Netzbetreiber können die Entgelte teils um zweistellige Prozentbeträge senken (z.B. NS: Netze ODR, SW Schwäbisch Hall, N-ERGIE), während sie andernorts stabil bleiben oder deutlich steigen.

In der Niederspannung hoben elf von 16 Netzbetreibern die Preise um durchschnittlich 8 % an, während fünf Betreiber im Mittel rund 13 % weniger Netzentgelt verlangten. Es sind nur teilweise dieselben Anbieter, die auch in der Mittel- und Hochspannung Preissenkungen vornahmen. Auf der Mittelspannungsebene hoben neun von 16 Netzbetreibern den Preis um rund 6 % an, während sieben Betreiber um 9 % reduzierten. Die Spanne der Preissenkungen betrug -1 % (SW Wertheim) bis -28 % (SW Schwäbisch Hall).

Auf Hochspannungsebene überwogen Preiserhöhungen: Sieben von zehn Betreibern hoben die Preise um rund 7 % an, eine Senkung von ca. 4 % verzeichneten drei Netzgebiete.

Über alle Spannungsebenen ist zu sehen, dass auch deutliche Preissenkungen, wahrscheinlich hervorgerufen durch den reformierten Wälzungsmechanismus der Bundesnetzagentur, die generelle Teuerung der Netzkosten nicht umkehrt, aber mancherorts ihren Anstieg wirksam dämpft.

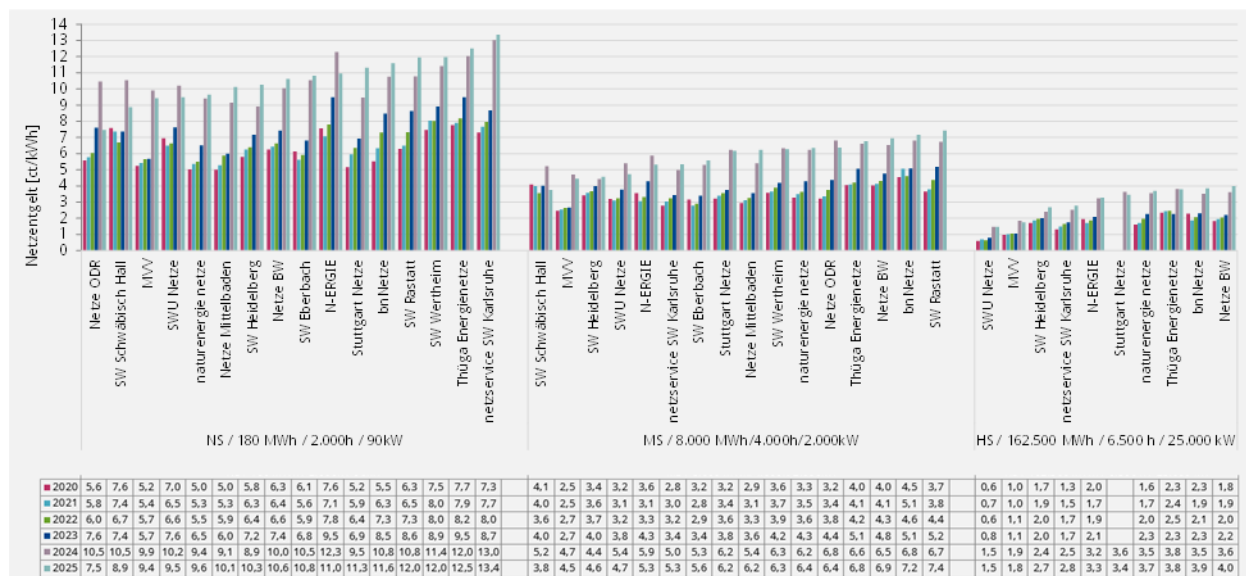


Abbildung 54 Übersicht der Netzentgelte bei ausgewählten Netzbetreibern in Baden-Württemberg für die Industrie 2020 bis 2025

Quelle: [bnNetze 2026], [ED Netze 2026], [N-ERGIE 2026], [MVV Netze 2026], [Netze BW 2026], [Netze MB 2026], [ODR 2026], [SWR 2026], [STR Netze 2026], [SW KA 2026], [SW EB 2026], [SW HB 2026], [SW SH 2026], [SW WH 2026], [SWU 2026], [Thüga 2026] Die Berechnungen erfolgten mit Hilfe der Angaben aus den Preisblättern der Stromnetzbetreiber (Stand 1.01.2025). Für 2020, 2021, 2022, 2023 und 2024 [IE 2025]

5 Wärmemarkt

5.1 Marktstruktur und Wechselverhalten

Die prozentuale Verteilung der Wärmeversorgungslösungen innerhalb des deutschen Wärmemarktes wird in der Studie „Wie heizt Deutschland?“ des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) regelmäßig untersucht. Die Ergebnisse basieren auf einer repräsentativen Befragung von Haushalten und bilden den überwiegenden Teil des deutschen Gebäudebestandes ab [BDEW 2024]. Abbildung 55 zeigt die Verteilung der wichtigsten Heizungsarten in Wohnungen nach Bundesländern.

Bundesweit dominieren weiterhin Gasheizungen mit einem Anteil von 51,5 %, gefolgt von Ölheizungen (19,2 %), Fernwärmeheizungen (15,4 %) sowie sonstigen Heizsystemen, zu denen insbesondere Wärmepumpen, Holz- und Pelletheizungen sowie Stromheizungen zählen (13,8 %). Gegenüber früheren Erhebungen setzt sich damit der langfristige Trend zu einem Rückgang fossiler Heizsysteme fort, während alternative Wärmeerzeuger kontinuierlich an Bedeutung gewinnen.

In Baden-Württemberg liegt der Anteil der Gasheizungen bei 44,5 % und damit deutlich unter dem Bundesdurchschnitt. Ölheizungen erreichen mit 27,6 % einen im Ländervergleich überdurchschnittlich hohen Anteil und spiegeln die traditionell starke Verbreitung dieses Heizsystems insbesondere im ländlichen Raum wider. Fernwärmeheizungen sind mit lediglich 10,3 % vergleichsweise selten vertreten, während 17,6 % der Haushalte sonstige Heizsysteme nutzen, zu denen insbesondere Wärmepumpen sowie Holz- und Pelletheizungen zählen.

Im Bundesländervergleich weist Baden-Württemberg damit den fünftniedrigsten Fernwärmeanteil auf. Niedrigere Anteile werden lediglich in Berlin (4,9 %), Rheinland-Pfalz (5,0 %), Hamburg (6,1 %) und Niedersachsen (7,8 %) erreicht. Deutlich höhere Fernwärmeanteile finden sich vor allem in den ostdeutschen Bundesländern, beispielsweise in Sachsen (28,7 %), Sachsen-Anhalt (26,3 %) und Thüringen (23,0 %), sowie in Schleswig-Holstein (21,5 %) und Bremen (20,0 %).

Insgesamt bestätigt die aktuelle Erhebung die fortschreitende Transformation des Wärmemarktes. Während Gasheizungen bundesweit weiterhin die am häufigsten eingesetzte Heizungsart darstellen, verlieren fossile Heizsysteme kontinuierlich an Bedeutung. Gleichzeitig gewinnen Wärmepumpen, Holz- und Pelletheizungen sowie andere erneuerbare Wärmeerzeuger an Marktanteilen und tragen zunehmend zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung bei. In Baden-Württemberg zeigt sich dieser Wandel insbesondere durch den vergleichsweise hohen Anteil alternativer Heizsysteme und den unterdurchschnittlichen Einsatz von Fernwärme.

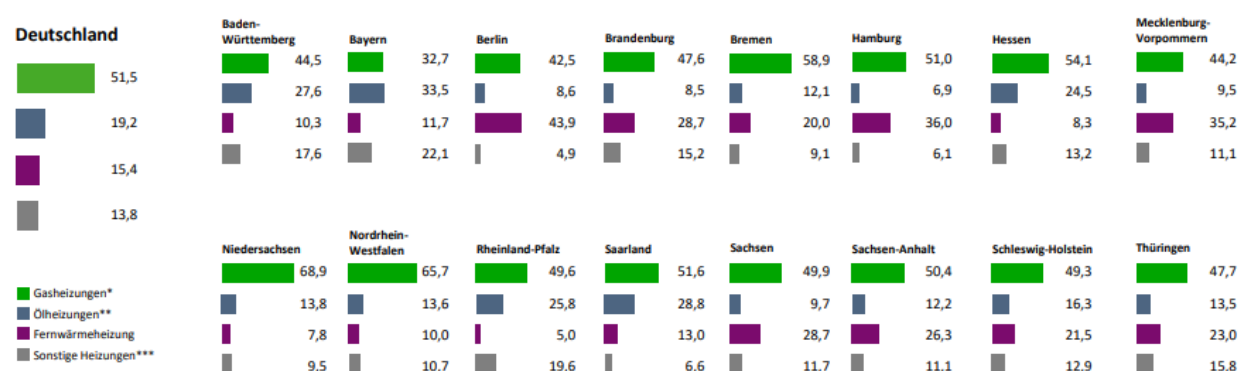


Abbildung 55 Heizungsarten in Wohnungen in Deutschland und im Bundesländervergleich 2023

Quelle: [BDEW 2024]

5.2 Preisentwicklung

5.2.1 Fernwärme in Deutschland

Die Durchschnittspreise der deutschen Fernwärmeversorger zeigen seit dem Jahr 2000 insgesamt einen steigenden Trend (Abbildung 56). Nach einem kontinuierlichen Anstieg bis zum Jahr 2013 schwächte sich die Preisdynamik zunächst ab. Zwischen 2014 und 2021 bewegten sich die Fernwärmepreise auf einem vergleichsweise stabilen Niveau. Der Einfluss des Ölpreisverfalls und der rückläufigen Erdgaspreise zeigte sich aufgrund langfristiger Beschaffungs- und Preisgleitklauseln zeitlich verzögert und führte bis 2017 zu einem Rückgang der Fernwärmepreise. Anschließend stiegen die Preise wieder moderat an.

Im Gegensatz zu den Großhandelsmärkten für Strom und Erdgas reagiert der Fernwärmemarkt typischerweise mit zeitlicher Verzögerung auf Veränderungen der Brennstoffkosten. Dies zeigte sich auch während der Energiekrise infolge des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine. Während die Preise für Erdgas und Strom bereits 2022 sprunghaft anstiegen, fiel die Anpassung der Fernwärmepreise zunächst vergleichsweise moderat aus. Der nominale Fernwärmepreis erhöhte sich von 8,7 ct/kWh im Jahr 2021 auf 10,8 ct/kWh im Jahr 2022 (+24,1 %) und stieg 2023 auf 11,9 ct/kWh (+10,2 %). Die verzögerte Weitergabe der gestiegenen Brennstoffkosten setzte sich auch in den Folgejahren fort. Im Jahr 2024 erhöhte sich der durchschnittliche Fernwärmepreis nochmals deutlich auf 15,1 ct/kWh und erreichte damit einen neuen Höchststand. Im Jahr 2025 wurde mit 15,4 ct/kWh ein weiterer leichter Anstieg verzeichnet.

Nach Inflationsbereinigung stieg der durchschnittliche Fernwärmepreis von 9,5 ct/kWh im Jahr 2023 auf 11,7 ct/kWh im Jahr 2024 und lag im Jahr 2025 bei 11,6 ct/kWh. Trotz des nominalen Anstiegs blieb der reale Fernwärmepreis damit gegenüber dem Vorjahr nahezu unverändert. Dies deutet darauf hin, dass die allgemeine Preisentwicklung einen Teil der nominalen Preissteigerungen kompensierte.

Vergleicht man die Entwicklung des Fernwärmepreises mit der des Erdgasimportpreises oder der Strompreise, wird die zeitlich verzögerte Preisweitergabe besonders deutlich. Während sich die Preise an den Energiegroßhandelsmärkten bereits seit 2023 wieder deutlich entspannt haben, wirkten die hohen Beschaffungskosten der Krisenjahre aufgrund langfristiger Lieferverträge und Preisgleitklauseln bis 2025 auf die Fernwärmepreise nach. Darüber hinaus hängt die Preisentwicklung wesentlich von der jeweiligen Erzeugungsstruktur der Fernwärmenetze ab. Neben Erdgas kommen je nach Versorgungsgebiet auch andere Energieträger wie Abfall, Biomasse, Kohle, Geothermie oder industrielle Abwärme zum Einsatz, so dass die Preisentwicklung regional unterschiedlich ausfallen kann.

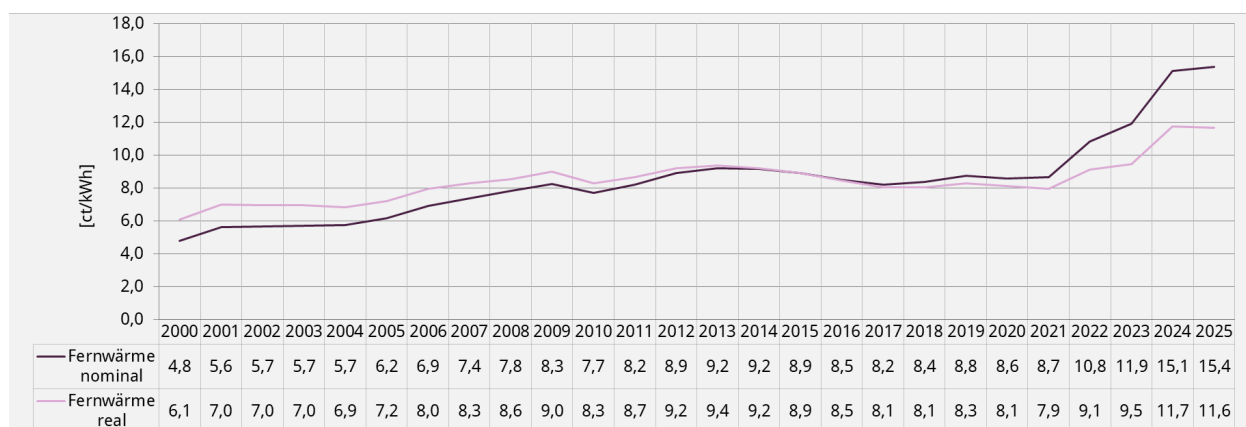


Abbildung 56 Nominale und reale Preise für Fernwärme für Haushalte im Jahresmittel von 2000 bis 2025

Quelle: [Destatis 2026a], [Destatis 2026e], Darstellung: IE Leipzig, Preise einschließlich MwSt. Die Werte entsprechen dem jeweiligen Jahresdurchschnittswert. Reale Preise bezogen auf das Basisjahr 2015.

5.2.2 Fernwärme in baden-württembergischen Städten

Zum Vergleich typischer Fernwärmepreise in Baden-Württemberg wurden die Preisblätter der Fernwärmeverversorger in zehn Städten ausgewertet und in Abbildung 57 für die Jahre 2018 bis 2025 dargestellt. Genutzt werden ausschließlich Preisblätter von Versorgern, die sowohl Leistungspreise (in €/kW) als auch Arbeitspreise (in ct/kWh) enthalten. Die daraus resultierenden Gesamtpreise werden für folgenden Abnahmefall als Bruttopreise (einschl. MwSt.) gegenübergestellt:

- Anschlussleistung: 6 kW
- Jahresverbrauchsmenge: 15.000 kWh

Die günstigsten Fernwärmetarife wurden in den Großstädten angeboten. Die Fernwärmeanbieter haben unterschiedlich auf die extremen Preissteigerungen infolge der durch den russischen Angriffskrieg hohen Erdgaspreise reagiert. In den meisten Städten verteuerten sich die Tarife sprunghaft, aber mit einer gewissen Verzögerung. Einige Anbieter konnten diese Preisspitze schon überwinden, jedoch nicht zum Vorkriegsniveau zurückkehren. Auffällig ist, dass einzelne Fernwärmeverversorger ihre höchsten Preise erst in den Jahren 2024 und 2025 erreichten. Dies gilt insbesondere für die Fernwärmenetze in Ettlingen und Radolfzell. Während dort die Tarife im Hochpreisjahr 2023 vergleichsweise stabil gehalten werden konnten, erfolgte die Weitergabe der gestiegenen Kosten zeitlich verzögert. Ursache hierfür sind die in der Fernwärme üblichen Preisgleitklauseln, die sich häufig an zurückliegenden Brennstoff-, Strom- und Lohnkosten orientieren und Preisänderungen daher erst mit erheblicher Verzögerung wirksam werden lassen.

Hinzu kommt, dass viele Fernwärmenetze langfristige Beschaffungs- und Lieferverträge nutzen, wodurch kurzfristige Marktpreisspitzen zunächst abgedeckt werden können. Die während der Energiekrise stark gestiegenen Kosten für Erdgas, Strom, Emissionszertifikate und andere Vorleistungen wirkten deshalb in einigen Versorgungsgebieten erst in den Jahren 2024 und 2025 vollständig auf die Wärmepreise durch. Die zeitversetzte Preisentwicklung stellt somit keine Ausnahme dar, sondern ist eine typische Eigenschaft vieler Fernwärmesysteme. Sie erklärt zugleich, weshalb die Fernwärmepreise bundesweit ihren Höchststand erst deutlich nach den Spitzenwerten auf den Strom- und Gasmärkten erreichten.



Abbildung 57 Preise für die Lieferung von Fernwärme an Endabnehmer in Baden-Württemberg 2018 bis 2025

Quelle: [SW KR 2026], [SW HD 2026], [MVV 2025], [EnBW 2026], [SW ET 2026], [SW RZ 2026], [SW NU 2026], [SW SF 2026], [SW WH 2025], [SW E 2026], Darstellung: IE Leipzig
Abnahmefall Anschlussleistung: 6 kW, Jahresverbrauchsmenge 15.000 kWh

5.2.3 Holzpellets

Der bayerische C.A.R.M.E.N. e. V. (Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk) erfasst kontinuierlich die Preisentwicklung für Holzpellets nach Regionen und Abnahmemengen. Dargestellt sind in Abbildung 58 die Preise in Euro pro Tonne nach Regionen bei einer Abnahmemenge von 5 Tonnen. Fünf Tonnen Pellets entsprechen energetisch ungefähr 2.500 Litern Heizöl. Im Zeitraum von 2005 bis 2021 bewegten sich die Preise überwiegend in einer Bandbreite von knapp unter 200 bis rund 290 Euro je Tonne. Ab Mitte 2021 bis zum absoluten Höchststand im Herbst 2022 stiegen die Preise infolge des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine und der daraus resultierenden Energiekrise stark an.

Im Jahr 2022 mussten Verbraucher in Süddeutschland durchschnittlich 516 Euro je Tonne bezahlen, 113,9 % mehr als im Jahr 2021. Mit der Entspannung an den Energiemärkten gingen die Pelletpreise anschließend deutlich zurück. Im Jahr 2023 sank der Durchschnittspreis auf 389 Euro je Tonne und damit um 24,7 % gegenüber dem Vorjahr. Im Jahr 2024 setzte sich diese Entwicklung fort; der Durchschnittspreis verringerte sich auf 287 Euro je Tonne und näherte sich damit wieder dem langjährigen Durchschnittsniveau an. Im Jahr 2025 wurde erneut ein Anstieg auf durchschnittlich 351 Euro je Tonne verzeichnet. Gegenüber dem Vorjahr entspricht dies einer Preissteigerung von 22,3 %. Neben gestiegenen Rohholz- und Restholzpreisen sowie höheren Transport- und Logistikkosten trug insbesondere die saisonal erhöhte Nachfrage zur Preisentwicklung bei. Das Deutsche Pelletinstitut führte den deutlichen Preisanstieg im Februar 2025 auf die winterliche Witterung und eine zunehmende Nachfrage zurück. Auch vor Beginn der Heizperiode nahm die Nachfrage infolge der Befüllung der Pelletlager wieder zu und wirkte preissteigernd [DEPI 2025a; DEPI 2025b]. Im längerfristigen Vergleich blieb die Nachfrage ebenfalls auf einem hohen Niveau: Der Pelletverbrauch in Deutschland belief sich 2025 auf rund 3,65 Mio. Tonnen. Zugleich stieg der Absatz von Pelletöfen und -heizungen gegenüber dem Vorjahr um 14 % auf rund

35.000 Anlagen [DEPV 2026]. Regional begrenzte Rohstoffverfügbarkeiten und die Konkurrenz um geeignete Holzsortimente wirkten zusätzlich preisstützend. Trotz des erneuten Anstiegs lag das Preisniveau weiterhin deutlich unter dem Höchststand des Jahres 2022.

Insgesamt kann ein Zusammenhang zwischen den Preisen für Holzpellets und der Entwicklung anderer Energieträger festgestellt werden. Steigende Preise für Heizöl, Erdgas und Strom erhöhen die Attraktivität von Holzpellets und führen zu einer steigenden Nachfrage. Darüber hinaus wirken sich höhere Energiepreise über die Produktions- und Transportkosten indirekt auf die Pelletpreise aus. Dieser Zusammenhang zeigte sich besonders deutlich während der Energiekrise der Jahre 2021 bis 2023.

Eine Aufschlüsselung der Preisdaten nach Bundesländern, wie sie in früheren Berichten noch möglich war, wird von C.A.R.M.E.N. aufgrund zu geringer Marktvolumina in einzelnen Bundesländern nicht mehr veröffentlicht. In Abbildung 59 sind teilweise noch regionale Daten bis 2021 enthalten, danach gilt der Durchschnittspreis für Süddeutschland als repräsentativ für Baden-Württemberg.

Nach den historischen Höchstständen des Jahres 2022 gingen die Pelletpreise zunächst deutlich zurück. Der nominale Durchschnittspreis sank von 10,76 ct/kWh im Jahr 2022 auf 8,10 ct/kWh im Jahr 2023 und verringerte sich im Jahr 2024 weiter auf 5,98 ct/kWh (Abbildung 59). Im Jahr 2025 wurde mit 7,32 ct/kWh wieder ein deutlicher Anstieg verzeichnet. Gegenüber dem Vorjahr entspricht dies einer Preissteigerung von 22,4 %. Nach Inflationsbereinigung lag der Pelletpreis 2025 bei 5,55 ct/kWh gegenüber 4,64 ct/kWh im Jahr 2024. Trotz dieser Entwicklung lag der reale Preis weiterhin deutlich unter dem Niveau des Krisenjahres 2022 (9,06 ct/kWh). Im Vergleich zum Basisjahr 2015 stieg der nominale Pelletpreis bis 2025 um 43,5 %, während der reale Anstieg 8,8 % betrug. Die Entwicklung zeigt, dass sich die außergewöhnlichen Marktverwerfungen der Energiekrise weitgehend zurückgebildet haben, sich für Holzpellets jedoch ein dauerhaft höheres Preisniveau als in den Jahren vor 2021 etabliert hat.

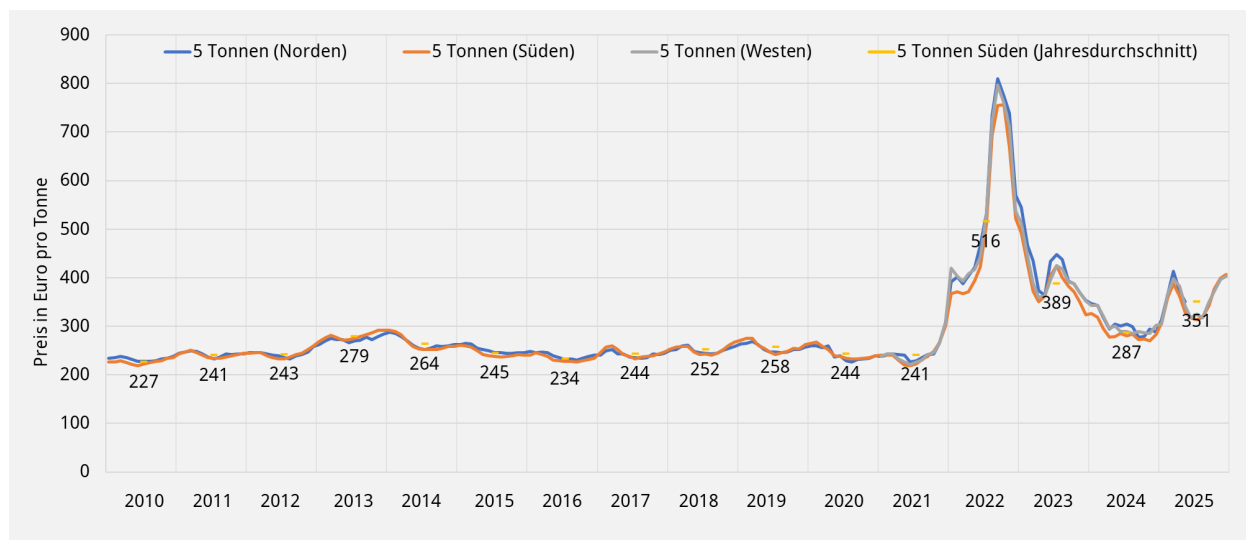


Abbildung 58 Monatliche Durchschnittspreise (5 t) für Pellets nach Regionen in Deutschland 2010 bis 2025
Quelle: [CARMEN 2026], Darstellung IE Leipzig

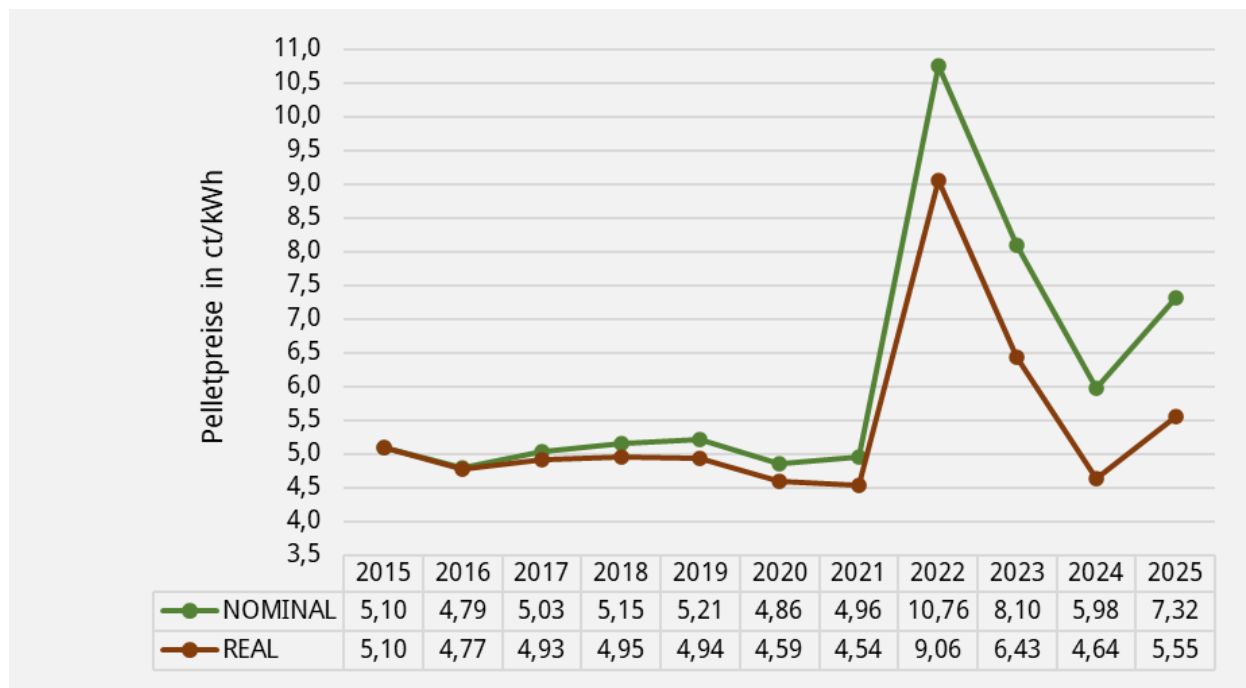


Abbildung 59 Jahresdurchschnittspreise für Pellets in Baden-Württemberg 2015 bis 2025

Quelle: [CARMEN 2026], Darstellung: IE Leipzig

5.2.4 Vergleich aller Wärmeenergieträger

Als Datengrundlage werden die monatlichen Verbraucherpreisindizes des Statistischen Bundesamtes für Strom, Erdgas, Flüssiggas, Heizöl, Brennholz und Holzpellets sowie Fernwärme verwendet [Destatis 2026e]. Die Indizes bilden die Preisentwicklung aus Sicht privater Haushalte ab und berücksichtigen die von den Endverbrauchern zu zahlenden Preisbestandteile einschließlich Umsatzsteuer, Energiesteuern, Umlagen, Netzentgelten sowie Vertriebs- und Beschaffungskosten; bei den entsprechend bezeichneten Reihen sind zudem Betriebskosten einbezogen. Da alle Energieträger nach demselben statistischen Konzept und auf derselben Preisstufe erfasst werden, eignen sich die Verbraucherpreisindizes für einen konsistenten Vergleich ihrer relativen Preisentwicklung. Ein Vergleich der absoluten Wärmekosten ist daraus jedoch nicht möglich, da sich die Energieträger hinsichtlich Energiegehalt, Umwandlungswirkungsgrad, Anlagentechnik und verbrauchsabhängiger Kosten unterscheiden. Für die Darstellung wurden die von Destatis mit der Basis 2020=100 veröffentlichten Monatsindizes auf das gemeinsame Basisjahr 2015=100 umbasiert, um der Methodik innerhalb dieses Berichtes Rechnung zu tragen.

Wie in Abbildung 60 dargestellt, entwickelten sich bis 2020 die meisten betrachteten Preisindizes vergleichsweise moderat, wobei Heizöl und Flüssiggas bereits stärkeren rohstoffmarktbedingten Schwankungen unterlagen. Im Jahr 2021 setzte im Zuge der Energiekrise ein breiter Preisanstieg ein. Besonders deutlich erhöhten sich zunächst die Preise für Flüssiggas und Heizöl. Im Jahr 2022 erreichten Flüssiggas, Heizöl sowie Brennholz und Holzpellets außergewöhnlich hohe Monatswerte. Die Preise für Strom, Erdgas und Fernwärme reagierten teilweise zeitlich verzögert, da Beschaffungskosten bei leitungsgebundenen Energieträgern häufig erst mit der Anpassung von Tarifen weitergegeben werden. Der sprunghafte Rückgang der Erdgas- und Fernwärmeindizes im Dezember 2022 ist durch die staatliche Soforthilfe für Gas- und Fernwärmekunden geprägt.

Im Jahr 2023 verlief die Entwicklung der Energieträger unterschiedlich. Trotz der bereits eingetretenen Entspannung an den Großhandelsmärkten stiegen die Jahresmittelwerte für Erdgas um 27,8 % auf 188,5 Punkte und für Strom um 12,6 % auf 149,9 Punkte. Auch feste Brennstoffe verteuerten sich im

Jahresmittel nochmals auf 171,7 Punkte. Hier wirkten insbesondere die verzögerte Weitergabe zuvor hoher Beschaffungskosten und bestehende Vertragsbindungen nach. Demgegenüber gingen die Jahresmittelwerte für Flüssiggas um 27,3 % und für Heizöl um 6,0 % zurück. Der Fernwärmeindex erhöhte sich zunächst moderat auf 133,0 Punkte.

Im Jahr 2024 setzte bei den meisten Energieträgern eine deutlichere Normalisierung ein. Die Jahresmittelwerte für Strom, Erdgas, Heizöl sowie Brennholz und Holzpellets gingen zurück. Besonders ausgeprägt war der Rückgang bei den festen Brennstoffen von 171,7 auf 151,2 Punkte. Flüssiggas verteuerte sich dagegen erneut. Auffällig ist zudem der verzögerte Anstieg der Fernwärmepreise auf 169,1 Punkte. Darin spiegeln sich unter anderem nachlaufende Tarifierungen an zuvor gestiegene Brennstoff- und Beschaffungskosten sowie das Auslaufen zeitlich befristeter Entlastungsmaßnahmen wider.

Im Jahr 2025 sanken die Jahresmittelwerte für Strom, Erdgas, Heizöl und feste Brennstoffe weiter, wobei sich die Rückgänge gegenüber 2024 abschwächten. Strom lag bei 137,3 Punkten, Erdgas bei 179,8 Punkten und Heizöl bei 130,2 Punkten. Brennholz, Holzpellets und andere feste Brennstoffe erreichten 147,5 Punkte. Dagegen stieg der Flüssiggasindex weiter auf 183,5 Punkte. Die Fernwärmepreise stabilisierten sich mit 171,7 Punkten annähernd auf dem hohen Niveau des Vorjahres. Insgesamt lagen damit auch 2025 sämtliche betrachteten Energieträger über dem Preisniveau des Basisjahres 2015. Die höchsten längerfristigen Preissteigerungen bestanden bei Erdgas, Flüssiggas und Fernwärme [Destatis 2026e]. Ein Vergleich der nominalen Jahresmittelwerte ist in Tabelle 5 dargestellt.

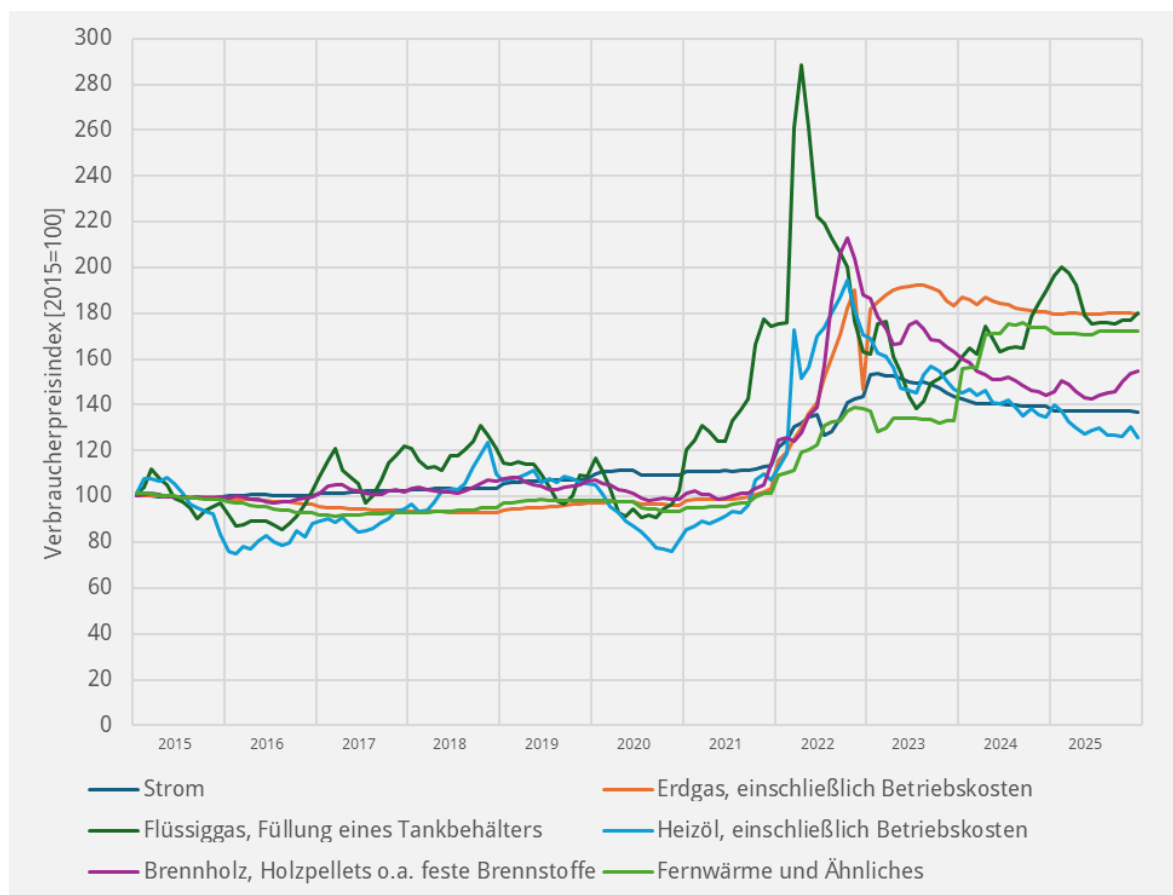


Abbildung 60 Entwicklung der monatlichen Preisindizes für Wärmeenergieträger in Deutschland 2015 bis 2025 (nominal)

Quelle: [Destatis 2026e]; Verbraucherpreisindizes für Strom, Erdgas, Flüssiggas, Heizöl, Brennholz und Holzpellets sowie Fernwärme. Umbasierung der monatlichen Originalindizes von 2020=100 auf 2015=100; Jahresmittelwerte als arithmetisches Mittel der verfügbaren Monatswerte; Berechnung und Darstellung: IE Leipzig.

NOMINAL (Index 2015=100)										
Energieträger	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Strom	100,4	102,0	103,3	106,8	110,1	111,6	133,1	149,9	140,3	137,3
Erdgas, einschließlich Betriebskosten	98,0	94,6	93,1	95,5	97,0	99,6	147,5	188,5	183,7	179,8
Flüssiggas, Füllung eines Tankbehälters	90,4	110,8	119,4	108,3	98,0	140,4	213,5	155,3	170,2	183,5
Heizöl, einschließlich Betriebskosten	80,3	89,1	105,0	107,6	87,4	94,9	164,1	154,2	140,8	130,2
Brennholz, Holzpellets o.a. feste Brennstoffe	98,8	102,7	103,7	105,5	101,5	102,4	160,8	171,7	151,2	147,5
Fernwärme und Ähnliches	95,2	92,2	93,9	98,1	96,1	97,0	125,5	133,0	169,1	171,7

Tabelle 5 Entwicklung der Preisindizes (Jahresmittelwerte) für Wärmeenergieträger in Deutschland 2016 bis 2025 (nominale Werte mit Preisbasis 2015=100)

Quelle: [Destatis 2026e]; Verbraucherpreisindizes für Strom, Erdgas, Flüssiggas, Heizöl, Brennholz und Holzpellets sowie Fernwärme. Umbasierung der monatlichen Originalindizes von 2020=100 auf 2015=100; Jahresmittelwerte als arithmetisches Mittel der verfügbaren Monatswerte; Berechnung und Darstellung: IE Leipzig.

6 Energiekosten

6.1 Energiekosten der Haushalte

Die Energiekosten umfassen die Kosten, die ein durchschnittlicher Haushalt im Jahr 2025 für Verkehr, Heizung und Strom aufwenden muss. Die Kosten für Transport umfassen die Kosten für Benzin und Diesel, die Heizkosten die Nutzung von Fernwärme, Pellets, Heizöl, Erdgas oder Strom für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen, und die Stromkosten alle Anwendungen ohne Heizstrom. Der Kostenvergleich erfolgt auf Basis verfügbarer Datenquellen entweder für einen Durchschnittshaushalt in Deutschland oder für Baden-Württemberg. Dabei gilt:

- Bei der Betrachtung der Kosten der Haushalte für Kraftstoffe (Abbildung 61) werden Durchschnittswerte für Deutschland verwendet.
- Bei der Betrachtung der Heizkosten für Fernwärme (Mittelwerte Abbildung 62), Heizöl, Pellets, Erdgas, Wärmepumpe und Nachtspeicherheizung gelten die Auswertungen für Baden-Württemberg
- Bei der Betrachtung der Stromkosten (Abbildung 63) gelten die Auswertungen für Baden-Württemberg.

Abschließend werden die Energiekosten je Energieträger für 2024 und 2025 ins Verhältnis zum verfügbaren Haushaltseinkommen in Baden-Württemberg gesetzt.

6.1.1 Transportkosten

In Abbildung 61 sind die jährlichen nominalen Kosten für Benzin und Diesel im Zeitraum von 2010 bis 2025 dargestellt. Der Berechnung liegt die Annahme zugrunde, dass ein durchschnittlicher Haushalt jährlich 935 Liter Superbenzin bzw. 850 Liter Dieselmotorkraftstoff verbraucht [IE 2020]. Nach dem zwischenzeitlichen Preisrückgang bis 2016 und dem pandemiebedingten Tiefstand des Jahres 2020 stiegen die Kraftstoffkosten infolge der Energiekrise bis 2022 auf historische Höchststände an. Während für einen Benzinhaushalt durchschnittliche Jahreskosten von 1.808 Euro und für einen Dieselhaushalt von 1.682 Euro anfielen, setzte anschließend eine Entspannung der Kraftstoffmärkte ein.

Im Jahr 2023 sanken die durchschnittlichen Ausgaben auf 1.674 Euro für Benzin und 1.560 Euro für Diesel. Im Jahr 2024 setzte sich diese Entwicklung fort; die nominalen Jahreskosten reduzierten sich auf 1.626 Euro für Benzin und 1.490 Euro für Diesel. Gegenüber dem Vorjahr entspricht dies einem Rückgang um 2,9 % bei Benzin bzw. 4,5 % bei Dieselmotorkraftstoff.

Im Jahr 2025 stiegen die Kraftstoffkosten dagegen wieder an. Für einen durchschnittlichen Haushalt werden 1.710 Euro für Superbenzin und 1.472 Euro für Dieselmotorkraftstoff ausgewiesen. Gegenüber dem Vorjahr erhöhten sich die Ausgaben für Benzin um 5,2 %, während sie für Dieselmotorkraftstoff trotz der höheren Literpreise im Vergleich zum langfristigen Trend noch 1,2 % unter dem Vorjahreswert liegen. Ursache für den Anstieg der Benzinkosten sind insbesondere die im ersten Halbjahr 2025 gestiegenen Rohölpreise sowie die zunehmende CO₂-Bepreisung. Gleichzeitig liegen die jährlichen Kraftstoffausgaben weiterhin deutlich unter den Höchstständen des Energiekrisenjahres 2022 (Abbildung 61).

Inflationsbereinigt zeigt sich ein noch deutlicherer Rückgang der Kraftstoffkosten gegenüber den Höchstständen der Jahre 2022 und 2023. Die realen Ausgaben betragen im Jahr 2025 1.296 Euro für Benzin und 1.116 Euro für Diesel und liegen damit trotz des nominalen Anstiegs weiterhin unter dem Niveau der Energiekrise. Dies verdeutlicht, dass sich die Kraftstoffpreise zwar auf einem vergleichsweise hohen Niveau stabilisiert haben, die außergewöhnlichen Belastungen der Jahre 2022 und 2023 jedoch inzwischen deutlich zurückgegangen sind.

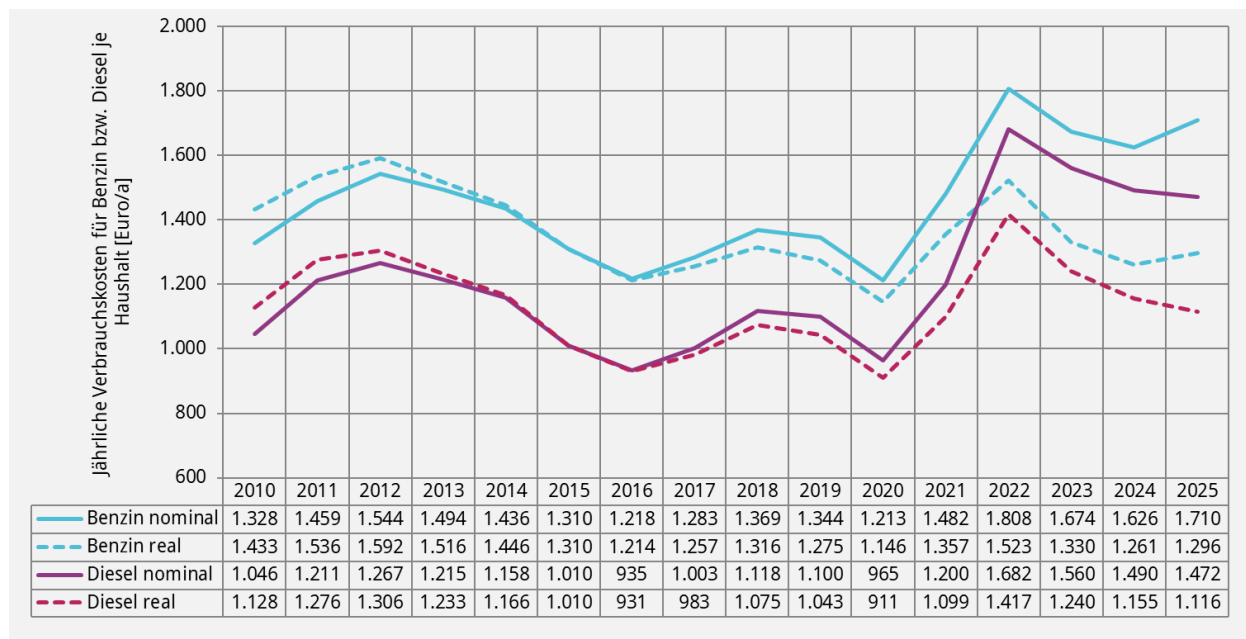


Abbildung 61 Jährliche Verbrauchskosten für Kraftstoffe je Haushalt in Deutschland 2010 bis 2025 (real und nominal)

Quelle: Durchschnittliche Verbrauchswerte an Diesel und Benzin [Destatis 2026a], [Destatis 2026e], [IE 2020], Darstellung und Berechnung: IE Leipzig

6.1.2 Heizkosten

Für einen typischen Einfamilienhaushalt liegen Kennwerte für den Wärmebedarf² vor, die unter Berücksichtigung der typischen Wirkungsgrade der jeweiligen Heizsysteme einen Vergleich der laufenden Verbrauchskosten bei gleichem Nutzwärmebedarf ermöglichen. Auf dieser Grundlage ergibt sich die Entwicklung der jährlichen Verbrauchskosten für die verschiedenen Wärmeerzeuger, wie sie in Abbildung 62 dargestellt ist. Berücksichtigt werden ausschließlich die laufenden Energiekosten; Investitionskosten, Abschreibungen sowie weitere Nebenkosten (z. B. Pumpenstrom, Wartung oder Messtechnik) sind nicht enthalten. Es erfolgt somit keine Vollkostenbetrachtung. Die zugrunde gelegten Energiepreise sind in Tabelle 12 im Anhang dargestellt.

Im Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2021 wiesen insbesondere Erdgas- und Pelletheizungen überwiegend die niedrigsten laufenden Verbrauchskosten auf. Im Jahr 2016 profitierten Haushalte mit Heizölheizungen zusätzlich vom außergewöhnlich niedrigen Heizölpreis. Mit der Energiekrise des Jahres 2022 stiegen die Verbrauchskosten aller betrachteten Wärmeerzeuger deutlich an. Besonders stark betroffen waren Haushalte mit Erdgas- und Nachtspeicherheizungen, während Pelletheizungen trotz erheblicher Preissteigerungen weiterhin vergleichsweise günstige Verbrauchskosten aufwiesen.

Im Jahr 2023 setzte eine Entspannung auf den Energiemärkten ein. Die Verbrauchskosten gingen gegenüber dem Vorjahr deutlich zurück, blieben jedoch weiterhin über dem Vorkrisenniveau. Die höchsten laufenden Kosten verursachten Nachtspeicherheizungen mit 3.304 Euro pro Jahr, gefolgt von Fernwärme (2.522 Euro) und Erdgas (2.496 Euro). Haushalte mit Pelletheizungen wiesen mit 1.995 Euro die niedrigsten Verbrauchskosten auf, gefolgt von Wärmepumpen (2.018 Euro) und Heizölheizungen (2.222 Euro).

Im Jahr 2024 setzte sich die Entspannung insbesondere bei Erdgas- und Pelletheizungen fort. Die niedrigsten laufenden Verbrauchskosten entfielen auf Pelletheizungen mit 1.497 Euro, gefolgt von Wärme-

² Fernwärme 19.755 kWh / Pellets 24.925 kWh Heizöl 20.954 kWh / Erdgas 20.954 kWh / Wärmepumpe 7.500 kWh / Nachtspeicher 12.500 kWh

pumpen (1.818 Euro) und Heizölheizungen (2.152 Euro). Fernwärmehaushalte mussten dagegen weiterhin vergleichsweise hohe Verbrauchskosten von 2.989 Euro tragen, während Nachtspeicherheizungen mit 2.793 Euro und Erdgasheizungen mit 2.542 Euro ebenfalls deutlich über dem Vorkrisenniveau lagen.

Im Jahr 2025 zeigt sich ein differenziertes Bild. Die niedrigsten Verbrauchskosten weisen erneut Pelletheizungen mit 1.725 Euro pro Jahr auf. Es folgen Wärmepumpen mit 1.938 Euro sowie Heizölheizungen mit 1.929 Euro, deren Kosten trotz steigender CO₂-Bepreisung aufgrund der moderaten Heizölpreisentwicklung weiterhin vergleichsweise niedrig ausfallen. Für Haushalte mit Erdgasheizungen ergeben sich jährliche Verbrauchskosten von 2.892 Euro, während Nachtspeicherheizungen mit 2.926 Euro und insbesondere Fernwärmeanschlüsse mit 3.035 Euro die höchsten laufenden Energiekosten verursachen.

Insgesamt zeigt sich, dass sich die Kostenunterschiede zwischen den einzelnen Heizsystemen nach der Energiekrise zwar wieder verringert haben, jedoch weiterhin erheblich sind. Während Pelletheizungen und Wärmepumpen im Betrachtungszeitraum die günstigsten laufenden Verbrauchskosten aufweisen, führen steigende Fernwärmepreise sowie vergleichsweise hohe Strom- und Gaspreise dazu, dass Fernwärme-, Nachtspeicher- und Erdgasheizungen auch im Jahr 2025 zu den kostenintensivsten Wärmeerzeugern gehören. Die realen Jahreskosten sind im Anhang in Tabelle 13 dargestellt.

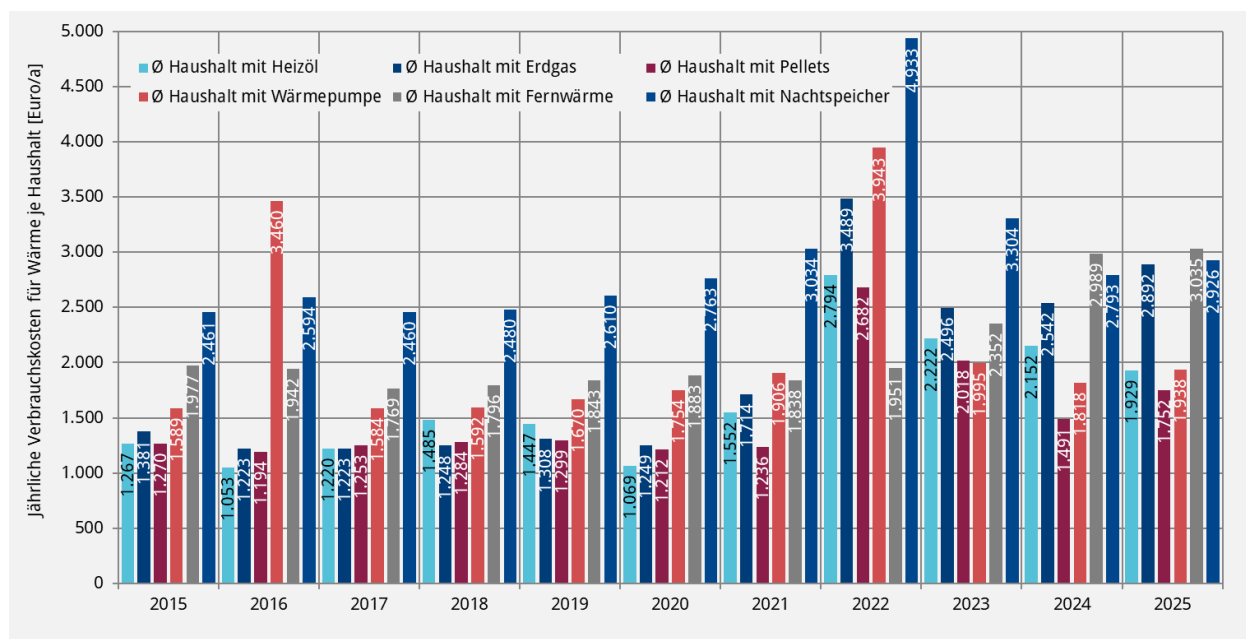


Abbildung 62 Jährliche nominale Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme je Haushalt in Baden-Württemberg 2015 bis 2025
Quelle: [CARMEN 2026], [Verivox 2026], durchschnittlicher Fernwärmepreis Preisblätter aus Abb. 58, Darstellung und Berechnung: IE Leipzig.

6.1.3 Stromkosten

Die jährlichen Verbrauchskosten für Stromanwendungen in Haushalten in Baden-Württemberg sind in Abbildung 63 dargestellt. Grundlage der Berechnung ist ein konstanter Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh. Nach einem vergleichsweise niedrigen Preisniveau in den Jahren 2015 bis 2018 stiegen die jährlichen Stromkosten bis 2020 moderat an. Ab dem Jahr 2021 führte die Energiekrise zu einem deutlichen Anstieg der Strompreise, der im Jahr 2022 seinen Höhepunkt erreichte.

Im Jahr 2022 beliefen sich die durchschnittlichen nominalen Verbrauchskosten auf 1.643 Euro pro Haushalt und lagen damit rund 34 % über dem Vorjahreswert von 1.227 Euro. Inflationsbereinigt ergaben sich Kosten von 1.384 Euro. Mit der Entspannung der Energiemärkte sanken die nominalen Stromkosten im Jahr 2023 auf 1.412 Euro und damit um 14,1 % gegenüber dem Vorjahr. Im Jahr 2024 setzte sich diese

Entwicklung fort; die jährlichen Verbrauchskosten reduzierten sich auf 1.371 Euro (–2,9 % gegenüber 2023).

Im Jahr 2025 ist dagegen wieder ein moderater Anstieg der Stromkosten zu beobachten. Die nominalen jährlichen Verbrauchskosten stiegen auf 1.282 Euro pro Haushalt, während die inflationsbereinigten Kosten 972 Euro betragen. Gegenüber 2024 entspricht dies einer nominalen Verringerung um 6,5 %, real beträgt der Rückgang 8,6 %. Damit liegen die Stromkosten zwar weiterhin deutlich unter dem Höchststand des Energiekrisenjahres 2022, jedoch noch immer auf einem höheren Niveau als vor der Energiekrise.

Insgesamt zeigt sich, dass die außergewöhnlichen Preissteigerungen der Jahre 2021 und 2022 in den Folgejahren weitgehend zurückgenommen wurden. Trotz der Entspannung auf den Strommärkten liegen die nominalen Verbrauchskosten im Jahr 2025 mit 1.282 Euro pro Haushalt jedoch weiterhin rund 52 % über dem Niveau des Jahres 2015 (844 Euro). Real betrachtet beträgt der Anstieg im gleichen Zeitraum dagegen lediglich rund 15 % (972 Euro gegenüber 844 Euro), was den erheblichen Einfluss der allgemeinen Inflation auf die Entwicklung der Stromkosten verdeutlicht.

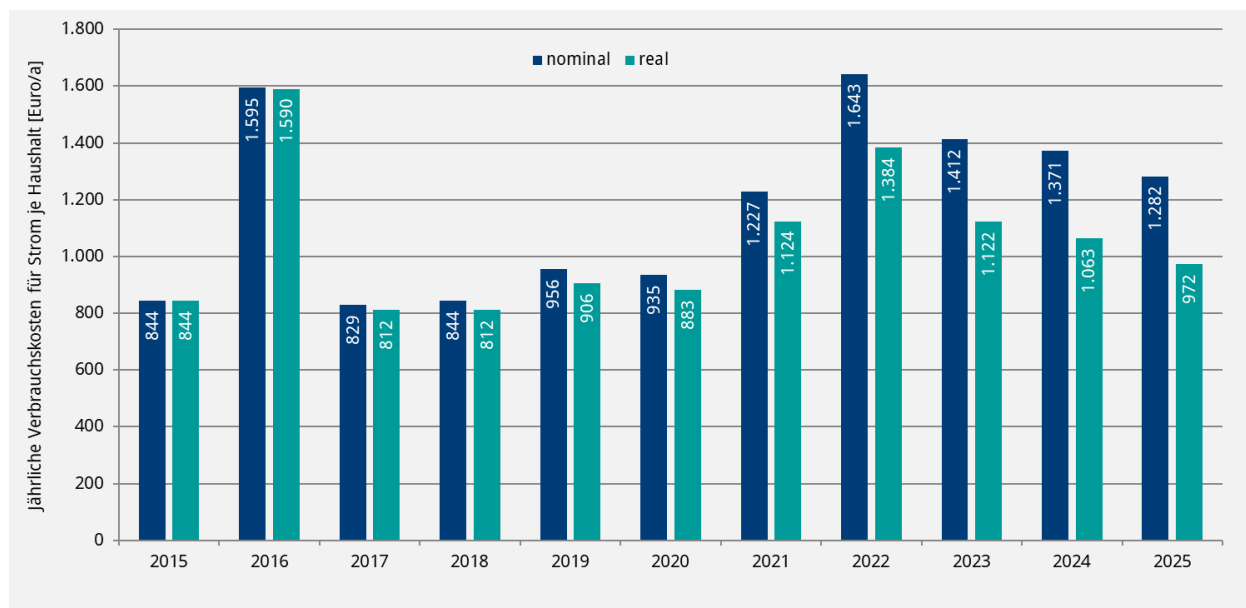


Abbildung 63 Jährliche Verbrauchskosten für Strom je Haushalt in Baden-Württemberg 2015 bis 2025 (real und nominal)

Quelle: [Verivox 2026], Stand: 3.12.2025, Darstellung und Berechnung: IE Leipzig; konstanter Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr

6.1.4 Energiekosten im Vergleich zum verfügbaren Einkommen

Nachfolgend wird der Anteil der Stromkosten an der Kaufkraft der Haushalte in Baden-Württemberg dargestellt (Abbildung 64).

Wählt ein Haushaltskunde in Baden-Württemberg mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh das günstigste Angebot seines Grundversorgers, ergibt sich für das Jahr 2025 ein Anteil der Stromkosten an der gesamten Kaufkraft von 1,98 %. Gegenüber dem Vorjahr (2,01 %) sinkt die Belastung damit leicht und liegt nahezu auf dem Niveau des bundesweiten Durchschnitts von 1,91 %.

Im Bundesländervergleich nimmt Baden-Württemberg damit weiterhin einen Platz im vorderen Mittelfeld ein. Die geringste Kaufkraftbelastung weisen Bayern (1,59 %) und Brandenburg (1,65 %) auf, gefolgt von Schleswig-Holstein (1,80 %) und Niedersachsen (1,85 %). Höhere Anteile entfallen unter anderem auf

Berlin (2,12 %), Bremen (2,13 %) und Saarland (2,38 %). Die höchste Belastung ist wie bereits in den Vorjahren in Thüringen mit 2,62 % zu beobachten (Abbildung 66).

Insgesamt zeigt sich, dass sich die Kaufkraftbelastung durch Stromkosten nach den außergewöhnlich hohen Preisniveaus der Energiekrise wieder deutlich reduziert hat. Mit 1,98 % liegt Baden-Württemberg im Jahr 2025 deutlich unter den Werten der Jahre 2022 und 2023, was die Entspannung auf den Strommärkten und den Rückgang der Endverbraucherpreise widerspiegelt

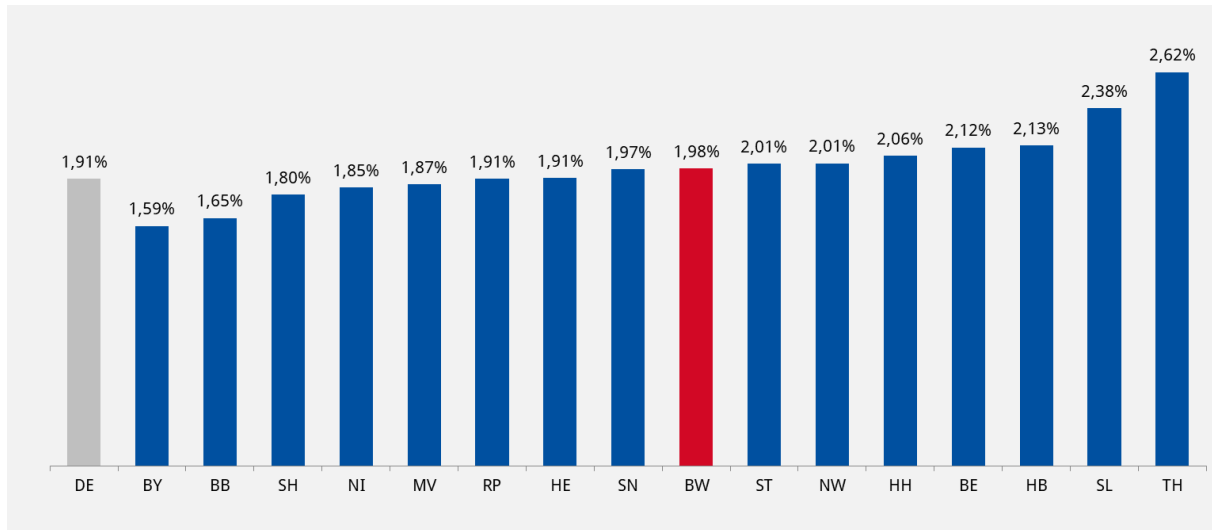


Abbildung 64 Anteil der Stromkosten an der Kaufkraft der Haushalte nach Bundesländern

Quelle: Stromkosten [Verivox 2025], Stand: 3.12.2025, Kaufkraft [MBR 2026]. Berücksichtigt wurden die günstigsten Angebote der örtlichen Grundversorger, soweit diese im Internet veröffentlicht werden. Angebote, die nur begrenzt verfügbar sind, wurden nicht berücksichtigt. Betrachtet sind Haushaltskunden mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr.

6.2 Stromkosten der Industrie

Die Folgen der Belastungen von Industrieunternehmen mit Stromkosten angesichts des hohen Anteils staatlich induzierter und regulierter Preisbestandteile für die internationale Wettbewerbsfähigkeit werden kontrovers diskutiert.

In diesem Kapitel wird daher analysiert, welchen Stellenwert die Stromkosten für die verschiedenen Branchen in Baden-Württemberg besitzen.

Bei den dargestellten Ergebnissen ist zu berücksichtigen, dass die ermittelten Durchschnittswerte nur einen Orientierungswert liefern können. Innerhalb der Branchen, die oftmals eine hohe Heterogenität bezüglich Unternehmensgröße, Struktur, Energieverbrauch, etc. aufweisen, liegt teilweise eine erhebliche Spannweite bei den zu zahlenden Strompreisen vor. Durch Befreiungs- oder Minderungsstatbestände für staatlich veranlasste Preisbestandteile können die tatsächlichen Anteile, vor allem bei energieintensiven Unternehmen/Branchen, deutlich unter den dargestellten Durchschnittswerten liegen. Andererseits kann bei eher kleineren Unternehmen, die keine Vergünstigungen geltend machen können, der Stromkostenanteil auch deutlich über den dargestellten Durchschnittswerten liegen.

Im Rahmen dieses Projektes erfolgt die Auswertung der Stromkosten nach Branchen für das Jahr 2024 auf Basis des im Jahr 2024 gültigen Rechtsrahmens. Aufgrund fehlender Basisdaten kann eine Auswertung für das Jahr 2025 noch nicht in diesem Bericht erfolgen. Damit wird der Vorjahresbericht fortgeschrieben, in dem die entsprechende Auswertung für 2023 enthalten ist.

6.2.1 Datengrundlagen und Methodik – Stromkosten nach Branchen für 2024

In der folgenden Analyse wird schwerpunktmäßig auf Verbrauchergruppen des produzierenden Gewerbes Bezug genommen. Ausgewählte Verbrauchergruppen des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) werden ergänzend zu Vergleichszwecken einbezogen. Diese Gruppierung orientiert sich maßgeblich an der Methodik der Energiebilanz Baden-Württemberg. Diese Statistik weist den Stromverbrauch nach Verbrauchergruppen aus und stellt daher eine methodisch gesicherte Datenbasis dar.

Neben dem reinen Stromverbrauch sind für die Analyse der Strompreise des Produzierenden Gewerbes³ sowie ausgewählter Verbrauchergruppen im Sektor GHD insbesondere Daten

- zum Umsatz⁴ und
- zu Strom- und Handelsintensität nach Wirtschaftszweigen gemäß Anlage 2 (zu §31) EnFG⁵

von Bedeutung. Im Zusammenhang mit den Wirtschaftszweigklassifikationen (WZ) der Jahre 2003 und 2008 können anhand der genannten Größen die effektiven Entlastungs- bzw. Befreiungstatbestände der staatlich induzierten Strompreiskomponenten analysiert werden.

Ausgehend von den zur Verfügung stehenden wirtschaftsstatistischen Informationen des Jahres 2024 für Baden-Württemberg sowie dem Stromverbrauch im verarbeitenden Gewerbe 2024 werden folgende Verbrauchergruppen analysiert:

- Ausgewählte Verbrauchergruppen des Sektors GHD inkl. Baugewerbe⁶
- Produzierendes Gewerbe nach Wirtschaftszweigen

Insbesondere für die Verbrauchergruppen des GHD-Sektors ist die statistische Fundierung nur unzureichend, sodass wirtschafts- und energiestatistische Daten nicht in der Detailtiefe wie für das produzierende Gewerbe zur Verfügung stehen. Für typische Verbraucher des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistung wurden daher Annahmen zur Charakterisierung getroffen (Stromverbrauch für kleine GHD-Unternehmen bei 10 MWh, für große GHD-Unternehmen bei 40 MWh).

In Tabelle 14 (Anhang) sind die relevanten Strukturdaten der Verbrauchergruppen für Baden-Württemberg aufgeführt. Für die Wirtschaftszweige Kohlenbergbau (WZ 05), Gewinnung von Erdöl und Erdgas (WZ 06), Erzbergbau (WZ 07) sowie Dienstleistungen für den Bergbau und Gewinnung von Steinen (WZ 09) waren im Jahr 2024 keine wirtschaftlichen Aktivitäten zu verzeichnen. Statistische Angaben für die Wirtschaftszweige Tabakverarbeitung (WZ 12) und Kokerei und Mineralölverarbeitung (WZ 19) sind infolge der Geheimhaltungspflichten⁷ nicht ausgewiesen.

Anhand der wirtschaftsstatistischen Grunddaten [Destatis 2025a] [Destatis 2025b] sowie des Gesamtstromverbrauchs [SLBW 2025] der jeweiligen Verbrauchergruppe werden zunächst typisierte Durchschnittsbetriebe für Baden-Württemberg abgeleitet und für die weitere Strompreisanalyse als Basis definiert. Dabei ist zu beachten, dass die wirtschaftsstatistischen Kennzahlen überwiegend betriebsbezogen

³ Verarbeitendes Gewerbe und Bergbau

⁴ Basisinformation für die Ableitung der Entlastung von der § 19 StromNEV-Umlage (Bezeichnung ab 2025: Aufschlag für besondere Netznutzung).

⁵ Basisinformation für die Ableitung der Entlastungen von der KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage. Liste 1: Wirtschaftszweige mit erheblichem Verlagerungsrisiko. Liste 2: Wirtschaftszweige mit Verlagerungsrisiko.

⁶ Nach der früheren EEG-Systematik gehörte das Baugewerbe nicht zum Produzierenden Gewerbe; nach § 2 Nr. 3 StromStG zählt es hierzu. Für das EnFG ist dies jedoch nicht maßgeblich; entscheidend ist die Zuordnung zu einer Branche nach Anlage 2 EnFG. Das Baugewerbe (WZ 41–43) ist in Anlage 2 EnFG nicht aufgeführt.

⁷ Primäre Geheimhaltung: Mindestfallzahl von drei Unternehmen / Sekundäre Geheimhaltung: Ausschluss der Rückrechenbarkeit

vorliegen, während energierechtliche Entlastungstatbestände je nach Regelungsbereich an Unternehmen oder Abnahmestellen anknüpfen. Die vorliegende Untersuchung bildet diese Bezugsebenen daher nur näherungsweise ab. Aussagen zur Inanspruchnahme von Entlastungen sind folglich nicht als rechtliche Einzelfallprüfung, sondern als indikative Einordnung typisierter Fallkonstellationen zu verstehen.

Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD)

Für das Baugewerbe wurden die Stromverbräuche anhand eines durchschnittlichen nationalen Wertes von 1.409 kWh je Beschäftigten [Rohde 2023] abgeleitet. Die durchschnittliche Beschäftigtenzahl, Umsätze, Bruttowertschöpfung sowie die gezahlten Bruttoeinkommen je Unternehmen dieser Verbrauchergruppe basieren hingegen auf wirtschaftsstatistisch gesicherten Grunddaten für Baden-Württemberg.

Neben dem Baugewerbe wird der Sektor GHD durch eine Vielzahl von Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsunternehmen geprägt. Infolge der nur unzureichenden Erfassung des Sektors und der Verbrauchergruppen dieses Sektors konnten keine Charakterisierungen anhand von wirtschaftsstatistischen Grunddaten vorgenommen werden. Um dennoch die Wirkung der Strompreiskomponenten auf diesen Sektor darzustellen, wurden zwei typische Verbraucher anhand des Stromverbrauchs, der Beschäftigten und gezahlter Bruttoeinkommen definiert (siehe Tabelle 14 und Tabelle 15 Anhang).

Produzierendes Gewerbe

33 Wirtschaftszweige repräsentieren das Produzierende Gewerbe in Deutschland. In Baden-Württemberg sind aus Gründen der Relevanz sowie Geheimhaltung sechs Wirtschaftszweige statistisch nicht erfasst.

Der Stromverbrauch eines durchschnittlichen Unternehmens wurde auf Basis des Gesamtstromverbrauchs der Wirtschaftszweige des Produzierenden Gewerbes gemäß Stromverbrauch der Industrie in Baden-Württemberg im Jahr 2024 und der Anzahl der Betriebe der Wirtschaftszweige ermittelt.

Zur weiteren Charakterisierung durchschnittlicher Verbraucher je Wirtschaftszweig wurden die durchschnittlichen Beschäftigtenzahlen, Umsätze, Bruttowertschöpfung (BWS) sowie die gezahlten Bruttoeinkommen je Betrieb der Wirtschaftszweige aus den wirtschaftsstatistischen Grunddaten ermittelt. Die durchschnittlichen Verbraucher der Wirtschaftszweige des Produzierenden Gewerbes (ohne Baugewerbe) weisen eine deutliche Spanne hinsichtlich der folgenden Merkmale auf.

- 163 bis 15.933 MWh Stromverbrauch je Betrieb
- 29 bis 754 Beschäftigte je Betrieb
- 7 bis 487 Mio. Euro Umsatz je Betrieb
- 2,6 bis 86 Mio. Euro BWS je Betrieb
- 1,6 bis 64,1 Mio. Euro gezahltes Bruttoeinkommen je Betrieb

In Tabelle 14 (Anhang) sind die Grunddaten zu den Verbrauchergruppen und in Tabelle 15 (Anhang) die in der vorliegenden Analyse untersuchten durchschnittlichen Verbraucher der Sektoren GHD und Produzierendes Gewerbe dargestellt.

Die zuvor dargestellten Spannen bei einzelnen Indikatoren zeigen, dass die typischen Verbraucher (Durchschnittswert) die konkrete Situation eines einzelnen Unternehmens nur eingeschränkt widerspiegeln können. Dies gilt nicht nur für einen Vergleich zwischen den Branchen, sondern auch für Unternehmen unterschiedlicher Größe und Energie- und Handelsintensität innerhalb einer Branche. Vor allem durch Entlastungstatbestände bei umlagebasierten Strompreiskomponenten, wie nachfolgend erläutert, können auch innerhalb einer Branche erhebliche Unterschiede bei konkreten Einzelunternehmen im Vergleich zum ermittelten typischen Verbraucher (Durchschnittswert) einer Branche auftreten.

Die ermittelten Stromkostenanteile am Umsatz und an der Bruttowertschöpfung dienen in der vorliegenden Analyse vor allem der ökonomischen Einordnung der Stromkostenbelastung typisierter Verbraucher. Die Stromkosten wurden dazu auf Basis statistischer verbrauchsabhängiger Nettostrompreise (ohne Entlastungen bzw. Vergünstigungen) für Deutschland [BNetzA 2025] und des Stromverbrauchs des durchschnittlichen Verbrauchers einer Verbrauchergruppe abgeleitet. In Verbindung mit den wirtschaftsstatistischen Grunddaten zu Umsatz und Bruttowertschöpfung wurden die Stromkostenanteile am Umsatz und der Bruttowertschöpfung für den durchschnittlichen Verbraucher einer Verbrauchergruppe bestimmt (siehe Tabelle 15, Anhang). Für die Begrenzung der KWKG-Umlage und der Offshore-Netzumlage nach dem EnFG sind im Jahr 2024 insbesondere die Branchenzuordnung nach Anlage 2 EnFG, ein Stromverbrauch von mehr als 1 GWh an der begünstigten Abnahmestelle sowie die Erfüllung weiterer gesetzlicher Voraussetzungen maßgeblich. Die Stromkostenanteile an ausgewählten wirtschaftsstatistischen Kennwerten von Unternehmen werden hier daher nicht als eigenständige Zugangsvoraussetzung, sondern als ergänzende Bewertungsgröße herangezogen:

- § 19 StromNEV-Umlage (Entlastung in Abhängigkeit vom Anteil der Stromkosten am Umsatz),
- KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage (Entlastung in Abhängigkeit der Zugehörigkeit zu einer Liste nach Anlage 2 (zu §31) EnFG unter Berücksichtigung der Belastungsobergrenzen für die Umlagebelastung in Höhe von 0,5 % bzw. 1,0 %⁸ der Bruttowertschöpfung).

Ausschlaggebend für die Stromsteuerentlastung ist infolge der Änderung des Stromsteuergesetzes nicht mehr die Höhe der gezahlten Rentenversicherungsbeiträge des Arbeitgebers; der Spitzenausgleich nach § 10 StromStG ist seit dem 01.01.2024 aufgehoben. Maßgeblich ist nunmehr die Steuerentlastung nach § 9b StromStG. Für die begünstigten Unternehmen in Baden-Württemberg wurde die Entlastung daher nicht mehr wie in den Analysen der Vorjahre auf Basis der gezahlten Bruttoeinkommen und des allgemeinen Rentenversicherungssatzes des Arbeitgebers, sondern anhand des gesetzlich festgelegten Entlastungssatzes von 20,00 Euro je Megawattstunde ermittelt.

Infolge fehlender statistischer Grunddaten zur Bewertung bzw. Einschätzung von Teilaspekten von Entlastungs- und Befreiungstatbeständen werden bestimmte Entlastungstatbestände ausgeschlossen (siehe Tabelle 16, Anhang). Es handelt sich bei diesen Tatbeständen im Wesentlichen um gänzliche Befreiungen von der Stromsteuer und der Netzentgelte, die nur bei bestimmten Vor-Ort-Konstellationen eines Stromverbrauchers für Teile des Stromverbrauchs in Anspruch genommen werden können. Dazu zählen vornehmlich:

- die Stromeigenerzeugung und die Nutzung des eigenerzeugten Stroms in räumlicher Nähe einer Stromerzeugungsanlage,
- der Betrieb bestimmter Produktionsprozesse⁹ und
- die Netznutzung¹⁰ bei bestimmten Bezugscharakteristiken.

⁸ bzw. 0,5 % wenn bei Abnahmestellen nach Liste 2 die Deckung des Stromverbrauchs in besonderer Weise durch erneuerbare Energien erfolgt

⁹ u. a. Elektrolyse, chemische Reduktionsverfahren, Herstellung von Glas und Glaswaren, keramischen Erzeugnissen, keramischen Wand- und Bodenfliesen, Oberflächenveredlung und Wärmebehandlung jeweils zum Schmelzen, Erwärmen, Warmhalten, Entspannen (siehe § 9a StromStG)

¹⁰ u. a. hohe Gleichmäßigkeit der Stromabnahme (Stromverbrauch > 10 GWh, Benutzungszeit > 7.000 h/a) und Verbraucher mit atypischer Netznutzung (d. h. wenn der Höchstlastbetrag des Letztverbrauchers vorhersehbar und erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast in dieser Netz- oder Umspannebene abweicht)

6.2.2 Besonders bedeutende Branchen in Baden-Württemberg und deren Entlastungsmöglichkeiten von Stromkosten

Zur besseren Einordnung der Ergebnisse werden die für Baden-Württemberg besonders relevanten Branchen des produzierenden Gewerbes anhand der Merkmale Beschäftigung, Umsatz, Bruttowertschöpfung und Stromverbrauch betrachtet (siehe Abbildung 97, Anhang). Auf dieser Grundlage traten im Jahr 2024 insbesondere die Branchen

- Herstellung von Metallerzeugnissen (WZ 25),
- Maschinenbau (WZ 28) und
- Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen (WZ 29) hervor.

Am gesamten produzierenden Gewerbe bzw. deren Wirtschaftsgrößen in Baden-Württemberg hatten diese drei Branchen zusammen folgende Anteile im Jahr 2024:

- Anteil an den Beschäftigten: 52,3 %
- Anteil am Umsatz: 57,6 %
- Anteil an der Bruttowertschöpfung: 51,0 %
- Anteil am Stromverbrauch: 39,5 %

Gegenüber den Analysen der Vorjahre hat die Bedeutung der drei Branchen insbesondere bei der Bruttowertschöpfung und dem Stromverbrauch im Jahr 2024 abgenommen. Wesentlich für die Entlastungsmöglichkeiten der Unternehmen dieser Branchen sind der jährliche Stromverbrauch, der Stromkostenanteil am Umsatz und der Zugehörigkeit zu einer Liste nach Anlage 2 (zu §31) EnFG. In Tabelle 6 sind die Entlastungsmöglichkeiten der drei bedeutendsten Branchen des produzierenden Gewerbes in Baden-Württemberg dargestellt. Im Folgenden werden diese kurz beschrieben:

- Bis zu einem Stromverbrauch von 1 GWh/a sind keine Entlastungen von den staatlich induzierten Umlage-Preisbestandteilen möglich. Die durchschnittlichen Branchenvertreter der drei bedeutendsten Branchen in Baden-Württemberg weisen einen Stromverbrauch von mehr als 1 GWh/a auf. Allein hieraus lässt sich jedoch noch keine Entlastungsberechtigung ableiten, da zusätzlich insbesondere die konkrete Branchenzuordnung, die Einordnung der jeweiligen Abnahmestelle sowie weitere gesetzliche Voraussetzungen maßgeblich sind (siehe Tabelle 6).
- Mit der KWKG-Novelle 2017 wurde die Umlagesystematik vereinfacht. An die Stelle der früheren Differenzierung trat im Ergebnis die Unterscheidung zwischen nichtprivilegierten und privilegierten Letztverbrauchern. Für Stromverbräuche von mehr als 1 GWh richtete sich die Begrenzung der KWKG-Umlage bis Ende 2022 nach den Voraussetzungen der Besonderen Ausgleichsregel des EEG und seit dem 1. Januar 2023 nach den Voraussetzungen der Umlagenbegrenzung nach §§ 29 ff. EnFG. Maßgeblich sind dabei insbesondere die Branchenzuordnung nach Anlage 2 EnFG sowie die weiteren Voraussetzungen der §§ 30 und 31 EnFG. Entsprechendes gilt für die Offshore-Netzumlage. Für die in Baden-Württemberg besonders bedeutenden Branchen WZ 25, WZ 28 und WZ 29 bedeutet dies, dass auf Ebene der WZ-Klassen nur einzelne Teilbereiche in Anlage 2 EnFG aufgeführt sind. Die Branchen als Ganzes erfüllen die Voraussetzungen der Stromkosten- bzw. Handelsintensität daher nur teilweise. Bei einer Zuordnung zu Liste 1 der Anlage 2 EnFG werden KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage für den Stromanteil über 1 GWh auf 15 % der regulären Umlagen begrenzt. Bei Unternehmen der Liste 2 beträgt die Begrenzung grundsätzlich 25 %; bei besonderer Deckung des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien ist auch hier eine Begrenzung auf 15 % möglich. Die Daten zu den nach dem EnFG begünstigten Abnahmestellen belegen, dass auch innerhalb der für Baden-Württemberg bedeutendsten Branchen einzelne Klassen die Voraussetzungen der Anlage 2 EnFG erfüllen.

Im Begrenzungsjahr 2024 erreichten 66 Unternehmen der WZ 25 (4,0 % der Branche), 7 Unternehmen der WZ 28 (0,5 % der Branche) und 18 Unternehmen der WZ 29 (6,3 % der Branche) eine Begrenzung der regulären Umlagen (siehe Tabelle 6). Dabei ist zu beachten, dass Abnahmestellen, Betriebe und Unternehmen nicht deckungsgleich sind. Die ausgewiesenen Relationen dienen daher ausschließlich einer strukturvergleichenden Einordnung und erlauben keine unmittelbare Aussage darüber, welcher Anteil der Unternehmen einer Branche insgesamt begünstigt ist.

- Die bedeutendsten Branchen (WZ 25, WZ 28 und WZ 29) gehören im statistischen Sinne dem produzierenden Gewerbe an und erfüllen damit die Grundvoraussetzung für eine Zuordnung zu den Letztverbrauchergruppen B und C. Unternehmen dieser Branchen können daher grundsätzlich eine verminderte § 19-StromNEV-Umlage nach Letztverbrauchergruppe B in Anspruch nehmen (siehe Tabelle 6). Eine Entlastung von der § 19 StromNEV-Umlage entsprechend der LV Gruppe C ist für durchschnittliche Unternehmen der Branchen WZ 25, WZ 28 und WZ 29 nicht möglich, da diese den Tatbestand „Anteil der Stromkosten am Umsatz größer 4 %“ in der Regel nicht erfüllen und somit nicht als stromintensiv gelten (siehe Tabelle 6).
- Die Unternehmen der WZ 25, WZ 28 und WZ 29 gelten im Allgemeinen als Sondervertragskunden und zahlen damit nur eine Konzessionsabgabe von 0,11 ct/kWh [KAV]. In Ausnahmefällen ist deren Strompreis unterhalb des Grenzpreises, so dass diese Unternehmen gänzlich von der Konzessionsabgabe befreit werden können.
- Für die durchschnittlichen Unternehmen der Branchen WZ 25, WZ 28 und WZ 29, die dem produzierenden Gewerbe angehören, ist im Allgemeinen eine Ermäßigung des Steuersatzes nach § 9b StromStG möglich.
- Die durchschnittlichen Unternehmen der WZ 25, WZ 28 und WZ 29 erfüllen die Voraussetzungen für ein individuelles Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV (atypische Netznutzung) bzw. nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV (stromintensive Netznutzung mit mindestens 7.000 Benutzungsstunden und einem Jahresverbrauch von mehr als 10 GWh je Abnahmestelle) in der Regel nicht. Liegen die jeweiligen Voraussetzungen im Einzelfall vor, können Unternehmen dieser Branchen jedoch ein entsprechendes individuelles Netzentgelt in Anspruch nehmen.

WZ 08	25	28	29
Branche	Herstellung von Metallserzeugnissen	Maschinenbau	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen
Anzahl der Betriebe	1.649	1.529	287
Anzahl BesAR-Abnahmestellen	66	7	18
Bedeutung der Branche in Baden-Württemberg:			
Anteil der Beschäftigten am ProdG	11,4%	24,2%	16,7%
Anteil am Umsatz des ProdG	6,8%	18,4%	32,4%
Anteil der BWS des ProdG	8,8%	21,5%	20,6%
Anteil am Stromverbrauch des ProdG	12,7%	11,3%	15,5%
Charakterisierung durchschnittliches Unternehmen der Branche in Baden-Württemberg:			
Ø Stromverbrauch je Betrieb [MWh/a]	1.776	1.707	12.436
Ø Stromkostenanteil am Umsatz	2,5%	0,8%	0,5%
Ø Stromkostenanteil an der BWS	6,8%	2,5%	3,1%
Ist eine Entlastung für das durchschnittliche Unternehmen der Branche in Baden-Württemberg möglich?			
KWKG-Umlage & Offshore-Netzumlage	teilweise (Nur die Klassen 2550, 2561, 2571, 2591, 2592, 2593, 2594 (7 von 17 Klassen der Abteilung 25 nach WZ 2008) erreichen die erforderliche Stromkosten- und Handelsintensität, um nach den europäischen Beihilfeleitlinien in Liste 1 oder 2 der Anlage 2 zum EnFG berücksichtigt zu werden.)	teilweise (Nur die Klasse 2815 (1 von 21 Klassen der Abteilung 28 nach WZ 2008) erreicht die erforderliche Stromkosten- und Handelsintensität, um nach den europäischen Beihilfeleitlinien in Liste 1 oder 2 der Anlage 2 zum EnFG berücksichtigt zu werden.)	teilweise (Nur die Klasse 2932 (1 von 4 Klassen der Abteilung 29 nach WZ 2008) erreicht die erforderliche Stromkosten- und Handelsintensität, um nach den europäischen Beihilfeleitlinien in Liste 1 oder 2 der Anlage 2 zum EnFG berücksichtigt zu werden.)
§19 StromNEV-Umlage	ja (Entlastung nach LV Gruppe B, für LV Gruppe C Stromkostenanteil von mind. 4% erforderlich)	ja (Entlastung nach LV Gruppe B, für LV Gruppe C Stromkostenanteil von mind. 4% erforderlich)	ja (Entlastung nach LV Gruppe B, für LV Gruppe C Stromkostenanteil von mind. 4% erforderlich)
Konzessionsabgabe	ja (Inanspruchnahme der Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden möglich)	ja (Inanspruchnahme der Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden möglich)	ja (Inanspruchnahme der Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden möglich)
Stromsteuer	ja (im allg. Erstattungsanspruch nach §9b StromStG)	ja (im allg. Erstattungsanspruch nach §9b StromStG)	ja (im allg. Erstattungsanspruch nach §9b StromStG)
Netzentgelte	nein (Eine Entlastung nach § 19 Abs. 2 StromNEV setzt eine einzelfallabhängige Last- und Verbrauchsstruktur voraus, die in der vorliegenden Durchschnittsbetrachtung nicht abgebildet wird. Ein individuelles Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV kann im Einzelfall möglich sein)	nein (Eine Entlastung nach § 19 Abs. 2 StromNEV setzt eine einzelfallabhängige Last- und Verbrauchsstruktur voraus, die in der vorliegenden Durchschnittsbetrachtung nicht abgebildet wird. Ein individuelles Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV kann im Einzelfall möglich sein)	nein (Eine Entlastung nach § 19 Abs. 2 StromNEV setzt eine einzelfallabhängige Last- und Verbrauchsstruktur voraus, die in der vorliegenden Durchschnittsbetrachtung nicht abgebildet wird. Ein individuelles Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV kann im Einzelfall möglich sein)

Tabelle 6 Möglichkeiten der Stromkostenentlastung für durchschnittliche Unternehmen der bedeutendsten Branchen des produzierenden Gewerbes in Baden-Württemberg 2024

Quelle: Auswertung auf Basis [SLBW 2025], [Destatis 2025a], [Destatis 2025b], [KWKG], [StromNEV], [EnFG], [EnWG], [StromStG], [KAV], Darstellung IE Leipzig

6.2.3 Strompreise durchschnittlicher Verbraucher in den Verbrauchergruppen

Im Folgenden werden die Preisbestandteile zusammenfassend nach den staatlich induzierten Strompreiskomponenten und den Kosten für Transport, Beschaffung und Vertrieb inkl. Marge aufgeführt. Die staatlich induzierten Preisbestandteile des Strompreises setzen sich im Jahr 2024 aus den folgenden Komponenten zusammen:

- KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage ¹¹
- § 19 StromNEV-Umlage
- Stromsteuer
- Konzessionsabgabe

Den größten Einfluss unter den staatlich induzierten Preisbestandteilen haben im Jahr 2024 bei allen Verbrauchergruppen die KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage sowie die Stromsteuer (Abbildung 98, Anhang). Für Verbraucher des GHD-Sektors ist die Konzessionsabgabe und die Stromsteuer ein wesentlicher Preisbestandteil.

Aus Abbildung 98 (Anhang) geht hervor, dass viele der durchschnittlichen Verbraucher in Baden-Württemberg nur in begrenztem Maße von den Entlastungsregelungen bei den staatlich induzierten Strompreiskomponenten profitieren. Vergleichsweise deutliche Entlastungswirkungen zeigen sich insbesondere bei den durchschnittlichen Verbrauchern der Verbrauchergruppen

- Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau (WZ 08),
- Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus (WZ 17) und
- Metallerzeugung und -bearbeitung (WZ 24).

Gleichwohl bestehen auch innerhalb dieser Branchen erhebliche Unterschiede zwischen einzelnen Unternehmen.

Fazit zur Wirkung der staatlich induzierten Preisbestandteile im Jahr 2024:

- Bis zu einem Stromverbrauch von 1 GWh/a sind keine Entlastungen von den staatlich induzierten Umlage-Preisbestandteilen möglich.
- Der Entlastungstatbestand „Anteil der Stromkosten am Umsatz größer 4 %“ hat für das Produzierende Gewerbe unabhängig von der Höhe des Stromverbrauches keine maßgebliche Entlastungswirkung, da mit diesem Entlastungstatbestand nur die § 19 StromNEV-Umlage reduziert werden kann.
- Signifikante Entlastungen bei der KWKG-Umlage und der Offshore-Netzumlage können Unternehmen erzielen, wenn sie einer in Anlage 2 EnFG aufgeführten Branche zuzuordnen sind. Für den Stromanteil über 1 GWh wird die reguläre Umlage bei Unternehmen der Liste 1 auf 15 % begrenzt, bei Unternehmen der Liste 2 erfolgt grundsätzlich eine Begrenzung auf 25 %, in bestimmten Fällen (Stromdeckung in besonderer Weise aus erneuerbaren Energien) ebenfalls auf 15 %. Mit zunehmendem Stromverbrauch sinkt dadurch die effektiv zu zahlende Umlage. Zusätzlich ist die Gesamtbelastung aus den Umlagen bei Unternehmen der Liste 1 auf höchstens 0,5 % der Bruttowertschöpfung begrenzt; bei Unternehmen der Liste 2 beträgt diese Obergrenze grundsätzlich 1 %, im Fall einer entsprechenden Stromdeckung aus erneuerbaren Energien ebenfalls 0,5 % der Bruttowertschöpfung. In der hier vorgenommenen Betrachtung wurde diese Begrenzung bei den durchschnittlichen Verbrauchern der betrachteten Branchen jedoch nicht erreicht.

¹¹ Ohne die Berücksichtigung der Härtefallbestimmungen zur BesAR gemäß § 67 EnFG 2024

- Entsprechend der statistischen Auswertung auf Basis durchschnittlicher Verbraucher können tendenziell die Wirtschaftszweige „Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau (WZ 08)“, Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus (WZ 17)“ und „Metallerzeugung und -bearbeitung (WZ 24)“ in Baden-Württemberg von den Entlastungen im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung nach EnFG profitieren.
- Auch die Wirkung bestehender Entlastungsregelungen ist innerhalb der einzelnen Wirtschaftszweige heterogen und wird durch die vorliegende Durchschnittsbetrachtung nur näherungsweise abgebildet. Innerhalb der verschiedenen Wirtschaftszweige können sich hier erhebliche Unterschiede ergeben, die bei der Betrachtung von Durchschnittswerten nicht erkennbar sind.

Die Kosten für Transport, Beschaffung und Vertrieb (inklusive Marge) setzen sich aus den folgenden Komponenten zusammen:

- Netzentgelte¹² inkl. Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung
- Beschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)

Die Analyse erfolgte für die Netzentgelte auf Grundlage einer speziell für Baden-Württemberg entwickelten Kostenfunktion nach der Methodik aus [SMWA 2013]. Die Netzentgelte sind dabei abhängig von der Jahresstrommenge und der Jahreshöchstleistung. Die Kostenfunktion für Beschaffung und Vertrieb (inkl. Marge) basiert hingegen auf bundesdeutschen Durchschnittswerten (in Abhängigkeit der Abnahmemenge).

Im Allgemeinen nehmen die spezifischen Kosten für Transport, Beschaffung und Vertrieb (inklusive Marge) mit zunehmendem Stromverbrauch ab. Demzufolge sind die Kosten der stromintensiven durchschnittlichen Verbraucher der Verbrauchergruppen Metallerzeugung und -bearbeitung (WZ 24), Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus (WZ 17) sowie Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen (WZ 29) niedriger im Vergleich zu den anderen Verbrauchergruppen des Produzierenden Gewerbes. Die Verbraucher des Sektors GHD sehen sich mit den höchsten spezifischen Kosten konfrontiert (siehe Abbildung 99, Anhang). Mit zunehmendem Stromverbrauch nimmt der Anteil der Beschaffungskosten an den gesamten Kosten für Transport, Beschaffung und Vertrieb (inkl. Marge) zu; d. h. für die Verbraucher mit einem hohen Stromverbrauch sind die Beschaffungskosten der wesentliche Faktor für Preisoptimierungen.

Für typisierte Durchschnittsverbraucher im Jahr 2024 lassen sich die Preisanteile für Transport (Netznutzung), Beschaffung und Vertrieb wie folgt zusammenfassen:

- Die Beschaffungskosten werden wesentlich durch das Preisniveau am Großhandelsmarkt bestimmt, insbesondere durch Spot- und Terminmarktpreise für Base- und Peakload-Produkte.
- Da Stromlieferanten ihre Beschaffung in der Regel risikominimierend und über mehrere Beschaffungszeitpunkte hinweg strukturieren, wirken kurzfristige Preisschwankungen an den Strombörsen nur abgeschwächt und zeitlich verzögert auf die Endkundenpreise.
- Die spezifischen Kosten der Netznutzung sowie der Beschaffung und des Vertriebs sinken typischerweise mit zunehmendem Stromverbrauch. Gleichwohl können die Netznutzungskosten im Einzelfall deutlich variieren, insbesondere in Abhängigkeit von Anschlussnetzebene, Leistungsmessung, Jahresarbeit, Lastverlauf und Jahresbenutzungsdauer.
- Für Baden-Württemberg weisen die typisierten Verbraucher der Wirtschaftszweige „Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus“ (WZ 17), „Metallerzeugung und -bearbeitung“ (WZ 24) sowie

¹² Ohne Berücksichtigung einer Entgeltbefreiung für hohe Gleichmäßigkeit nach § 19 (2) S.2 StromNEV und individuelles Netzentgelt nach § 19 (2) S.1 StromNEV.

„Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen“ (WZ 29) tendenziell die niedrigsten spezifischen Kosten für Netznutzung, Beschaffung und Vertrieb einschließlich Marge auf. Dies ist vor allem auf ihre vergleichsweise hohen Abnahmemengen und die damit verbundenen Kostendegressionseffekte zurückzuführen. Bei der Interpretation ist jedoch zu berücksichtigen, dass es sich auch hier um typisierte Durchschnittswerte handelt; die tatsächlichen Kosten einzelner Unternehmen können hiervon je nach Beschaffungsstrategie, Laststruktur und Netzanschlussituation zum Teil erheblich abweichen.

Aus der Zusammenfassung der staatlich induzierten Strompreiskomponenten und den Kosten für Transport, Beschaffung und Vertrieb (inkl. Marge) resultieren die Nettostrompreise der durchschnittlichen Verbraucher in Baden-Württemberg (siehe Abbildung 65).

Die geringsten Nettostrompreise in Baden-Württemberg zahlen die durchschnittlichen Verbraucher der Verbrauchergruppen

- Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus (WZ 17),
- Metallerzeugung und -bearbeitung (WZ 24) und
- Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau (WZ 08).

Aufgrund ihres hohen Stromverbrauchs profitieren diese zum einen von den niedrigen spezifischen Kosten für Transport und Beschaffung und zum anderen von den vielfältigen Entlastungsregelungen.

Stromintensive Unternehmen profitieren sowohl von Skaleneffekten bei Strombeschaffung und Netznutzung als auch von verschiedenen Entlastungsregelungen im Bereich von Steuern, Abgaben, Umlagen und teilweise Netzentgelten. In den Branchen des produzierenden Gewerbes belief sich der durchschnittliche staatlich induzierte Anteil am Nettostrompreis im Jahr 2024 auf 11,6 %, nachdem er im Jahr 2021 noch 45,3 % betragen hatte. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf den Wegfall der EEG-Umlage ab Juli 2022 sowie auf die zum 01.01.2024 in Kraft getretene Absenkung der Stromsteuer für Unternehmen des produzierenden Gewerbes auf den unionsrechtlichen Mindestsatz zurückzuführen.

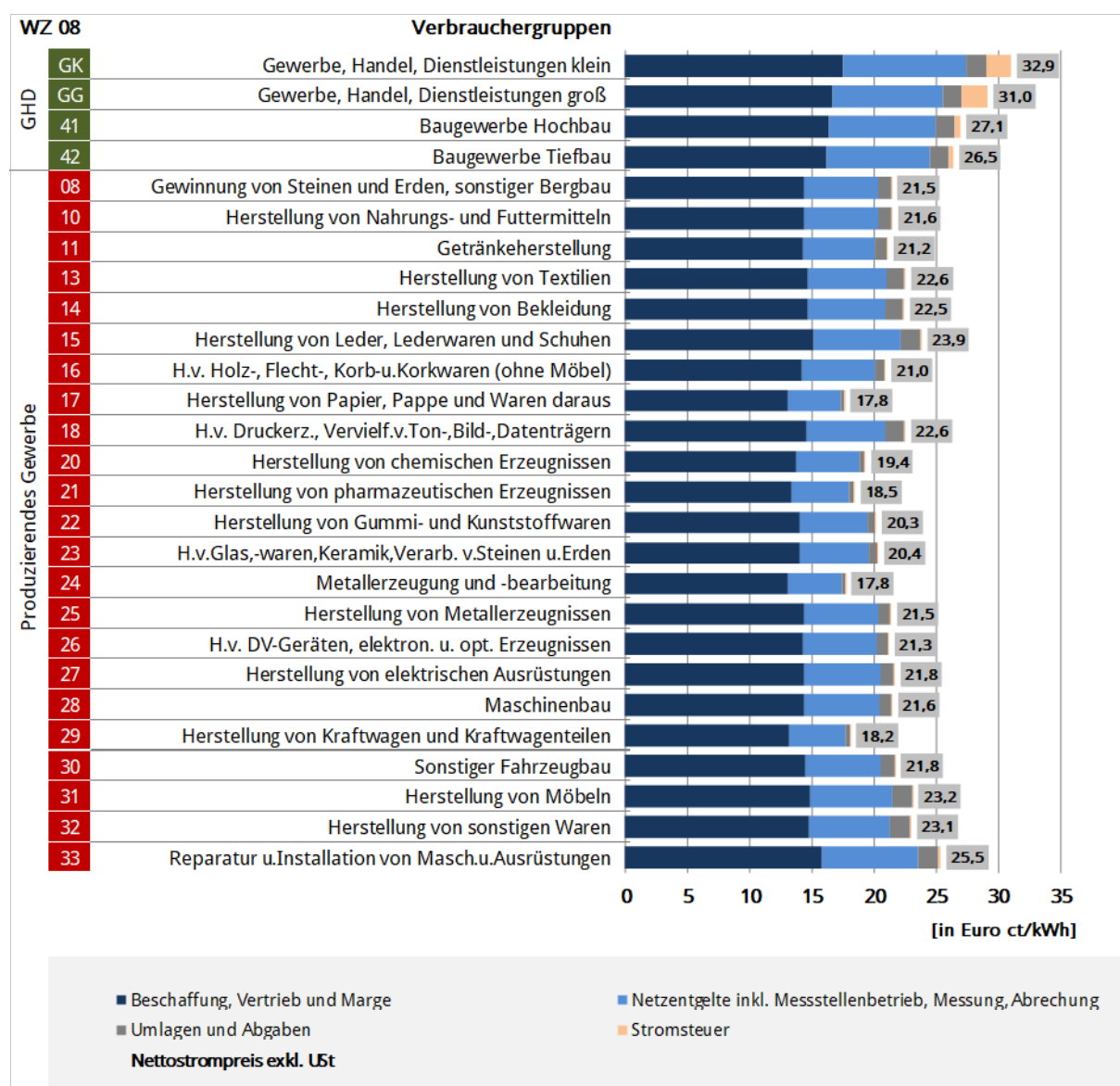


Abbildung 65 Nettostrompreis für durchschnittliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2024

Quelle: Berechnung auf Basis [KWKG] [StromNEV] [EnWG] [EnFG] [StromStG] [StromStV] [KAV] [SLBW 2025] [BNetzA 2025] [Destatis 2025a] [Destatis 2025b] [Destatis 2025c] [ÜNB 2023a] [ÜNB 2023b] [ÜNB 2023c], Darstellung IE Leipzig

Ausgehend vom Basisfall der Strompreisanalyse (Abbildung 65) stellt Abbildung 66 die potenzielle Spannweite der Strompreise innerhalb eines Wirtschaftszweigs unter Berücksichtigung der Besonderen Ausgleichsregelung nach §§ 28 ff. EnFG dar. Seit Inkrafttreten des EnFG zum 01.01.2023 bezieht sich die Besondere Ausgleichsregelung nicht mehr auf die frühere EEG-Umlage, sondern ausschließlich auf die Begrenzung der KWKG-Umlage und der Offshore-Netzumlage. Zugleich wurde die frühere Prüfung der unternehmensspezifischen Stromkostenintensität im Regelverfahren aufgegeben; an ihre Stelle treten insbesondere die Branchenzuordnung nach Anlage 2 EnFG, ein Stromverbrauch von mehr als 1 GWh an der begünstigten Abnahmestelle, der Betrieb eines Energiemanagementsystems sowie die Erfüllung der Grünen Konditionalität. Dabei ist zwischen einem Grundverfahren und einem erweiterten Verfahren zu unterscheiden.

Die resultierende Strompreisspanne hängt damit davon ab, ob keine Begrenzung gewährt wird, im Grundverfahren die Umlagen für den Stromanteil oberhalb des Selbstbehalts von 1 GWh auf 15 % bzw. 25 % begrenzt werden oder im erweiterten Verfahren eine Deckelung auf 0,5 % bzw. 1,0 % der durchschnittlichen Bruttowertschöpfung greift. Für Unternehmen der Anlage 2 Liste 2 gelten die günstigeren Sätze von 15 % bzw. 0,5 %, wenn sie ihren Stromverbrauch in besonderer Weise durch erneuerbare Energien decken. Zu berücksichtigen ist ferner, dass sich die Deckelung im erweiterten Verfahren auf die Summe der Umlagen aller begünstigten Abnahmestellen eines Unternehmens bezieht, während nicht begünstigte Abnahmestellen unberücksichtigt bleiben und die Umlagen dort in voller Höhe anfallen. Auch im erweiterten Verfahren verbleibt zudem mindestens die volle Umlagenbelastung für die erste GWh sowie darüber hinaus ein Mindestbetrag von 0,05 ct/kWh.

Für die vorliegende Analyse wurde vereinfachend unterstellt, dass innerhalb einer WZ-Abteilung sowohl begrenzungsberechtigte als auch nicht begrenzungsberechtigte Unternehmen vorkommen können, sofern einzelne WZ-Klassen dieser Abteilung in Anlage 2 EnFG enthalten sind. Die ausgewiesene Spannweite ist daher nicht als rechtliche Einordnung der gesamten WZ-Abteilung, sondern als modellhafte Bandbreite möglicher Fallkonstellationen innerhalb des jeweiligen Wirtschaftszweigs zu verstehen. Diese Annahme geht über die rechtliche Systematik hinaus, die auf die konkrete Branchenzuordnung des Unternehmens bzw. der begünstigten Abnahmestelle abstellt, und dürfte den Kreis potenziell begünstigter Unternehmen tendenziell eher ausweiten. Die ausgewiesene Spannweite bildet daher den Unterschied zwischen begrenzungsberechtigten und nicht begrenzungsberechtigten Unternehmen unter einer pauschalierenden Branchenabgrenzung ab. Nach den für die betrachteten Branchen zugrunde gelegten Durchschnittswerten werden die Höchstgrenzen in Relation zur Bruttowertschöpfung nicht erreicht. Die besondere Deckung des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien wurde in der Analyse nicht berücksichtigt; für Unternehmen der Liste 2 ist die ausgewiesene Entlastungswirkung damit tendenziell konservativ.



Abbildung 66 Spanne der Nettostrompreise innerhalb eines Wirtschaftszweiges in Baden-Württemberg in Abhängigkeit von der Erfüllung der Entlastungsbedingungen 2024

Quelle: Berechnung auf Basis [KWKG] [StromNEV] [EnWG] [EnFG] [StromStG] [StromStV] [KAV] [SLBW 2025] [BNetzA 2025] [Destatis 2025a] [Destatis 2025b] [Destatis 2025c] [ÜNB 2023a] [ÜNB 2023b] [ÜNB 2023c], Darstellung IE Leipzig

6.2.4 Stromkosten der Wirtschaft

Neben der reinen Analyse der Strompreise für durchschnittliche Verbraucher der einzelnen Verbrauchergruppen (siehe Abbildung 65) ist es für eine belastbare Diskussionsgrundlage wichtig, auch die Kostenbelastung der jeweiligen Verbrauchergruppen zu betrachten. Deshalb werden für die einzelnen Wirtschaftszweige die durchschnittlichen Stromausgaben dem Umsatz, der Bruttowertschöpfung und der Zahl der Beschäftigten gegenübergestellt.

In vielen Wirtschaftszweigen Baden-Württembergs sind die effektiven Stromkosten eines durchschnittlichen Verbrauchers im Verhältnis zu Umsatz und Bruttowertschöpfung vergleichsweise gering. Ihre betriebswirtschaftliche Relevanz kann im Einzelfall jedoch deutlich höher ausfallen, insbesondere bei abweichender Laststruktur, höherer Stromintensität oder fehlender Entlastungsfähigkeit. Ausnahmen bilden stromintensive Verbrauchergruppen wie

- Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau (WZ 08),
- Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus (WZ 17),
- Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik Verarbeitung von Steinen und Erden (WZ 23),

deren Stromkostenanteil am Umsatz über 3 % liegt (siehe Abbildung 67). Stromkostenanteile am Umsatz von bis zu 0,5 % und damit auf sehr niedrigem Niveau sind beispielsweise in den Wirtschaftszweigen

- Herstellung von Bekleidung (WZ 14),
- Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen (WZ 29),
- Sonstiger Fahrzeugbau (WZ 30) und
- Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen (WZ 33)

festzustellen.

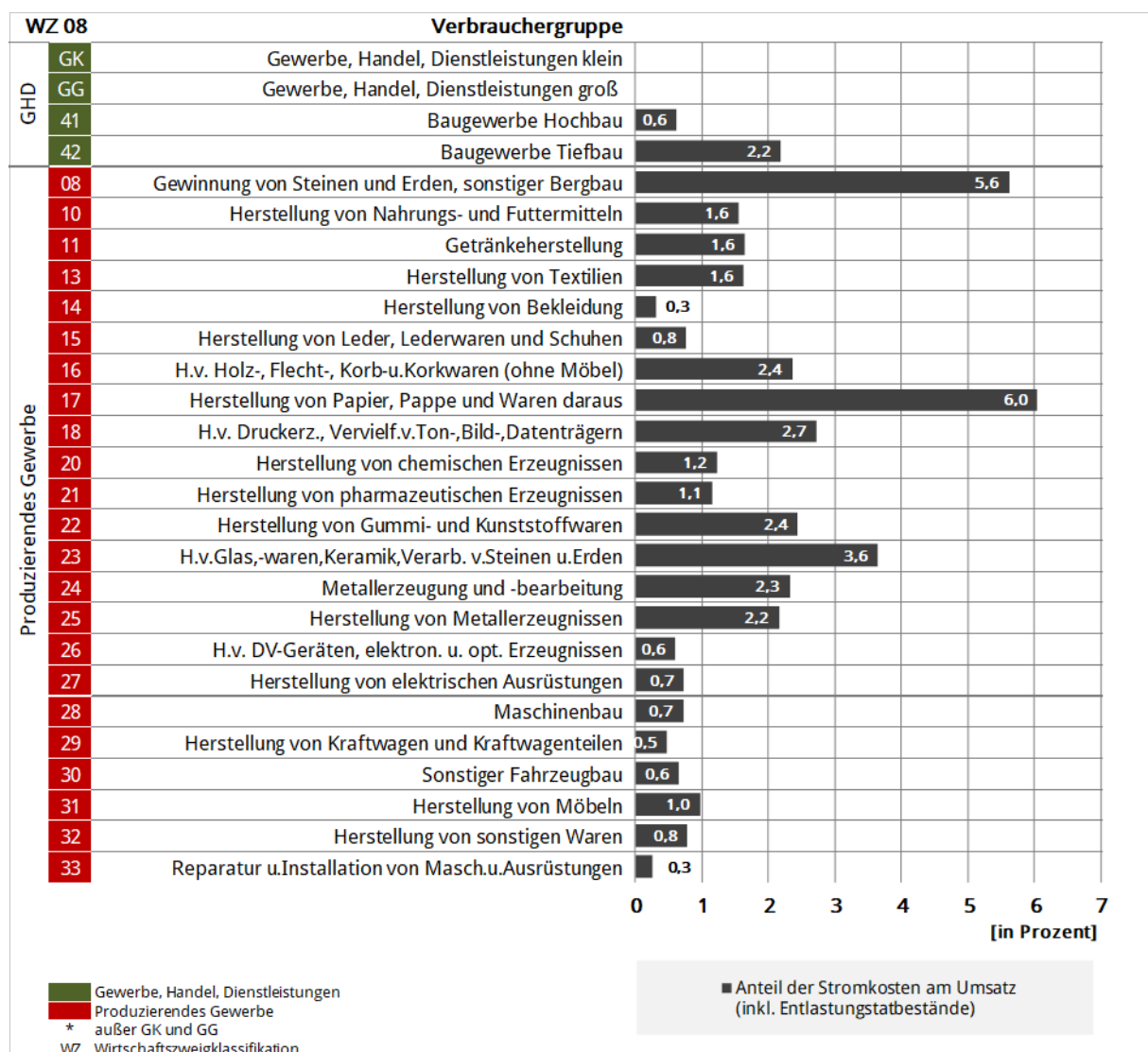


Abbildung 67 Effektiver Stromkostenanteil am Umsatz für durchschnittliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2024

Quelle: Berechnung auf Basis [KWKG] [StromNEV] [EnWG] [EnFG] [StromStG] [StromStV] [KAV] [SLBW 2025] [BNetzA 2025] [Destatis 2025a] [Destatis 2025b] [Destatis 2025c] [ÜNB 2023a] [ÜNB 2023b] [ÜNB 2023c], Darstellung IE Leipzig

Ein ähnliches Bild ergibt sich bei der Betrachtung der effektiven Stromkosten unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände im Verhältnis zur Bruttowertschöpfung (siehe Abbildung 68). Für einen durchschnittlichen Verbraucher ist der Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung in der Regel gering. Ausnahmen bilden die stromintensiven Verbrauchergruppen

- Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau (WZ 08),
- Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus (WZ 17),
- Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen u. Erden (WZ 23) sowie
- Metallerzeugung und -bearbeitung (WZ 24).

In diesen Branchen liegt der Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung auch unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände bei über 10 %.

Insgesamt zeigt die Analyse der Stromkostenbelastung durchschnittlicher Verbraucher in den verschiedenen Branchen, dass der Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung in der Mehrzahl der Branchen mit weniger als 5 % vergleichsweise niedrig ist.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Berechnungen auf Durchschnittswerten für Unternehmen innerhalb der jeweiligen Branche beruhen und daher nur tendenzielle Aussagen zur branchentypischen Kostenbelastung sowie zur Verfügbarkeit von Entlastungstatbeständen ermöglichen. Tatsächlich bestehen innerhalb der einzelnen Branchen zum Teil Unterschiede bei den effektiven Stromkosten, die in dieser Analyse nicht abgebildet werden können.

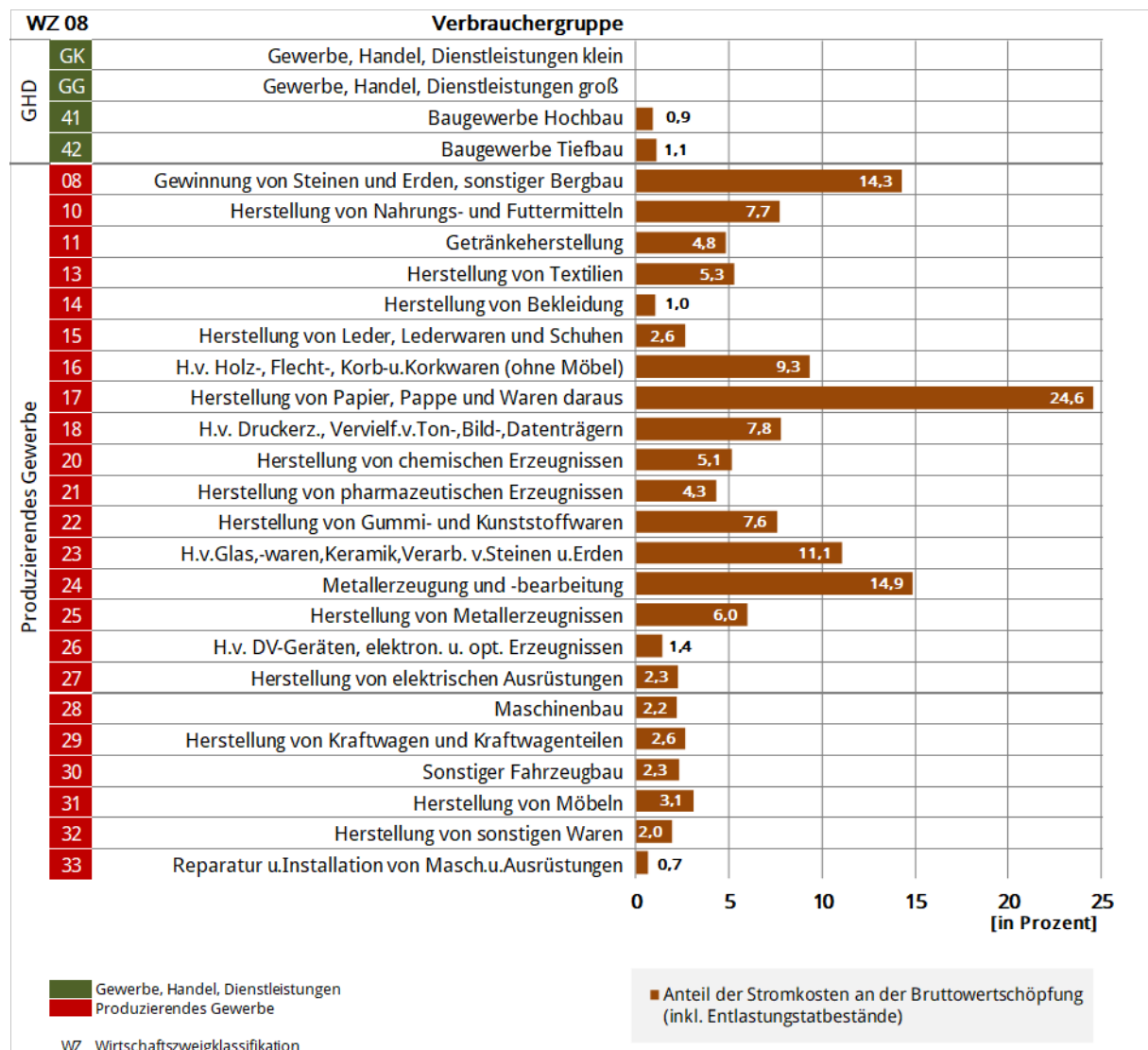


Abbildung 68 Effektiver Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung durchschnittlicher Verbraucher in Baden-Württemberg 2024

Quelle: Berechnung auf Basis [KWKG] [StromNEV] [EnWG] [EnFG] [StromStG] [StromStV] [KAV] [SLBW 2025] [BNetzA 2025] [Destatis 2025a] [Destatis 2025b] [Destatis 2025c] [ÜNB 2023a] [ÜNB 2023b] [ÜNB 2023c], Darstellung IE Leipzig, GK und GG nicht darstellbar

6.2.5 Historische Entwicklung der Industriestromkosten

Der folgende Abschnitt untersucht die Entwicklung der Stromkosten durchschnittlicher Verbraucher in den Branchen des produzierenden Gewerbes in Baden-Württemberg im Zeitraum 2014 bis 2024 und ordnet die hierfür maßgeblichen Preisbestandteile ein. Grundlage sind die vorangegangenen Energiepreisberichte [IE 2025] und die in Abschnitt 6.2 ausgewiesenen nominalen Preise für 2024. Wie bereits eingangs erwähnt, ist zu berücksichtigen, dass die ermittelten Durchschnittswerte nur einen Orientierungswert liefern können. Dies gilt umso mehr für den Vergleich mehrerer Jahre, da sich durch strukturelle Veränderungen innerhalb der Branchen die Erreichung der Befreiungs- oder Minderungstatbestände für staatlich veranlasste Preisbestandteile und damit das effektive Strompreisniveau der durchschnittlichen Verbraucher der Branchen verändern kann. Dies betrifft vor allem die staatlich veranlassten Preisbestandteile infolge des Wegfalls der EEG-Umlage ab Juli 2022, der Neuregelung der Besonderen Ausgleichsregelung im EnFG ab 2023 sowie der erhöhten Stromsteuerentlastung nach § 9b StromStG ab 2024.

Die historische Betrachtung 2014 bis 2024 orientiert sich für durchschnittliche Verbraucher in Baden-Württemberg an der folgenden Struktur:

- Staatlich induzierte Strompreisbestandteile unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände
- Kosten für Transport und Beschaffung (inkl. Vertrieb und Marge)
- Nettostrompreis unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände

Staatlich induzierte Strompreisbestandteile

Unter Berücksichtigung der in Tabelle 16 (Anhang) ausgewiesenen Entlastungstatbestände für Unternehmen des produzierenden Gewerbes verringerten sich die staatlich induzierten Strompreisbestandteile im Zeitraum von 2014 bis 2024 um 0,83 bis 7,56 ct/kWh (siehe Tabelle 17, Anhang). Im Durchschnitt aller betrachteten Branchen sank ihr Anteil am Nettostrompreis von 44,5 % im Jahr 2014 auf 11,6 % im Jahr 2024.

Die Entwicklung verlief dabei zweistufig. Zunächst war im Zeitraum von 2014 bis 2021 ein Anstieg der staatlich induzierten Strompreisbestandteile zu verzeichnen, der im Wesentlichen auf die steigende EEG-Umlage zurückzuführen war. Ergänzend trugen die KWKG-Umlage sowie die Umlage nach § 19 StromNEV zum Anstieg bei, während den übrigen Umlagen und der Stromsteuer lediglich eine untergeordnete Bedeutung zukam. Ab dem Jahr 2022 setzte ein deutlicher Rückgang ein, der insbesondere durch den Wegfall der EEG-Umlage ab Juli 2022 bedingt war. Verstärkt wurde dieser Effekt ab 2024 durch die Anhebung der steuerlichen Entlastung nach § 9b StromStG von 5,13 Euro je MWh bis Ende 2023 auf 20 Euro je MWh seit dem 1. Januar 2024.

Zwischen den einzelnen Branchen zeigen sich gleichwohl erhebliche Unterschiede im Ausmaß der Entlastung. Die geringsten Rückgänge des staatlich induzierten Strompreisanteils entfielen auf die Branchen Metallerzeugung und -bearbeitung (WZ 24) sowie Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus (WZ 17). Demgegenüber verzeichneten beispielsweise die Branchen Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen (WZ 21) und Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen (WZ 29) deutlich stärkere Rückgänge.

Kosten für Transport und Beschaffung

Unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände bei den Netzentgelten für Unternehmen des produzierenden Gewerbes – ausgenommen die Entgeltbefreiung bei hoher Gleichmäßigkeit gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV sowie das individuelle Netzentgelt für atypische Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV – stiegen die Transportkosten (Netzentgelte) im Zeitraum von 2014 bis 2024 über alle Branchen hinweg um 1,97 bis 3,46 ct/kWh (siehe Tabelle 18, Anhang). Ihr Anteil am Nettostrompreis erhöhte sich im Durchschnitt von 21,1 % im Jahr 2014 auf 27,3 % im Jahr 2024.

Noch deutlicher fiel der Anstieg bei den Beschaffungskosten einschließlich Vertrieb und Marge aus. Ursächlich hierfür war insbesondere die Entwicklung der EEX-Großhandelspreise für Phelix Base und Phelix Peak, die im Zeitraum von 2014 bis 2024 tendenziell anstiegen und ab 2022 infolge geopolitischer Verwerfungen im Zusammenhang mit dem Krieg in der Ukraine ein deutlich höheres Niveau erreichten. Entsprechend erhöhten sich die Beschaffungskosten einschließlich Vertrieb und Marge um 8,41 bis 9,79 ct/kWh (siehe Tabelle 19, Anhang). Der durchschnittliche Anteil dieser Kostenkomponente am Nettostrompreis stieg von 34,5 % im Jahr 2014 auf 67,4 % im Jahr 2024. Ausschlaggebend hierfür war insbesondere das seit 2022 erhöhte Preisniveau an den Termin- und Spotmärkten.

Nettostrompreis unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände

In der Gesamtbetrachtung ergibt sich, dass die Rückgänge bei den staatlich induzierten Strompreisbestandteilen die gleichzeitigen Anstiege bei den Transportkosten (Netzentgelten) und den Beschaffungskosten nicht kompensieren konnten. Im Ergebnis stieg der Nettostrompreis im Zeitraum von 2014 bis 2024 über alle Branchen des produzierenden Gewerbes hinweg um +2,99 bis +9,59 ct/kWh (siehe Tabelle 7). Überdurchschnittliche Preissteigerungen waren insbesondere in den energieintensiven Branchen Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus (WZ 17) sowie Metallerzeugung und -bearbeitung (WZ 24) zu verzeichnen. Ursächlich hierfür war vor allem der überdurchschnittliche Anstieg der Beschaffungskosten für Großverbraucher ab dem Jahr 2022 und deren bereits 2014 hohe Entlastung mit entsprechend niedrigen Ausgangswerten.

WZ 08	Verbrauchergruppen	Strompreis exkl. USt [€ct/kWh]										Veränderung	
		2014	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2024 zu 2023 [€ct/kWh]	2024 zu 2014 [€ct/kWh]
GK	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen klein	23,9	22,8	23,8	24,1	24,8	25,8	26,1	29,0	35,6	32,9	-2,76	9,01
GG	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen groß	22,7	21,8	22,7	22,9	23,6	24,5	24,8	27,6	27,8	31,0	3,14	8,25
41	Baugewerbe, Hochbau	20,5	19,7	20,5	20,7	21,4	22,2	22,6	25,3	25,7	27,1	1,40	6,53
42	Baugewerbe, Tiefbau	20,1	19,3	20,1	20,3	21,0	21,8	22,1	24,9	25,3	26,5	1,21	6,35
05	Kohlenbergbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
06	Gewinnung von Erdöl und Erdgas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
07	Erzbergbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	13,4	12,8	13,1	13,4	13,9	14,5	14,9	18,9	21,3	21,5	0,20	8,11
09	Dienstleistungen f. d. Bergbau u. Gewinnung v. Steinen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	16,5	15,9	16,4	16,8	17,5	18,2	18,6	21,4	22,4	21,6	-0,83	5,09
11	Getränkeherstellung	16,4	15,8	16,3	16,6	17,4	18,1	18,6	21,1	22,2	21,2	-1,06	4,77
12	Tabakverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Herstellung von Textilien	16,5	16,1	16,7	17,1	18,0	18,9	19,2	21,8	22,8	22,6	-0,12	6,16
14	Herstellung von Bekleidung	17,8	17,2	17,8	18,0	18,5	19,2	19,6	22,1	23,0	22,5	-0,46	4,69
15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	18,6	17,5	18,0	18,3	18,9	19,7	20,2	22,9	23,6	23,9	0,32	5,30
16	H. v. Holz-, Flecht-, Korb- u. Korkwaren (ohne Möbel)	16,4	15,6	16,1	16,5	17,1	17,6	17,9	20,7	21,8	21,0	-0,78	4,59
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	8,2	7,6	7,4	7,9	8,5	8,6	9,1	14,2	18,7	17,8	-0,90	9,59
18	H. v. Druckerz., Vervielf. v. Ton-, Bild-, Datenträgern	16,7	16,2	16,7	17,1	17,8	18,8	19,1	22,0	22,8	22,6	-0,25	5,86
19	Kokerei und Mineralölverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	15,3	14,7	15,2	15,5	16,3	17,0	17,5	20,1	21,4	19,4	-1,95	4,10
21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	15,5	14,8	15,1	15,5	16,2	16,7	17,0	19,5	21,0	18,5	-2,42	2,99
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	15,8	15,1	15,6	16,1	16,9	17,5	17,8	20,4	21,6	20,3	-1,37	4,46
23	H. v. Glaswaren, Keramik, Verarb. v. Steinen und Erden	15,4	14,7	15,0	15,5	16,3	16,9	17,2	20,0	20,6	20,4	-0,16	5,01
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	8,4	7,6	7,3	8,4	9,0	8,8	9,6	14,4	18,7	17,8	-0,84	9,40
25	Herstellung von Metallerzeugnissen	17,0	16,3	16,8	17,1	17,7	18,5	18,7	21,4	22,4	21,5	-0,93	4,53
26	H. v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	17,3	16,7	17,2	17,5	18,1	18,8	18,7	21,4	22,4	21,3	-1,11	3,98
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	17,1	16,4	16,9	17,2	17,9	18,6	18,9	21,5	22,6	21,8	-0,79	4,66
28	Maschinenbau	16,9	16,2	16,7	17,0	17,7	18,4	18,8	21,4	22,5	21,6	-0,89	4,67
29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	15,2	14,4	14,8	15,1	15,8	16,4	16,7	19,3	20,7	18,2	-2,50	3,04
30	Sonstiger Fahrzeugbau	17,1	16,5	17,0	17,2	17,8	18,7	18,8	21,5	22,5	21,8	-0,71	4,71
31	Herstellung von Möbeln	17,6	17,0	17,6	17,9	18,5	19,2	19,6	22,3	23,2	23,2	0,02	5,62
32	Herstellung sonstiger Waren	17,7	17,1	17,7	17,9	18,4	19,2	19,5	22,3	23,1	23,1	-0,06	5,37
33	Reparatur u. Installation von Masch. u. Ausrüstungen	18,9	18,2	18,9	19,2	19,9	20,6	20,5	23,5	24,2	25,5	1,33	6,62

Legende:

Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
Produzierendes Gewerbe und Bergbau
- nicht vorhanden
Zahlenwert unbekannt oder geheimzuhalten
WZ Wirtschaftszweigklassifikation

Tabelle 7 Entwicklung der Nettostrompreise für durchschnittliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2014 und 2016 bis 2024

Quelle: Berechnung auf Basis [KWKG] [StromNEV] [EnWG] [EnFG] [StromStG] [StromStV] [KAV] [SLBW 2025] [BNetzA 2025] [Destatis 2025a] [Destatis 2025b] [Destatis 2025c] [ÜNB 2023a] [ÜNB 2023b] [ÜNB 2023c], [IE 2025] Darstellung IE Leipzig

Entwicklung der effektiven Stromkostenanteile an der Bruttowertschöpfung

Die Analyse der Stromkostenbelastung durchschnittlicher Verbraucher nach Branchen zeigt insgesamt, dass der Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung in der Mehrzahl der Wirtschaftszweige – historisch wie aktuell – vergleichsweise niedrig ausfällt. Im Jahr 2024 betrug der Mittelwert 6,2 %. Dies gilt auch für die Betrachtung der historischen Entwicklung (Mittelwert | 2014: 6,2 %, 2016: 6,0 %, 2017: 5,8 %, 2018: 5,8 %, 2019: 6,1 %, 2020: 6,2 %, 2021: 5,8 %, 2022: 6,1 %, 2023: 7,2 %). Hiervon heben sich lediglich wenige stromintensive Branchen deutlich ab. Hierzu gehören die Papierindustrie, die Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik, die Metallerzeugung und -bearbeitung sowie die Gewinnung von Steinen und Erden. In diesen Branchen übersteigt der Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung jeweils die Schwelle von 10 % (siehe Tabelle 8).

WZ 08	Verbrauchergruppen	Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung (inkl. Entlastungstatbestände) [%]										Veränderung	
		2014	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2024 ggü. 2023 [%-Pkt.]	2024 ggü. 2014 [%-Pkt.]
05	Kohlenbergbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
06	Gewinnung von Erdöl und Erdgas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
07	Erzbergbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger	12,9	13,3	12,7	12,6	13,0	13,7	12,4	14,3	15,8	14,3	-1,49	1,38
09	Dienstleistungen f. d. Bergbau u. Gewinnung v.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	9,6	9,0	8,8	9,1	9,4	9,5	9,0	8,9	9,4	7,7	-1,66	-1,87
11	Getränkeherstellung	4,4	5,2	5,3	5,4	7,5	7,4	7,3	7,6	5,6	4,8	-0,77	0,44
12	Tabakverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Herstellung von Textilien	7,2	6,6	6,4	6,7	5,9	5,5	5,7	5,9	6,6	5,3	-1,30	-1,94
14	Herstellung von Bekleidung	1,4	1,4	1,4	1,5	1,4	1,7	1,7	1,5	1,1	1,0	-0,08	-0,37
15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schu-	1,3	2,9	3,0	3,6	3,2	3,7	2,6	2,7	3,1	2,6	-0,52	1,31
16	H. v. Holz-, Flecht-, Korb- u. Korkwaren (ohne	10,6	10,8	10,1	9,8	9,9	9,6	7,7	7,5	9,4	9,3	-0,04	-1,26
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren dar-	15,5	12,6	12,0	11,9	12,8	13,4	13,3	17,3	28,7	24,6	-4,12	9,10
18	H. v. Druckerz., Vervielf. v. Ton-, Bild-, Datenträ-	7,6	8,0	8,4	8,6	9,3	9,4	8,0	7,2	9,1	7,8	-1,25	0,20
19	Kokerei und Mineralölverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	8,1	7,6	6,9	7,2	8,0	7,5	4,6	5,2	6,9	5,1	-1,73	-2,97
21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnis-	2,4	2,5	2,4	2,5	2,8	3,5	4,2	4,9	4,4	4,3	-0,08	1,93
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	8,5	8,3	7,9	7,9	8,2	8,5	7,4	7,8	8,9	7,6	-1,35	-0,92
23	H. v. Glaswaren, Keramik, Verarb. v. Steinen	13,5	13,3	12,6	12,5	12,8	12,9	12,5	11,9	13,5	11,1	-2,44	-2,44
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	13,2	11,9	10,4	11,2	10,7	11,1	10,9	12,7	18,6	14,9	-3,71	1,68
25	Herstellung von Metallerzeugnissen	5,9	6,0	5,8	5,8	6,3	6,3	6,1	6,0	6,5	6,0	-0,51	0,06
26	H. v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	2,3	2,0	1,9	1,9	2,0	2,0	1,9	1,9	1,7	1,4	-0,30	-0,90
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	2,3	2,3	2,2	2,1	2,2	2,4	2,2	2,2	2,3	2,3	-0,04	-0,04
28	Maschinenbau	2,4	2,3	2,4	2,3	2,4	2,5	2,4	2,5	2,4	2,2	-0,17	-0,21
29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagentei-	3,5	3,3	3,1	3,1	3,4	3,2	3,1	2,9	2,8	2,6	-0,18	-0,86
30	Sonstiger Fahrzeugbau	2,3	1,9	2,1	1,9	2,0	2,3	3,2	3,2	2,5	2,3	-0,20	0,05
31	Herstellung von Möbeln	3,5	3,3	3,5	3,4	3,5	3,7	3,3	3,2	3,6	3,1	-0,49	-0,41
32	Herstellung sonstiger Waren	2,5	2,4	2,3	2,3	2,4	2,2	2,0	2,2	2,2	2,0	-0,28	-0,54
33	Reparatur u. Installation von Masch. u. Ausrüs-	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,5	1,5	1,3	0,7	-0,63	-0,34

	Legende:
	Produzierendes Gewerbe und Bergbau
-	nicht vorhanden
.	Zahlenwert unbekannt oder geheimzuhalten
WZ	Wirtschaftszweigklassifikation

Tabelle 8 Entwicklung der effektiven Stromkostenanteile an der Bruttowertschöpfung durchschnittlicher Verbraucher im produzierenden Gewerbe in Baden-Württemberg 2014 und 2016 bis 2024

Quelle: Berechnung auf Basis [KWKG] [StromNEV] [EnWG] [EnFG] [StromStG] [StromStV] [KAV] [SLBW 2025] [BNetzA 2025] [Destatis 2025a] [Destatis 2025b] [Destatis 2025c] [ÜNB 2023a] [ÜNB 2023b] [ÜNB 2023c] [IE 2025], Darstellung IE Leipzig

Abnahmestellen

Im folgenden Abschnitt werden die aktuellen Angaben zum Umfang der im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) privilegierten Abnahmestellen und Strommengen dargestellt. Seit dem Inkrafttreten des Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG) zum 01.01.2023 ist die BesAR nicht mehr im EEG, sondern in den §§ 28 ff. EnFG geregelt. Infolge der inzwischen aus dem Bundeshaushalt finanzierten EEG-Kosten bezieht sich die Regelung derzeit auf die Begrenzung der KWKG-Umlage und der Offshore-Netzumlage.

Seit ihrer Einführung durch das Erste Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 16. Juli 2003 haben sowohl die Zahl der privilegierten Abnahmestellen als auch die privilegierte Strommenge langfristig zugenommen. Zugleich ist die durchschnittlich je Unternehmen privilegierte Strommenge gesunken. Dies dürfte unter anderem auf die im Zeitverlauf abgesenkten Zugangsvoraussetzungen für die Privilegierung zurückzuführen sein.

Im Begrenzungsjahr 2024 sind in Deutschland 3.374 Abnahmestellen mit ca. 118,2 TWh (etwa die Hälfte des Stromverbrauchs der Industrie und des Verkehrssektors) im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung privilegiert [BAFA 2025]. Mit Blick auf die Verteilung auf Landesebene zeigt sich, dass sich die privilegierte Strommenge vor allem in Bundesländern mit großen Industriestandorten konzentriert.

Mit einer privilegierten Strommenge von rund 7,98 TWh an 410 Abnahmestellen hat Baden-Württemberg (etwa ein Viertel des Stromverbrauchs der Industrie und des Verkehrssektors) einen vergleichsweise geringen Anteil (ca. 6,7 % am Stromverbrauch und ca. 12 % an den Abnahmestellen) am gesamten Umfang der privilegierten Strommenge und Abnahmestellen in Deutschland [BAFA 2025]. Auffallend ist, dass die begünstigten Unternehmen in Baden-Württemberg im Durchschnitt kleiner und/oder weniger stromintensiv ($\bar{\varnothing}$ 19,5 GWh/a) sind als im Bundesdurchschnitt ($\bar{\varnothing}$ 35,0 GWh/a).

Die Verteilung der Abnahmestellen mit positivem Begrenzungsbescheid auf die einzelnen Branchen in Baden-Württemberg und Deutschland ist in Abbildung 69 dargestellt. Bezogen auf alle Abnahmestellen des produzierenden Gewerbes in Baden-Württemberg haben die privilegierten Abnahmestellen nur einen geringen Anteil (etwa 4,6 %). Der Anteil der Abnahmestellen mit positivem Begrenzungsbescheid in Baden-Württemberg an den gesamten Abnahmestellen in Baden-Württemberg ist nach Branchen in Abbildung 70 dargestellt. Insgesamt zeigt sich, dass nur wenige Abnahmestellen in Baden-Württemberg von der KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage entlastet werden. Am höchsten ist der Anteil in den Branchen Kokerei und Mineralölverarbeitung (WZ 19) und Metallerzeugung und -bearbeitung (WZ 24).

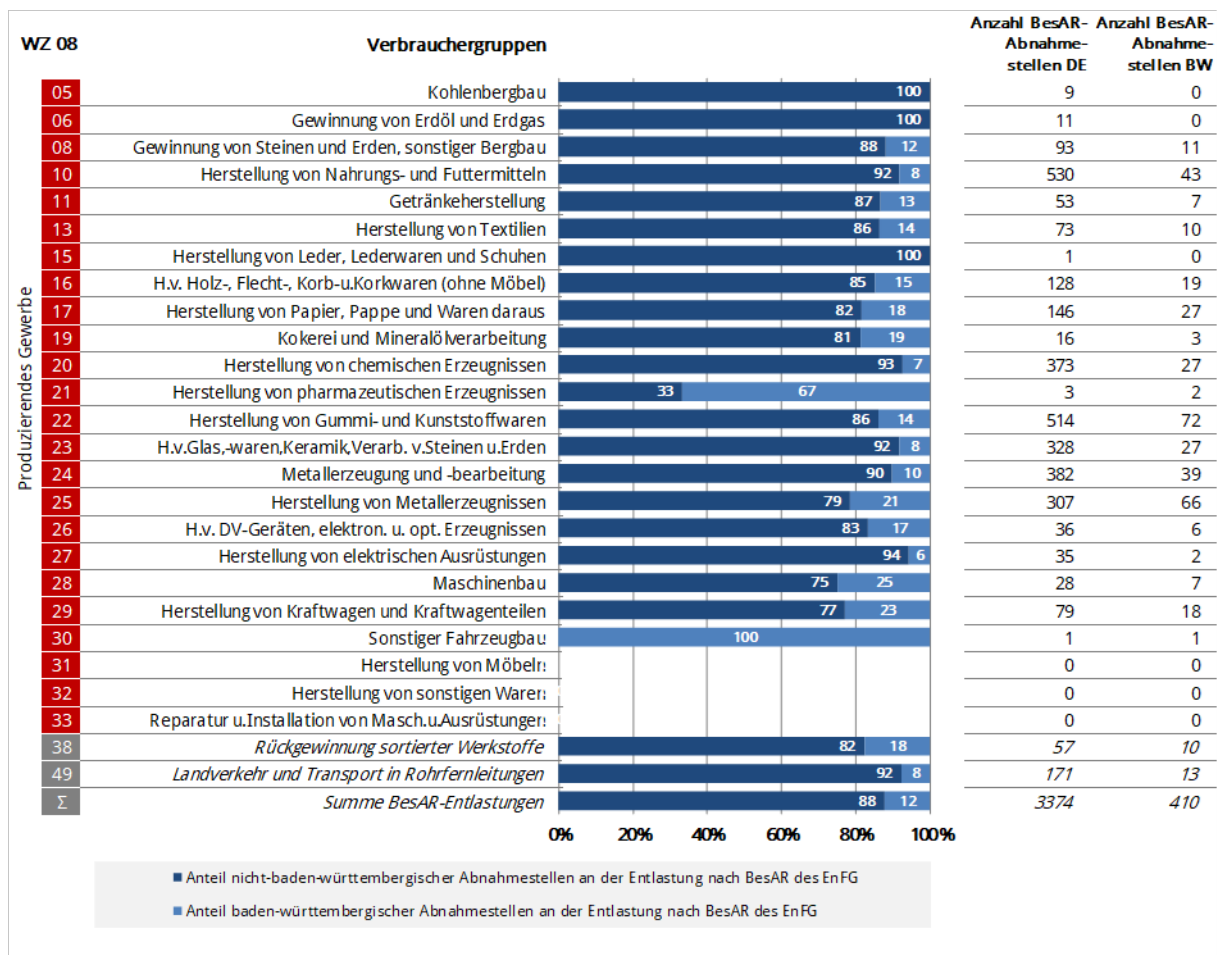


Abbildung 69 Begünstigte Abnahmestellen nach Wirtschaftszweigen der besonderen Ausgleichsregelung des EnFG in Baden-Württemberg und Deutschland im Jahr 2024

Quelle: Auswertung auf Basis [BAFA 2024], Darstellung IE Leipzig

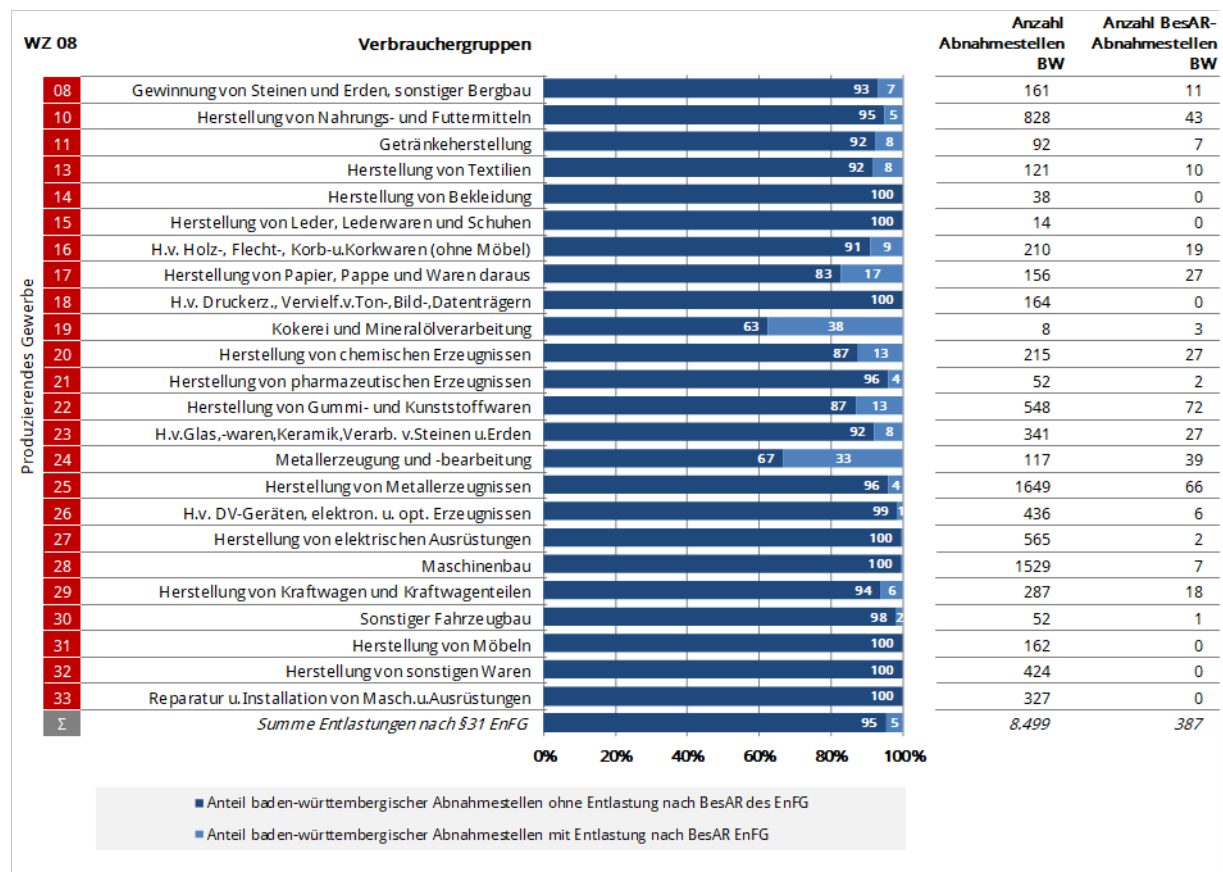


Abbildung 70 Anteil der begünstigten Abnahmestellen nach Wirtschaftszweigen der besonderen Ausgleichsregelung des EnFG an allen Abnahmestellen in Baden-Württemberg 2024 (ohne Schienenbahnen WZ49 und Rückgewinnung sortierter Werkstoffe WZ 38)

Quelle: Auswertung auf Basis [BAFA 2024] [Destatis 2025a], Darstellung IE Leipzig

7 Erwartungen für den Ölmarkt

7.1 Rohöl und Heizöl

Für die Prognose zukünftiger Rohölpreise wird auf Terminmarktdaten der Chicago Mercantile Exchange (CME) sowie auf aktuelle Einschätzungen internationaler Energieagenturen und Marktanalysten zurückgegriffen. Die an den Terminmärkten gehandelten Rohöl-Futures spiegeln die Erwartungen der Marktteilnehmer hinsichtlich der zukünftigen Preisentwicklung wider und können daher als Indikator für die mittel- und langfristige Preisentwicklung herangezogen werden. Die vorliegende Prognose wurde im Frühjahr 2026 erstellt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Betrachtungszeitraum durch die geopolitischen Spannungen und militärischen Auseinandersetzungen zwischen Iran, Israel und den USA geprägt war. Die Unsicherheit an den Rohstoffmärkten war dadurch außergewöhnlich hoch, sodass kurzfristige Preisexpectationen mit erheblichen Risiken behaftet sind.

Kurzfristig erwarten zahlreiche Marktbeobachter erhöhte Preisrisiken infolge möglicher Beeinträchtigungen der Öltransporte durch die Straße von Hormus. Rund ein Fünftel des weltweiten Ölhandels passiert diese Route. Entsprechend reagierten die Rohölpreise zeitweise mit deutlichen Aufschlägen auf die geopolitischen Spannungen. Gleichzeitig gehen viele Analysten davon aus, dass sich die Märkte nach einer Stabilisierung der Lage wieder schrittweise normalisieren werden.

Für die Jahre bis 2030 wird trotz dieser kurzfristigen Unsicherheiten überwiegend ein moderates Preisniveau erwartet. Die meisten langfristigen Prognosen bewegen sich für Brent-Rohöl in einer Bandbreite von etwa 60 bis 80 US-Dollar je Barrel. Preissteigernd wirken mögliche Förderkürzungen der OPEC+, geopolitische Risiken sowie Investitionsrückgänge in die konventionelle Ölförderung. Demgegenüber stehen ein zunehmendes Angebot aus Nicht-OPEC-Staaten, insbesondere aus Nord- und Südamerika, Effizienzsteigerungen sowie die fortschreitende Elektrifizierung des Verkehrssektors, die das Wachstum der weltweiten Ölnachfrage begrenzen dürften.

Aus heutiger Sicht erscheint daher ein langfristiger Verbleib der Rohölpreise oberhalb von 100 US-Dollar je Barrel ebenso wenig wahrscheinlich wie ein Rückgang auf die sehr niedrigen Preisniveaus der Jahre 2015 bis 2020. Für den Zeitraum bis 2030 ist vielmehr von einer Seitwärtsbewegung mit erhöhten kurzfristigen Schwankungen auszugehen. Unter Annahme eines Brent-Preises zwischen 60 und 80 US-Dollar je Barrel entspricht dies einem Niveau von etwa 52 bis 70 Euro je Barrel und liegt damit in der Größenordnung der durchschnittlichen Rohölpreise des Jahres 2025.

Da Heizöl ein Destillationsprodukt des Rohöls ist, folgt seine Preisentwicklung grundsätzlich der Entwicklung der Rohölpreise. Neben dem eigentlichen Rohölpreis beeinflussen jedoch auch Raffinerie-, Transport- und Vertriebskosten die Preisentwicklung. Zunehmend an Bedeutung gewinnt zudem die CO₂-Bepreisung. Während die Entwicklung des Rohölpreises bis 2030 aus heutiger Sicht eher stabil erscheint, ist für Heizölkunden insbesondere die zukünftige Entwicklung der CO₂-Kosten von Bedeutung. Mit der Einführung des europäischen Emissionshandelssystems ETS 2 ab 2027 wird die Höhe der CO₂-Kosten stärker marktbasiert bestimmt und ist daher mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Selbst bei einem stabilen Rohölpreisniveau können die Endverbraucherpreise für Heizöl infolge steigender CO₂-Kosten auf einem erhöhten Niveau verbleiben. Die im Bericht 2024 verwendeten CO₂-Preise von 75 €/t für 2027 und 85 €/t für 2028 stellten plausible Annahmen dar. Mit der Einführung des europäischen Emissionshandelssystems ETS 2 ab dem Jahr 2027 wird die Höhe der CO₂-Kosten jedoch künftig marktbasiert bestimmt.

Inzwischen hat die Europäische Union zusätzliche Mechanismen zur Begrenzung übermäßiger Preissteigerungen im neuen Emissionshandelssystem ETS 2 beschlossen bzw. vorbereitet. Dazu gehören insbesondere die Freigabe zusätzlicher Zertifikate aus einer Marktstabilitätsreserve sowie weitere

Eingriffsmöglichkeiten bei außergewöhnlich hohen Preisen. Besonders relevant ist hierbei die sogenannte Preisbegrenzung von 45 €/t CO₂ (Preisniveau 2020). Wird dieser Schwellenwert überschritten, können zusätzliche Zertifikate in den Markt gegeben werden. Vor diesem Hintergrund erscheinen CO₂-Preise im Bereich von 75 bis 85 €/t weiterhin möglich, sie können jedoch nicht mehr als wahrscheinlicher Entwicklungspfad angesehen werden. Die tatsächliche Preisentwicklung wird wesentlich von der Ausgestaltung des ETS 2, der Nachfrage nach Zertifikaten sowie den Eingriffen der Marktstabilisierungsmechanismen abhängen.

Insgesamt wird erwartet, dass die zukünftige Entwicklung der Heizölpreise weniger durch den eigentlichen Rohölpreis als vielmehr durch regulatorische Rahmenbedingungen und die CO₂-Bepreisung geprägt wird. Die Unsicherheit der langfristigen Preisentwicklung liegt damit künftig stärker auf der klimapolitischen als auf der rohstoffwirtschaftlichen Seite.

Die Jahresdurchschnittswerte des Heizölpreises folgten im Betrachtungszeitraum grundsätzlich der Entwicklung des Rohölpreises. Der Rückgang der Rohölpreise zwischen 2012 und 2016 sowie der pandemiebedingte Preiseinbruch im Jahr 2020 spiegeln sich entsprechend auch bei den Heizölpreisen wider. Der starke Preisanstieg im Jahr 2022 fiel beim Heizöl jedoch deutlich stärker aus als beim Rohöl, da neben den gestiegenen Rohölpreisen auch höhere Raffineriemargen, Transportkosten und Unsicherheiten auf den Energiemärkten zu einer zusätzlichen Verteuerung führten.

Für die kommenden Jahre wird auf Basis der aktuellen Terminmarktpreise zunächst von einem weitgehend stabilen Rohölpreis ausgegangen. Nach einem Einfuhrpreis von 0,48 €/l im Jahr 2025 wird für 2026 aufgrund der zum Zeitpunkt der Studienerstellung bestehenden geopolitischen Spannungen im Nahen Osten nochmals ein leichter Anstieg auf 0,49 €/l erwartet. Mit einer schrittweisen Normalisierung der internationalen Energiemärkte sinkt der Einfuhrpreis anschließend auf 0,47 €/l im Jahr 2027, 0,45 €/l im Jahr 2028, 0,44 €/l im Jahr 2029 und 0,43 €/l im Jahr 2030 (Abbildung 71).

Die Entwicklung des Heizölpreises folgt diesem Trend jedoch nur eingeschränkt. Während der leicht sinkende Rohölpreis grundsätzlich preisdämpfend wirkt, führen die steigende CO₂-Bepreisung sowie höhere Kosten für Transport, Raffination und Vertrieb zu einer gegenläufigen Entwicklung. Nach einem nominalen Heizölpreis von 0,90 €/l im Jahr 2025 wird bis zum Jahr 2030 ein moderater Anstieg auf 1,02 €/l erwartet. Gegenüber 2025 entspricht dies einer nominalen Preissteigerung von rund 13,3 %, obwohl der zugrunde liegende Rohöleinfuhrpreis im gleichen Zeitraum um rund 10,4 % zurückgeht.

Inflationsbereinigt ergibt sich dagegen ein anderes Bild. Der reale Rohöleinfuhrpreis sinkt von 0,36 €/l im Jahr 2025 auf 0,30 €/l im Jahr 2030 und liegt damit rund 16,7 % unter dem Ausgangsniveau. Der reale Heizölpreis bleibt dagegen mit 0,67 bis 0,71 €/l über den gesamten Prognosezeitraum weitgehend stabil und erreicht im Jahr 2030 0,71 €/l. Damit liegt er rund 6 % über dem Niveau des Jahres 2025. Die zunehmende Entkopplung zwischen Rohöl- und Heizölpreis verdeutlicht, dass die Entwicklung der Endverbraucherpreise künftig weniger durch den eigentlichen Rohstoffpreis als vielmehr durch die CO₂-Bepreisung und die übrigen Wertschöpfungs- und Vertriebskosten bestimmt wird.

Die dargestellte Preisentwicklung basiert auf den aktuellen Terminmarktpreisen und den zum Zeitpunkt der Studienerstellung verfügbaren Markterwartungen. Kurzfristige Abweichungen infolge geopolitischer Ereignisse, Förderentscheidungen der OPEC+, Veränderungen der Weltkonjunktur oder Wechselkursentwicklungen können insbesondere beim Rohölpreis jederzeit auftreten. Langfristig wird jedoch eine weitgehend stabile Entwicklung mit leicht rückläufigen Rohölpreisen und nur moderat steigenden nominalen Heizölpreisen erwartet.

7.2 Kraftstoffe

Zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Kraftstoffpreise wurde – analog zum Heizöl – der Rohölpreis als wesentliche Basisgröße herangezogen. Als zweite Komponente wurden die Differenzkosten

zwischen Rohölpreis und unversteuertem Kraftstoffpreis (Raffinerie, Transport, Biokraftstoffbeimischung, Vertrieb und Marge) betrachtet. Diese Preisbestandteile zeigen über den gesamten Betrachtungszeitraum einen steigenden Trend und gewinnen gegenüber dem eigentlichen Rohölpreis zunehmend an Bedeutung. Für die Prognose wird davon ausgegangen, dass sich diese Kosten entsprechend ihrer langfristigen Entwicklung moderat erhöhen, während sich die Rohölpreise auf Grundlage der aktuellen Terminmarkterwartungen bis zum Jahr 2030 leicht rückläufig entwickeln.

Der Anteil der Energiesteuer (Mineralölsteuer) wird für Diesel und Superbenzin über den gesamten Prognosezeitraum als unverändert angenommen. Als weitere Komponente wird die CO₂-Bepreisung berücksichtigt. Entsprechend den im Bericht verwendeten Annahmen werden folgende CO₂-Preise zugrunde gelegt:

- 2025: 55 Euro/t CO₂ – entspricht 14,6 ct/l Diesel bzw. 13,0 ct/l Superbenzin
- 2026: 65 Euro/t CO₂ – entspricht 17,2 ct/l Diesel bzw. 15,4 ct/l Superbenzin
- 2027: 65 Euro/t CO₂ – entspricht 17,2 ct/l Diesel bzw. 15,4 ct/l Superbenzin
- 2028: 70 Euro/t CO₂ – entspricht 18,5 ct/l Diesel bzw. 16,5 ct/l Superbenzin
- 2029: 75 Euro/t CO₂ – entspricht 19,9 ct/l Diesel bzw. 17,8 ct/l Superbenzin
- 2030: 80 Euro/t CO₂ – entspricht 21,2 ct/l Diesel bzw. 18,9 ct/l Superbenzin

Für die Jahre ab 2027 erfolgt die CO₂-Bepreisung im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems ETS 2. Die Prognose berücksichtigt dabei die aktuell vorgesehenen Marktstabilisierungsmechanismen, sodass gegenüber früheren Annahmen von einem moderateren Anstieg der CO₂-Kosten ausgegangen wird.

Für die Interpretation der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass die zum Zeitpunkt der Studienerstellung bestehenden geopolitischen Spannungen im Nahen Osten bereits im ersten und zweiten Quartal 2026 zu deutlich erhöhten Kraftstoffpreisen an den Tankstellen geführt haben. Insbesondere die Unsicherheit über mögliche Lieferunterbrechungen im Persischen Golf und in der Straße von Hormus führte zu erhöhten Risikoprämien auf den internationalen Rohölmärkten. Diese kurzfristigen Markteffekte fließen in die Jahresdurchschnittswerte des Jahres 2026 ein und erklären das gegenüber den Folgejahren erhöhte Preisniveau.

Mit einer schrittweisen Normalisierung der internationalen Energiemärkte wird anschließend ein leichter Rückgang der Rohölpreise erwartet. Steigende Fördermengen außerhalb der OPEC+, eine stabile Versorgungslage sowie die Abschwächung geopolitischer Risikoprämien wirken preisdämpfend, während die fortschreitende CO₂-Bepreisung sowie steigende Raffinerie-, Transport- und Vertriebskosten gegenläufige Effekte verursachen.

Insgesamt ergibt sich bis zum Jahr 2030 ein weitgehend stabiles Preisniveau für Kraftstoffe. Der nominale Preis für Superbenzin steigt von 1,83 €/l im Jahr 2025 auf 1,87 €/l im Jahr 2030 und liegt damit lediglich 2,2 % über dem Ausgangsniveau. Der nominale Dieselpreis erhöht sich im gleichen Zeitraum von 1,74 €/l auf 1,79 €/l (+2,9 %). Inflationsbereinigt zeigt sich dagegen bei beiden Kraftstoffen ein leichter Preisrückgang: Der reale Preis für Superbenzin sinkt von 1,39 €/l auf 1,27 €/l (–8,6 %), der reale Dieselpreis von 1,33 €/l auf 1,21 €/l (–9,0 %).

Die Prognose verdeutlicht, dass künftig weniger die Entwicklung des Rohölpreises als vielmehr regulatorische Preisbestandteile und die Kosten entlang der Wertschöpfungskette die Endverbraucherpreise bestimmen. Trotz eines leicht rückläufigen Rohöleinfuhrpreises bleiben die Kraftstoffpreise bis zum Jahr 2030 nominal auf einem vergleichsweise hohen Niveau, während sich real betrachtet ein moderater Preisrückgang ergibt. Die dargestellten Preisentwicklungen basieren auf den aktuellen Terminmarkt-

erwartungen und können insbesondere durch geopolitische Krisen, Förderentscheidungen der OPEC+, Wechselkursentwicklungen oder Veränderungen der weltweiten Nachfrage von den hier dargestellten Trends abweichen.

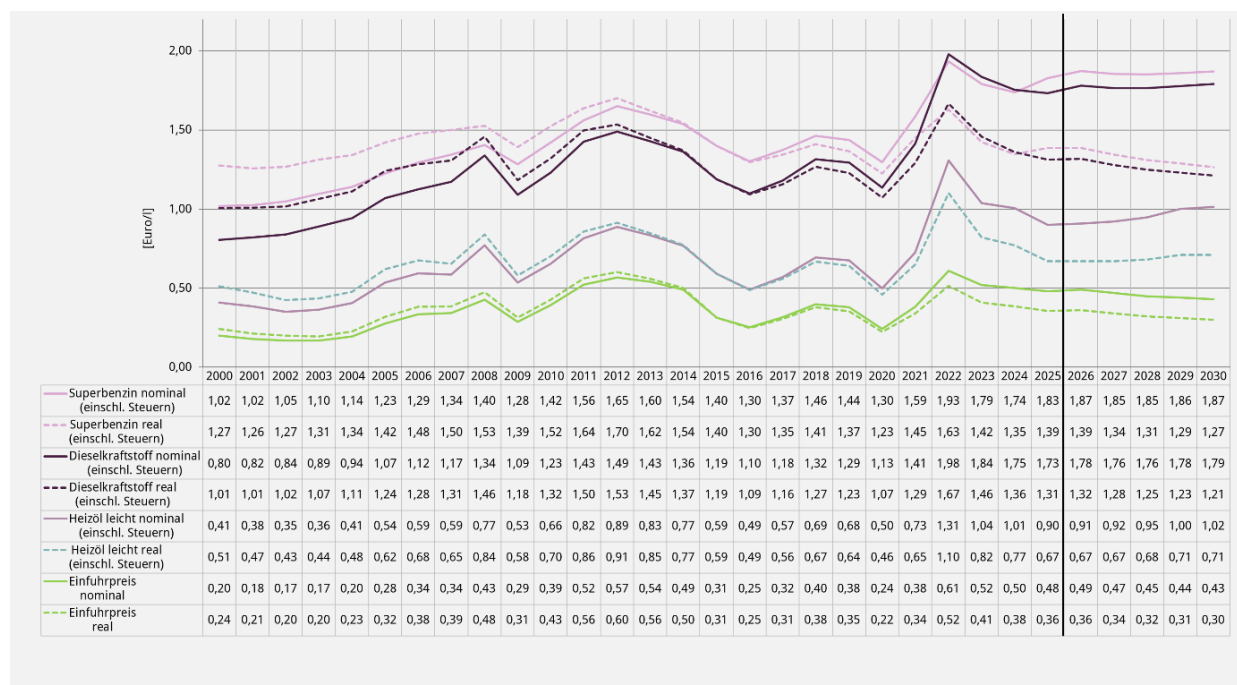


Abbildung 71 Berechnung zukünftiger Preise für Diesel, Superbenzin, Heizöl leicht für Haushalte sowie Einfuhrpreise für Rohöl nominal und real bis 2030 in Deutschland auf Basis gehandelter Futures

Quelle: [Destatis 2026c], [CME 2026], [DEHSt 2024] Darstellung: IE Leipzig. Preise für Superbenzin und Diesel einschließlich MWSt. Alle Werte entsprechen dem jeweiligen Jahresdurchschnitt; Preisbasis der Inflationsbereinigung: 2015.

8 Erwartungen für den Gasmarkt

8.1 Preiskomponenten

Die Berechnung der zukünftig erwarteten Erdgaspreise für Haushalte und Industrie basiert auf der Entwicklung der einzelnen Preisbestandteile. Für die Abschätzung der Großhandelspreise wird auf die Terminmärkte des deutschen Marktgebiets Trading Hub Europe (THE) zurückgegriffen, das die früheren Marktgebiete GASPOOL und NetConnect Germany vereint. Die an der European Energy Exchange (EEX) gehandelten Futures spiegeln die aktuellen Erwartungen der Marktteilnehmer hinsichtlich der zukünftigen Preisentwicklung wider und dienen als Grundlage für die Prognose bis zum Jahr 2030. Anders als Spotmarktpreise bilden sie die Einschätzung der zukünftigen Marktentwicklung ab und eignen sich daher als Indikator für mittelfristige Preisentwicklungen.

Zum Zeitpunkt der Studiienerstellung wird die Entwicklung der Gasmärkte maßgeblich durch die geopolitischen Spannungen im Nahen Osten und die damit verbundenen Unsicherheiten für den globalen LNG-Handel beeinflusst. Insbesondere mögliche Einschränkungen wichtiger Schifffahrtsrouten sowie Unterbrechungen von Lieferketten führen kurzfristig zu einer erhöhten Volatilität der Großhandelspreise. Gleichzeitig sind die europäischen Gasspeicher weiterhin gut gefüllt und die Importkapazitäten für Flüssigerdgas (LNG) in den vergangenen Jahren deutlich ausgebaut worden, sodass die Versorgungssicherheit für Europa insgesamt als hoch eingeschätzt wird.

Die an der EEX gehandelten Terminpreise lassen bis zum Jahr 2030 einen leicht rückläufigen Trend der Erdgasgroßhandelspreise erkennen. Für das Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) bewegen sich die Jahresmittelwerte der Futures derzeit bei rund 41 €/MWh für 2026, 38 €/MWh für 2027, 35 €/MWh für 2028, 33 €/MWh für 2029 und 31 €/MWh für 2030. Dies entspricht einem Rückgang von etwa 4,1 auf 3,1 ct/kWh und liegt damit weiterhin deutlich über dem durchschnittlichen Preisniveau der Jahre vor der Energiekrise, jedoch weit unter den Extremwerten des Jahres 2022.

Mittelfristig wirken mehrere Faktoren preisdämpfend. Hierzu zählen der weitere Ausbau der LNG-Exportkapazitäten insbesondere in den USA und Katar, die steigende Förderung außerhalb Europas sowie die rückläufige Erdgasnachfrage infolge von Energieeffizienzmaßnahmen, der zunehmenden Elektrifizierung des Wärmesektors und des Ausbaus erneuerbarer Energien. Demgegenüber stehen preissteigernde Faktoren wie steigende CO₂-Kosten, Investitionen in die Gas- und Wasserstoffinfrastruktur sowie die zunehmende Konkurrenz um LNG-Lieferungen auf dem Weltmarkt.

Insgesamt wird bis zum Jahr 2030 ein vergleichsweise stabiles Großhandelspreisniveau mit moderaten Schwankungen erwartet. Während kurzfristige geopolitische Entwicklungen erhebliche Preisausschläge verursachen können, sprechen die derzeit verfügbaren Fundamentaldaten für eine ausreichende Versorgung des europäischen Marktes. Die Terminmärkte gehen deshalb von einer schrittweisen Normalisierung der Erdgaspreise aus, ohne dass das niedrige Preisniveau der Jahre vor 2021 wieder erreicht wird.

Für Endverbraucher wird die Entwicklung der Erdgaspreise künftig jedoch zunehmend weniger von den eigentlichen Beschaffungskosten als vielmehr von den übrigen Preisbestandteilen bestimmt. Neben steigenden Netzentgelten gewinnt insbesondere die CO₂-Bepreisung an Bedeutung. Mit der Einführung des europäischen Emissionshandelssystems ETS 2 ab dem Jahr 2027 wird die Höhe der CO₂-Kosten künftig stärker marktbasiert bestimmt und unterliegt zusätzlichen Preisstabilisierungsmechanismen der Europäischen Union. Die Unsicherheit der zukünftigen Endverbraucherpreise liegt damit weniger in der Entwicklung des Erdgasgroßhandelspreises als vielmehr in der Ausgestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise.

Die Prognose wird in einer Phase außergewöhnlich hoher geopolitischer Unsicherheit erstellt. Der Konflikt zwischen Israel und Iran sowie die damit verbundenen Risiken für den LNG- und Öltransport über die Straße von Hormus können kurzfristig erhebliche Preisausschläge verursachen. Die Terminmärkte gehen derzeit zwar von einer schrittweisen Normalisierung der Erdgaspreise aus, kurzfristige Abweichungen von diesem Entwicklungspfad sind jedoch jederzeit möglich. Diese Unsicherheit nimmt mit zunehmendem Prognosehorizont deutlich zu und ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen.

In Abbildung 72 ist die Entwicklung der Großhandelspreise für das THE-Marktgebiet dargestellt.

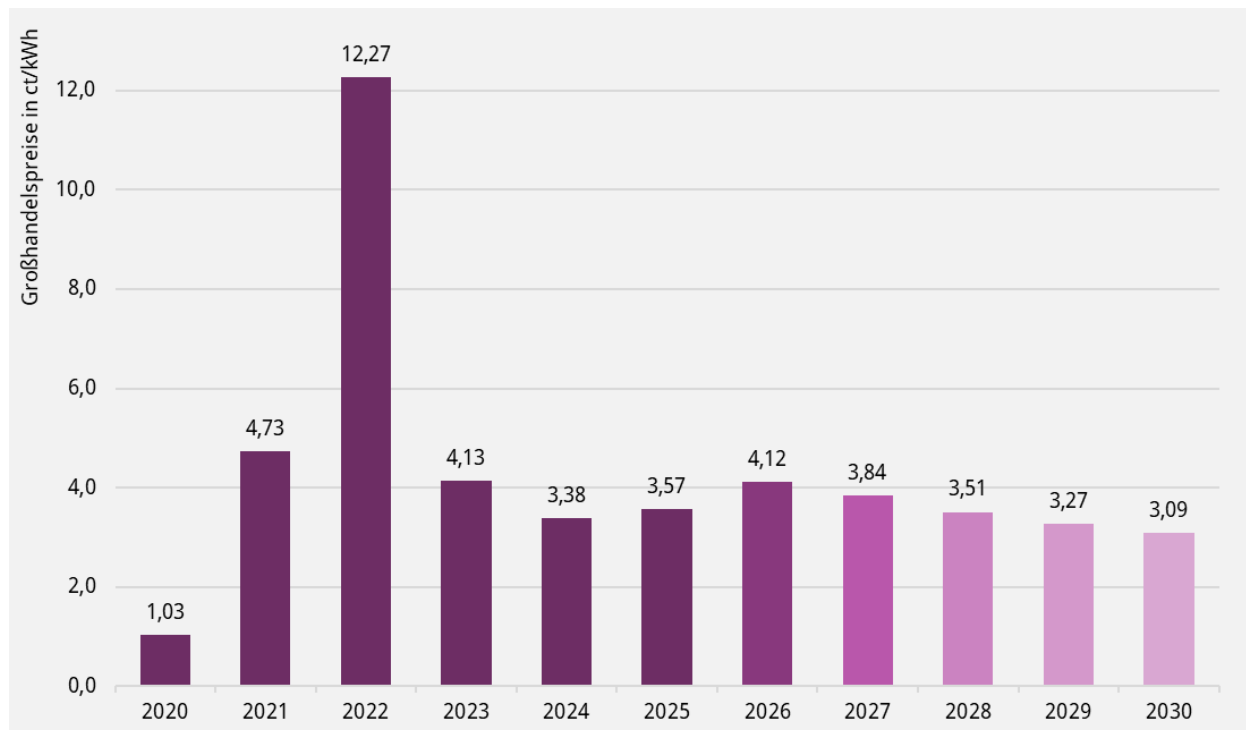


Abbildung 72 Erwartete Entwicklung des Großhandelspreises für Erdgas im THE-Marktgebiet von 2020 bis 2030

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf [Destatis 2026c], [EEX 2026c], Darstellung IE Leipzig, 2025 entspricht der Wert dem Grenzübergangspreis. Anmerkung: Aufgrund der bestehenden hohen Unsicherheit der zukünftigen Einschätzung der Großhandelspreise ist der Zeitraum ab dem Jahr 2026 farblich abgestuft. Je heller desto unsicherer ist die Einschätzung.

8.2 Haushalte

Bei der Entwicklung der Erdgaspreise für Haushalte in Baden-Württemberg spielen neben dem Großhandelspreis weitere Preisbestandteile eine wesentliche Rolle. Für die Abschätzung der zukünftigen Preisentwicklung bis zum Jahr 2030 werden die einzelnen Komponenten getrennt fortgeschrieben und entsprechend ihrer regulatorischen oder marktwirtschaftlichen Entwicklung bewertet.

- **Netzentgelte:** Die Netzentgelte betragen für Haushaltskunden in Baden-Württemberg im Jahr 2025 durchschnittlich 2,47 ct/kWh. Sie stellen nach den Beschaffungskosten den zweitgrößten Preisbestandteil dar und haben in den vergangenen Jahren kontinuierlich an Bedeutung gewonnen. Aufgrund der anstehenden Investitionen in die Gas- und Wasserstoffinfrastruktur, der Transformation der Verteilnetze sowie rückläufiger Gasabsatzmengen wird für die kommenden Jahre von einem Anstieg ausgegangen, der über der allgemeinen Inflationsrate (doppelter Wert: 4 % statt 2 %) liegt.
- **Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb:** Für Haushaltskunden werden entsprechend dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur durchschnittlich 0,08 ct/kWh angesetzt. Aufgrund des

geringen Anteils am Gesamtpreis und der bisher nur moderaten Preisentwicklung wird diese Kostenposition für den Prognosezeitraum mit einer jährlichen Steigerung entsprechend der allgemeinen Inflationsentwicklung von rund 2 % fortgeschrieben.

- Konzessionsabgabe: Die Konzessionsabgabe wird als nominal konstante Größe in Höhe von 0,09 ct/kWh berücksichtigt.
- Erdgassteuer: Die Erdgassteuer beträgt unverändert 0,55 ct/kWh und wird für den gesamten Prognosezeitraum als konstant angenommen.
- Gasspeicherumlage: Die Gasspeicherumlage wurde als Kriseninstrument zur Finanzierung der gesetzlich vorgeschriebenen Speicherbefüllung eingeführt. Nach der Stabilisierung der europäischen Gasversorgung wird die Gasspeicherumlage ab 01.01.2026 abgeschafft.
- Marge und Vertrieb: Diese Preiskomponente ergibt sich zunächst als Restgröße zwischen den Daten zum Erdgaspreis des Verbraucherportals Verivox [Verivox 2026] für 2025 für Baden-Württemberg und den übrigen Preisbestandteilen. Für 2025 ergeben sich somit 3,463 ct/kWh. Für diese Preiskomponente wird eine Fortschreibung entsprechend der allgemeinen Preisentwicklung mit durchschnittlich 2 % pro Jahr angenommen.
- CO₂-Bepreisung: Für das Jahr 2026 wird entsprechend dem nationalen Brennstoffemissionshandel das obere Ende des gesetzlichen Preiskorridors von 65 Euro je Tonne CO₂ zugrunde gelegt. Ab 2027 erfolgt der Übergang in das europäische Emissionshandelssystem ETS 2. Anders als in früheren Prognosen wird dabei kein linearer Anstieg der CO₂-Preise unterstellt. Hintergrund sind die von der Europäischen Union beschlossenen Marktstabilisierungsmechanismen sowie zusätzliche Zertifikatsfreigaben zur Begrenzung übermäßiger Preissteigerungen. Für die Berechnungen wird daher folgendes Basisszenario angenommen:
 - 2025: 55 Euro/t CO₂ = 1,10 ct/kWh
 - 2026: 65 Euro/t CO₂ = 1,30 ct/kWh
 - 2027: 65 Euro/t CO₂ = 1,30 ct/kWh
 - 2028: 70 Euro/t CO₂ = 1,40 ct/kWh
 - 2029: 75 Euro/t CO₂ = 1,50 ct/kWh
 - 2030: 80 Euro/t CO₂ = 1,60 ct/kWh
- Mehrwertsteuer: Die Mehrwertsteuer wird für den gesamten Prognosezeitraum unverändert mit 19 % auf den Gesamtpreis erhoben.
- Für die Entwicklung der Großhandelspreise wird auf die aktuellen Futurepreise des Marktgebiets Trading Hub Europe (THE) zurückgegriffen. Nach einem durchschnittlichen Großhandelspreis von 3,57 ct/kWh im Jahr 2025 erwarten die Terminmärkte zunächst einen Anstieg auf 4,12 ct/kWh im Jahr 2026 (+15,4 %). Ursächlich hierfür sind die zum Zeitpunkt der Studienerstellung bestehenden geopolitischen Spannungen im Nahen Osten sowie die daraus resultierenden Unsicherheiten auf den internationalen LNG-Märkten. In den Folgejahren wird dagegen eine schrittweise Marktberuhigung erwartet. Die Futurepreise sinken auf 3,84 ct/kWh (2027), 3,51 ct/kWh (2028), 3,27 ct/kWh (2029) und 3,09 ct/kWh (2030). Gegenüber dem Jahr 2026 entspricht dies einem Rückgang um rund 25 %.

Trotz der Abschaffung der Gasspeicherumlage ab dem Jahr 2026 ist für Haushaltskunden keine entsprechende Entlastung zu erwarten. Die Einsparung von rund 0,29 ct/kWh wird voraussichtlich durch steigende Netzentgelte, die CO₂-Bepreisung sowie allgemeine Kostensteigerungen bei Netzbetrieb und Vertrieb weitgehend kompensiert. Die Entwicklung der Endverbraucherpreise wird damit künftig noch

stärker durch regulatorische Preisbestandteile als durch die eigentlichen Erdgasbeschaffungskosten bestimmt.

Für das Jahr 2026 wird ein Erdgaspreis für Haushalte in Höhe von 14,73 ct/kWh erwartet. Gegenüber dem Jahr 2025 (13,80 ct/kWh) entspricht dies einem nominalen Anstieg von 6,7 %. Ursächlich hierfür sind insbesondere der vorübergehende Anstieg der Großhandelspreise infolge der aktuellen geopolitischen Unsicherheiten sowie die höhere CO₂-Bepreisung. Demgegenüber wirkt die zum 1. Januar 2026 beschlossene Abschaffung der Gasspeicherumlage preisdämpfend.

In den Folgejahren führen die getroffenen Annahmen zu einer weitgehend stabilen Entwicklung der Erdgaspreise für Haushalte. Zwar sinken die erwarteten Großhandelspreise zwischen 2026 und 2030 um rund 25 %, gleichzeitig steigen jedoch Netzentgelte, Vertriebskosten und die CO₂-Kosten schrittweise an. Dadurch werden die Einsparungen bei der Gasbeschaffung weitgehend kompensiert. Für den Zeitraum 2027 bis 2030 ergeben sich Endverbraucherpreise zwischen 14,55 und 14,75 ct/kWh, sodass das Preisniveau insgesamt nahezu konstant bleibt (siehe Abbildung 73).

Die dargestellte mögliche Preisentwicklung spiegelt in erster Linie die aktuellen Markterwartungen wider, die sich aus den an der European Energy Exchange (EEX) gehandelten Futurepreisen für das Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) ableiten. Da Terminmarktpreise innerhalb eines Handelsjahres erheblichen Schwankungen unterliegen und zum Zeitpunkt der Studienerstellung zusätzlich durch die geopolitischen Spannungen im Nahen Osten beeinflusst werden, können die tatsächlichen Preisentwicklungen deutlich von den dargestellten Trends abweichen. Darüber hinaus beziehen sich die ermittelten Preise eher auf Neukunden, da Bestandskunden häufig über langfristige Beschaffungsstrategien ihrer Energieversorger von kurzfristigen Marktbewegungen entkoppelt sind. Die Berechnungen basieren auf der Annahme, dass die jeweiligen Großhandelspreise vollständig an die Endverbraucher weitergegeben werden und sich die übrigen Preisbestandteile entsprechend den dargestellten regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen entwickeln.

Bei Berücksichtigung der erwarteten Inflationsraten gemäß Kapitel 1.1 ergibt sich real im Vergleich zu 2025 ein Rückgang des Erdgas-Haushaltspreises bis 2030 um 4,6 % (Abbildung 74).

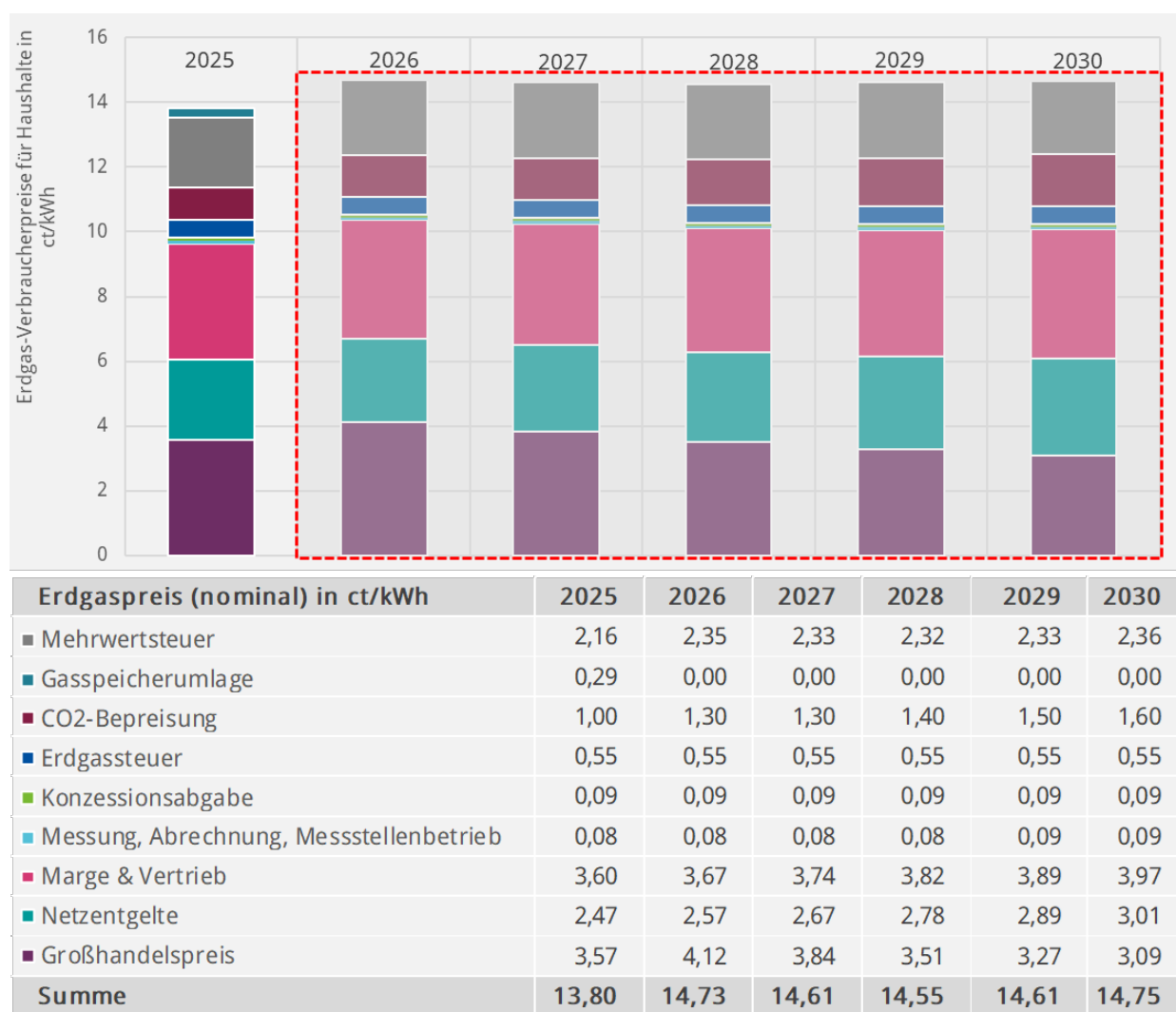


Abbildung 73 Entwicklung der nominalen Erdgas-Verbraucherpreise für Haushalte in Baden-Württemberg bis 2030

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf [Destatis 2026c], [EEX 2026c], Darstellung: IE Leipzig, der rot gestrichelte Rahmen visualisiert, dass es sich um den Zeitraum der zukünftigen Einschätzung handelt, der von großer Unsicherheit betroffen ist.

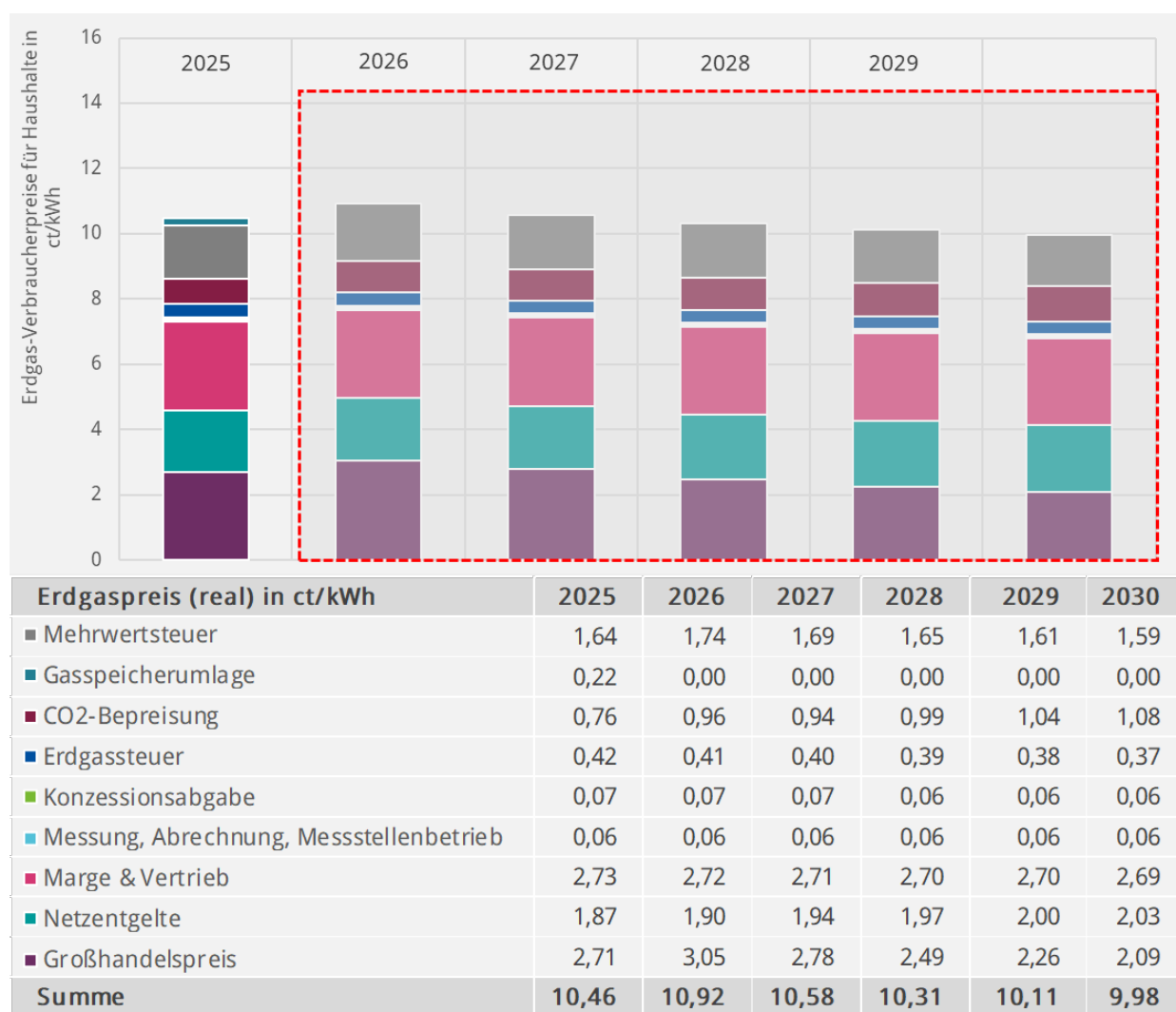


Abbildung 74 Entwicklung der realen Erdgas-Verbraucherpreise für Haushalte in Baden-Württemberg bis 2030

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf [Destatis 2026c], [EEX 2026c], [Verivox 2026] Darstellung: IE Leipzig, der rot gestrichelte Rahmen visualisiert, dass es sich um den Zeitraum der zukünftigen Einschätzung handelt, der von großer Unsicherheit betroffen ist.

8.3 Industrie

Industriekunden zahlen für die Beschaffung von Erdgas grundsätzlich die gleichen Großhandelspreise wie Haushaltskunden. Ebenso gelten für Erdgassteuer und CO₂-Bepreisung die gleichen gesetzlichen Rahmenbedingungen. Für die übrigen Preisbestandteile werden die Daten des aktuellen Monitoringberichts der Bundesnetzagentur zugrunde gelegt. Betrachtet wird ein Industriekunde mit einem Jahresverbrauch von 116 GWh, der der Eurostat-Verbrauchergruppe I4 entspricht. Da Unternehmen in der Regel vorsteuerabzugsberechtigt sind, wird die Mehrwertsteuer in der folgenden Betrachtung nicht berücksichtigt. Für die einzelnen Preisbestandteile werden folgende Annahmen getroffen:

- **Netzentgelte:** Ausgehend von einem durchschnittlichen Netzentgelt von 0,39 ct/kWh wird für den Prognosezeitraum bis 2030 ein moderater Anstieg (doppelte Inflationsrate) angenommen. Hintergrund sind die notwendigen Investitionen in die Gas- und Wasserstoffinfrastruktur sowie rückläufige Transportmengen, wodurch die Netzkosten auf geringere Absatzmengen verteilt werden.
- **Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb:** Diese Preisposition beträgt durchschnittlich 0,015 ct/kWh und wird entsprechend der langfristig erwarteten Inflationsentwicklung mit rund 2 % pro Jahr fortgeschrieben.
- **Konzessionsabgabe:** Für Sondervertragskunden fällt lediglich für die ersten 5 GWh eine Konzessionsabgabe an. Im Mittel ergibt sich daraus ein Preisbestandteil von 0,001 ct/kWh, der für den gesamten Prognosezeitraum als nominal konstant angenommen wird.
- **Gasspeicherumlage:** Die Gasspeicherumlage beträgt im Jahr 2025 0,289 ct/kWh. Mit der gesetzlichen Abschaffung zum 01.01.2026 entfällt dieser Preisbestandteil vollständig und wird daher für die Folgejahre mit 0,00 ct/kWh angesetzt.
- **Marge und Vertrieb:** Diese Preisposition ergibt sich als Restgröße aus den Preisbestandteilen des Monitoringberichts und beträgt für das Ausgangsjahr 2,05 ct/kWh. Für die weitere Entwicklung wird eine Fortschreibung entsprechend der allgemeinen Preisentwicklung mit durchschnittlich 2 % pro Jahr angenommen.
- **CO₂-Bepreisung:** Für das Jahr 2026 wird entsprechend dem nationalen Brennstoffemissionshandel das obere Ende des gesetzlichen Preiskorridors von 65 Euro je Tonne CO₂ zugrunde gelegt. Ab 2027 erfolgt der Übergang in das europäische Emissionshandelssystem ETS 2. Aufgrund der von der Europäischen Union beschlossenen Marktstabilisierungsmechanismen wird kein linearer Anstieg der CO₂-Preise unterstellt. Für die Berechnungen werden die gleichen Werte wie für die Haushaltskunden verwendet:
 - 2025: 55 Euro/t CO₂ = 1,10 ct/kWh
 - 2026: 65 Euro/t CO₂ = 1,30 ct/kWh
 - 2027: 65 Euro/t CO₂ = 1,30 ct/kWh
 - 2028: 70 Euro/t CO₂ = 1,40 ct/kWh
 - 2029: 75 Euro/t CO₂ = 1,50 ct/kWh
 - 2030: 80 Euro/t CO₂ = 1,60 ct/kWh

Diese Annahmen berücksichtigen sowohl die aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen als auch die zum Zeitpunkt der Studiererstellung bestehenden politischen Beschlüsse auf europäischer Ebene. Während die Beschaffungskosten für Erdgas gemäß den aktuellen Futurepreisen bis 2030 tendenziell zurückgehen, gewinnen Netzentgelte, CO₂-Bepreisung und weitere regulatorische Preisbestandteile zunehmend an Bedeutung. Dadurch wird erwartet, dass die Erdgaspreise für Industriekunden künftig weniger durch

die Entwicklung der Großhandelspreise als vielmehr durch Infrastrukturkosten und energiepolitische Rahmenbedingungen geprägt werden.

Im Ergebnis wird erwartet, dass der nominale Erdgaspreis für Industriekunden von 7,86 ct/kWh im Jahr 2025 zunächst auf 8,48 ct/kWh im Jahr 2026 ansteigt (Abbildung 75). Dies entspricht einer Preissteigerung von 7,9 % gegenüber dem Vorjahr. Ursächlich hierfür sind vor allem der vorübergehende Anstieg der Großhandelspreise infolge der aktuellen geopolitischen Unsicherheiten sowie die Erhöhung der CO₂-Bepreisung. Die zum 01.01.2026 abgeschaffte Gasspeicherumlage wirkt dem Preisanstieg zwar entgegen, kann die höheren Beschaffungskosten jedoch nicht vollständig kompensieren.

In den Folgejahren wird mit einer schrittweisen Entspannung auf den Gasmärkten gerechnet. Die Großhandelspreise sinken gemäß den aktuellen Futurepreisen bis zum Jahr 2030 von 4,12 auf 3,09 ct/kWh und damit um rund 25 %. Dadurch reduziert sich der nominale Erdgaspreis für Industriekunden auf 8,26 ct/kWh im Jahr 2027, 8,09 ct/kWh im Jahr 2028, 8,01 ct/kWh im Jahr 2029 und 7,99 ct/kWh im Jahr 2030. Gegenüber dem Höchstwert des Jahres 2026 entspricht dies einer Preisreduzierung von 5,8 %. Im Vergleich zum Ausgangsjahr 2025 verbleibt jedoch ein leichter nominaler Anstieg um 1,7 %.

Maßgeblich für diese Entwicklung ist, dass die sinkenden Großhandelspreise durch steigende CO₂-Kosten, höhere Netzentgelte sowie moderat zunehmende Vertriebs- und Infrastrukturkosten teilweise kompensiert werden. Unternehmen, die bereits dem europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS) unterliegen, müssen dabei keine zusätzlichen Zertifikate nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz bzw. dem nachfolgenden ETS 2 erwerben, sodass eine Doppelbelastung ausgeschlossen ist.

Inflationsbereinigt ergibt sich dagegen ein rückläufiger Trend. Der reale Erdgaspreis sinkt von 5,84 ct/kWh im Jahr 2025 über 5,68 ct/kWh im Jahr 2029 auf 5,59 ct/kWh im Jahr 2030 (Abbildung 76). Gegenüber dem Ausgangsjahr entspricht dies einer realen Preisreduzierung von 4,3 %. Damit zeigt sich für Industriekunden – im Gegensatz zu den Haushaltskunden – trotz kurzfristiger Preisschwankungen langfristig ein leicht sinkendes reales Preisniveau.

Die dargestellte Preisentwicklung basiert auf den aktuellen Futurepreisen des Marktgebiets Trading Hub Europe (THE) und bildet die gegenwärtigen Markterwartungen ab. Da Terminmarktpreise innerhalb eines Handelsjahres erheblichen Schwankungen unterliegen und zum Zeitpunkt der Studienerstellung zusätzlich durch geopolitische Risiken beeinflusst werden, können die tatsächlichen Preisentwicklungen von den dargestellten Trends abweichen. Darüber hinaus beziehen sich die berechneten Preise auf die Annahme, dass Erdgas zu den jeweiligen Großhandelspreisen beschafft und die übrigen Preisbestandteile entsprechend den dargestellten regulatorischen Rahmenbedingungen an die Industriekunden weitergegeben werden.

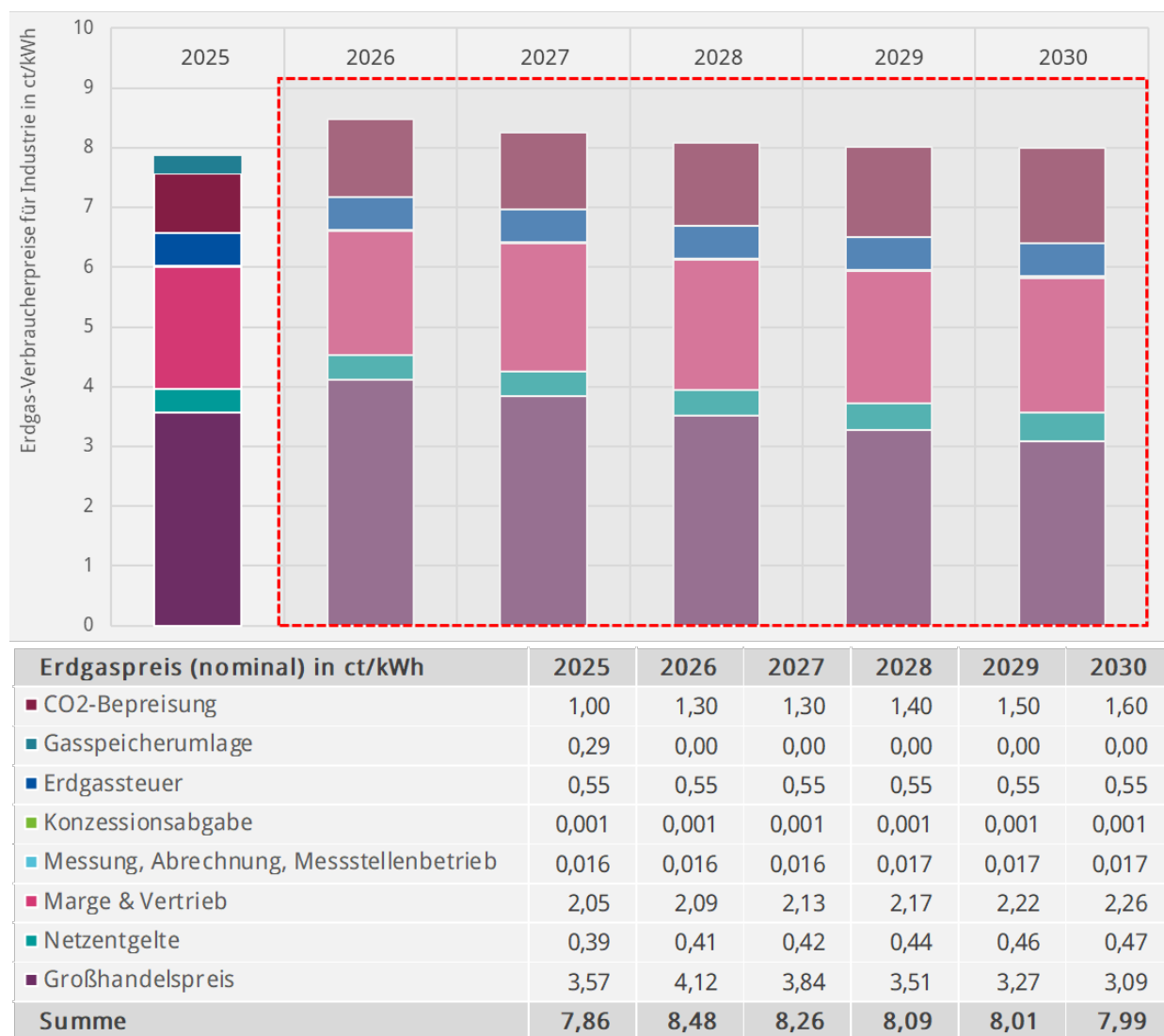


Abbildung 75 Entwicklung der nominalen Erdgas-Verbraucherpreise für die Industrie in Deutschland bis 2030

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf [Destatis 2026c], [EEX 2026c], Darstellung: IE Leipzig, der rot gestrichelte Rahmen visualisiert, dass es sich um den Zeitraum der zukünftigen Einschätzung handelt, der von großer Unsicherheit betroffen ist.

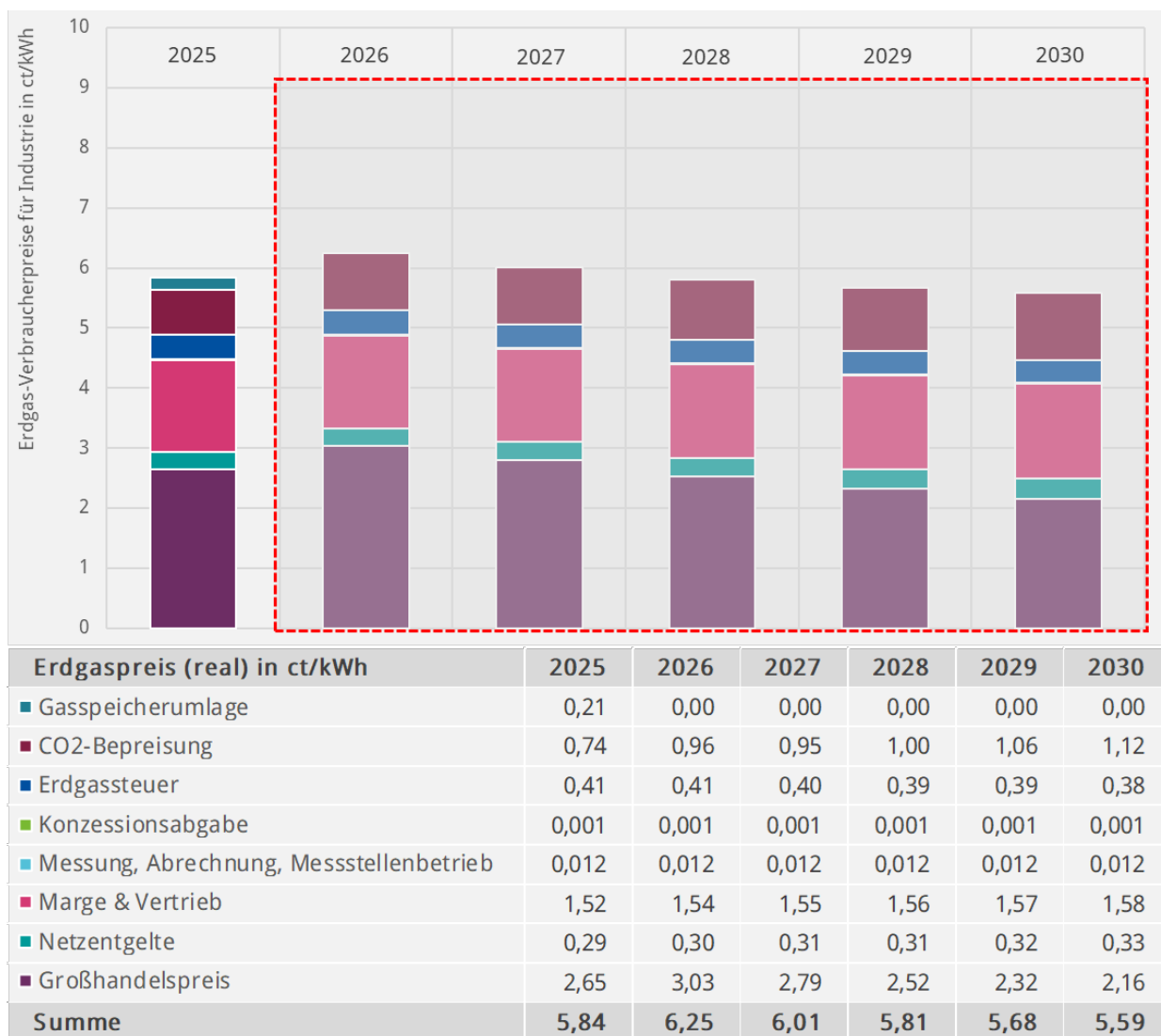


Abbildung 76 Entwicklung der realen Erdgas-Verbraucherpreise für die Industrie in Deutschland bis 2030

Quelle: Eigene Berechnung [Destatis 2026c], [EEX 2026c], Preisbasis 2015, Darstellung: IE Leipzig, der rot gestrichelte Rahmen visualisiert, dass es sich um den Zeitraum der zukünftigen Einschätzung handelt, der von großer Unsicherheit betroffen ist.

9 Erwartungen für den Strommarkt

9.1 Preiskomponenten

9.1.1 Großhandelspreis

Die Grundlage für die Berechnung der künftig erwarteten Großhandelspreise bilden – wie bereits in den Vorjahren – die an der Strombörse EEX gehandelten Terminprodukte für Deutschland (Phelix-DE-Base-load-Jahresfutures). Dabei wird berücksichtigt, dass Energieversorgungsunternehmen ihre Strommengen über unterschiedliche Beschaffungszeiträume hinweg absichern. Die Handelsvolumina konzentrieren sich regelmäßig auf das unmittelbar bevorstehende Lieferjahr, während die Liquidität mit zunehmendem zeitlichem Abstand abnimmt. Dies ist insbesondere auf den geringeren Absicherungsbedarf für weiter in der Zukunft liegende Lieferperioden und die höhere Unsicherheit langfristiger Prognosen zurückzuführen.

Die Preisstruktur der Jahresfutures lässt sich dagegen nicht allein durch Zinseffekte erklären. Ob weiter in der Zukunft liegende Lieferjahre günstiger oder teurer notieren als das Frontjahr, hängt von den Erwartungen der Marktteilnehmer hinsichtlich der künftigen Stromnachfrage, der Entwicklung von Brennstoff- und CO₂-Preisen, des Ausbaus erneuerbarer Energien, der verfügbaren Erzeugungskapazitäten sowie von Risiko- und Liquiditätsprämien ab. Auch Finanzierungs- und Besicherungskosten können die Terminpreise beeinflussen, stellen jedoch nur einen von mehreren Einflussfaktoren dar. Da Strom nur sehr eingeschränkt speicherbar ist, lässt sich die Terminpreiskurve zudem nicht nach demselben kostenbasierten Zusammenhang wie bei lagerfähigen Rohstoffen erklären. Sinkende Preise für spätere Lieferjahre sind daher vor allem als Ausdruck der jeweiligen Markterwartungen und Risikobewertungen zu interpretieren. Die tatsächlichen Preise schwanken jahreszeitlich, weil die Einspeisung von Solarstrom ins Stromnetz in den Sommermonaten die Preise regelmäßig vermindert, während im Winter niedrige Preise in Zeiten mit starkem Wind auftreten, in Flautenzeiten aber die höheren Preise für Erdgaskraftwerke den Preis bestimmen. Dementsprechend sind auch die Quartalsfutures für das erste Quartal regelmäßig höher als für das zweite oder dritte Quartal.

Die jahrestypischen Strompreise der Jahre 2026 bis 2030 wurden wie folgt ermittelt:

Für das Jahr 2026 wurde der erwartete Börsenstrompreis für Grundlaststrom (EEX German Power Futures) zu gleichen Teilen aus

- dem mittleren Preis der Jahresfutures für 2026, der 2025 gezahlt wurde und
- dem Mittelwert der am Day-Ahead-Markt aufgetretenen Preise des ersten Quartals des Jahres 2026 sowie aus den im Verlauf der letzten 12 Monate aufgetretenen Preisen der drei Quartalsfutures für die Quartale 2/2026 bis 4/2026

ermittelt. Als Jahresmittelwert für 2026 ergibt sich nach diesem Verfahren ein Wert von 88,48 €/MWh.

Zur Ermittlung der erwarteten Großhandelspreise für 2027 wurde folgende Gewichtung zugrunde gelegt:

- 50 % entsprechen dem Jahresfuture 2027 im Mittelwert des Handelszeitraums 1. Quartal 2026
- 25 % entsprechen dem Jahresfuture 2027 im Mittelwert des Handelszeitraums 2025
- 25 % entsprechen dem Jahresfuture 2027 im Mittelwert des Handelszeitraums 2024

Für die Jahre 2028 bis 2030 liegen noch keine Handelsdaten aus Zeiträumen vor, in denen diese Jahre als Frontjahr ein erhöhtes Gewicht besitzen. Daher wurde hier der mittlere Handelspreis der betreffenden

Jahresfutures aus den letzten 12 Monaten (01.04.2025 bis 31.03.2026) als erwarteter zukünftiger Preis verwendet.

Im Ergebnis zeigt sich ein allmählich absteigender Trend der Großhandelsstrompreise von 88,48 €/MWh 2026 bis 71,40 €/MWh 2030. Im Vergleich zu 2025 entspricht dies einer realen Senkung von 27 % (vgl. Abbildung 77).

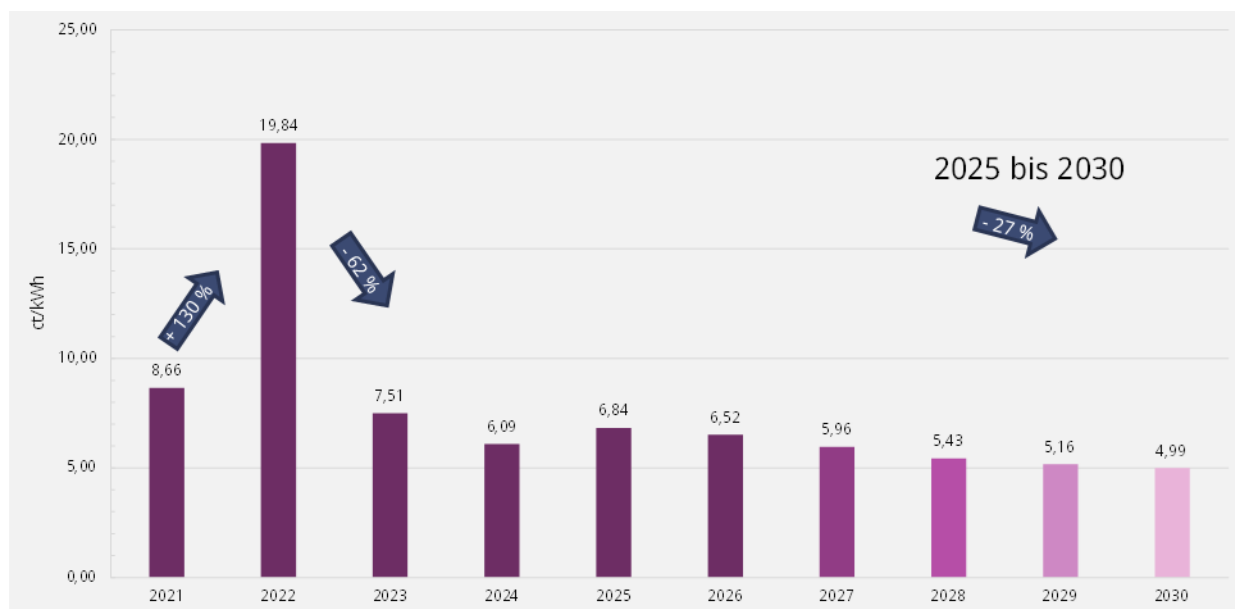


Abbildung 77 Entwicklung der realen Großhandelspreise für Strom in Deutschland bis 2030

Quelle: Berechnung des IE Leipzig auf Basis [EEX 2026] [epex 2026], inflationsbereinigt mit Preisbasis 2015.

Für die Bestimmung der erwarteten Spitzenlastpreise (Peakload) der Jahre 2027 bis 2030 wurde dasselbe Verfahren wie für die Grundlastpreise (Baseload) angewandt, jeweils aber basierend auf den gehandelten Peakload-Futures [EEX 2026]. Der Peakload-Preis bezieht sich dabei auf den gesamten Stromhandel im täglichen Zeitraum von 8 bis 20 Uhr. Der Spitzenlastpreis betrifft somit nicht automatisch genau diejenigen Stunden, in denen die höchste Stromnachfrage auftritt. Da zwischen 8 und 20 Uhr auch die Einspeisung des Stroms aus Solarenergie am höchsten ist, tritt an vielen Tagen auch der Effekt auf, dass der Peakload-Preis niedriger als der Baseload-Preis ausfällt. Dennoch liegt der Spitzenlastpreis im Jahresmittel, der mit dem o. g. Verfahren ermittelt wurde, für die folgenden vier Jahre oberhalb des Grundlastpreises:

■ Lieferjahr	Grundlastpreis	Spitzenlastpreis
■ 2027	8,19 ct/kWh	8,85 ct/kWh
■ 2028	7,56 ct/kWh	8,12 ct/kWh
■ 2029	7,29 ct/kWh	7,92 ct/kWh
■ 2030	7,14 ct/kWh	7,87 ct/kWh

Die erwarteten Strompreise der nächsten Jahre zeigen damit einen sinkenden Verlauf. Dabei sind noch keine geopolitischen Risiken abgebildet. Allerdings liegen diese beim Strompreis inzwischen niedriger als bei den Preisen fossiler Energieträger, da der Strom in den letzten Jahren bereits überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen wurde.

9.1.2 KWKG-Umlage

Für 2026 beträgt die KWKG-Umlage gemäß der Veröffentlichung der Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB 2025] mit und ohne Entlastung:

- Haushalte und Gewerbe 0,446 ct/kWh [ÜNB 2025]
- Mittelständische Industrie 0,446 ct/kWh (Mittelspannungsanschluss) [BDEW 2026]
- Energieintensive Industrie 0,067 ct/kWh (15%-Umlage nach § 31 Nr. 2a und Nr. 2b aa EnFG) [ÜNB 2025]

Da die KWKG-Umlage in den letzten zehn Jahren zwar schwankte, aber keine eindeutig fallende oder steigende Tendenz aufwies, wird bis 2030 damit gerechnet, dass die zukünftige Umlage sich jeweils im Mittel der vier vorangehenden Jahre bewegt, was statistisch einem „Einquatern“ im Bereich zwischen 0,33 und 0,37 ct/kWh gleichkommt. Für die energieintensive Industrie wird dazu jeweils mit einer Umlage in Höhe von 15 % der Kernumlage (gemäß § 31 Nr. 2 a und Nr. 2 b aa EnFG) gerechnet.

9.1.3 Aufschlag für besondere Netznutzung

Der Aufschlag für besondere Netznutzung entspricht der bis 2024 geläufigen Bezeichnung „§19-Strom-NEV-Umlage“. Große energieintensive Unternehmen mit stetiger hoher Abnahmeleistung oder atypischer Netznutzung werden nach Einführung der Umlage gemäß § 19 der Stromnetzentgeltverordnung von den Netzentgelten entlastet. Diese Entlastung wird den übrigen Stromkunden in Form des gestaffelten Aufschlags für besondere Netznutzung zusätzlich in Rechnung gestellt.

Für 2026 wurden folgende Umlagen für die vier Letztverbrauchergruppen¹³ festgelegt [ÜNB 2025a]:

- LV-Gruppe A' 1,559 ct/kWh
- LV-Gruppe B' 0,050 ct/kWh
- LV-Gruppe C' 0,025 ct/kWh
- LV-Gruppe nach § 21 EnFG: 0,000 ct/kWh

Haushalts- und Gewerbestrom wurde in der Prognose vollständig der Verbrauchskategorie A' zugerechnet. Für die mittelständische Industrie rechnete der BDEW mit preislichen Anteilen der LV-Gruppen A' und B' und ermittelte daraus für die Jahre 2025 und 2026 jeweils 0,93 ct/kWh [BDEW 2026]. Die energieintensive Industrie wurde wie schon in [IE 2024] der Kategorie C' zugeordnet.

Für die Jahre 2027 bis 2030 liegen noch keine Prognosen vor. Nachdem der Aufschlag für besondere Netznutzung von 2023 bis 2025 stark gestiegen war, blieb er 2026 auf dem höheren Niveau stabil. Vor

¹³ Letztverbrauchergruppe A': Strommengen von Letztverbrauchern für die jeweils ersten 1.000.000 kWh je Abnahmestelle

Letztverbrauchergruppe B': Letztverbraucher, deren Jahresverbrauch an einer Abnahmestelle 1.000.000 kWh übersteigt, zahlen zusätzlich für über 1.000.000 kWh hinausgehende Strombezüge einen maximalen Aufschlag für besondere Netznutzung von 0,05 ct/kWh

Letztverbrauchergruppe C': Letztverbraucher, die dem produzierenden Gewerbe, dem schienengebundenen Verkehr oder der Eisenbahninfrastruktur zuzuordnen sind, und deren Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr vier Prozent des Umsatzes überstiegen haben, zahlen für über 1.000.000 kWh hinausgehende Strombezüge maximal 0,025 ct/kWh

Letztverbrauchergruppe nach § 21 EnFG: Strommengen von Letztverbrauchern, die eine Privilegierung nach § 21 Abs. 1-5 EnFG (Stromspeicher, Ladepunkte und Speichergas) in Anspruch nehmen.

diesem Hintergrund wurde bis 2030 eine gleichbleibende Entwicklung in allen vier Kategorien angenommen.

9.1.4 Offshore-Netzumlage

Die Offshore-Netzumlage deckt die Kosten für Entschädigungszahlungen bei Störungen oder Verzögerungen der Anbindung von Offshore-Anlagen sowie die Kosten für die Errichtung und den Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen. Für 2026 ergeben sich folgende Umlagen [ÜNB 2025b]

- 0,941 ct/kWh (Haushalte, Gewerbe, mittelständische Industrie)
- 0,141 ct/kWh (energieintensive Industrie, nach § 31 Nr. 2 a und Nr. 2 b aa EnFG)

Für die Kategorien der Haushalte, Gewerbe und mittelständischen Industrie wird bis 2030 mit einer gleichbleibenden Umlage in Höhe von 0,941 ct/kWh gerechnet, für die energieintensiven Unternehmen werden nach § 31 Nr. 2 a und Nr. 2 b aa EnFG nur 15 % dieser Umlage fällig.

9.1.5 Stromsteuer

Die Stromsteuer wurde 1999 im Zuge der ökologischen Steuerreform eingeführt und beträgt seit 2003 für Haushaltskunden unverändert 2,05 ct/kWh.

Die Stromsteuer für Unternehmen des produzierenden Gewerbes wurde 2024 auf das europäische Mindestniveau abgesenkt, d. h. von zuvor über 1,5 Cent pro Kilowattstunde auf 0,05 Cent pro Kilowattstunde. Ein Wiederanstieg ist politisch nicht absehbar, daher wird dieser Wert bis 2030 unverändert fortgeschrieben.

Für die energieintensive Industrie wird weiterhin davon ausgegangen, dass eine Rückerstattung der derzeit geltenden Mindeststromsteuer in Höhe von 0,05 ct/kWh möglich ist und somit weiterhin eine Reduzierung der Stromsteuer auf Null möglich ist.

9.1.6 Konzessionsabgabe

Die Konzessionsabgabe³, die an Städte und Gemeinden als Gegenwert für die Nutzung öffentlicher Straßen und Plätze durch Stromleitungen entrichtet wird, variiert zwischen den Gemeinden¹⁴. Als typischen Wert gibt der BDEW für 2024 bis 2026 einen stabilen Wert von 1,666 ct/kWh an [BDEW 2026].

Für leistungsgemessene Sondervertragskunden (Industriekunden) fallen unverändert 0,11 ct/kWh an [BDEW 2026]. Für die energieintensive Industrie ist auch eine Reduzierung auf Null möglich [BNetzA 2026d]. Diese Begünstigung wird in den Auswertungen für energieintensive Unternehmen nachfolgend auch angenommen. Bis 2030 wird mit keiner Veränderung der Konzessionsabgaben gerechnet.

9.1.7 Netznutzungsentgelte

In den letzten Energiepreisberichten [IE 2024] [IE 2025] wurden die Netznutzungsentgelte grundsätzlich aus den Kosten des Netzausbaus aus dem Netzentwicklungsplan hergeleitet. Eine wesentliche Grundlage dafür war die Studie von ef.Ruhr GmbH und ewi GmbH aus dem Jahr 2024, die den möglichen Anstieg der Netznutzungsentgelte bis 2045 aus den anstehenden Ausbaukosten des Stromnetzes ableitete. Dabei ergaben sich für Haushalte, Gewerbe und Industrie jeweils Mittelwerte und Spannweiten, die in Abbildung 78 dargestellt sind.

¹⁴ Für Tarifikunden in Gemeinden bis 25.000 Einwohner 1,32 ct/kWh | bis 100.000 Einwohner 1,59 ct/kWh | bis 500.000 Einwohner 1,99 ct/kWh | über 500.000 Einwohner 2,39 ct/kWh | für Strom im Schwachlasttarif 0,61 ct/kWh | für Sondervertragskunden 0,11 ct/kWh

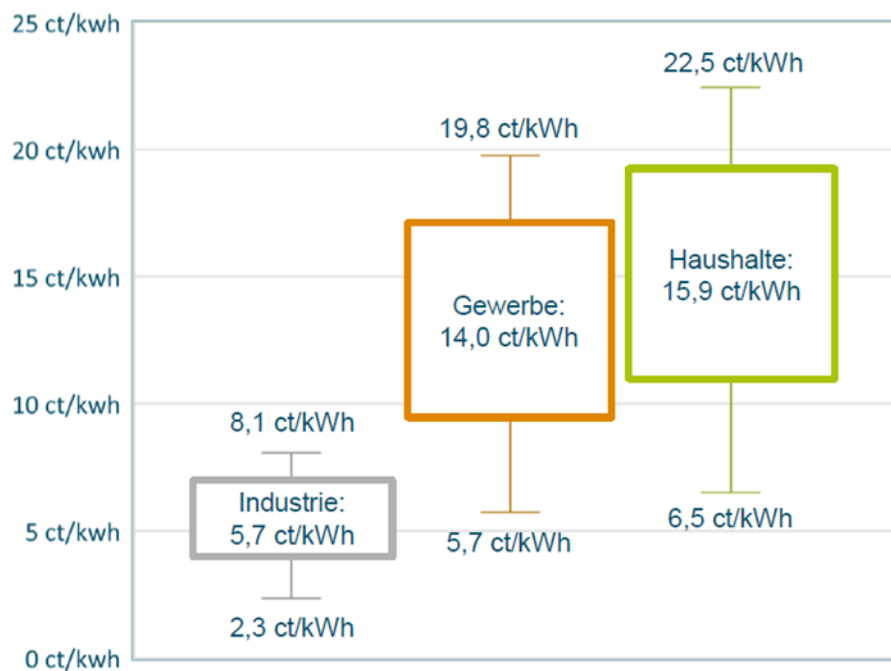


Abbildung 78 Möglicher Anstieg der Netznutzungsentgelte im Jahr 2045 gegenüber 2024 in Baden-Württemberg
Quelle: [EFR 2024]

Für die Betrachtung bis 2030 wurde dazu angenommen, dass die Investitionen stetig erfolgen, so dass die Steigerungen sich gleichmäßig auf alle Jahre zwischen 2024 und 2045 verteilen. Dies bedeutet für den Zeitraum von 2024 bis 2030 – ausgehend von den Mittelwerten in Abbildung 78 – für Haushalte einen Anstieg um 4,3 ct/kWh bzw. 0,625 ct/kWh jährlich, für Gewerbe um 3,8 ct/kWh und für die Industrie um 1,6 ct/kWh.

Eine Betrachtung unterschiedlicher Quellen [EFR 2017] [EFR 2024] [ÜNB 2026] in Bezug auf alle Netzebenen führt allein für Baden-Württemberg zu Netzausbaukosten von 2,06 Mrd. Euro jährlich.

Diese absehbaren Steigerungen stellen damit in den kommenden Jahren die stärkste preissteigernde Komponente im Strompreisgefüge dar. Die Politik des Bundes zielt jedoch seit einigen Jahren partei- und legislaturperiodenübergreifend auf eine Stabilisierung oder Dämpfung des Strompreises ab, um die Verbraucher zu entlasten, und um die Elektrifizierung im Verkehrs- und Wärmesektor zu begünstigen. Daher wurden auf der Grundlage des §24 c EnWG 6,5 Mrd. Euro aus dem Klima- und Transformationsfonds (KTF) zur Senkung der Netzentgelte an die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gezahlt. Dementsprechend senkten die ÜNB die NNE der Höchstspannungsebene von 6,65 ct/kWh (2025) auf 2,86 ct/kWh für 2026 [tennet 2025].

Die Gesamt-Netzentgelte für Haushaltsstrom wurden allerdings nicht im gleichen Ausmaß gesenkt, wie sich aus den aktuellen Daten des BDEW ergibt [BDEW 2026], hier ergab sich lediglich eine Verminderung von 10,935 ct/kWh¹⁵ um 1,678 ct/kWh auf 9,257 ct/kWh. Eine wesentliche Ursache dafür dürften die Kosten des Ausbaus der Verteilnetze unterhalb der Höchstspannungsebene sein, die die Netzentgelte dieser Ebenen ansteigen lassen. Eine genaue Auswertung, wie sich die Netzentgelte anderer Verbrauchergruppen entwickeln, liegt noch nicht vor. Für 2026 wurde in erster Näherung angenommen, dass die Senkung um rund 1,5 ct/kWh bei allen Verbrauchergruppen gleichermaßen eintritt, denn die gesunkenen Kosten

¹⁵ Der Wert für 2025 liegt dabei etwas höher als der hier verwendete Wert der BNetzA von 10,72 ct/kWh. Für Baden-Württemberg lagen die Netzentgelte gemäß [Verivox 2026] für Haushalte bei 12,03 ct/kWh.

der Höchstspannungsebene werden für alle Verbrauchergruppen genutzt. Für Industriekunden bedeutet dies relativ den stärksten Rückgang.

Für die Jahre 2027 bis 2030 wurde angenommen, dass die Netzentgelte proportional zu ihrer absoluten Höhe von 2025 wieder ansteigen, etwa bei Haushaltsstrom somit stärker als bei Industriestrom. Das Jahr 2025 wurde dabei aufgrund der besser gesicherten Datenlage als Basisjahr genutzt.

Die nachfolgenden Erwartungen gehen davon aus, dass auch ab 2027 die Entlastung wie 2026 fortgeführt wird, zugleich aber die Ausbaukosten umgelegt werden, so dass es ausgehend vom niedrigeren Niveau wieder zu Steigerungen kommt. Das Gesamtbild der Netznutzungsentgelte für die vier Verbrauchergruppen kann aus Abbildung 79 abgelesen werden.

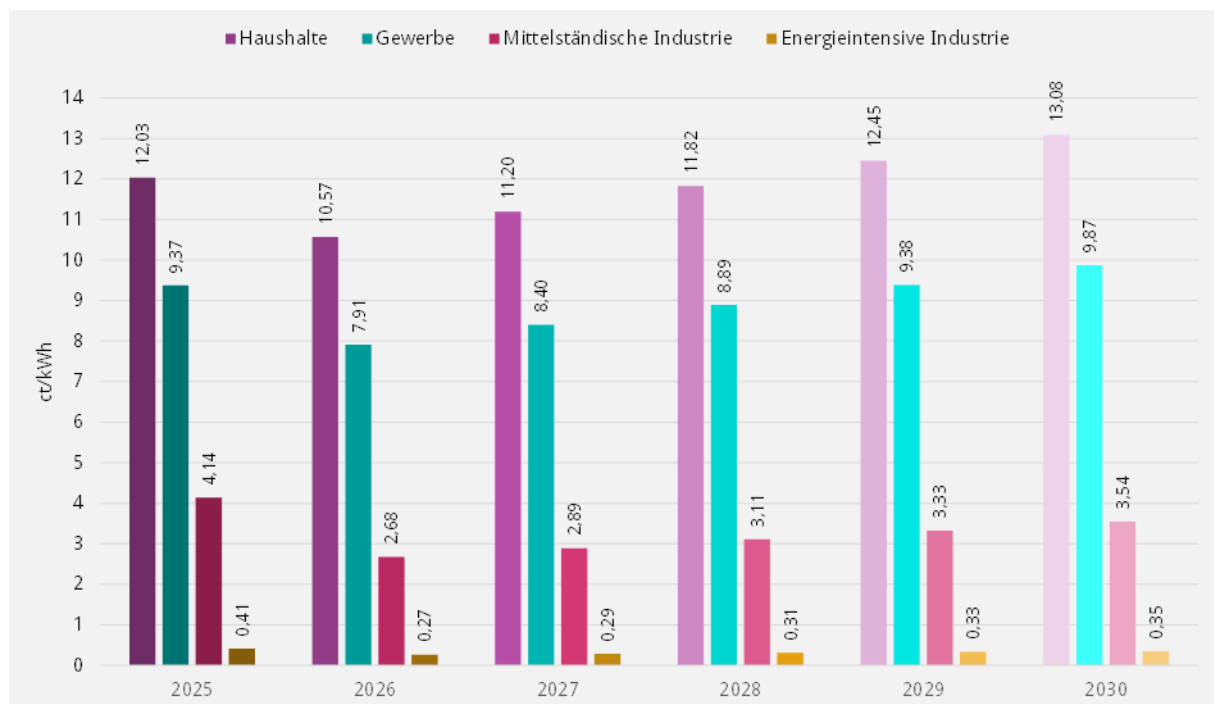


Abbildung 79 Erwartete Entwicklung der nominalen Netznutzungsentgelte nach Verbrauchergruppen in Baden-Württemberg
Quelle: Berechnungen des IE Leipzig unter Berücksichtigung von [EFR 2024] [tennet 2025] und [ÜNB 2026]

Insgesamt sind die Annahmen nicht sicher, denn der aus dem KTF gezahlte Zuschuss des Bundes ist in §24 c EnWG lediglich für das Jahr 2026 festgeschrieben. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass das politische Interesse an niedrigeren Strompreisen hoch genug ist, um auch in den Folgejahren die Netzentgelte in vergleichbarer Höhe zu entlasten.

9.1.8 Vertrieb und Marge

Die Entwicklung dieser Kosten hängt individuell von den Unternehmen ab. Sie werden primär durch den Wettbewerbsdruck begrenzt. In den zukünftigen Erwartungen wurde in allen Marktsegmenten davon ausgegangen, dass diese Preiskomponenten für Haushalte mit dem Verbraucherpreisindex und für gewerbliche Kunden mit dem BIP-Deflator ansteigen. Da die 2025 beobachteten Strompreise der verschiedenen Kundengruppen [Verivox 2026] jedoch von den zuvor errechneten abweichen, wurden die Kosten für Vertrieb und Marge für 2025 als Restgröße zwischen den Gesamtkosten und allen übrigen Strompreiskomponenten bestimmt. Die für 2025 ermittelte Differenz wurde dann jeweils in den Folgejahren ebenfalls vom theoretisch berechneten Wert abgezogen, so dass diese Komponente in den Jahren bis 2030 langsam

wieder ansteigt. Die Ergebnisse für die verschiedenen Kundengruppen sind in Kapitel 9.2 bis 9.4 dokumentiert.

9.1.9 Mehrwertsteuer

Die Mehrwertsteuer in Höhe von 19 % wurde für die erwarteten Werte der zukünftigen Endkundenpreise für Haushaltskunden bis 2030 als unverändert angenommen. Für Unternehmen wurde diese in die Berechnung nicht mit einbezogen, weil diese in der Regel vorsteuerabzugsberechtigt sind.

9.2 Preise für Haushalte (einschl. Heizstrom)

9.2.1 Haushaltsstrom

Unter Berücksichtigung aller in Kapitel 9.1 dargestellten Preiskomponenten könnten die Haushaltsstrompreise für Baden-Württemberg bis 2030 nominal um 2,0 % auf 37,36 ct/kWh steigen (2025: 36,64 ct/kWh, vgl. Abbildung 80). Die Steigerung beruht darauf, dass der sinkende Großhandelspreis den Anstieg bei Vertrieb und Marge sowie bei den Netznutzungsentgelten nicht vollständig kompensiert. In geringem Maße wirkt sich daneben noch die von 2025 auf 2026 angestiegene Offshore-Netzumlage aus.

Der rot gestrichelte Rahmen visualisiert, dass es sich um den Zeitraum der zukünftigen Einschätzung handelt, der von großer Unsicherheit betroffen ist. Die Beschaffungsstrategien sowie die Margen- und Vertriebskomponenten können von Energieversorger zu Energieversorger variieren und sind daher nur schwer genau zu bestimmen. Auch die Einflüsse der Politik auf die zukünftige Gestaltung von Umlagen und Netzentgelten spielen eine große Rolle. Dies schränkt die Prognostizierbarkeit zukünftiger Entwicklungen ein.

In realen Preisen bedeutet dies für den Zeitraum von 2025 bis 2030 einen Preiserückgang um 9,0 % (Abbildung 81).

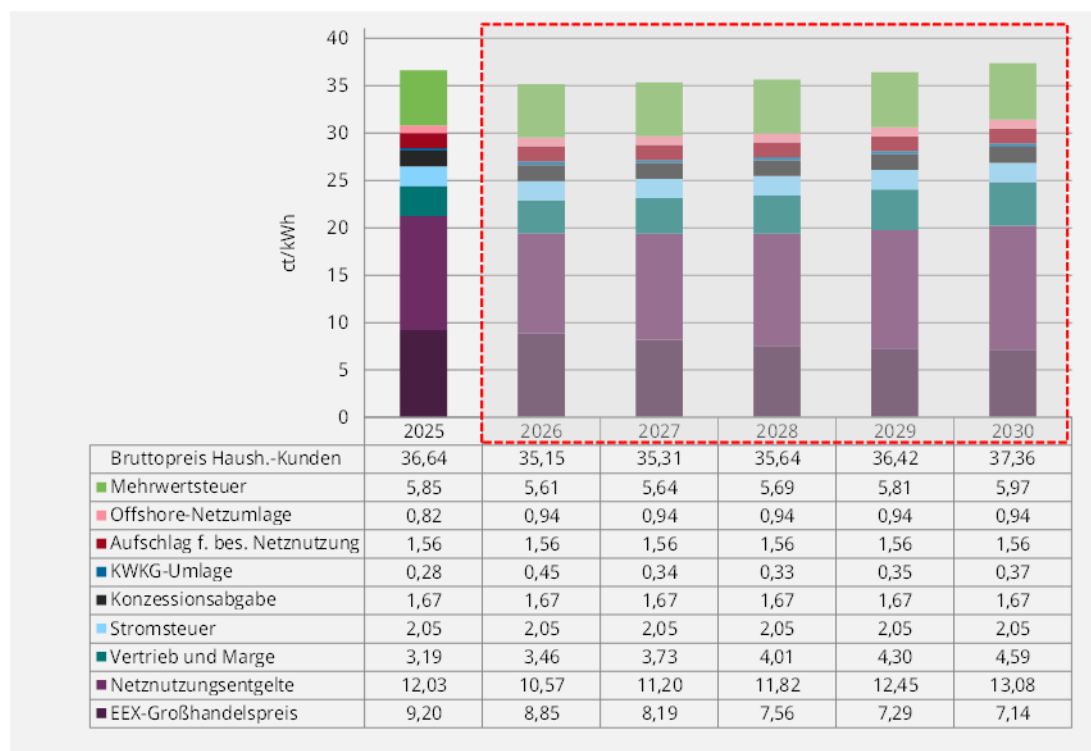


Abbildung 80 Nominale Haushaltsstrompreise in Baden-Württemberg bis 2030
Quelle: Berechnungen des IE Leipzig

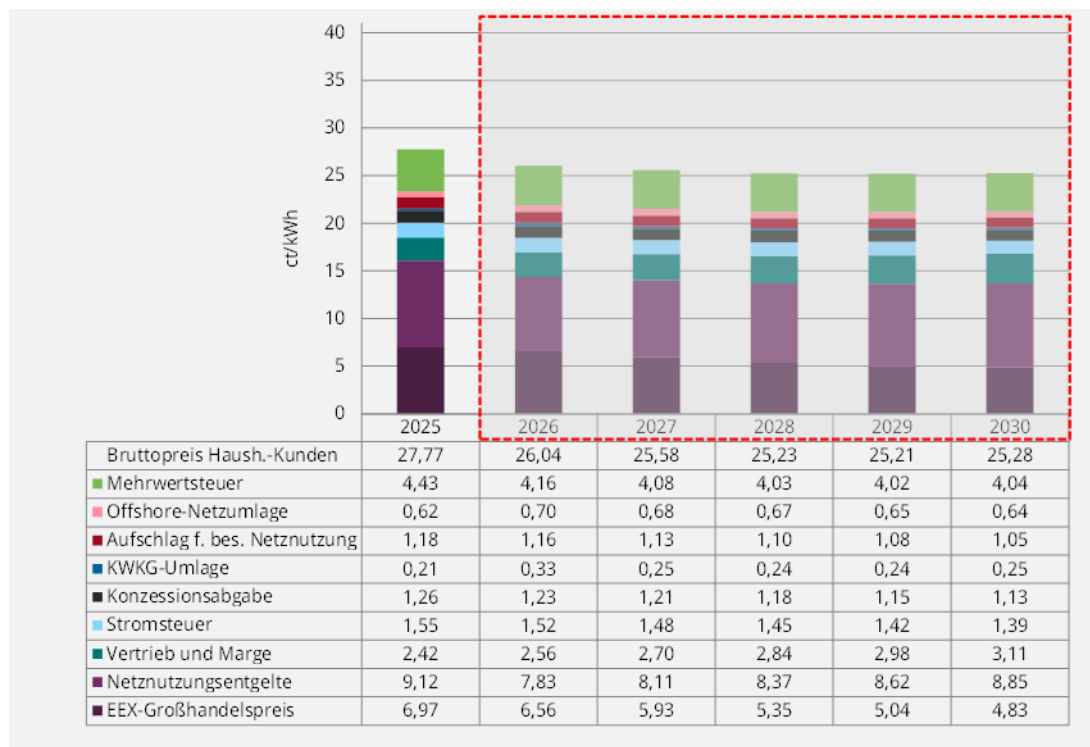


Abbildung 81 Reale Haushaltsstrompreise in Baden-Württemberg bis 2030

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig, Preisbasis der Inflationsbereinigung: 2015

9.2.2 Strom für Wärmepumpen

In Abbildung 82 bis Abbildung 85 sind die nominalen und realen Strompreise für Wärmepumpenstrom und Nachtspeicherstrom bis 2030 dargestellt.

Als Ausgangspunkt für 2025 dient der Mittelwert der Wärmepumpenstrompreise in den betrachteten Belieferungsgebieten Baden-Württembergs (Abbildung 44) in Höhe von 25,84 ct/kWh brutto. Das Netzentgelt für 2025 entspricht dem von der BNetzA angegebenen Mittelwert für Wärmepumpenstrom [BNetzA 2026d]. Es wird der gleiche Großhandelspreis für Strom wie für Haushaltsstrompreise verwendet. Die Preisbestandteile für Vertrieb und Marge errechnen sich als Restsumme aller übrigen Angaben und liegen damit nahe an den für 2024 errechneten Werten.

Für die nominalen Preise wird im Betrachtungszeitraum bis 2030 ein Preiserückgang um 9,6 % auf 23,36 ct/kWh erwartet, der in erster Linie auf sinkenden Großhandelspreisen beruht (Abbildung 82). Der reale Strompreis für Wärmepumpen sinkt von 2025 bis 2030 um 19,3 % bzw. im Mittel um 4,2 % jährlich (Abbildung 83).

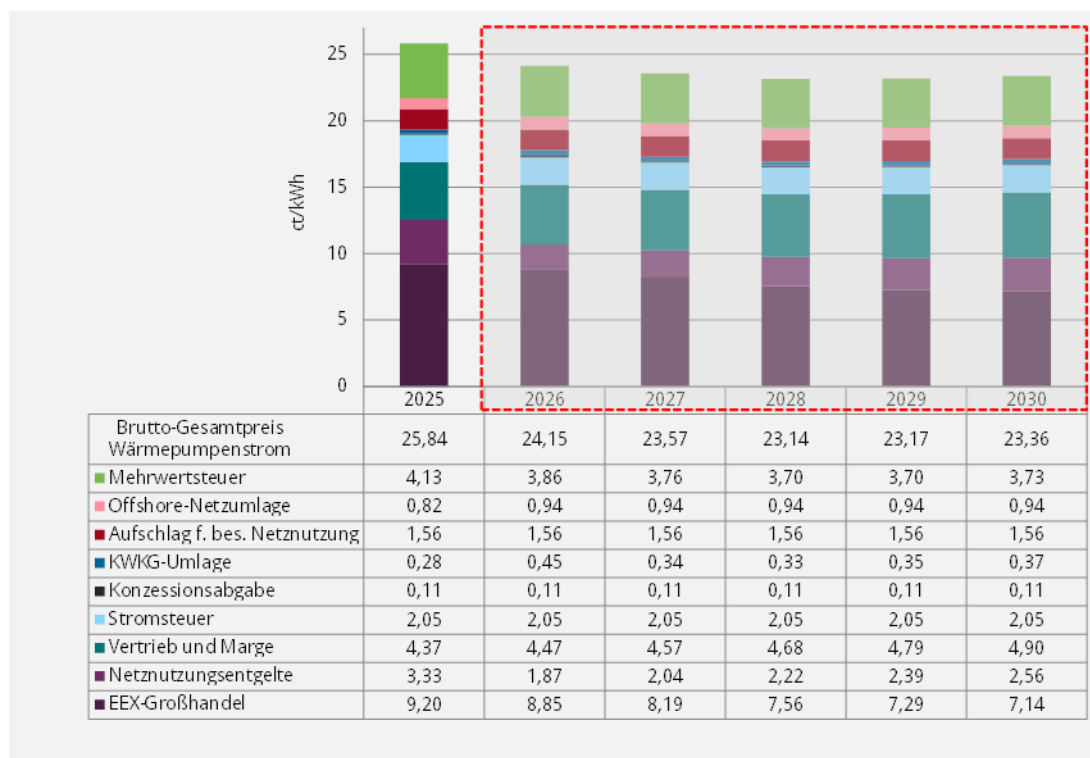


Abbildung 82 Nominale Wärmepumpen-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2030

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Haushaltskunden mit 7.500 kWh Wärmepumpenstrom-Jahresbedarf

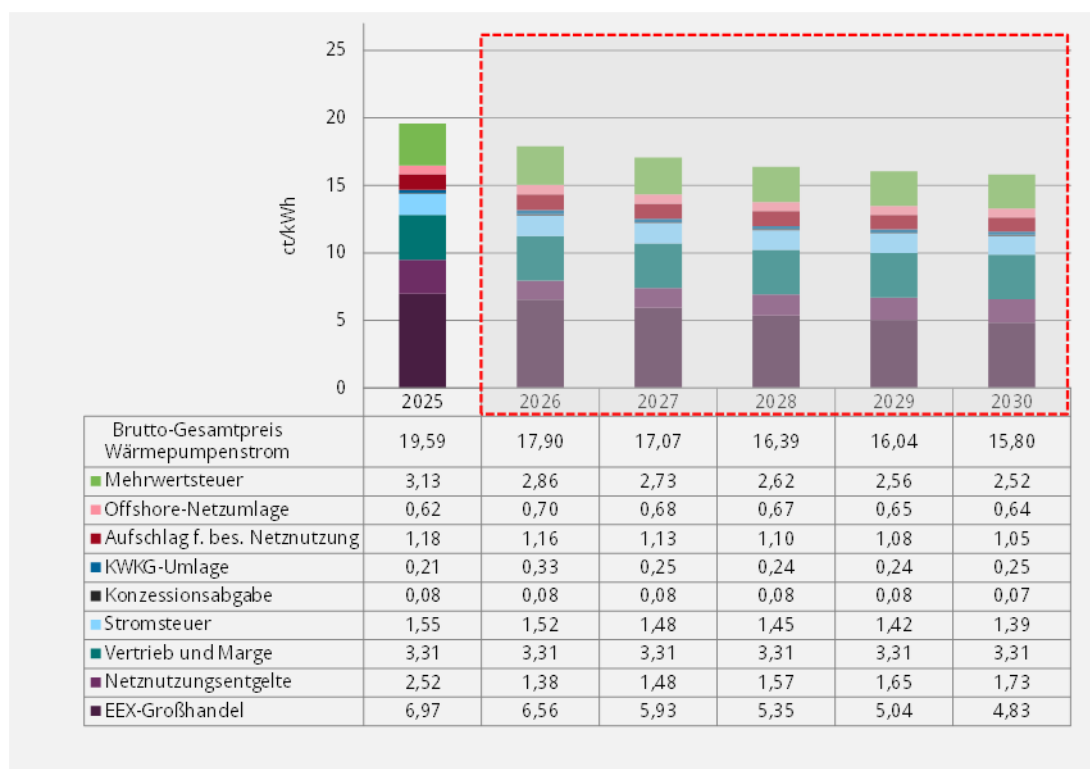


Abbildung 83 Reale Wärmepumpen-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2030

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Haushaltskunden mit 7.500 kWh Wärmepumpenstrom-Jahresbedarf, Inflationsbereinigung auf Preisbasis 2015

9.2.3 Strom für Nachtspeicherheizungen

Die Entwicklung der Strompreise für Nachtspeicherheizungen verläuft ähnlich wie bei den Wärmepumpen, allerdings auf einem etwas niedrigeren Niveau, das lediglich auf geringere Vertriebskosten im Kontext eines etwas höheren typischen Verbrauchs zurückgeführt werden kann. Die nominalen Preise bewegen sich von 23,41 ct/kWh (Mittelwert der betrachteten Belieferungsgebiete in Baden-Württemberg 2025, Abbildung 43) auf 20,69 ct/kWh im Jahr 2030. Das entspricht einer Senkung um 11,6 % bzw. 2,72 ct/kWh (Abbildung 84). Der rot gestrichelte Rahmen visualisiert, dass es sich um den Zeitraum der zukünftigen Einschätzung handelt, der von großer Unsicherheit betroffen ist.

Bei Betrachtung der realen Preise errechnet sich ein Rückgang bis 2030 um 21,1 % (Abbildung 85). Die Preissenkungen sind überwiegend auf sinkende Spotmarktpreise im Großhandel zurückzuführen.

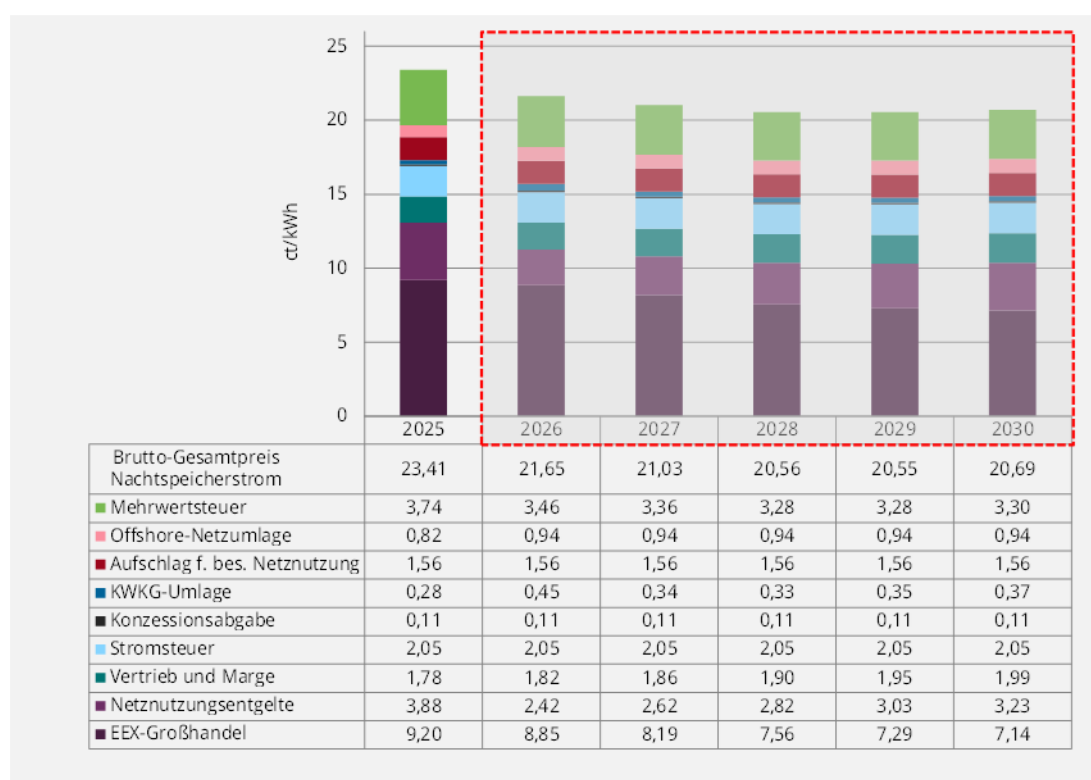


Abbildung 84 Nominale Nachtspeicher-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2030

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Haushaltskunden mit 12.500 kWh Nachtspeicherstrom-Jahresbedarf

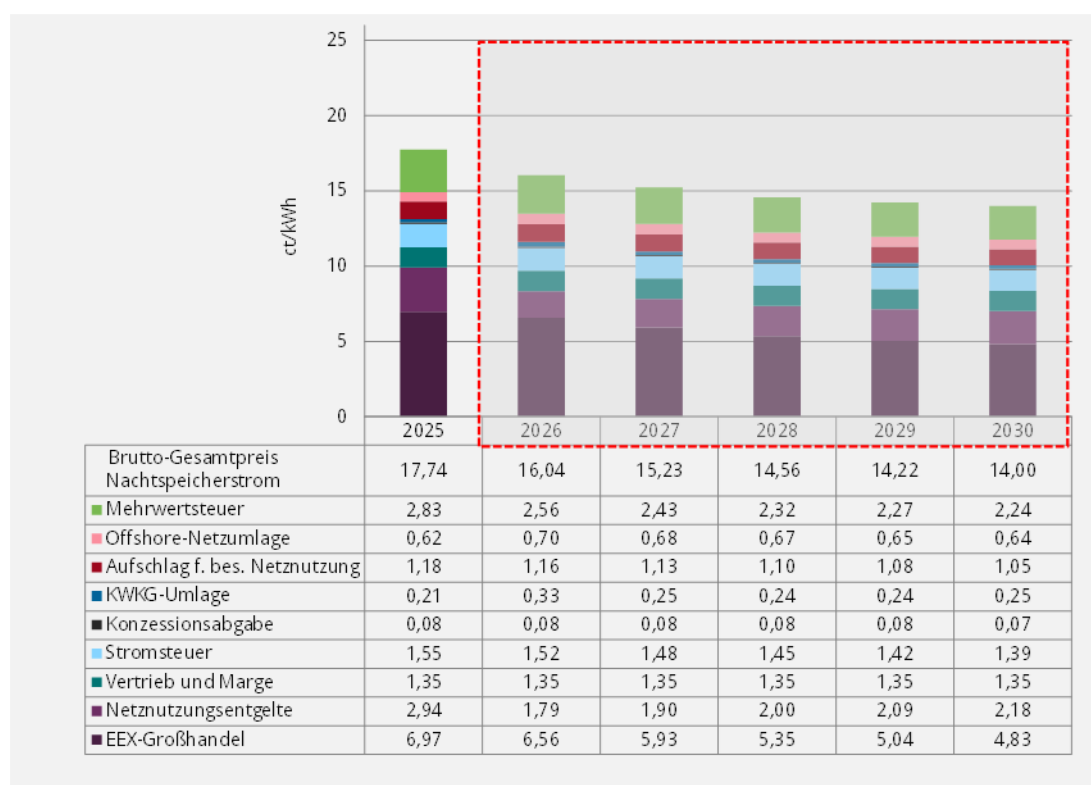


Abbildung 85 Reale Nachtspeicher-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2030

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Haushaltskunden mit 12.500 kWh Nachtspeicherstrom-Jahresbedarf, Inflationsbereinigung auf Preisbasis 2015

9.3 Gewerbe

Gegenüber 2025 kann beim nominalen Strompreis für Gewerbekunden in Baden-Württemberg bis 2030 eine Senkung auf 30,62 ct/kWh erwartet werden (2025: 31,21 ct/kWh [Verivox 2026]; Abbildung 51, Grundlage ist das günstigste Angebot der Grundversorger). Dies entspricht einer absoluten Reduzierung um 0,59 ct/kWh bzw. 1,9 % (Abbildung 86). Die Preissenkungen beim Gewerbestrompreis bis 2028 resultieren im Wesentlichen aus den im Betrachtungszeitraum sinkenden Börsenstrompreisen.

Betrachtet man die realen Strompreise bis 2030, so kann eine Reduktion um 7,7 % erwartet werden. Der reale Strompreis liegt 2025 bei 23,20 ct/kWh und sinkt bis 2030 auf 21,42 ct/kWh (Abbildung 87). Dabei bleibt der betrachtete Zeitraum auch hier mit großer Unsicherheit behaftet.

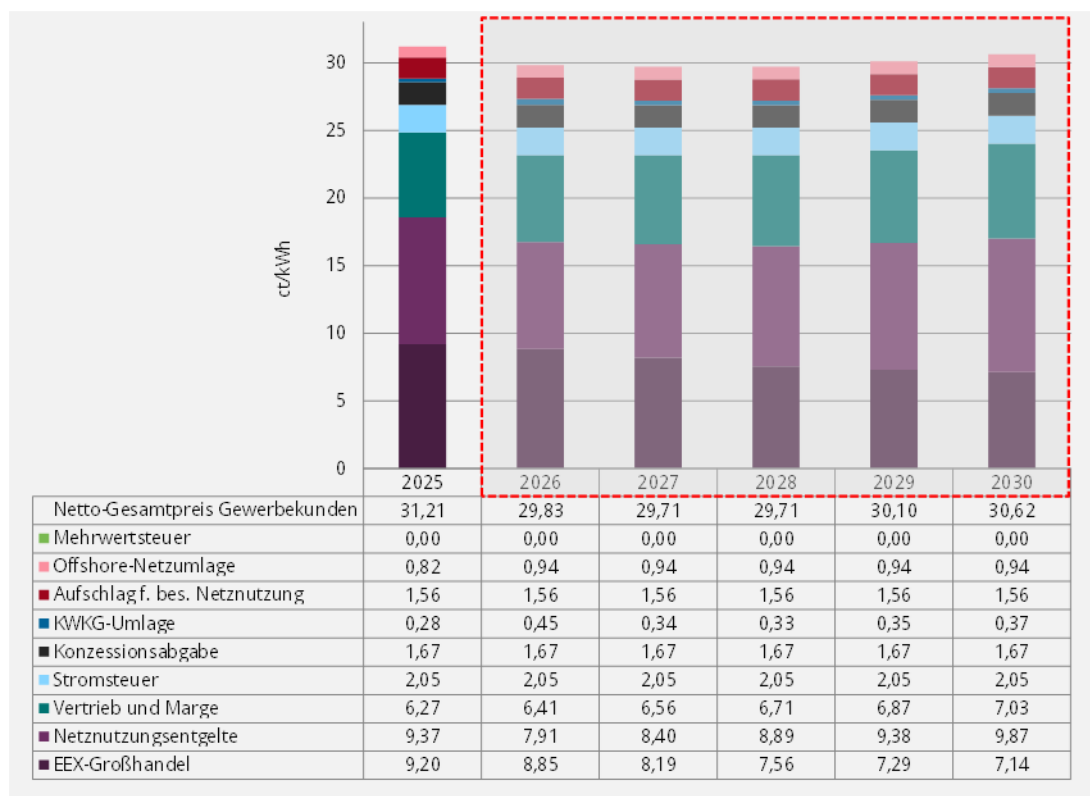


Abbildung 86 Nominale Gewerbestrompreise (netto) in Baden-Württemberg bis 2030

Quelle: Berechnung des IE Leipzig

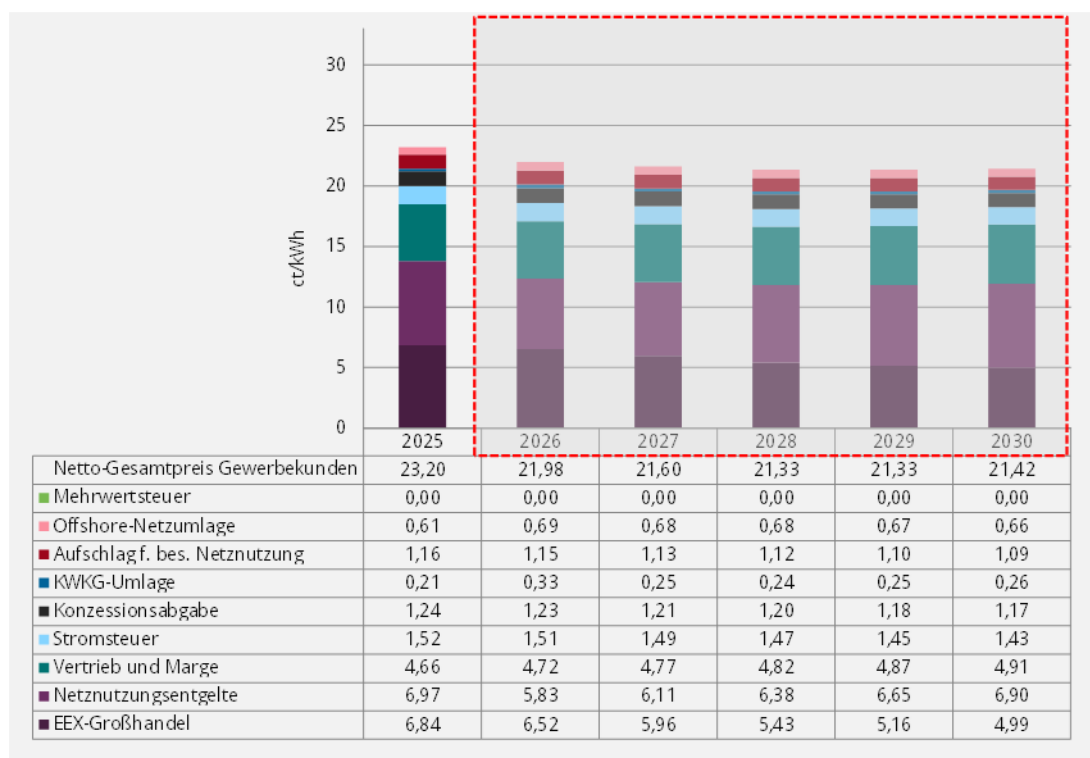


Abbildung 87 Reale Gewerbestrompreise (netto) in Baden-Württemberg bis 2030

Quelle: Berechnung des IE Leipzig, Preisbasis der Inflationsbereinigung: 2015

9.4 Industrie

9.4.1 Strompreise der mittelständischen Industrie

In Abbildung 88 ist ein Beispiel für ein mittelständisches Industrieunternehmen in Deutschland mit einer Stromabnahme zwischen 100 und 500 MWh jährlich dargestellt. Für den nominale Strompreis wird bis 2030 eine Verminderung auf 17,11 ct/kWh (2025: 19,32 ct/kWh) bzw. um 11,4 % erwartet. Dabei machen sich die sinkenden Großhandelspreise stärker als bei Haushalts- und Gewerbekunden bemerkbar, da diese für Industriekunden einen größeren Anteil des Gesamtpreises ausmachen. Die bestehende Unsicherheit wird durch den rot gestrichelten Rahmen in der Grafik ausgedrückt.

Betrachtet man die realen Preise, so zeigt sich eine noch deutlichere Preissenkung (Abbildung 89). Insgesamt liegt der auf der Preisbasis 2015 inflationsbereinigte Preis im Jahr 2030 bei 11,97 ct/kWh und damit um 16,6 % niedriger als im Jahr 2025.

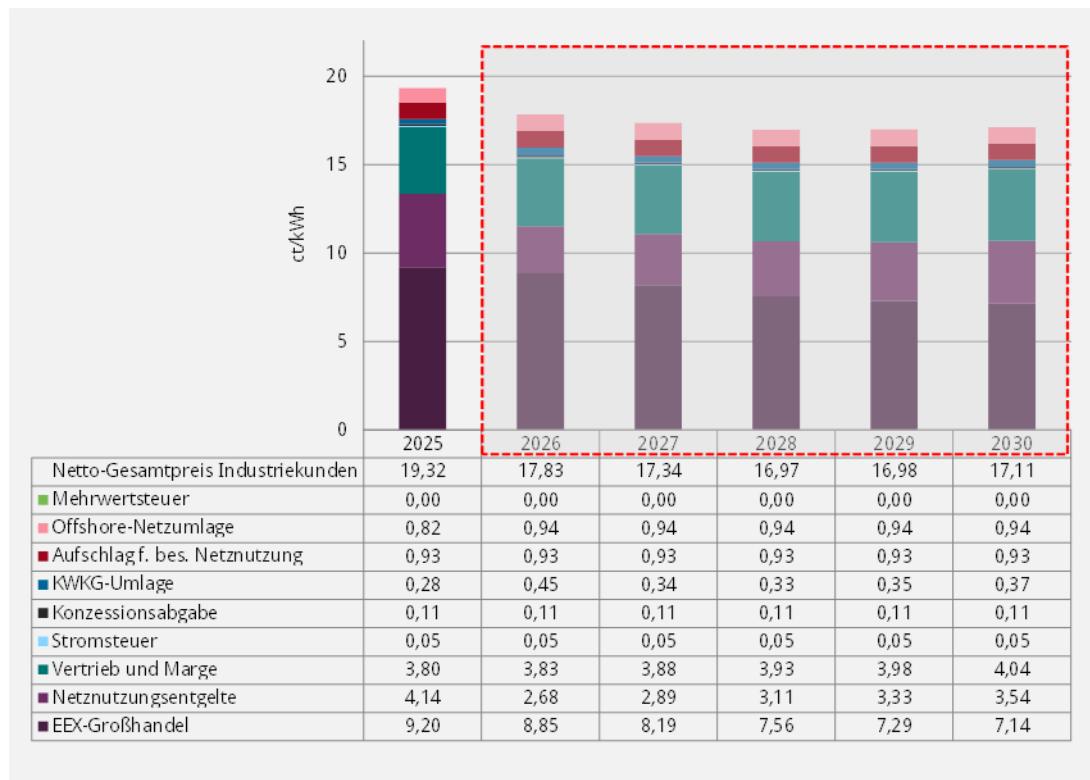


Abbildung 88 Nominale Industriestrompreise (Stromabnahme zwischen 0,1 und 0,5 GWh/a) in Deutschland bis 2030
Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Stromabnahme

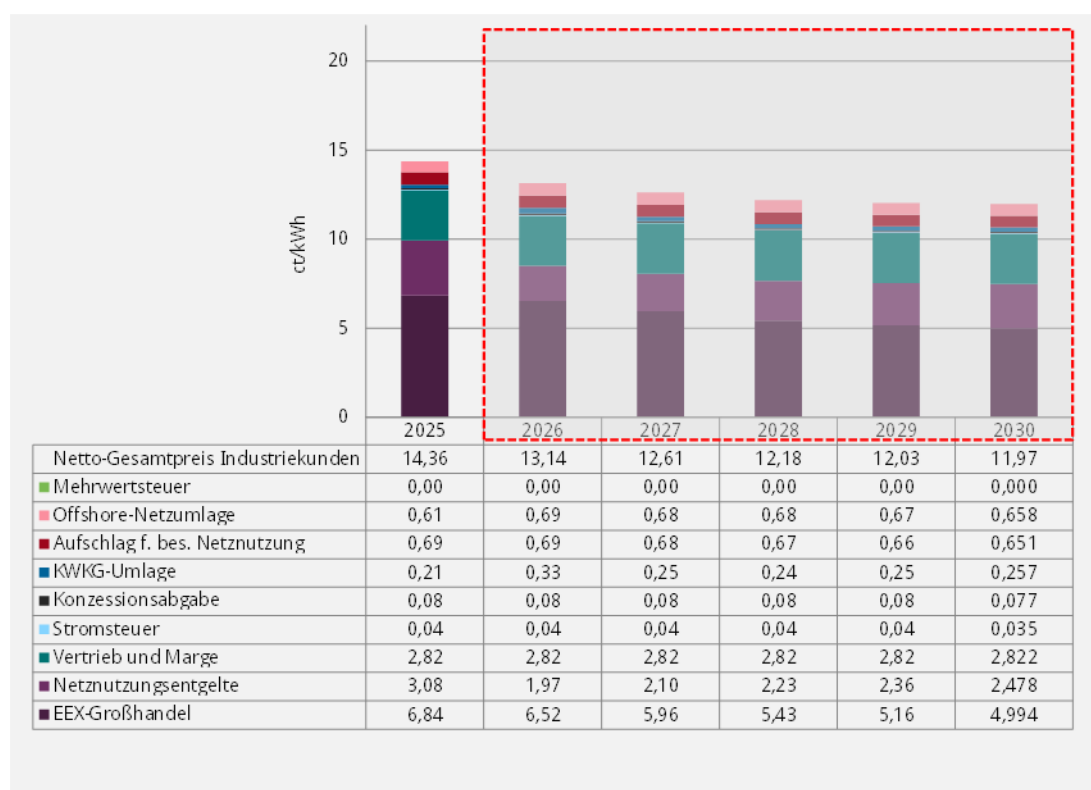


Abbildung 89 Reale Industriestrompreise (Stromabnahme zwischen 0,1 und 0,5 GWh/a) in Deutschland bis 2030
Quelle: Berechnungen des IE Leipzig, Preisbasis der Inflationsbereinigung: 2015

9.4.2 Strompreise der energieintensiven Industrie

In Abbildung 90 ist der erwartete Strompreis eines energieintensiven Unternehmens dargestellt, das alle Voraussetzungen erfüllt, von Steuern und Umlagen entweder befreit zu werden oder nur sehr geringe Umlagesätze zu zahlen. Auch bei den Netznutzungsentgelten wurde angenommen, dass diese gemäß §19 Abs. 2 Nr. 3 StromNEV um 90 % niedriger ausfallen als bei der mittelständischen Industrie. Bei Betrachtung der nominalen Preise ergibt sich damit im Vergleich der Jahre 2025 und 2030 eine Verminderung um 11,1 % auf 13,81 ct/kWh.

Betrachtet man die realen Strompreise, so wird bis 2030 im Vergleich zu 2025 ein Rückgang um 16,4 % auf 9,66 ct/kWh erwartet (Abbildung 91).

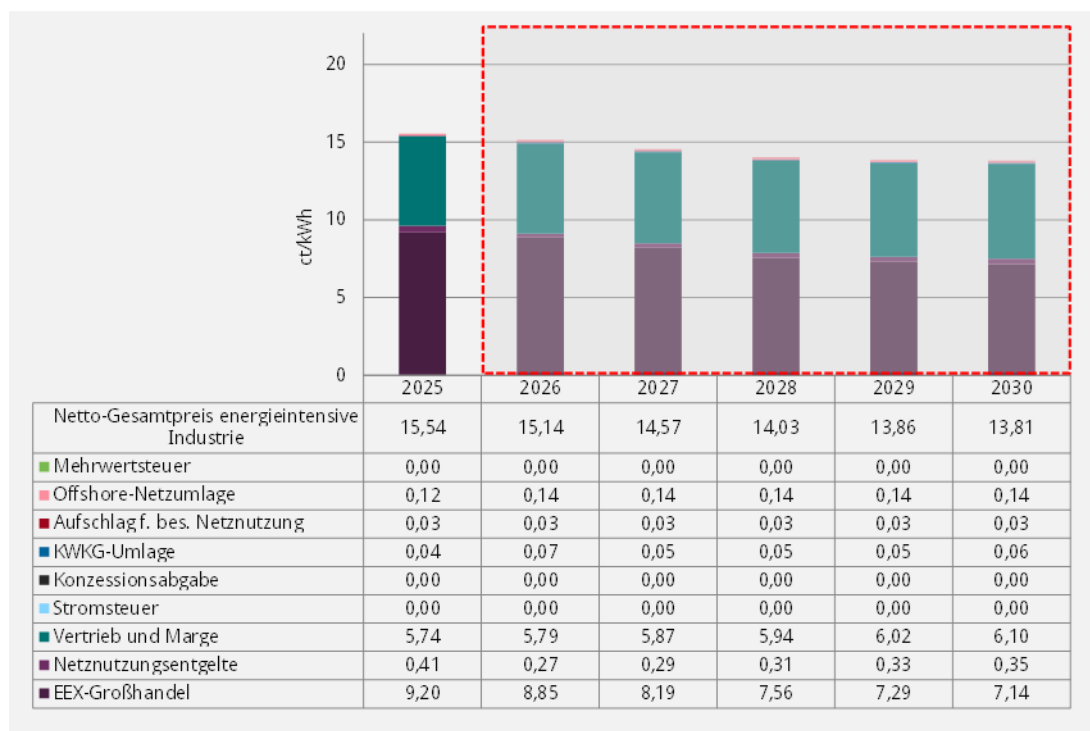


Abbildung 90 Nominale Strompreise für die energieintensive Industrie in Deutschland bis 2030

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Stromabnahme über 1 GWh/a und Begünstigung bei mehreren Steuern und Umlagen aufgrund hohen Stromkostenanteils

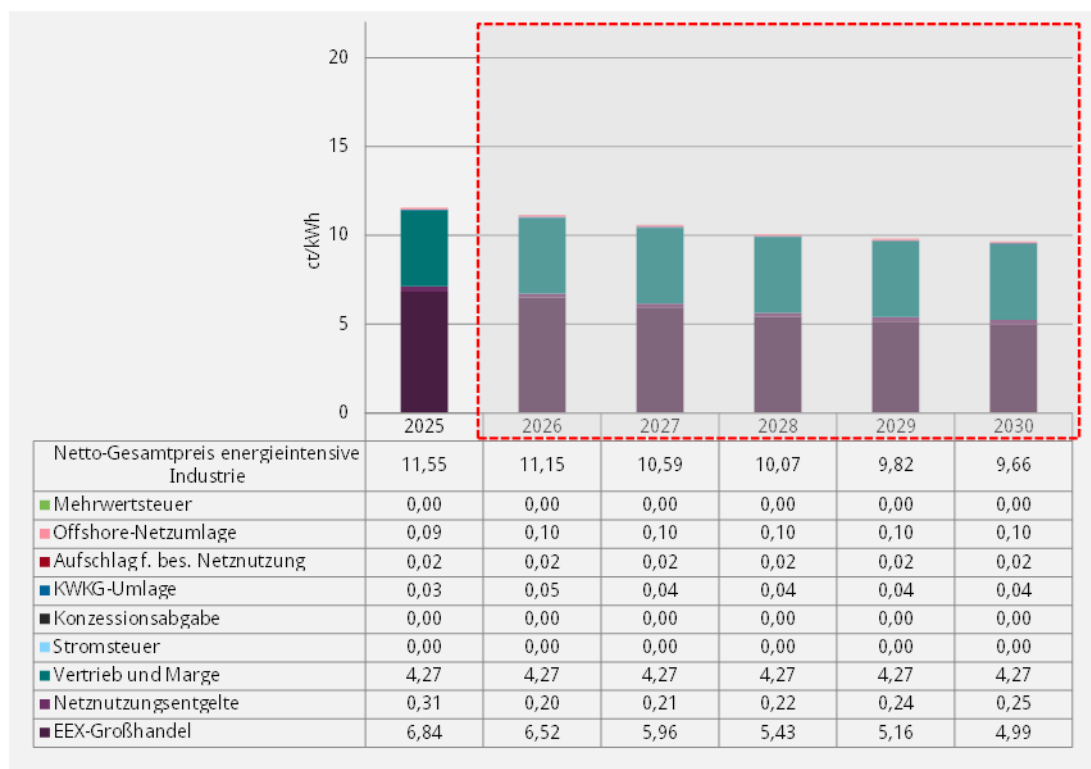


Abbildung 91 Reale Strompreise für die energieintensive Industrie in Deutschland bis 2030

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Stromabnahme über 1 GWh/a und Begünstigung bei mehreren Steuern und Umlagen aufgrund hohen Stromkostenanteils, Preisbasis: 2015

10 Metastudie: Langfristige Energiepreisentwicklungen

Die langfristige Entwicklung der Energiepreise bis 2045 wird durch das Zusammenwirken globaler Rohstoffmärkte, technologischer Lernkurven, Veränderungen der Energienachfrage, Investitionen in Erzeugungs-, Transport- und Verteilinfrastrukturen sowie energie-, klima- und geopolitischer Rahmenbedingungen bestimmt. Dabei stehen die Märkte für Erdöl, Erdgas und Strom in engem Zusammenhang: Rohöl prägt weiterhin die Preise für Heizöl und Kraftstoffe, Erdgas beeinflusst die Kosten der Wärmeversorgung, industrieller Prozesse und – insbesondere in Zeiten geringer erneuerbarer Stromerzeugung – auch die Stromgroßhandelspreise. Gleichzeitig verändert der Ausbau erneuerbarer Energien, die zunehmende Elektrifizierung von Wärme, Verkehr und Industrie sowie die CO₂-Bepreisung die Gewichtung dieser Einflussfaktoren schrittweise.

Eine belastbare langfristige Betrachtung muss deshalb zwischen den einzelnen Preisstufen und Kostenbestandteilen unterscheiden. Bei Erdöl und Erdgas sind insbesondere internationale Förder- und Handelsstrukturen, Transportkosten, Wechselkurse sowie CO₂-Kosten relevant. Bei Strom ist zusätzlich zwischen Stromgestehungskosten, Großhandelspreisen, Kosten für Netze, Speicher und Flexibilität sowie Endkundenpreisen zu unterscheiden. Sinkende Kosten einzelner Technologien oder rückläufige Rohstoffpreise führen daher nicht zwangsläufig zu sinkenden Preisen für Haushalte, Gewerbe oder Industrie. Netzentgelte, Steuern, Abgaben, Umlagen, Vertriebskosten und die Finanzierung der Transformation hin zu Klimaneutralität (abgebildet im Wesentlichen durch CO₂-Kosten) entfalten eine eigenständige Wirkung auf die Endverbraucherpreise.

Die hier zusammengeführten Studien verfolgen unterschiedliche Ansätze, regionale Abgrenzungen und Zeithorizonte. Der World Energy Outlook 2025 der Internationalen Energieagentur analysiert die langfristige Entwicklung der globalen Energie- und Rohstoffmärkte anhand mehrerer Szenarien: das Current Policies Scenario (CPS) als Fortschreibung gegenwärtiger Politiken, das Stated Policies Scenario (STEPS) als Szenario bereits angekündigter oder eingeleiteter Maßnahmen sowie das Net Zero Emissions by 2050 Scenario (NZE) als normativem Klimaneutralitätspfad. Ergänzt wird diese Perspektive durch die IEA-Berichte Gas 2025 und Oil 2025, die insbesondere die Entwicklung der LNG- und Rohölmärkte bis 2030 bewerten. Die Aussagen dieser Szenarien sind keine punktgenauen Preisprognosen für Deutschland oder Baden-Württemberg, sondern beschreiben plausible langfristige Markt- und Transformationspfade [IEA 2025a; IEA 2025b; IEA 2025c].

Studien mit Fokus Deutschland ergänzen diese globalen Perspektiven um Annahmen u.a. zur nationalen Nachfrageentwicklung, zur Erzeugungsstruktur, zum Stromnetzausbau und zu den Endkundenpreisen. Hierzu zählen insbesondere die Strompreisprognose von vbw und Prognos, die Langfristszenarien des Bundes, die Treibhausgas-Projektionen des Umweltbundesamtes, der Zukunftspfad Stromversorgung von McKinsey, die dena-Verteilnetzstudie II sowie der aktuelle Netzentwicklungsplan Strom. Sie liefern vor allem Erkenntnisse zur langfristigen Entwicklung des deutschen Stromsystems; für Erdöl und Erdgas erfolgt die Preis- und Marktbetrachtung überwiegend auf Grundlage der internationalen IEA-Szenarien und Marktausblicke [UBA 2025; vbw/Prognos 2024; ISI 2025; McKinsey 2024; BNetzA/ÜNB 2026; dena 2025].

10.1 Erdgas

Erdgas und Rohöl bleiben mindestens bis in die 2030er Jahre zentrale Einflussgrößen für Energiepreise. Erdgas bestimmt weiterhin in vielen Stunden den Großhandelspreis am Strommarkt, wird in Industrie und Wärmeversorgung genutzt und wirkt damit unmittelbar auf Strom-, Gas- und Fernwärmepreise. Rohöl bleibt der zentrale Ausgangsrohstoff für Heizöl, Benzin und Diesel. Mit zunehmender

Elektrifizierung, dem Ausbau erneuerbarer Energien und steigenden CO₂-Kosten nimmt ihre Bedeutung im Zeitraum bis 2045 zwar ab, sie bleibt jedoch für die Preisentwicklung und die Risikobewertung wesentlich.

Der europäische Erdgasmarkt wird langfristig stärker durch den globalen LNG-Handel geprägt. Nach dem weitgehenden Wegfall russischer Pipelineimporte ist Europa in höherem Maß auf Flüssigerdgas und damit auf die weltweite Entwicklung von LNG-Angebot, LNG-Nachfrage, Transportkapazitäten und geopolitischen Risiken angewiesen. Dies erhöht die Diversifizierung der Bezugsquellen, führt aber zugleich zu einer stärkeren Kopplung der europäischen Gaspreise an asiatische LNG-Märkte und globale Transportwege.

Für die zweite Hälfte der 2020er Jahre spricht die erwartete Angebotsausweitung zunächst für einen strukturell dämpfenden Effekt auf die Gaspreise. Bis 2030 sollen weltweit rund 300 Mrd. m³ neue LNG-Exportkapazität in Betrieb gehen, insbesondere in den Vereinigten Staaten und Katar. Unter Berücksichtigung von Auslastung, Anlaufzeiten und rückläufiger Produktion älterer Anlagen erwartet die IEA einen möglichen Nettoanstieg des globalen LNG-Angebots von rund 250 Mrd. m³ bis 2030. Im Basisszenario von Gas 2025 könnte dies zu einem Angebotsüberhang von rund 65 Mrd. m³ führen. Gleichzeitig wird für Europa bis 2030 ein Rückgang des Gasverbrauchs um rund 8 % erwartet [IEA 2025b].

Diese mittelfristige Entspannung ist jedoch nicht gleichbedeutend mit einer Rückkehr zu den historisch niedrigen europäischen Gaspreisen vor der Energiekrise. Die IEA weist darauf hin, dass die LNG-Welle durch geopolitische Störungen und Ausfälle von Export- oder Transportinfrastruktur beeinträchtigt werden kann. Die Ereignisse des Jahres 2026 verdeutlichen, dass internationale LNG-Lieferketten trotz wachsender Kapazitäten erheblichen Risiken unterliegen. In der Folge können kurzfristige Angebotsausfälle, Wetterereignisse, hohe Speicherbedarfe oder eine stärkere asiatische Nachfrage weiterhin deutliche Preisspitzen auslösen [IEA 2026b].

Für die langfristige Perspektive bis 2045 ist der jeweilige Transformationspfad entscheidend. Im STEPS des World Energy Outlook 2025 steigt die globale Erdgasnachfrage zunächst noch bis etwa 2035 um knapp 1 % pro Jahr und stabilisiert sich anschließend. Die zusätzliche LNG-Kapazität führt in diesem Szenario zunächst zu niedrigeren Preisen und zu einem gut versorgten Markt. Im CPS wächst die globale Erdgasnachfrage dagegen bis 2050 weiter; die neuen LNG-Mengen werden stärker absorbiert und die Preise steigen langfristig. Im NZE-Szenario geht die Gasnachfrage deutlich zurück, sodass auch die Preisniveaus dauerhaft unter den heutigen Werten liegen [IEA 2025a].

Für die Europäische Union weist der World Energy Outlook 2025 modellierte Großhandelspreise für Erdgas aus. Die Werte sind gewichtete Importpreise für Pipelinegas und LNG, beziehen sich auf den oberen Heizwert und enthalten keine CO₂-Kosten am Verbrauchsort. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden die in realen Preisen des Jahres 2024 ausgewiesenen Werte von USD/MBtu in Euro je MWh umgerechnet¹⁶.

Im Current Policies Scenario (CPS) sinkt der Preis von 10,3 USD/MBtu im Jahr 2024, entsprechend rund 32,5 €/MWh, zunächst auf 9,1 USD/MBtu bzw. 28,7 €/MWh im Jahr 2035. Bis 2050 steigt er wieder auf 10,6 USD/MBtu bzw. rund 33,4 €/MWh.

Im Stated Policies Scenario (STEPS) beträgt der Ausgangswert ebenfalls 10,3 USD/MBtu bzw. rund 32,5 €/MWh im Jahr 2024. Bis 2035 sinkt der Preis auf 6,5 USD/MBtu bzw. rund 20,5 €/MWh. Für 2050 wird ein moderater Wiederanstieg auf 8,4 USD/MBtu bzw. rund 26,5 €/MWh ausgewiesen.

Im Net Zero Emissions by 2050 Scenario (NZE) reduziert sich der Erdgaspreis stärker auf 4,2 USD/MBtu bzw. rund 13,2 €/MWh im Jahr 2035 und 4,0 USD/MBtu bzw. rund 12,6 €/MWh im Jahr 2050 [IEA 2025a].

¹⁶ Die Umrechnung erfolgt mit $1 \text{ MWh} = 3,41214 \text{ MMBtu}$ sowie dem durchschnittlichen Wechselkurs des Jahres 2024 von 1,0824 USD je Euro. Die resultierenden Werte sind damit als reale Preise des Jahres 2024 zu lesen.

Für Deutschland und Baden-Württemberg ist daraus keine unmittelbare Endkundenpreisprognose ableitbar. Neben dem Beschaffungspreis bestimmen Netzentgelte, Mess- und Abrechnungskosten, Vertriebskosten, Steuern, CO₂-Bepreisung und gegebenenfalls Kosten der Anpassung oder Stilllegung von Gasnetzen die Preise für Haushalte und Unternehmen. Sinkende Großhandelspreise können deshalb durch steigende Infrastruktur- und Regulierungskosten teilweise kompensiert werden. Für die langfristige Fortschreibung sind folglich getrennte Annahmen für Beschaffung und Endkundenpreisbestandteile erforderlich.

Preis- bzw. Kostenbestandteil	WEO 2025 – STEPS	IEA Gas 2025	IEA Gas Market Report Q2 2026
Betrachtungszeitraum	Bis 2050	Bis 2030	Aktualisierung der mittelfristigen Marktrisiken bis 2030
Großhandels- bzw. Importpreis	Gewichteter EU-Importpreis für Pipelinegas und LNG, real in Preisen von 2024: 2024: 10,3 USD/MBtu bzw. rund 32,5 €/MWh; 2035: 6,5 USD/MBtu bzw. rund 20,5 €/MWh; 2050: 8,4 USD/MBtu bzw. rund 26,5 €/MWh	Keine langfristige Preisreihe für Europa; Preisannahmen orientieren sich am Terminmarkt und an der erwarteten LNG-Angebotsentwicklung	Keine eigenständige Preisreihe; die Marktentwicklung kann den erwarteten Entspannungseffekt der LNG-Ausweitung zeitlich verschieben
Nachfrageentwicklung	Weltweite Erdgasnachfrage wächst bis etwa 2035 um knapp 1 % pro Jahr und stabilisiert sich anschließend	Globale Gasnachfrage steigt im Basisszenario von 2024 bis 2030 um rund 380 Mrd. m ³ bzw. etwa 9 %; europäische Gasnachfrage sinkt im selben Zeitraum um rund 8 %	Höhere LNG- und Erdgaspreise können die Nachfrage insbesondere in preissensitiven Regionen begrenzen
Angebotsentwicklung	Zusätzliche LNG-Mengen, insbesondere aus den USA und Katar, stützen das Angebot bis in die 2030er Jahre	Rund 300 Mrd. m ³ zusätzliche LNG-Exportkapazität bis 2030; möglicher Nettozuwachs des weltweiten LNG-Angebots von rund 250 Mrd. m ³	Schäden und Störungen in der LNG-Infrastruktur können die Wirkung der erwarteten LNG-Angebotswelle um mindestens zwei Jahre verzögern
Langfristige Preiseinordnung	Zunächst deutlicher Rückgang gegenüber 2024, anschließend moderater Wiederanstieg bis 2050; keine Rückkehr zu dauerhaft sehr niedrigen europäischen Gaspreisen	Zusätzliche LNG-Kapazitäten wirken bis 2030 grundsätzlich versorgungs- und preisentlastend	Hohe Volatilität und Risikoprämien bleiben insbesondere bis Ende der 2020er Jahre möglich

Tabelle 9: Langfristige Preis- und Marktannahmen für Erdgas aus der Metaanalyse

Quelle: [IEA 2025a], [IEA 2025b], [IEA 2026b]; Umrechnung der WEO-Werte mit 1 MWh = 3,41214 MMBtu und einem einheitlich angesetzten Wechselkurs von 1,0824 USD je Euro. Die Angaben sind reale Werte in Preisen des Jahres 2024.

10.2 Rohöl und Mineralölprodukte

Die Rohölmärkte bleiben kurzfristig von Förderentscheidungen der OPEC+-Staaten, globaler Konjunkturentwicklung, Produktionsausfällen, Lagerbeständen, Wechselkursen und der Sicherheit internationaler Transportwege geprägt. Diese Faktoren können innerhalb kurzer Zeit erhebliche Preisbewegungen auslösen. Langfristig bis 2045 gewinnen dagegen die Entwicklung der globalen Ölnachfrage, die Elektrifizierung des Straßenverkehrs, Effizienzsteigerungen, die Petrochemie, der Luftverkehr und die Investitionsbereitschaft in neue Förderkapazitäten an Bedeutung.

Die mittelfristige IEA-Analyse bis 2030 erwartet eine deutliche Abschwächung des Nachfragewachstums. Die weltweite Ölnachfrage steigt zwischen 2024 und 2030 nach der Analyse Oil 2025 um rund 2,5 Mio. Barrel pro Tag. Gleichzeitig erhöht sich die weltweite Ölförderkapazität um rund 5,1 Mio. Barrel pro Tag auf 114,7 Mio. Barrel pro Tag. Unter störungsfreien Marktbedingungen spricht diese Konstellation zunächst für einen strukturell begrenzten Aufwärtsdruck auf Rohölpreise. Die Nachfrage nach raffinierten Mineralölprodukten soll bereits 2027 ihren Höchststand erreichen, da rückläufiger Benzin- und Dieselverbrauch den weiteren Anstieg bei Flugkraftstoffen und petrochemischen Vorprodukten zunehmend überwiegt [IEA 2025c].

Der World Energy Outlook 2025 verdeutlicht jedoch, dass der langfristige Preisverlauf stark von der Umsetzung der Energie- und Klimapolitik abhängt. Im STEPS erreicht die globale Ölnachfrage um 2030 mit rund 102 Mio. Barrel pro Tag ihren Höhepunkt und geht anschließend langsam zurück. Der steigende Einsatz von Elektrofahrzeugen senkt vor allem den Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr, während die Nachfrage der Petrochemie und des Luftverkehrs länger zunimmt. Im CPS steigt die globale Ölnachfrage dagegen bis 2050 auf rund 113 Mio. Barrel pro Tag. Im NZE-Szenario sinkt der Ölverbrauch deutlich schneller infolge einer beschleunigten Elektrifizierung und zusätzlicher Klimaschutzmaßnahmen [IEA 2025a].

Für den IEA-Rohölpreis, einen gewichteten Durchschnitt der Importpreise der IEA-Mitgliedstaaten, ergeben sich entsprechend unterschiedliche Preisniveaus. Im CPS steigt der Preis von 79 USD/Barrel im Jahr 2024 auf 89 USD/Barrel im Jahr 2035 und 106 USD/Barrel im Jahr 2050. Im STEPS liegt der Preis 2035 bei 80 USD/Barrel und sinkt bis 2050 leicht auf 76 USD/Barrel. Im NZE-Szenario fällt er auf 33 USD/Barrel im Jahr 2035 und 25 USD/Barrel im Jahr 2050. Die modellierten Preisreihen sind als langfristige Gleichgewichtspreise zu verstehen; sie bilden keine kurzfristigen Preisspitzen durch Konflikte, Lieferausfälle oder spekulative Marktbewegungen ab [IEA 2025a].

Für Heizöl, Benzin und Diesel ist der Rohölpreis nur ein Bestandteil des Endverbraucherpreises. Hinzu kommen Raffineriekosten, Transport und Lagerung, Vertrieb und Handel, Wechselkursveränderungen, Energiesteuern und die CO₂-Bepreisung. Bis 2045 dürfte die Bedeutung dieser Preisbestandteile gegenüber dem reinen Rohölpreis weiter zunehmen. Selbst bei langfristig stabilen oder sinkenden Rohölpreisen können die Endpreise fossiler Kraft- und Brennstoffe nominal ansteigen, wenn CO₂-Kosten, Infrastrukturkosten oder staatlich veranlasste Preisbestandteile steigen.

Preis- bzw. Kostenbestandteil	WEO 2025 – STEPS	IEA Oil 2025
Betrachtungszeitraum	Bis 2050	Bis 2030
Rohölpreis	IEA-Rohölpreis, real in Preisen von 2024: 2024: 79 USD/Barrel bzw. rund 43,0 €/MWh; 2035: 80 USD/Barrel bzw. rund 43,5 €/MWh; 2050: 76 USD/Barrel bzw. rund 41,3 €/MWh	Keine eigene langfristige Rohölpreissreihe; Fokus auf die weltweite Angebots- und Nachfragebilanz
Nachfrageentwicklung	Weltweite Ölnachfrage erreicht um 2030 rund 102 Mio. Barrel pro Tag und sinkt anschließend schrittweise	Weltweite Ölnachfrage steigt von 2024 bis 2030 noch um rund 2,5 Mio. Barrel pro Tag und erreicht ein Plateau bei rund 105,5 Mio. Barrel pro Tag; die Nachfrage nach raffinierten Mineralölprodukten erreicht bereits 2027 ihren Höchststand
Angebotsentwicklung	Die abflachende Nachfrage begrenzt den langfristigen strukturellen Aufwärtsdruck auf Rohölpreise	Weltweite Ölförderkapazität steigt bis 2030 um rund 5,1 Mio. Barrel pro Tag auf 114,7 Mio. Barrel pro Tag und übersteigt damit das Nachfragewachstum deutlich
Langfristige Preiseinordnung	Real weitgehend stabiles bis leicht sinkendes Rohölpreinsniveau bis 2050	Die Angebotslage wirkt bis 2030 grundsätzlich preisdämpfend, sofern keine geopolitischen Störungen, Förderkürzungen oder unerwarteten Nachfrageanstiege eintreten
Einflussfaktoren und Risiken	Nachfrage der Petrochemie und des Luftverkehrs bleibt länger relevant; Elektrifizierung des Straßenverkehrs dämpft dagegen den Kraftstoffverbrauch	OPEC+-Entscheidungen, geopolitische Konflikte, Investitionsentwicklung im Upstream-Bereich und Transportwege bleiben zentrale Ursachen kurzfristiger Preisschwankungen

Tabelle 10 Langfristige Preis- und Marktannahmen für Erdöl und Mineralölprodukte aus der Metaanalyse

Quelle: [IEA 2025a], [IEA 2025c]; Umrechnung mit einem einheitlichen Wechselkurs von 1,0824 USD je Euro und einem Energieinhalt von rund 1,70 MWh je Barrel Rohöl. Der Energieinhalt kann je nach Rohölsorte variieren. Die Angaben sind reale Werte in Preisen des Jahres 2024.

10.3 Strom

Die Entwicklung der Strompreise wird langfristig nicht allein durch die Kosten der Stromerzeugung bestimmt. Entscheidend sind die zunehmende Elektrifizierung von Verkehr, Wärme und Industrie, der Ausbau erneuerbarer Energien, die Verfügbarkeit steuerbarer Leistung, die Kosten für Speicher und Flexibilität sowie der Ausbau von Übertragungs- und Verteilnetzen. Stromgestehungskosten, Großhandelspreise und Endkundenpreise müssen deshalb getrennt betrachtet werden.

Global gesehen steigt die langfristige Stromnachfrage in allen untersuchten Studien und Szenarien. Im STEPS des World Energy Outlook 2025 wächst der Stromverbrauch bis 2035 etwa viermal schneller als der gesamte Energieverbrauch. Die maximale Stromnachfrage steigt bis 2035 um rund 40 %. Treiber sind unter anderem Elektromobilität, Wärmepumpen, industrielle Elektrifizierung, Digitalisierung und Rechenzentren. Der Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten, Netze, Speicher und steuerbarer Kraftwerke muss mit dieser Entwicklung Schritt halten, um Versorgungssicherheit und Preisstabilität zu gewährleisten [IEA 2025a].

Für Deutschland bestätigt die Strompreisprognose von vbw und Prognos den erwarteten Anstieg der Stromnachfrage ab der Mitte der 2020er Jahre. Zusätzliche Nachfrage entsteht durch Elektromobilität, Wärmepumpen, industrielle Elektrifizierung, Elektrolyseure und Power-to-Heat-Anwendungen. Für Wasserstoffproduktion und Power-to-Heat werden bis 2030 zusätzliche Strommengen von rund 29 TWh pro Jahr unterstellt. Wasserstoff ist damit in erster Linie ein zusätzlicher Stromverbraucher und eine

langfristige Flexibilitätsoption; er ist nicht der dominierende Treiber der gesamten Strompreisentwicklung [vbw/Prognos 2024].

Die Treibhausgas-Projektionen des Umweltbundesamtes unterstellen für 2030 einen Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 77 % im Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario und 78 % im Mit-Maßnahmen-Szenario. Gleichzeitig steigt der Bruttostromverbrauch deutlich an. Im Mit-Maßnahmen-Szenario erhöht er sich von 542,5 TWh im Jahr 2025 auf 652,7 TWh im Jahr 2030; dies entspricht einem Zuwachs von 110,2 TWh bzw. rund 20 %. Im Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario steigt der Bruttostromverbrauch von 543,6 TWh auf 657,2 TWh und damit um 113,6 TWh bzw. rund 21 %. Der Anstieg ist vor allem auf die zunehmende Elektrifizierung in Industrie, Verkehr und Wärmeversorgung sowie auf den zusätzlichen Strombedarf der Energiewirtschaft zurückzuführen. Dazu zählen insbesondere Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Elektrolyseure zur Wasserstoffherstellung, Stromspeicher und strombasierte Wärmeerzeuger. Der starke Rückgang der Braun- und Steinkohleverstromung wird dabei teilweise durch eine höhere Erdgasverstromung in der Übergangsphase kompensiert. Gegenüber 2025 steigt die Erdgasverstromung bis 2030 in den Projektionen um rund 8,9 TWh. Dies zeigt, dass Erdgas- und CO₂-Zertifikatspreise bis zum Ende der 2020er Jahre weiterhin einen wesentlichen Einfluss auf die Großhandelspreise haben können [UBA 2025].

Die Langfristszenarien des Bundes unterscheiden zwischen einem stärker elektrifizierten Szenario O45-Strom und einem stärker wasserstoffgeprägten Szenario O45-H2. In beiden Pfaden steigt die Endenergienachfrage nach Strom deutlich, jedoch mit unterschiedlicher Dynamik. Im Szenario O45-Strom erhöht sich der Stromverbrauch von 536 TWh im Jahr 2025 auf 626 TWh im Jahr 2030, 730 TWh im Jahr 2035, 842 TWh im Jahr 2040 und 919 TWh im Jahr 2045. Gegenüber 2025 entspricht dies einem Anstieg um 383 TWh bzw. rund 71 %. Allein zwischen 2025 und 2030 steigt die Stromnachfrage um rund 17 %. Im Szenario O45-H2 steigt die Stromnachfrage von 525 TWh im Jahr 2025 auf 589 TWh im Jahr 2030, 648 TWh im Jahr 2035, 710 TWh im Jahr 2040 und 751 TWh im Jahr 2045. Dies entspricht bis 2045 einem Zuwachs um 226 TWh bzw. rund 43 %. Zwischen 2025 und 2030 beträgt der Anstieg rund 12 %. Der Unterschied zwischen beiden Szenarien nimmt im Zeitverlauf zu. Während die Stromnachfrage im Jahr 2025 nur um 11 TWh voneinander abweicht, beträgt die Differenz im Jahr 2045 rund 168 TWh. Im stärker elektrifizierten Szenario O45-Strom liegt der Stromverbrauch damit rund 22 % über dem wasserstoffgeprägten Szenario O45-H2. Ursache ist insbesondere die stärkere direkte Nutzung von Strom in Industrie, Gebäuden und Verkehr. Im Szenario O45-H2 werden Teile dieser Anwendungen dagegen durch Wasserstoff gedeckt; die Wasserstoffnachfrage steigt dort bis 2045 auf 606 TWh, gegenüber rund 305 TWh im Szenario O45-Strom. Beide Transformationspfade erfordern einen umfassenden Ausbau erneuerbarer Erzeugung, Stromnetze, Speicher und Flexibilitätsoptionen. Im Jahr 2045 dominieren Photovoltaik sowie Windenergie an Land und auf See den deutschen Erzeugungspark; die installierte Leistung dieser drei Technologien liegt in beiden Szenarien zusammen bei rund 630 GW. Wasserstoff ersetzt den Ausbau der Stromerzeugung dabei nicht vollständig, sondern verlagert Teile der Infrastruktur in Richtung Elektrolyseure, Wasserstoffspeicher, Wasserstoffnetze und Importe. Für die langfristige Strompreisentwicklung ist deshalb weniger entscheidend, ob Energie direkt als Strom oder indirekt über Wasserstoff genutzt wird, sondern wie effizient Erzeugung, Netze, Speicher und Lasten räumlich und zeitlich aufeinander abgestimmt werden [ISI 2025].

Die Strompreisprognose von vbw und Prognos weist für den deutschen Großhandel drei Preispfade aus, deren Unterschiede wesentlich durch abweichende Annahmen zur Entwicklung der europäischen Erdgaspreise bestimmt werden. Im oberen Gaspreispfad wird ein anhaltend angespanntes Marktumfeld unterstellt. Dazu zählen insbesondere ein Ausfall europäischer Pipelinekapazitäten und ein vollständiger Stopp russischer Liefermengen. In diesem Szenario bleiben die Strompreise aufgrund hoher Brennstoffkosten und steigender CO₂-Zertifikatspreise längerfristig deutlich erhöht; der Großhandelspreis liegt 2030 noch bei rund 120 €/MWh. Der mittlere Gaspreispfad geht dagegen von einer deutlichen Ausweitung der LNG-Importe und einem weiteren Ausbau der LNG-Infrastruktur aus. Russische Lieferungen werden in diesem

Szenario zwar nicht vollständig eingestellt, bleiben aber dauerhaft auf einem deutlich reduzierten Niveau. Unter diesen Annahmen verbessert sich die Versorgungssicherheit schrittweise, sodass der Großhandelsstrompreis bis 2030 auf rund 86 €/MWh und bis 2045 auf etwa 73 €/MWh sinkt, jeweils in Preisen des Basisjahres 2022. In nominaler Betrachtung entspricht dies laut Studie einem Preisniveau von rund 103 €/MWh im Jahr 2030 und 116 €/MWh im Jahr 2045. Der untere Gaspreispfad unterstellt eine stärkere Entspannung der europäischen Gasmärkte. Grundlage ist unter anderem die Annahme einer Wiederaufnahme russischer Gaslieferungen. Dieses Szenario ist aus heutiger Sicht politisch und energiewirtschaftlich nicht plausibel, zeigt aber die Sensitivität der Strompreise gegenüber niedrigeren Erdgaspreisen. In diesem unteren Pfad sinkt der Großhandelsstrompreis bis 2030 auf rund 54 €/MWh und verbleibt bis 2045 ungefähr auf diesem Niveau. Die Bandbreite der drei Strompreispfade verdeutlicht, dass die Erdgaspreise bis zum Ende der 2020er Jahre ein zentraler Einflussfaktor für die Stromgroßhandelspreise bleiben. Dies gilt insbesondere, solange gasbasierte Kraftwerke in Zeiten geringer Wind- und Solarstromerzeugung preissetzend wirken. Langfristig nimmt dieser Einfluss mit dem Ausbau erneuerbarer Energien, Speicher, Flexibilitätsoptionen und wasserstofffähiger Kraftwerke zwar ab; die Entwicklung der Erdgas- und CO₂-Preise bleibt jedoch ein wesentlicher Unsicherheitsfaktor für die Strompreisprojektion [vbw/Prognos 2024].

Die aktuelle Marktentwicklung zeigt, dass für die kommenden Jahre kein stetiger Rückgang der Stromgroßhandelspreise unterstellt werden sollte. Nach Angaben der Internationalen Energieagentur stieg der durchschnittliche Großhandelspreis in der Europäischen Union im Jahr 2025 gegenüber dem Vorjahr um rund 10 % auf etwa 95 USD/MWh. Bei einem einheitlich angesetzten Wechselkurs von 1,0824 USD je Euro entspricht dies rund 87,8 €/MWh. Ausschlaggebend waren insbesondere höhere Erdgaspreise sowie steigende Preise im europäischen Emissionshandel. Auch die Terminmärkte verdeutlichten Anfang 2026 die fortbestehende Abhängigkeit des europäischen Strommarkts von Erdgas- und CO₂-Preisen. Die europäischen Stromfutures lagen für das Lieferjahr 2026 im Mittel ebenfalls bei rund 95 USD/MWh bzw. 87,8 €/MWh. Für das Jahr 2027 sanken die Terminpreise auf rund 85 USD/MWh bzw. 78,5 €/MWh. Die Werte reichen nicht bis 2045, zeigen jedoch, dass die Entwicklung der Erdgas- und CO₂-Preise zumindest bis zum Ende der 2020er Jahre ein wesentlicher Einflussfaktor für die europäischen Stromgroßhandelspreise bleibt. Die Angaben sind als nominale Marktpreise zu verstehen und enthalten weder Netzentgelte noch Steuern, Abgaben, Umlagen oder Vertriebskosten [IEA 2026a].

Langfristig sinken die reinen Erzeugungskosten von Wind- und Solarenergie in vielen Regionen oder bleiben auf einem niedrigen Niveau. Der World Energy Outlook 2025 warnt jedoch davor, daraus unmittelbar sinkende Endkundenpreise abzuleiten. Die Investitionen in Stromnetze, Speicher und Systemflexibilität halten in vielen Ländern nicht mit dem Ausbau erneuerbarer Energien Schritt. Netzengpässe, verzögerte Anschlüsse, zunehmende Abregelung erneuerbarer Anlagen und negative Preisstunden können die Kosten des Gesamtsystems erhöhen. Für Europa erwartet die IEA deshalb zwar leicht sinkende Haushaltsstrompreise bis 2035, verweist aber zugleich auf steigende Kapital- und Netzkosten als wesentliche gegenläufige Faktoren [IEA 2025a].

Die Netzinfrastruktur ist damit ein zentraler langfristiger Kostentreiber der Strompreise. Der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045, Version 2025, weist für das deutsche Übertragungsnetz bis 2045 Investitionskosten von rund 365 bis 392 Mrd. Euro aus. Diese Beträge stellen keine direkte Prognose zukünftiger Netzentgelte dar, zeigen jedoch die Größenordnung der langfristig zu finanzierenden Infrastruktur [BNetzA/ÜNB 2026]. Ergänzend verweist die dena-Verteilnetzstudie II auf einen erheblichen Investitionsbedarf in den regionalen Verteilnetzen, insbesondere zur Integration von Photovoltaik, Batteriespeichern, Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur und neuen industriellen Stromverbrauchern. Die Studie weist keinen bundesweiten Investitionsgesamtbetrag aus, sondern modelliert einen repräsentativen Muster-Verteilnetzbetreiber. Danach erfordert die Transformation – abhängig vom betrachteten Szenario – Investitionen, die das Investitionsniveau des Ausgangsjahres 2024 im Durchschnitt um 85 bis 125 % übersteigen. Die hohen Anfangsinvestitionen können die Innenfinanzierungskraft der

Netzbetreiber deutlich übersteigen; zugleich kann sich die Belastung der Netznutzer bei unveränderter Netzentgeltsystematik bis 2045 ungefähr verdoppeln [dena 2025].

Die Studie „Zukunftspfad Stromversorgung“ von McKinsey verdeutlicht, dass der langfristige Haushaltsstrompreis nicht allein durch die Entwicklung der Großhandelspreise bestimmt wird. Die Modellierung betrachtet zwei Entwicklungspfade für das Jahr 2035: einen Referenzpfad, der sich an den Ausbauannahmen des Osterpakets 2022 und des Netzentwicklungsplans 2023 orientiert, sowie einen Alternativpfad mit einer stärker regional am Verbrauch ausgerichteten Systemplanung. Im Referenzpfad wird für 2035 ein Strombedarf von rund 780 TWh unterstellt. Die erneuerbare Erzeugungskapazität steigt auf insgesamt etwa 506 GW, darunter 309 GW Photovoltaik, 157 GW Windenergie an Land und 40 GW Windenergie auf See. Ergänzend werden rund 30 GW steuerbare Erzeugungskapazitäten sowie ein Ausbau der Batteriespeicher auf insgesamt etwa 44 GW angenommen. Die räumliche Verteilung der zusätzlichen erneuerbaren Erzeugung folgt dabei weitgehend den politischen Ausbauzielen; ein erheblicher Anteil der Windenergie entsteht in Nord- und Ostdeutschland, während große Teile der Nachfrage in Süd- und Westdeutschland liegen. Daraus ergibt sich ein hoher Bedarf an zusätzlichen Übertragungs- und Verteilnetzen.

Für diesen Referenzpfad werden kumulierte Investitionen von rund 700 bis 850 Mrd. Euro zwischen 2023 und 2035 ausgewiesen. Davon entfallen etwa 250 Mrd. Euro auf den Ausbau der Übertragungsnetze, rund 120 bis 160 Mrd. Euro auf die Verteilnetze, 300 bis 400 Mrd. Euro auf erneuerbare Erzeugungsanlagen und 30 bis 50 Mrd. Euro auf zusätzliche steuerbare Kraftwerkskapazitäten. Die Studie unterstellt für 2035 einen gewichteten Großhandelspreis von knapp über 40 €/MWh. Trotz dieses gegenüber der Energiekrise deutlich niedrigeren Börsenpreisniveaus ergibt sich ein modellierter Haushaltsstrompreis von rund 47 bis 49 ct/kWh. Die Differenz zwischen Börsen- und Haushaltsstrompreis wird in der Studie vor allem durch die Finanzierung der Systeminfrastruktur erklärt. Die Netzentgelte bilden dabei den größten Kostenblock. Sie steigen im Referenzpfad bis 2035 auf rund 23 bis 25 ct/kWh. Die von McKinsey verwendete Position umfasst das Netzentgelt einschließlich Offshore-Netzumlage und KWK-Umlage. Ursache sind die hohen Investitionen in Übertragungs- und Verteilnetze, die daraus resultierenden Abschreibungen, die Verzinsung des eingesetzten Kapitals sowie steigende Betriebs- und Instandhaltungskosten eines größeren und komplexeren Netzes. Die Studie nimmt hierfür Abschreibungen von rund 4 % pro Jahr sowie Kapitalkosten zwischen 3 und 7 % an. Gegenüber dem Durchschnitt der Jahre 2010 bis 2019 würden sich die Netzentgelte damit ungefähr verdreifachen.

Neben den Netzkosten berücksichtigt die Modellierung eine Umlage zur Finanzierung erneuerbarer und steuerbarer Erzeugungskapazitäten. Da insbesondere Gaskraftwerke bei sinkenden Volllaststunden und erneuerbare Anlagen bei gleichzeitig hoher Einspeisung ihre Investitionen nicht vollständig über den Börsenstrompreis refinanzieren können, werden zusätzliche Zahlungen zur Schließung von Finanzierungslücken angesetzt. Hierfür wird von einem zusätzlichen Aufschlag von rund 3 ct/kWh ausgegangen. Darüber hinaus bleiben weitere Umlagen, Steuern und Vertriebskosten in der Modellierung im Wesentlichen auf dem aktuellen Ausgangsniveau von rund 13 ct/kWh. Die Studie weist zugleich darauf hin, dass weitere Kostenrisiken nur eingeschränkt berücksichtigt werden. Dies betrifft insbesondere Systemdienstleistungen, Redispatch, Netzengpassmanagement und die Abregelung erneuerbarer Energien. Für diese Positionen wird in der Hauptrechnung ein historisches Kostenniveau unterstellt. Verzögert sich der Netzausbau gegenüber dem Ausbau der erneuerbaren Erzeugung, können diese Kosten nach Einschätzung der Studie zusätzlich ansteigen.

Ein in der Studie untersuchter Alternativpfad basiert ebenfalls auf einer Stromnachfrage von rund 780 TWh im Jahr 2035 und hält am Kohleausstieg fest. Im Unterschied zum Referenzpfad wird der Ausbau stärker an den regionalen Verbrauchsschwerpunkten ausgerichtet. Vorgesehen sind rund 350 GW erneuerbare Erzeugungskapazität, darunter etwa 187 GW Photovoltaik, 126 GW Windenergie an Land und 38 GW Windenergie auf See. Ergänzend werden rund 50 GW zusätzliche wasserstofffähige Gaskraftwerke, insbesondere in verbrauchsstarken Regionen und an bestehenden Kraftwerksstandorten, sowie rund

23 GW Batteriespeicher angenommen. Die zusätzliche steuerbare Leistung soll die Versorgungssicherheit in Zeiten geringer Wind- und Solarstromerzeugung erhöhen und den Bedarf an neuen Nord-Süd-Transportleitungen verringern. Die kumulierten Investitionen liegen im Alternativpfad mit rund 550 bis 700 Mrd. Euro etwa 150 Mrd. Euro unter denen des Referenzpfads. Insbesondere die Investitionen in Übertragungs- und Verteilnetze sinken um rund 70 Mrd. Euro, da bestehende Infrastruktur stärker genutzt und Erzeugungskapazitäten näher an den Verbrauchszentren errichtet werden. Für 2035 werden Netzentgelte von rund 20 bis 21 ct/kWh und Haushaltsstrompreise von rund 42 bis 44 ct/kWh modelliert. Zusätzlich berücksichtigt die Studie einen Aufschlag zur Finanzierung erneuerbarer und steuerbarer Erzeugungskapazitäten sowie zur Kompensation zunächst höherer Emissionen wasserstofffähiger Gaskraftwerke.

Die Studie verdeutlicht damit vor allem die hohe Sensitivität der Endkundenpreise gegenüber Annahmen zur räumlichen Systemplanung, zum Ausbauumfang erneuerbarer und steuerbarer Kapazitäten, zur Nutzung bestehender Infrastruktur sowie zur Finanzierung von Stromnetzen und Erzeugungsanlagen. Ihre Ergebnisse sind nicht als allgemeingültige Strompreisprognose zu verstehen. Sie zeigen vielmehr, dass sinkende Großhandelspreise allein keine niedrigen Endkundenpreise gewährleisten, wenn die Kosten für Netze, Versorgungssicherheit und Investitionsanreize gleichzeitig deutlich steigen [McKinsey 2024].

Für Haushalte, Gewerbe und Industrie folgt daraus, dass die Entwicklung der Großhandelspreise nur einen Teil der langfristigen Strompreisentwicklung erklärt. Bei Haushaltskunden machen Beschaffung und Großhandel häufig nur etwa ein Fünftel des Endpreises aus. Bei Industrieunternehmen ist dieser Anteil höher, dennoch bleiben Netzentgelte, staatliche Preisbestandteile, Kosten für Versorgungssicherheit und individuelle Lastprofile entscheidend. Sinkende Großhandelspreise können daher mit stabilen oder steigenden Endkundenpreisen zusammentreffen, wenn Infrastrukturkosten und Netzentgelte zunehmen.

Bis zum Ende der 2020er Jahre bleiben damit Erdgaspreise, CO₂-Zertifikate und geopolitische Risiken wesentliche Einflussgrößen der Großhandelspreise für Strom. Mit dem Rückgang fossiler Erzeugungskapazitäten nimmt ihr Einfluss langfristig ab. Gleichzeitig gewinnen die Kosten von Stromnetzen, Speichern, Flexibilitätsoptionen, steuerbaren Kraftwerken und digitaler Systemsteuerung an Bedeutung. Die langfristige Strompreisentwicklung bis 2045 wird daher weniger durch die Kosten einzelner Wind- oder Photovoltaikanlagen bestimmt als durch die Gesamtkosten eines zunehmend elektrifizierten und dezentralen Energiesystems.

Für Baden-Württemberg ist diese Entwicklung besonders relevant. Der hohe industrielle Strombedarf, die zunehmende Elektrifizierung von Wärme und Verkehr sowie die begrenztere heimische Stromerzeugung erhöhen die Bedeutung eines kosteneffizienten Ausbaus von Photovoltaik, Windenergie, Stromnetzen, Speichern und Flexibilitätsoptionen. Eine wettbewerbsfähige Energieversorgung erfordert daher nicht nur niedrige Stromgestehungskosten, sondern eine koordinierte, regional ausgewogene und finanzierbare Systemplanung.

Preis- bzw. Kostenbestandteil	IEA: WEO 2025 – STEPS / Electricity 2026	UBA: Treibhausgas-Projektionen 2025	vbw/Prognos: Strompreisprognose 2024	Langfristszenarien des Bundes: O45-Strom / O45-H2	NEP Strom 2037/2045 und dena-Verteilnetzstudie II	McKinsey: Zukunftspfad Stromversorgung 2024
Betrachtungszeitraum	WEO bis 2050; Electricity 2026 bis 2030, Preisindikatoren bis 2027	Bis 2050	Bis 2045	Bis 2045	Bis 2045	Schwerpunkt 2035
Stromverbrauch und Nachfrage	Stromnachfrage wächst im STEPS bis 2035 deutlich schneller als der gesamte Energieverbrauch; Netze, Speicher und steuerbare Leistung gewinnen an Bedeutung	Bruttostromverbrauch steigt im MMS von 542,5 TWh im Jahr 2025 auf 652,7 TWh 2030 (+20 %); im MWMS von 543,6 TWh auf 657,2 TWh (+21 %)	Zusätzlicher Strombedarf insbesondere durch Elektromobilität, Wärmepumpen, industrielle Elektrifizierung sowie rund 29 TWh pro Jahr für Elektrolyse und Power-to-Heat bis 2030	O45-Strom: Stromverbrauch von 536 TWh 2025 auf 919 TWh 2045 (+71 %); O45-H2: von 525 TWh auf 751 TWh (+43 %)	Netzausbau muss Photovoltaik, Windenergie, Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur, Batteriespeicher und neue industrielle Lasten integrieren	Für beide Pfade wird für 2035 ein Strombedarf von rund 780 TWh unterstellt
Großhandelspreise	EU-Durchschnitt 2025: rund 95 USD/MWh bzw. rund 87,8 €/MWh; Terminpreise Ende Januar 2026: rund 95 USD/MWh bzw. 87,8 €/MWh für 2026 und rund 85 USD/MWh bzw. 78,5 €/MWh für 2027	Keine unmittelbar vergleichbare Großhandelspreisreihe	Unterer Pfad: rund 54 €/MWh 2030 und etwa gleiches Niveau 2045; mittlerer Pfad: rund 86 €/MWh 2030 und rund 73 €/MWh 2045; oberer Pfad: rund 120 €/MWh 2030	Keine Preisreihe	Keine Großhandelspreisreihe	Im Referenzpfad gewichteter Großhandelspreis von knapp über 40 €/MWh; im Alternativpfad knapp unter 50 €/MWh
Rolle von Erdgas und CO ₂ -Kosten	Höhere Erdgas- und EU-ETS-Preise führten 2025 zu steigenden EU-Großhandelspreisen; EU-ETS-Preis im Jahresdurchschnitt rund 75 €/t CO ₂	Kohleverstromung sinkt deutlich; die Erdgasverstromung steigt bis 2030 gegenüber 2025 um rund 8,9 TWh	Unterschiede der Strompreispfade beruhen wesentlich auf unterschiedlichen Annahmen zu Gaspreisen, LNG-Importen und CO ₂ -Zertifikatspreisen	Höherer Wasserstoffeinsatz reduziert die direkte Stromnachfrage, verlagert aber Infrastruktur- und Umwandlungskosten in Elektrolyseure, Speicher und Wasserstoffnetze	Netze und Systemflexibilität werden mit abnehmender fossiler Erzeugung zu den dominierenden Infrastrukthemen	Zusätzliche steuerbare, perspektivisch wasserstofffähige Gaskraftwerke sollen Versorgungssicherheit erhöhen und Netzausbau reduzieren
Netz- und Infrastrukturkosten	WEO und Electricity 2026 betonen den wachsenden Bedarf an Netzen, Speichern und Flexibilitätsoptionen; keine deutsche Investitionssumme	Ausbau von erneuerbaren Energien und Systeminfrastruktur erforderlich; keine eigene Kostenreihe	Netzkosten nicht vollständig als separate Preisreihe ausgewiesen	Umfangreicher Ausbau von Stromnetzen, Speichern und Flexibilitätsoptionen in beiden Szenarien erforderlich	Übertragungsnetz: Investitionskosten bis 2045 von rund 365 bis 392 Mrd. €; dena: bei heutiger Netzentgeltsystematik kann sich die Belastung für	Referenzpfad: hohe Investitionen in Nord-Süd-Übertragung und Verteilnetze; Alternativpfad: rund 70 Mrd. € geringere Netzinvestitionen durch stärkere Erzeugung

Preis- bzw. Kostenbestandteil	IEA: WEO 2025 – STEPS / Electricity 2026	UBA: Treibhausgas-Projektionen 2025	vbw/Prognos: Strompreisprognose 2024	Langfristszenarien des Bundes: O45-Strom / O45-H2	NEP Strom 2037/2045 und dena-Verteilnetzstudie II	McKinsey: Zukunftspfad Stromversorgung 2024
					Stromnetznutzer bis 2045 ungefähr verdoppeln	nahe Verbrauchszentren
Netzentgelte	Keine Endkundenpreisreihe	Keine langfristige Netzentgeltprognose	Nicht separat ausgewiesen	Keine Preisreihe	Keine einheitliche bundesweite Netzentgeltprognose; Modellierungen zeigen jedoch erheblichen Aufwärtssdruck	Referenzpfad 2035: rund 23 bis 25 ct/kWh; Alternativpfad: rund 20 bis 21 ct/kWh
Weitere Preisbestandteile	Großhandelspreise enthalten keine Netzentgelte, Steuern, Abgaben, Umlagen, Vertriebskosten oder Mehrwertsteuer	Politische Instrumente und CO ₂ -Kosten werden modellseitig berücksichtigt, aber nicht als einheitliche Endkundenpreisreihe ausgewiesen	Großhandelspreise enthalten nicht sämtliche Endkundenpreisbestandteile	Keine Endkundenpreisreihe	Investitionskosten sind nicht mit Netzentgelten, Steuern oder Umlagen gleichzusetzen	Zusätzlich rund 3 bis 4 ct/kWh für die Finanzierung erneuerbarer und steuerbarer Erzeugungskapazitäten; weitere Umlagen, Steuern und Vertriebskosten bleiben im Modell weitgehend auf Ausgangsniveau
Haushaltsstrompreis	Keine langfristige deutsche Endkundenpreisreihe	Keine einheitliche Haushaltsstrompreisreihe	Keine Haushaltsstrompreisreihe	Keine Haushaltsstrompreisreihe	Keine Haushaltsstrompreisreihe	Referenzpfad 2035: rund 47 bis 49 ct/kWh; Alternativpfad: rund 42 bis 44 ct/kWh
Kernaussage für die langfristige Entwicklung	Sinkende Kosten erneuerbarer Erzeugung bedeuten nicht automatisch sinkende Endkundenpreise; Netze und Flexibilität gewinnen an Gewicht	Bis 2030 steigt Stromverbrauch deutlich, während fossile Kraftwerke in der Übergangsphase weiterhin preissetzend wirken können	Erdgas- und CO ₂ -Preise dominieren die Bandbreite der Großhandelspreise bis Ende der 2020er Jahre	Direkte Elektrifizierung und Wasserstoff sind alternative, aber infrastrukturell jeweils anspruchsvolle Transformationspfade	Die Finanzierung der Übertragungs- und Verteilnetze wird zu einem zentralen langfristigen Kostentreiber	Endkundenpreise reagieren stark auf räumliche Systemplanung, Investitionsumfang und Kostenverteilung

Tabelle 11 Langfristige Preis- und Kostenannahmen für Strom aus der Metaanalyse

Quelle: [IEA 2025a], [UBA 2025], [vbw/Prognos 2024], [ISI 2025], [BNetzA/ÜNB 2026], [dena 2025], [McKinsey 2024]; Die IEA-Strompreise für 2025 bis 2027 sind nominale Marktpreise. Die Umrechnung in Euro erfolgt – analog zu Erdgas und Erdöl – mit einem einheitlichen Wechselkurs von 1,0824 USD je Euro. Sie sind daher nicht unmittelbar mit den realen WEO-Preisen oder den modellierten deutschen Haushaltsstrompreisen vergleichbar.

11 Exkurs: Entwicklungen des Marktes für Wasserstoff

11.1 Rolle von Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem

Wasserstoff und Wasserstoffderivate werden in langfristigen Energie- und Klimaszenarien als notwendiger Bestandteil eines treibhausgasneutralen Energiesystems betrachtet. Ihre zukünftige Bedeutung liegt jedoch nicht in einer flächendeckenden Substitution fossiler Energieträger, sondern vor allem in Anwendungen, bei denen eine direkte Nutzung von Strom technisch nicht möglich, wirtschaftlich nachteilig oder nur eingeschränkt realisierbar ist. Hierzu zählen insbesondere der stoffliche Einsatz in der Chemieindustrie, die Primärstahlerzeugung, ausgewählte Hochtemperaturprozesse in der Metall-, Glas-, Keramik-, Zement- und Grundstoffindustrie, wasserstoffbasierte Kraftstoffe für Luft- und Schifffahrt sowie Mobilitätsanwendungen auf der Straße (Sonderfahrzeuge, ÖPNV oder bestimmte schwere Nutzfahrzeuge) als auch steuerbare Kraftwerke zur Absicherung der Stromversorgung in Zeiten geringer Wind- und Solarstromerzeugung [IEA 2026c; UM BW 2026].

Wasserstoff steht dabei in Konkurrenz zu direkten elektrischen Anwendungen, Biomasse, erneuerbarer Wärme, Abwärme und synthetischen Energieträgern. Aufgrund der Umwandlungsverluste entlang der Kette Strom – Wasserstoff – Endanwendung ist die direkte Elektrifizierung in vielen Fällen energetisch und wirtschaftlich vorteilhafter. Der Einsatz von Wasserstoff sollte deshalb auf Anwendungen konzentriert werden, für die keine gleichwertige und kostengünstigere Alternative besteht. Diese Priorisierung ist sowohl aus Sicht der begrenzten Verfügbarkeit als auch aufgrund der absehbar hohen Bereitstellungskosten erforderlich [IEA 2026c].

Der Markt für emissionsarmen Wasserstoff befindet sich weiterhin in einer frühen Hochlaufphase. Zwar wurden weltweit zahlreiche Projekte angekündigt, die Umsetzung bleibt jedoch deutlich hinter vielen ursprünglichen Erwartungen zurück. Insbesondere fehlende langfristige Abnahmeverträge, hohe Investitionskosten, regulatorische Anforderungen und die weiterhin bestehende Kostenlücke gegenüber fossilem Wasserstoff erschweren endgültige Investitionsentscheidungen. Der Global Hydrogen Review 2026 der Internationalen Energieagentur bestätigt, dass die Kostenlücke zwischen emissionsarmem und konventionellem Wasserstoff weiterhin eine zentrale Herausforderung für den Aufbau eines tragfähigen Wasserstoffmarkts darstellt [IEA 2026c].

Auch die Langfristszenarien des Bundes zeigen, dass Wasserstoff und direkte Stromnutzung als komplementäre Transformationspfade zu verstehen sind. In einem stärker elektrifizierten Energiesystem sinkt der Bedarf an Wasserstoffanwendungen, während in einem stärker wasserstoffgeprägten Szenario zusätzliche Infrastruktur für Elektrolyse, Wasserstoffspeicherung, Wasserstoffnetze und Importe erforderlich wird. In beiden Fällen ist ein erheblicher Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung, der Stromnetze sowie flexibler Erzeugungs- und Speicheroptionen notwendig [ISI 2025]. Die Strompreisprognose von vbw und Prognos unterstellt bis 2030 einen zusätzlichen Strombedarf von rund 29 TWh jährlich allein für Elektrolyse- und Power-to-Heat-Anwendungen und verdeutlicht damit die enge Kopplung zwischen Wasserstoffhochlauf und Stromsystem [vbw/Prognos 2024].

11.2 Kosten der Herstellung und Wertschöpfungskette

Die Kosten der Wasserstoffbereitstellung werden maßgeblich durch die Kosten der Energieversorgung, die Auslastung der Erzeugungsanlagen, Investitions- und Finanzierungskosten sowie die Aufwendungen für Verdichtung, Speicherung und Transport bestimmt. Bei der Wasserelektrolyse werden auf Stack-Ebene derzeit rund 50 kWh Strom je Kilogramm Wasserstoff bei alkalischer Elektrolyse und rund

55 kWh/kg bei PEM-Elektrolyse benötigt. Zusätzliche Stromverbräuche entstehen je nach Systemgrenze unter anderem für Wasseraufbereitung, Leistungselektronik, Kühlung und Verdichtung [CHJU 2022].

Die Stromkosten bilden bei erneuerbarem Wasserstoff den größten einzelnen Kostenblock. Bei einem Strompreis von 40 bis 70 €/MWh entstehen allein für die elektrische Energie Kosten in Höhe von rund 2,00 bis 3,50 €/kg Wasserstoff. Hinzu kommen Kapitalkosten für Elektrolyseure, Betrieb und Wartung, Wasseraufbereitung, Verdichtung sowie gegebenenfalls Netzentgelte, Steuern und Abgaben. Der konkrete Anteil der Stromkosten variiert stark mit dem Beschaffungsmodell, den Vollbenutzungsstunden, den regulatorischen Anforderungen und den Investitionskosten.

Die aktuellen Produktionskosten unterscheiden sich erheblich nach Herstellungsverfahren und Standort. Das Europäische Wasserstoffobservatorium weist für das Referenzjahr 2024 modellierte Produktionskosten aus, die zeigen, dass erneuerbarer Wasserstoff in Europa derzeit im Durchschnitt deutlich teurer ist als Wasserstoff aus Erdgasreformierung. Für Deutschland wurden im Datensatz für 2024 Produktionskosten von rund 3,15 €/kg für Wasserstoff aus Erdgasreformierung ohne CO₂-Abscheidung, rund 3,92 €/kg für Reformierung mit CO₂-Abscheidung und Speicherung, rund 6,47 €/kg für erneuerbaren Wasserstoff aus direkt angebundenen erneuerbaren Erzeugungsanlagen sowie rund 8,99 €/kg für netzgekoppelte Elektrolyse ausgewiesen [EHO 2025].

Der Monitoringbericht von EWI und BET ergänzt diese Einordnung durch eine Meta-Analyse aktueller Studien zur Kosteneffizienz der Energiewende. Für erneuerbaren Wasserstoff aus deutscher Elektrolyse wird für das Jahr 2025 eine Spannweite der Produktionskosten von 147 bis 357 €/MWh genannt. Bei einem unteren Heizwert von rund 33,3 kWh je Kilogramm entspricht dies etwa 4,9 bis 11,9 €/kg. Die in der ersten Auktion der European Hydrogen Bank gemeldeten durchschnittlichen Gestehungskosten lagen bei 349 €/MWh bzw. rund 11,6 €/kg; der EEX-Wasserstoffindex HYDRIX wies im ersten Halbjahr 2025 Werte von 220 bis 261 €/MWh bzw. rund 7,3 bis 8,7 €/kg aus, im zweiten Quartal 2025 lagen die Werte in einer Bandbreite von 220 bis 258 €/MWh bzw. etwa 7,3 bis 8,6 €/kg. [EWI & BET 2025] [EEX 2025].

Für die weitere Entwicklung ist mit Kostensenkungen zu rechnen, allerdings nicht automatisch in allen Anwendungen und Regionen. EWI und BET weisen für erneuerbaren Wasserstoff mittelfristige Kostenkorridore von 78 bis 222 €/MWh bzw. rund 2,6 bis 7,4 €/kg aus. Langfristig reichen die ausgewerteten Studienwerte von 57 bis 151 €/MWh bzw. rund 1,9 bis 5,0 €/kg [EWI & BET 2025].

Fraunhofer ISE erwartet für großskalige Elektrolysesysteme im Jahr 2030 Systemkosten von etwa 400 bis 500 €/kW. Dezentrale und kleinere Anlagen dürften weiterhin deutlich höhere spezifische Investitionskosten aufweisen [ISE 2021]. Unter günstigen Bedingungen können für erneuerbaren Wasserstoff bis 2030 reine Erzeugungskosten von etwa 3 bis 5 €/kg erreichbar sein. Dieser Wert setzt niedrige Stromkosten, eine hohe Auslastung und großskalige Anlagen voraus und enthält noch keine vollständigen Kosten für Transport, Speicherung, Verteilung und Vertrieb. Für in Deutschland erzeugten erneuerbaren Wasserstoff sind in der ersten Hälfte der 2030er Jahre häufig höhere Bereitstellungskosten plausibel.

Kohlenstoffarmer Wasserstoff aus Erdgasreformierung mit CO₂-Abscheidung kann den Hochlauf ergänzen, sofern CO₂-Transport- und Speicherinfrastruktur verfügbar ist und die regulatorischen Anforderungen erfüllt werden. EWI und BET weisen für blauen Wasserstoff Kosten von 70 bis 180 €/MWh aus, entsprechend rund 2,3 bis 6,0 €/kg. Der Erdgaspreis kann dabei den größten Kostenblock bilden; zusätzlich beeinflussen CO₂-Abscheidung, Transport und Speicherung die Wirtschaftlichkeit [EWI & BET 2025]. Die Nutzung blauen Wasserstoffs kann somit kurzfristig kostendämpfend wirken, erhöht jedoch die Abhängigkeit von Erdgasimporten und setzt eine belastbare CO₂-Infrastruktur voraus.

11.3 Import, Transport und Infrastruktur

Deutschland wird seinen zukünftigen Wasserstoffbedarf voraussichtlich nicht ausschließlich durch heimische Erzeugung decken können. Die Nationale Wasserstoffstrategie und die Importstrategie des Bundes gehen für das Jahr 2030 von einem Bedarf an Wasserstoff und Wasserstoffderivaten von 95 bis 130 TWh aus. Davon sollen voraussichtlich rund 45 bis 90 TWh bzw. etwa 50 bis 70 % durch Importe gedeckt werden. Nach 2030 dürfte der Importanteil weiter an Bedeutung gewinnen [BMWK 2024].

Für Baden-Württemberg gilt die Importabhängigkeit in besonderem Maße. Das Land verfügt zwar über Potenziale für lokale Elektrolyseure und regionale Wasserstoff-Hubs, die verfügbaren erneuerbaren Strommengen werden jedoch voraussichtlich nicht ausreichen, um den langfristig erwarteten Bedarf vollständig zu decken. Das Wasserstoff-Versorgungskonzept des Landes geht davon aus, dass der Importanteil mindestens dem bundesweiten Korridor entspricht und perspektivisch auch darüber liegen kann [UM BW 2026].

Bei den Importwegen ist zwischen gasförmigem Wasserstoff per Pipeline sowie Wasserstoff und Wasserstoffderivaten per Schiff, Bahn oder Trailer zu unterscheiden. Pipelineimporte aus europäischen Ländern sind bei ausreichender Auslastung und geeigneten Entfernungen in der Regel die kostengünstigste Option. Schiffstransporte erweitern dagegen die Zahl möglicher Bezugsregionen und ermöglichen insbesondere Importe von Ammoniak, Methanol oder Flüssigwasserstoff aus weiter entfernten Regionen. Sie verursachen jedoch zusätzliche Kosten für Umwandlung, Transport, Speicherung und gegebenenfalls Rückumwandlung.

EWI und BET zeigen diese Kostenzusammenhänge anhand unterschiedlicher Importpfade. Für das Jahr 2030 werden Produktionskosten in den Niederlanden und Großbritannien von rund 137 €/MWh bzw. etwa 4,6 €/kg ausgewiesen. Für Marokko werden Produktionskosten von 106 €/MWh bei überwiegender Windnutzung und 162 €/MWh bei überwiegender Photovoltaiknutzung genannt. Dies entspricht rund 3,5 bzw. 5,4 €/kg. Der Transport über eine neu gebaute Pipeline von der marokkanischen Küste nach Deutschland wird mit rund 35 €/MWh bzw. etwa 1,2 €/kg angesetzt; zusätzliche Infrastrukturkosten innerhalb Marokkos sind dabei nicht vollständig berücksichtigt [EWI & BET 2025].

Für Pipelineimporte ist die Nutzung oder Umstellung bestehender Erdgasleitungen ein wichtiger Kostenvorteil. Der Transport durch eine umgewidmete Erdgasleitung wird in der Studie mit rund 8 €/MWh je 1.000 km beziffert, also etwa 0,27 €/kg je 1.000 km. Beim Seetransport dominieren dagegen die Kosten für Umwandlung und Rückumwandlung. Die Synthese und das Cracking von Ammoniak können zusätzliche Kosten von rund 130 €/MWh bzw. etwa 4,3 €/kg verursachen. In der ersten H2Global-Auktion wurden für erneuerbaren Ammoniak Preise von 811 €/t erzielt; dies entspricht nach EWI und BET Bereitstellungskosten von rund 240 €/MWh bzw. etwa 8,0 €/kg Wasserstoff einschließlich Transport und Umwandlung [EWI & BET 2025].

Die für Baden-Württemberg durchgeführten Modellierungen bestätigen die Kostenvorteile europäischer Pipelineimporte. Für das Jahr 2032 wurden für Importe aus Schottland und Spanien über die gesamte Wertschöpfungskette bis Baden-Württemberg Kosten von etwa 3,7 bis 4,8 €/kg ermittelt. Für Finnland und Norwegen lagen die Werte bei etwa 4,5 bis 5,2 €/kg. Bei Importen aus Algerien und Tunesien wurden Kosten von etwa 5,5 bis 6,0 €/kg ausgewiesen. Bis 2040 sinken diese modellierten Kosten deutlich. Für Schottland und Spanien ergeben sich dann 2,7 bis 3,4 €/kg, für Finnland und Norwegen 3,1 bis 3,6 €/kg sowie für Algerien und Tunesien 3,8 bis 4,2 €/kg. Die Angaben enthalten jedoch noch nicht den Weitertransport innerhalb Baden-Württembergs, die regionale Verteilung, Vertriebskosten und kundenspezifische Speicheranforderungen [UM BW 2026].

Der Aufbau einer leistungsfähigen Infrastruktur bleibt ein zentraler Kostentreiber. Das von der Bundesnetzagentur genehmigte Wasserstoff-Kernnetz umfasst 9.040 km Leitungen, basiert zu rund 60 % auf der

Umstellung bestehender Erdgasleitungen und soll wesentliche Industriezentren, Importkorridore, Speicher und Kraftwerke bis 2032 verbinden. Die erwarteten Investitionskosten betragen 18,9 Mrd. Euro. Das Kernnetz stellt eine zentrale Voraussetzung für den Markthochlauf dar, ersetzt jedoch nicht den weiteren Ausbau regionaler Verteilnetze und lokaler Versorgungsstrukturen [BNetzA 2024].

Internationale Lieferketten bleiben mit erheblichen Umsetzungsrisiken verbunden. Nach dem Global Hydrogen Review 2026 würden internationale Handelsströme mehr als 40 % der weltweit angekündigten Mengen emissionsarmen Wasserstoffs bis 2030 betreffen, falls alle Projekte realisiert würden. Bislang ist jedoch nur ein geringer Teil dieser Handelsprojekte verbindlich finanziert oder im Bau. Importkorridore sind daher eine notwendige Ergänzung der Versorgung, ihre zeitgerechte Verfügbarkeit sollte jedoch nicht als gesichert vorausgesetzt werden [IEA 2026c].

11.4 Wirtschaftliche Akzeptanz und politische Rahmenbedingungen

Für die Preisbewertung ist zwischen Produktionskosten, Bereitstellungskosten, wirtschaftlicher Zahlungsbereitschaft und tatsächlichem Marktpreis zu unterscheiden. Produktions- und Bereitstellungskosten beschreiben den Aufwand entlang der Lieferkette. Die wirtschaftliche Akzeptanz beschreibt dagegen, welchen Preis ein Anwender zahlen kann, ohne dass ein emissionsarmer Produktionspfad höhere Gesamtkosten verursacht als die bisherige fossile Referenzroute. Der tatsächliche Marktpreis hängt zusätzlich von Förderinstrumenten, langfristigen Lieferverträgen, Herkunftsnachweisen, Mengenrisiken und individueller Infrastruktur ab. Ein einheitlicher, frei handelbarer Wasserstoffpreis existiert derzeit noch nicht.

EWI und BET beziffern eine indikative Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff bei einer Erdgasreferenz auf rund 50 bis 100 €/MWh bzw. etwa 1,7 bis 3,3 €/kg. Diese Abschätzung beruht auf einem Erdgaspreis von 35 €/MWh und CO₂-Preisen zwischen 70 und 300 €/t CO₂, Kosten für die Umstellung industrieller Prozesse sind darin nicht enthalten. Die heute beobachteten und mittelfristig erwarteten Kosten für emissionsarmen Wasserstoff liegen damit in vielen Anwendungen deutlich oberhalb der Zahlungsbereitschaft [EWI & BET 2025].

Der Global Hydrogen Review 2026 der Internationalen Energieagentur kommt zu einer ähnlichen Einschätzung. Ohne zusätzliche politische Unterstützung liegen die wirtschaftlich akzeptablen Wasserstoffkosten in den meisten Anwendungen und Regionen unter 2 US-Dollar je Kilogramm. Besonders deutlich ist die Kostenlücke in der Primärstahlerzeugung: Ohne CO₂-Bepreisung oder zusätzliche Förderung wäre für eine vollständige Kostengleichheit rechnerisch sogar ein negativer Wasserstoffpreis erforderlich. Höhere akzeptable Wasserstoffpreise ergeben sich insbesondere in Anwendungen mit hohem Energiekostenanteil, etwa in Raffinerien und der Ammoniakproduktion, sowie in Regionen mit hohen fossilen Energie- und CO₂-Preisen [IEA 2026c].

Die IEA folgert daraus, dass CO₂-Preise allein die Kostenlücke in vielen Anwendungen nicht schließen werden. Für den Markthochlauf sind zusätzliche Instrumente erforderlich. Dazu zählen insbesondere Klimaschutzverträge bzw. Differenzverträge, Investitionsförderung, staatliche Risikoabsicherungen, Quoten, Ausschreibungsmodelle sowie langfristige Abnahmeverträge. In Deutschland und Europa übernehmen H2Global und die Europäische Wasserstoffbank eine wichtige Rolle, indem sie Preisdifferenzen zwischen Erzeugungs- und Abnahmekosten teilweise absichern. Solche Instrumente können die Nachfrage planbarer machen und Investitionen auslösen, ersetzen jedoch nicht die Notwendigkeit einer gezielten Priorisierung der Anwendungen [IEA 2026c; EWI & BET 2025].

Zusätzliche Nachfrage kann durch Unternehmen und Verbraucher entstehen, die bereit sind, für emissionsarme Produkte einen Aufpreis zu zahlen. Die IEA sieht hierfür insbesondere bei grünem Stahl und nachhaltigen Flugkraftstoffen Ansatzpunkte. Voraussetzung ist jedoch eine Koordinierung entlang der Wertschöpfungskette, damit die Mehrkosten auf jene Akteure verteilt werden können, die eine höhere Zahlungsbereitschaft besitzen [IEA 2026c].

11.5 Bedeutung für Baden-Württemberg

Wasserstoff besitzt für Baden-Württemberg aufgrund der industriellen Struktur eine hohe strategische Bedeutung. Relevante Anwendungen bestehen insbesondere in der Metall- und Stahlindustrie, der Chemieindustrie, der Glas- und Keramikindustrie, in Hochtemperaturprozessen sowie langfristig in wasserstofffähigen Kraftwerken. Eine Besonderheit in Baden-Württemberg besteht darin, dass neben einzelnen Großverbrauchern ein wesentlicher Teil der potenziellen Nachfrage aus einer räumlich breit verteilten industriellen Struktur mit zahlreichen mittelständischen Unternehmen entsteht. Dies erhöht die Anforderungen an regionale Verteilnetze, lokale Wasserstoff-Hubs und flexible Transportlösungen [UM BW 2026].

Die Höhe des zukünftigen Bedarfs ist mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Das Wasserstoff-Versorgungskonzept des Landes stellt deshalb unterschiedliche Szenarien gegenüber. Ein top-down ermittelter Pfad zur Klimaneutralität in Baden-Württemberg weist für 2040 einen Bedarf von rund 30 TWh Wasserstoff und zusätzlich 8 TWh synthetischer Kraftstoffe aus. Die landesweite Wasserstoff-Bedarfsermittlung aus dem Jahr 2023 ergab dagegen einen potenziellen Gesamtbedarf von 22,7 TWh im Jahr 2030 und 90,7 TWh im Jahr 2040. Die Marktabfrage für den Netzentwicklungsplan deutet für 2035 ebenfalls auf einen Bedarf von rund 90 TWh hin. Diese hohen Werte beruhen jedoch auf der Annahme, dass Wasserstoff in ausreichenden Mengen und zu wettbewerbsfähigen Preisen an den jeweiligen Standorten verfügbar ist. Sie sind daher als Bedarfs- und Infrastrukturkorridore, nicht als belastbare Mengenprognosen zu verstehen. Der zukünftige Bedarf hängt insbesondere davon ab, in welchem Maß verschiedene Technologien zur klimaneutralen Produktion in der Industrie zum Einsatz kommen. Hierbei spielen wiederum die Kosten und Mengen, zu denen Wasserstoff zur Verfügung stehen wird, eine entscheidende Rolle [UM BW 2026].

Für die weitere Entwicklung ist entscheidend, welche industriellen Dekarbonisierungspfade sich tatsächlich durchsetzen. Direkte Elektrifizierung, Biomasse, Abwärmenutzung, Carbon Management und wasserstoffbasierte Verfahren stehen teilweise in Konkurrenz. Auch die Kosten und die Verfügbarkeit von Wasserstoff bestimmen, ob Unternehmen ihre Bedarfsabsichten in konkrete Investitionsentscheidungen überführen. Für die Infrastrukturplanung ist deshalb ein ausreichend breiter Entwicklungskorridor erforderlich, während Preisprognosen mit entsprechend hoher Unsicherheit versehen werden sollten.

Lokale Wasserstofferzeugung kann insbesondere in der frühen Hochlaufphase und außerhalb des Kernnetzes eine wichtige Ergänzung darstellen. Modellierungen für Baden-Württemberg zeigen, dass eine hohe Eigenversorgung mit erneuerbarem Wasserstoff theoretisch möglich sein kann. In der praktischen Umsetzung begrenzen jedoch Flächenverfügbarkeit, Stromnetze, Ausbaugeschwindigkeit erneuerbarer Energien, Finanzierung und konkurrierende Stromanwendungen das realisierbare Potenzial. Langfristig ist daher von einem Mix aus regionaler Erzeugung, Pipelineimporten und dem Bezug wasserstoffbasierter Derivate auszugehen [UM BW 2026].

11.6 Wasserstoff in der kommunalen Wärmeplanung

Im Gebäudesektor und in der kommunalen Wärmeversorgung wird Wasserstoff voraussichtlich nur eine begrenzte Rolle spielen. Die kommunale Wärmeplanung dient dazu, geeignete Versorgungsoptionen räumlich zuzuordnen und unter wirtschaftlichen sowie infrastrukturellen Gesichtspunkten zu bewerten. Im Mittelpunkt stehen dabei insbesondere Energieeffizienz, Wärmepumpen, Wärmenetze, Geothermie, Solarthermie, Biomasse und unvermeidbare Abwärme.

Wasserstoff kann in einzelnen Gebieten eine Option sein, etwa bei industriell geprägten Standorten, für spezielle Hochtemperaturanwendungen oder als flexible Reserve in Wärmenetzen. Eine flächendeckende Umstellung bestehender Erdgasnetze auf Wasserstoff ist dagegen aus heutiger Sicht nicht absehbar. Die

Auswertung von 126 bis Juni 2024 vorliegenden Wärmeplänen in Baden-Württemberg ergab für das Zieljahr 2040 einen dezentralen Wasserstoffbedarf von rund 2 TWh pro Jahr. Dies entspricht im Mittel etwa 5 % der betrachteten Wärmebereitstellung und betrifft vor allem Gewerbe- und Industrieanwendungen, nur vereinzelt die allgemeine Gebäudewärmeversorgung [KEA-BW 2025].

Für die allgemeine Gebäudeheizung ist Wasserstoff wegen der hohen Umwandlungsverluste und der absehbar höheren Bereitstellungskosten gegenüber Wärmepumpen oder erneuerbar gespeisten Wärmenetzen keine vorrangige Lösung. Der Einsatz sollte auf klar abgegrenzte Wasserstoffgebiete, industrielle Sonderanwendungen und gegebenenfalls flexible Wärmeerzeuger in Wärmenetzen beschränkt bleiben.

11.7 Einordnung zukünftiger Endkundenpreise und Gesamtbewertung

Für industrielle Verbraucher lässt sich derzeit kein einheitlicher Wasserstoff-Endkundenpreis prognostizieren. Die künftigen Preise hängen wesentlich von Herkunft, Herstellungsverfahren, Transportweg, Auslastung der Infrastruktur, Speicherbedarf, Vertragslaufzeit sowie Förder- und Absicherungsinstrumenten ab. Aus den vorliegenden Kostenstudien und den baden-württembergischen Versorgungsanalysen ergibt sich für die erste Hälfte der 2030er Jahre ein plausibler Orientierungskorridor von etwa 4 bis 7 €/kg Wasserstoff. Bezogen auf den unteren Heizwert von rund 33,3 kWh je Kilogramm entspricht dies etwa 12 bis 21 ct/kWh.

Dieser Korridor ist ausdrücklich keine Marktpreisprognose. Er beschreibt eine Größenordnung für bereitgestellten Wasserstoff unter unterschiedlichen Annahmen und kann je nach Standort, Liefervertrag, Förderregime, Transportweg und Speicherbedarf über- oder unterschritten werden.

Zusammenfassend ist Wasserstoff ein unverzichtbarer, jedoch knapper und voraussichtlich vergleichsweise kostenintensiver Energieträger. Seine wirtschaftlich sinnvollsten Anwendungen liegen in Bereichen mit stofflichem Wasserstoffeinsatz, hohen Prozesswärm Temperaturen, schwer elektrifizierbaren Verkehrssegmenten sowie bei der langfristigen Absicherung des Stromsystems.

Die Auswertung von EWI und BET zeigt, dass der Wasserstoffhochlauf nicht allein an langfristigen Kostensenkungspotenzialen, sondern vor allem an der kurzfristigen Differenz zwischen Bereitstellungskosten und Zahlungsbereitschaft der Abnehmer scheitern kann. Während langfristig deutlich niedrigere Kosten möglich sind, liegen heutige Produktions- und Importkosten häufig noch oberhalb dessen, was industrielle Anwender ohne Förderung tragen können. Für den Preisbericht ist daher eine klare Trennung zwischen heutigen Kosten, langfristigen Kostensenkungspotenzialen, wirtschaftlicher Akzeptanz und möglichen Endkundenpreisen erforderlich.

Für Baden-Württemberg besitzt Wasserstoff aufgrund seiner industriellen Struktur eine vergleichsweise hohe Bedeutung. Große Bedarfe entstehen insbesondere in der Stahl- und Metallindustrie, der Chemieindustrie sowie der Glas- und Keramikindustrie. Hinzu kommt die Besonderheit, dass die Bedarfe der Industrie insbesondere aus dem sehr breit verteilten Mittelstand in Baden-Württemberg entstehen (neben einzelnen Großkunden wie Badische Stahlwerke und Evonik). Darüber hinaus werden wasserstofffähige Gasturbinen künftig einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, wenn Wind- und Solarstrom zeitweise nicht ausreichend zur Verfügung stehen. Für Baden-Württemberg ist der Aufbau einer diversifizierten Versorgung aus lokaler Erzeugung, Pipelineimporten und Wasserstoffderivaten entscheidend. Ebenso wichtig sind langfristige Abnahmevereinbarungen, eine belastbare Infrastrukturplanung und politische Instrumente zur Verringerung der gegenwärtigen Kostenlücke zwischen emissionsarmem Wasserstoff und fossilen Referenztechnologien.

Im Bereich der kommunalen Wärmeversorgung wird Wasserstoff nach aktuellem Kenntnisstand dagegen nur eine Nischenrolle einnehmen. Die meisten kommunalen Wärmepläne in Baden-Württemberg priorisieren Wärmenetze, Wärmepumpen, Geothermie und Umweltwärme. Eine flächendeckende Umstellung bestehender Erdgasnetze auf Wasserstoff wird aufgrund der höheren Endenergiekosten und des

geringeren Gesamtwirkungsgrades überwiegend nicht verfolgt. Wasserstoff wird daher voraussichtlich vor allem in Industriegebieten, einzelnen Quartieren mit hohem Prozesswärmebedarf sowie zur Absicherung der Stromversorgung eingesetzt werden.

12 Anhang

12.1 Strompreise EU

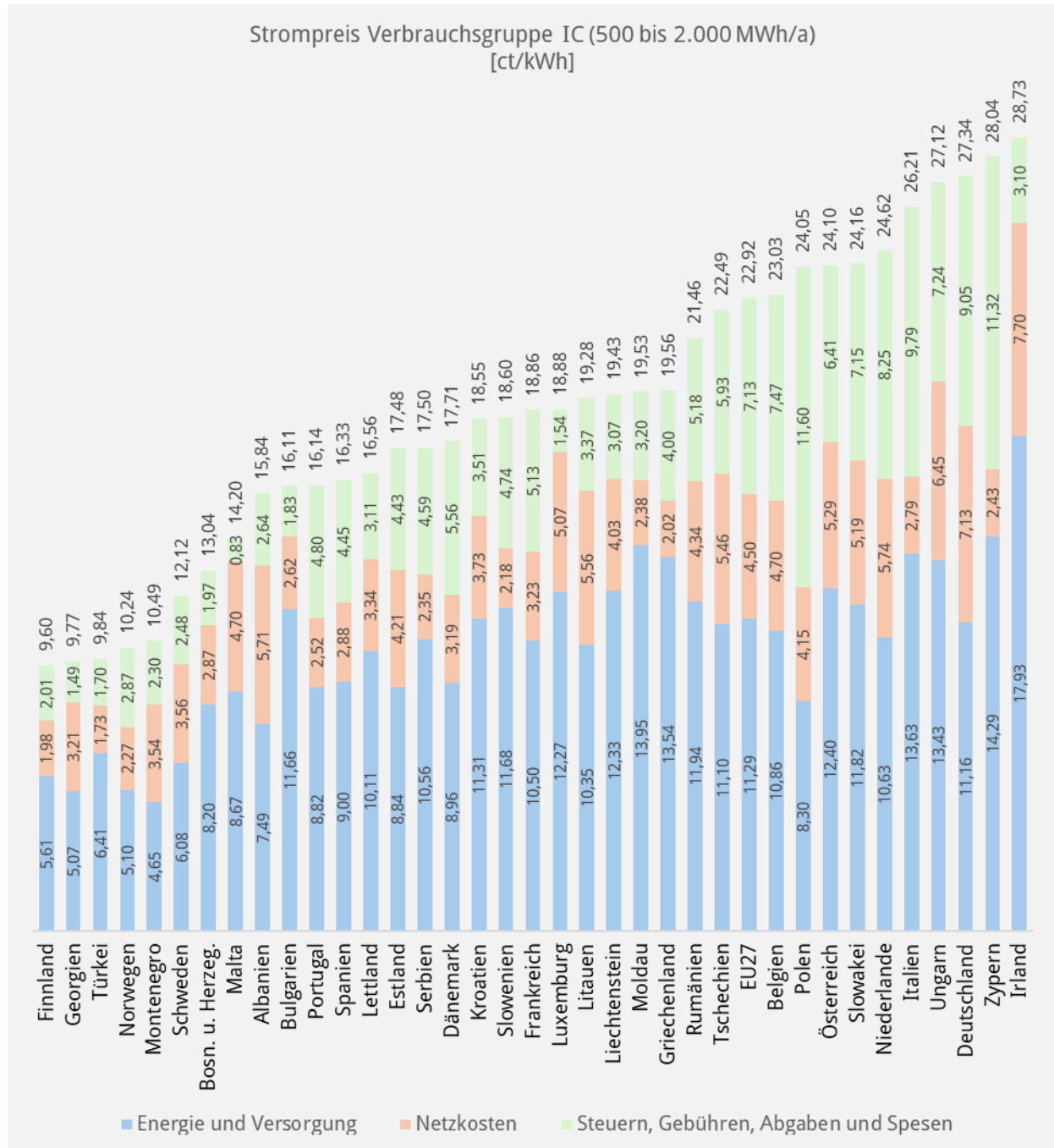


Abbildung 92 Industriestrompreise in den Ländern der Europäischen Union 2025 (IC)
Quelle: [Eurostat 2026], Darstellung IE Leipzig

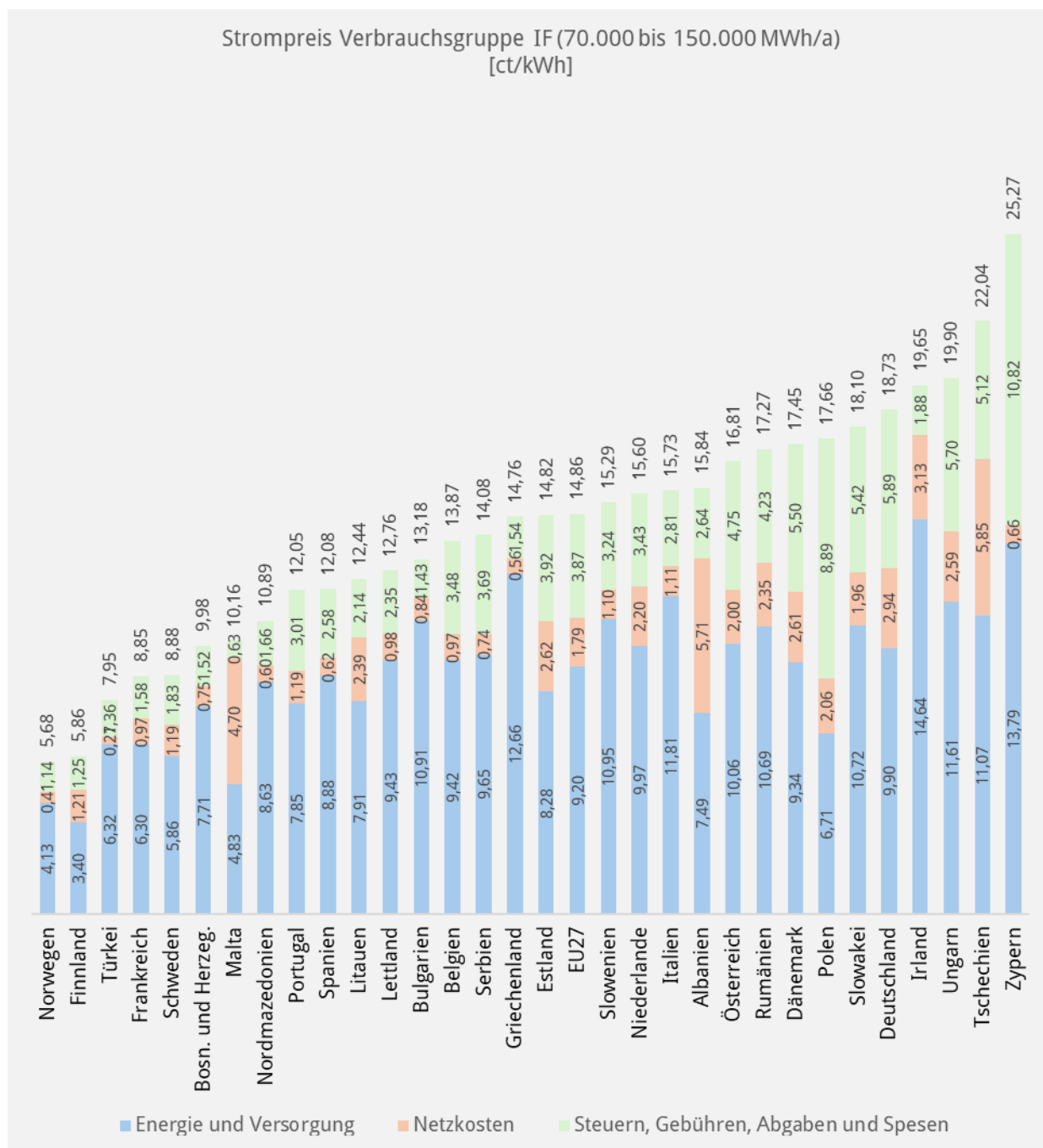


Abbildung 93 Industriestrompreise in den Ländern der Europäischen Union 2025 (IF)

Quelle: [Eurostat 2026], Darstellung IE Leipzig

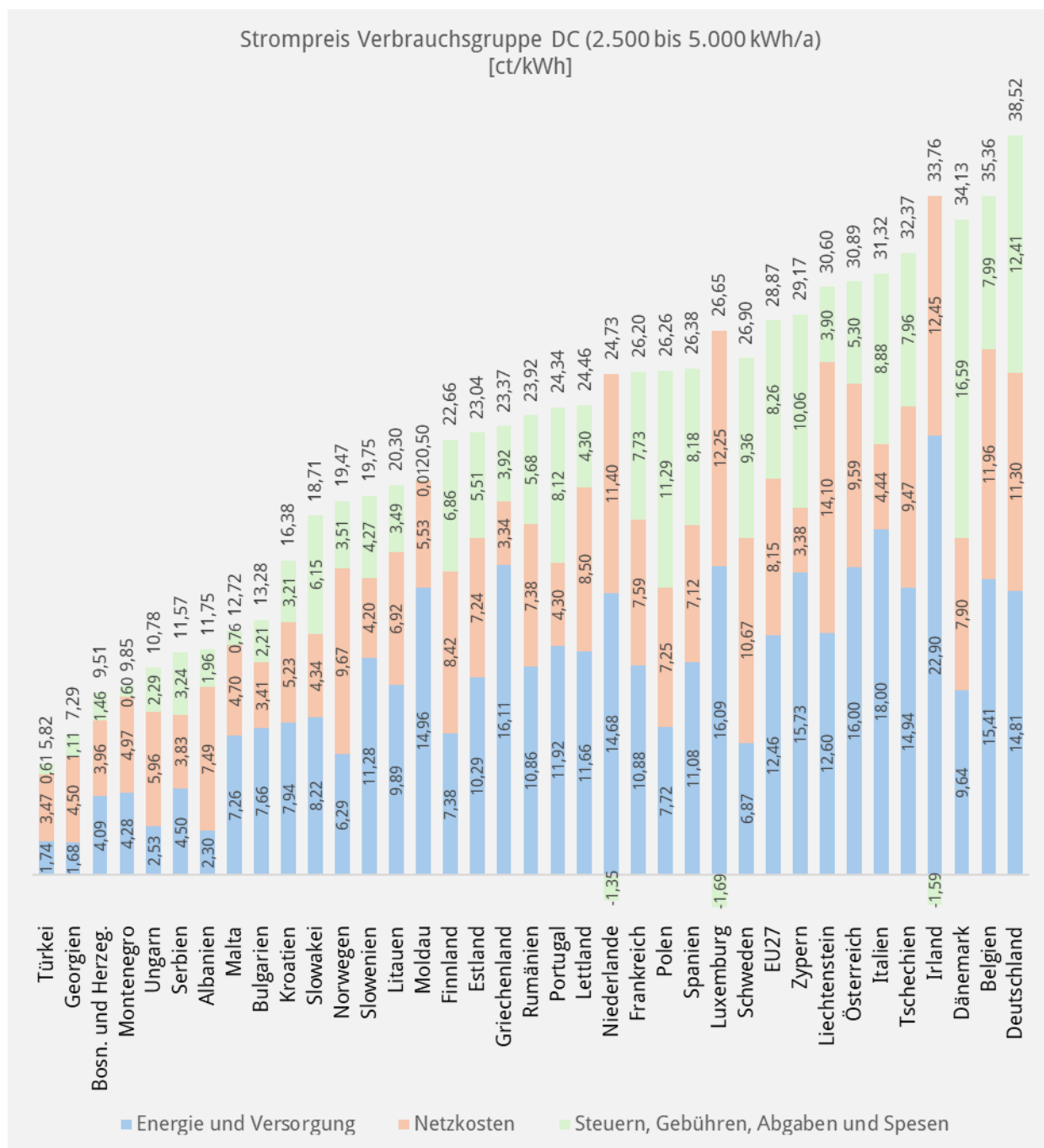


Abbildung 94 Haushaltsstrompreis in den Ländern der Europäischen Union 2025

Quelle: [Eurostat 2026], Darstellung IE Leipzig

12.2 Börsenpreise Erdgas Spotmarkt

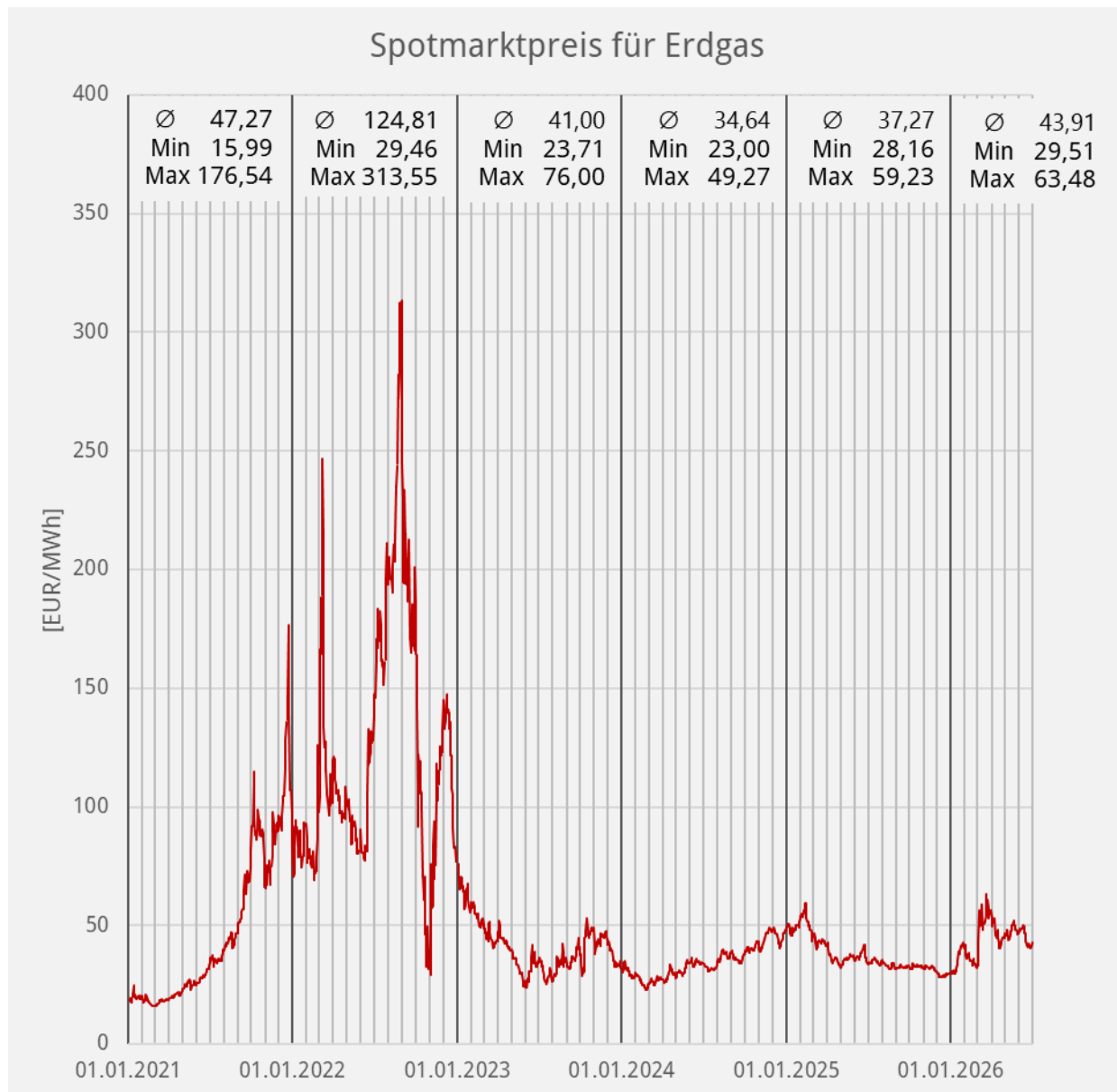


Abbildung 95 Entwicklung des Großhandelspreises für Erdgas am Spotmarkt 2021 bis 2026

Quelle: [EEX 2026c], Darstellung IE Leipzig auf Grundlage von Erdgas-Spotmarktdaten der EEX, Marktgebiet Trading Hub Europe (THE), End-of-Day Index, Daten für 2026: 01.01.2026 bis 30.06.2026

12.3 Entwicklung der realen Preise für CO₂-Zertifikate

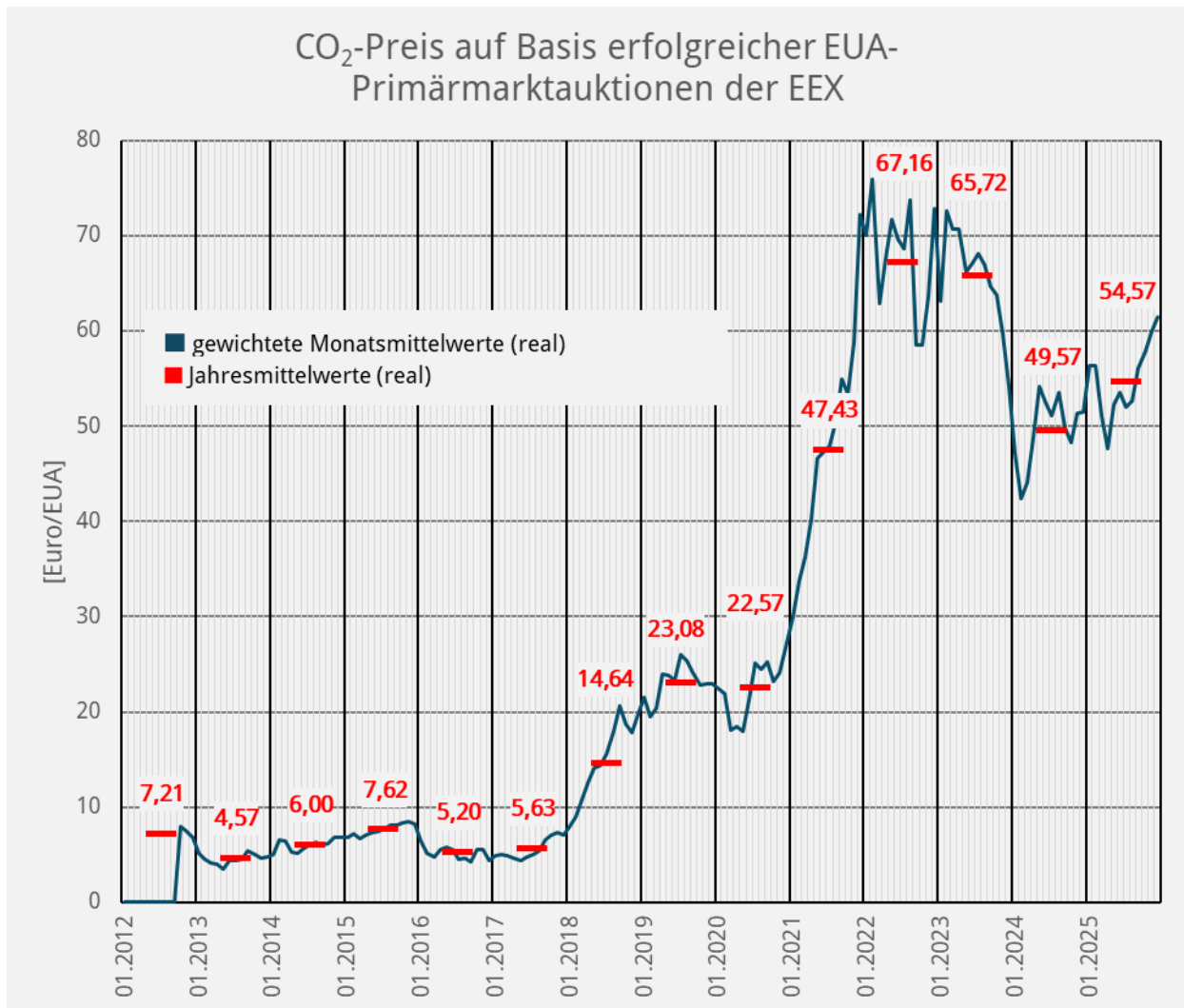


Abbildung 96 Entwicklung der realen Preise (monatlicher Durchschnitt und Jahresdurchschnitt) für CO₂-Zertifikate 2012 bis 2025

Quelle: [EEX 2026b], Darstellung IE Leipzig, Berechnung auf Grundlage der erfolgreichen EUA-Primärmarktauktionen der EEX; Gewichtung der Zuschlagspreise mit den jeweiligen Auktionsvolumina, Preisbasis: 2015.

12.4 Preise der relevanten Endenergieträger für Wärme

Energieträger	Einheit	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Fernwärme	ct/ kWh	10,01	9,83	8,95	9,09	9,33	9,53	9,30	9,88	15,39	17,62	16,58
Pellets	ct/ kWh	5,10	4,79	5,03	5,15	5,21	4,86	4,96	10,76	8,10	5,98	7,32
Leichtes Heizöl	ct/ kWh	6,04	5,02	5,82	7,09	6,90	5,10	7,41	13,34	10,61	10,27	9,20
Erdgas	ct/ kWh	6,59	5,84	5,84	5,96	6,24	5,96	8,18	16,65	11,91	12,13	13,80
Strom für Nachtspeicher-heizung	ct/ kWh	20,42	19,20	19,68	20,13	21,38	22,11	23,34	33,25	21,00	17,32	17,74
Strom für Wärmepumpe	ct/ kWh	21,37	20,63	21,12	21,47	22,65	23,39	24,48	44,29	21,14	18,79	19,59

Tabelle 12 Nominale Preise der Energieträger zur Ermittlung der jährlichen Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme für Haushalte in Baden-Württemberg

Quelle: [CARMEN 2026], [Verivox 2026], [Destatis 2026c], Darstellung und Berechnung: IE Leipzig, Preisbasis 2015

12.5 Jährliche reale Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme

Reale Kosten je Haushalt [Euro/a]	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Fernwärme	1.977	1.936	1.733	1.726	1.747	1.779	1.682	1.644	1.869	2.317	2.301
Pellets	1.270	1.190	1.228	1.234	1.231	1.145	1.131	2.259	1.604	1.156	1.328
Wärmepumpe	1.589	3.448	1.552	1.530	1.583	1.657	1.745	3.322	1.585	1.410	1.469
Heizöl	1.267	1.049	1.195	1.427	1.372	1.010	1.420	2.354	1.766	1.668	1.462
Erdgas	1.381	1.218	1.198	1.200	1.240	1.180	1.569	2.939	1.983	1.970	2.193
Nachtspeicher	2.461	2.584	2.410	2.384	2.475	2.610	2.777	4.156	2.626	2.165	2.218

Tabelle 13 Jährliche reale Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme je Haushalt in Baden-Württemberg

Quelle: [CARMEN 2026], [Verivox 2026], [Destatis 2026c], Darstellung und Berechnung: IE Leipzig, Preisbasis 2015

12.6 Stromkosten der Industrie

WZ 08*	Verbrauchergruppen	WZ 03 Abschnitt	WZ 08 Abschnitt	UdPG? WZ 03: CID EIF	UdPG? WZ 08: B C	Betriebe [Anzahl]	Beschäftigte [Anzahl]	Gezahlte Bruttoeinkommen [in Mio. Euro]	Umsatz [in Mio. Euro]	Anteil Auslandsumsatz [in %]	Bruttowertschöpfung [in Mio. Euro]
GA	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen klein	-	-	NEIN	NEIN	-	-	-	-	-	-
GG	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen groß	-	-	NEIN	NEIN	-	-	-	-	-	-
41	Baugewerbe Hochbau	F	F	JA	JA	3.195	61.013	1.940	8.800	-	22,42
42	Baugewerbe Tiefbau	F	F	JA	NEIN	3.505	30.344	965	4.140	-	932
05	Kohlerzeugung	C	B	JA	JA	-	-	-	-	-	-
06	Gewinnung von Erdöl und Erdgas	C	B	JA	JA	-	-	-	-	-	-
07	Erzergbau	C	B	JA	JA	-	-	-	-	-	-
08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	C	B	JA	JA	161	4.679	251	1.067	10	420
09	Dienstleistungen f.d. Bergbau u. Gewinnung v. Steinen	C	B	JA	JA	-	-	-	-	-	-
10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	D	C	JA	JA	828	73.080	2.520	19.782	24	3.978
11	Getränkeherstellung	D	C	JA	JA	92	8.082	397	2.536	18	855
12	Tabakerzeugung	D	C	JA	JA	-	-	-	-	-	-
13	Herstellung von Textilien	D	C	JA	JA	121	9.676	435	1.849	52	572
14	Herstellung von Bekleidung	D	C	JA	JA	38	9.099	450	3.240	48	959
15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	D	C	JA	JA	14	985	42	211	-	61
16	H.v. Holz-, Flecht-, Kork- u. Korkwaren (ohne Möbel)	D	C	JA	JA	210	15.059	664	4.164	23	1.050
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	D	C	JA	JA	156	23.862	1.305	7.328	40	1.801
18	H.v. Druckerei, Verlags-, Ton-, Bild-, Datenträgern	D	C	JA	JA	164	10.168	391	1.595	14	555
19	Kokerei und Mineralölverarbeitung	D	C	JA	JA	-	-	-	-	-	-
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	D	C	JA	JA	215	36.802	2.417	18.649	65	4.449
21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	D	C	JA	JA	52	30.667	2.089	8.120	43	2.159
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	D	C	JA	JA	548	59.979	3.009	15.239	44	4.902
23	H.v. Glas-, waren, Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	D	C	JA	JA	341	20.361	1.225	5.804	26	1.913
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	D	C	JA	JA	117	20.327	1.159	13.960	47	2.174
25	Herstellung von Metallerzeugnissen	D	C	JA	JA	1.649	147.852	7.629	29.276	37	10.595
26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	D	C	JA	JA	436	86.495	6.116	30.389	70	12.958
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	D	C	JA	JA	565	106.276	6.413	26.706	54	8.583
28	Maschinenbau	D	C	JA	JA	1.529	313.081	21.365	79.089	64	25.735
29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenanteilen	D	C	JA	JA	287	216.462	18.395	139.734	77	24.687
30	Sonstiger Fahrzeugbau	D	C	JA	JA	52	10.483	724	2.680	57	742
31	Herstellung von Möbeln	D	C	JA	JA	162	15.521	726	3.037	30	952
32	Herstellung von sonstigen Waren	D	C	JA	JA	424	53.028	2.826	10.904	63	4.356
33	Reparatur u. Installation von Maschin. u. Ausrüstungen	D	C	JA	JA	327	22.875	1.601	5.375	24	2.084

Legende:

Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Produzierendes Gewerbe und Bergbau

außer GK und GG

nicht vorhanden

Zahlenwert unbekannt oder geheimgehalten

Wirtschaftsklassifizierung

WZ: Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 2 Nr. 3 StresStG, Abschnitte der WZ03; C: Bergbau und Gewinnung von Steine und Erden | D: Verarbeitendes Gewerbe | E: Energie- und Wasserversorgung | F: Baugewerbe

UdPG: Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 14 EStG 2012, Abschnitte WZ08; B: Bergbau und Gewinnung von Steine und Erden | C: Verarbeitendes Gewerbe

Tabelle 14 Grunddaten zu den Verbrauchergruppen für Baden-Württemberg im Jahr 2024
Quelle: Auswertung auf Basis [Destatis 2025a], [Destatis 2025b], Darstellung IE Leipzig

*08 WZ	Typische Verbraucher der Verbrauchergruppen	WZ 03 Abschnitt	WZ 08 Abschnitt	UdPG ? WZ 03: C/D E/F	UdPG ? WZ 08: B/C	Umsatz je Betrieb/Verbraucher [in Mio. Euro]	Bruttowertschöpfung je Betrieb/Verbraucher [in Mio. Euro]	gezahlter Arbeitgeberbeitrag zur Rentenversicherung je Betrieb [in Euro]	Anteil der Stromkosten am Umsatz (Basis Eurostat für DE) [in %]	Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung (Basis Eurostat DE) [in %]
GK	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen klein	-	-	NEIN	-	-	-	5.580	-	-
GG	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen groß	-	-	NEIN	-	-	-	24.180	-	-
41	Baugewerbe Hochbau	F	F	JA	3	56.474	0,7	56.474	0,7	2,7
42	Baugewerbe Tiefbau	F	F	JA	1	22.980	0,2	22.980	2,4	10,7
05	Kohlerbergbau	C	B	JA	-	-	-	-	-	-
06	Gewinnung von Erdöl und Erdgas	C	B	JA	-	-	-	-	-	-
07	Erzbergbau	C	B	JA	-	-	-	-	-	-
08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	C	B	JA	6,6	-	2,6	145.113	6,4	16,2
09	Dienstleistungen f.d. Bergbau u. Gewinnung v. Steinen	C	B	JA	-	-	-	-	-	-
10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	D	C	JA	23,9	-	4,8	282.997	1,8	8,8
11	Getränkherstellung	D	C	JA	27,6	-	9,3	401.175	1,9	5,5
12	Tabakverarbeitung	D	C	JA	-	-	-	-	-	-
13	Herstellung von Textilien	D	C	JA	15,3	-	4,7	334.622	1,8	5,9
14	Herstellung von Bekleidung	D	C	JA	85,3	-	25,2	1.102.535	0,3	1,1
15	Herstellung von Leder, Lederverarbeiten und Schuhen	D	C	JA	15,1	-	4,4	280.475	0,8	2,9
16	H.v. Holz, Flecht-, Korb- u. Korkwaren (ohne Möbel)	D	C	JA	19,8	-	5,0	293.968	2,7	10,7
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	D	C	JA	47,0	-	11,5	777.751	7,1	28,8
18	H.v. Druckerei, Vertrieß v. Ton-, Bild-, Datenträgern	D	C	JA	9,7	-	3,4	221.865	3,0	8,7
19	Kokerei und Mineralverarbeitung	D	C	JA	-	-	-	-	-	-
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	D	C	JA	85,7	-	20,7	1.045.689	1,4	6,0
21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	D	C	JA	156,2	-	41,5	3.736.220	1,3	5,0
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	D	C	JA	27,8	-	8,9	510.711	2,8	8,8
23	H.v. Glas-waren, Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	D	C	JA	17,0	-	5,6	334.212	4,2	12,8
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	D	C	JA	119,3	-	18,6	921.101	2,7	17,4
25	Herstellung von Metallerzeugnissen	D	C	JA	17,8	-	6,4	430.260	2,5	6,8
26	H.v. DV-Geräten elektron. u. opt. Erzeugnissen	D	C	JA	69,7	-	29,7	1.304.614	0,7	1,6
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	D	C	JA	47,3	-	15,2	1.055.607	0,8	2,6
28	Maschinenbau	D	C	JA	51,7	-	16,8	1.295.526	0,8	2,5
29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenanteilen	D	C	JA	48,9	-	86,0	5.960.655	0,5	3,1
30	Sonstiger Fahrzeugbau	D	C	JA	51,5	-	14,3	1.294.319	0,7	2,7
31	Herstellung von Möbeln	D	C	JA	18,7	-	5,9	416.551	1,1	3,4
32	Herstellung von sonstigen Waren	D	C	JA	25,7	-	10,3	619.847	0,9	2,2
33	Reparatur u. Installation von Maschinen u. Ausrüstungen	D	C	JA	16,4	-	6,4	455.372	0,3	0,7

Legende:

- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
- Produzierendes Gewerbe
- außer GK und GG
- nicht vorhanden
- Zahlenwert unbekannt oder gehehalten
- WZ Wirtschaftszweigklassifikation
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 3 S. 2 und 3 S. 2
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 1
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 2
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 3
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 4
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 5
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 6
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 7
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 8
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 9
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 10
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 11
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 12
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 13
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 14
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 15
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 16
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 17
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 18
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 19
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 20
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 21
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 22
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 23
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 24
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 25
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 26
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 27
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 28
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 29
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 30
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 31
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 32
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 33
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 34
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 35
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 36
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 37
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 38
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 39
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 40
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 41
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 42
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 43
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 44
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 45
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 46
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 47
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 48
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 49
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 50
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 51
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 52
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 53
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 54
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 55
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 56
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 57
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 58
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 59
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 60
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 61
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 62
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 63
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 64
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 65
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 66
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 67
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 68
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 69
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 70
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 71
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 72
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 73
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 74
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 75
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 76
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 77
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 78
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 79
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 80
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 81
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 82
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 83
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 84
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 85
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 86
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 87
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 88
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 89
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 90
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 91
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 92
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 93
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 94
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 95
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 96
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 97
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 98
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 99
- Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 1 S. 100

Tabelle 15

Charakterisierung durchschnittlicher Verbraucher nach Branchen in Baden-Württemberg im Jahr 2024

Quelle: Auswertung auf Basis [SLBW 2025] [Eurostat 2026] [Destatis 2025a] [Destatis 2025b], Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Strompreiskomponenten	Entlastungs- und Befreiungstatbestände 2024	
	Berücksichtigung im Rahmen der Strompreisanalyse	keine Berücksichtigung im Rahmen der Strompreisanalyse
KWK-Umlage & Offshore-Netzumlage	UdPG ² : - Liste 1 Stromverbrauch > 1GWh: 15% Umlage (unter Berücksichtigung SuperCap und Mindestumlage) (gemäß § 31 Nr. 2a EnFG) - Liste 2 Stromverbrauch > 1GWh: 25% Umlage (unter Berücksichtigung SuperCap und Mindestumlage) (gemäß § 31 Nr. 2b bb EnFG) - SuperCap - Liste 1: maximal 0,5 % der BWS zu Faktorkosten (gemäß § 31 Nr. 3a EnFG) - SuperCap - Liste 2: maximal 1,0 % der BWS zu Faktorkosten (gemäß § 31 Nr. 3b aa EnFG) - Mindestumlage: 0,05 €/kWh (Mindestbetrag gemäß § 31 Nr. 4 EnFG)	- Härtefallbestimmungen zur BesAR gemäß § 67 Abs. 2 EnFG 2024 - Liste 2 Stromverbrauch > 1GWh % & EE-Stromdeckung (2024: 80%): 15% Umlage (gemäß § 31 Nr. 2b aa EnFG) - SuperCap - Liste 2 & EE-Stromdeckung (2024 80%): maximal 0,5 % der BWS zu Faktorkosten (gemäß § 31 Nr. 3b bb EnFG)
§19 StromNEV-Umlage	- Entlastung von der §19 StromNEV-Umlage für den über 1 GWh hinausgehenden Verbrauch gemäß §19 (2) StromNEV - Entlastung von der §19 StromNEV-Umlage für UdPG¹ mit einem Stromkostenanteil am Umsatz von > 4% gemäß §19 (2) StromNEV	
Konzessionsabgabe	- ermäßigte Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden gemäß §2 (2) KAV - vollständige Befreiung von der Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden gemäß §2 (3) KAV	Absenkung der Konzessionsabgabe für Tarifkunden mit Schwachlasttarif gemäß §2 (2) KAV
Stromsteuer	Stromsteuerentlastung: Ermäßigung der Stromsteuer für UdPG ¹ gemäß §9b StromStG	Stromsteuerbefreiung: Energieintensive Produktionsprozesse gemäß §9a StromStG Strom aus Netzen mit 100% erneuerbaren Energien gemäß §9 (1) StromStG Eigenstrombedarf zur Stromerzeugung gemäß §9 (1) StromStG Strom aus Notstromaggregaten gemäß §9 (1) StromStG
Netzentgelt (inkl. Messstellenbetrieb, Messung & Abrechnung)	keine allgemeingültigen Entlastungs- bzw. Befreiungstatbestände vorhanden	Eine Netzentgeltentlastung nach § 19 Abs. 2 StromNEV setzt neben der Jahresstrommenge insbesondere die konkrete Lastcharakteristik, eine hohe Gleichmäßigkeit der Stromabnahme und gegebenenfalls eine ausreichende Nutzungszeit voraus. Diese Voraussetzungen werden in der vorliegenden Durchschnittsbetrachtung nicht abgebildet. Ein individuelles Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV kann im Einzelfall möglich sein.
Beschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)	keine Entlastungs- bzw. Befreiungstatbestände vorhanden	

UdPG¹ Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß §2 Nr. 3 StromStG, Abschnitte der WZ03: C- Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden | D - Verarbeitendes Gewerbe | E - Energie- und Wasserversorgung | F - Baugewerbe

UdPG² Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß §3 Nr. 14 EEG 2012, Abschnitte der WZ08: B - Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden | C - Verarbeitendes Gewerbe

Tabelle 16 Berücksichtigte Entlastungs- und Befreiungstatbestände im Rahmen der Strompreisanalyse 2024
 Quelle: Auswertung auf Basis [KWK] [StromNEV] [EnWG] [EnFG] [StromStG] [StromStV] [KAV], Darstellung IE Leipzig

Beschäftigte				Umsatz			
Ranking	WZ 08	Verbrauchergruppen	Anzahl Beschäftigte 2024	Ranking	WZ 08	Verbrauchergruppen	Umsatz in 10 ⁹ Euro 2024
1	28	Maschinenbau	313.081	1	29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	139.733.507
2	29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	216.462	2	28	Maschinenbau	79.089.116
3	25	Herstellung von Metallerzeugnissen	147.852	3	26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	30.389.204
4	27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	106.276	4	25	Herstellung von Metall erzeugnissen	29.276.341
5	26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	86.495	5	27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	26.706.254
6	10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	73.080	6	10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	19.781.676
7	22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	59.979	7	20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	18.648.751
8	32	Herstellung von sonstigen Waren	53.028	8	22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	15.239.142
9	20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	36.802	9	24	Metallerzeugung und -bearbeitung	13.960.007
10	21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	30.667	10	32	Herstellung von sonstigen Waren	10.904.455
11	17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	23.862	11	21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	8.120.194
12	33	Reparatur u. Installation von Masch.u.Ausrüstungen	22.875	12	17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	7.328.470
13	23	H.v. Glas-,waren,Keramik,Verarb. v.Steinen u.Erden	20.961	13	23	H.v. Glas-,waren,Keramik,Verarb. v.Steinen u.Erden	5.803.846
14	24	Metallerzeugung und -bearbeitung	20.327	14	33	Reparatur u. Installation von Masch.u.Ausrüstungen	5.375.296
15	31	Herstellung von Möbeln	15.521	15	16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb-u.Korkwaren (ohne Möbel)	4.164.131
16	16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb-u.Korkwaren (ohne Möbel)	15.059	16	14	Herstellung von Bekleidung	3.240.462
17	30	Sonstiger Fahrzeugbau	10.483	17	31	Herstellung von Möbeln	3.037.027
18	18	H.v. Druckerz., Vervielfw.Ton-,Bild-,Datenträgern	10.168	18	30	Sonstiger Fahrzeugbau	2.679.545
19	13	Herstellung von Textilien	9.676	19	11	Getränkeherstellung	2.535.649
20	14	Herstellung von Bekleidung	9.099	20	13	Herstellung von Textilien	1.849.316
21	11	Getränkeherstellung	8.082	21	18	H.v. Druckerz., Vervielfw.Ton-,Bild-,Datenträgern	1.595.448
22	08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	4.679	22	08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	1.067.347
23	15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	985	23	15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	210.859

Bruttowertschöpfung				Stromverbrauch			
Ranking	WZ 08	Verbrauchergruppen	Bruttowertschöpfung in Mio. Euro 2024	Ranking	WZ 08	Verbrauchergruppen	Stromverbrauch in MWh 2024
1	28	Maschinenbau	25.735	1	29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	3.569.167
2	29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	24.687	2	25	Herstellung von Metallerzeugnissen	2.928.889
3	26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	12.958	3	28	Maschinenbau	2.610.278
4	25	Herstellung von Metall erzeugnissen	10.595	4	17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	2.485.556
5	27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	8.583	5	22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	1.829.722
6	22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	4.902	6	24	Metallerzeugung und -bearbeitung	1.808.889
7	20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	4.449	7	10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	1.418.056
8	32	Herstellung von sonstigen Waren	4.356	8	20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	1.171.389
9	10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	3.978	9	23	H.v. Glas-,waren,Keramik,Verarb. v.Steinen u.Erden	1.033.889
10	24	Metallerzeugung und -bearbeitung	2.174	10	27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	888.889
11	21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	2.159	11	26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	851.667
12	33	Reparatur u. Installation von Masch.u.Ausrüstungen	2.084	12	21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	502.500
13	23	H.v. Glas-,waren,Keramik,Verarb. v.Steinen u.Erden	1.913	13	16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb-u.Korkwaren (ohne Möbel)	465.278
14	17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	1.801	14	32	Herstellung von sonstigen Waren	367.778
15	16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb-u.Korkwaren (ohne Möbel)	1.050	15	08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	277.500
16	14	Herstellung von Bekleidung	959	16	11	Getränkeherstellung	195.000
17	31	Herstellung von Möbeln	952	17	18	H.v. Druckerz., Vervielfw.Ton-,Bild-,Datenträgern	191.111
18	11	Getränkeherstellung	855	18	13	Herstellung von Textilien	132.500
19	30	Sonstiger Fahrzeugbau	742	19	31	Herstellung von Möbeln	126.111
20	13	Herstellung von Textilien	572	20	30	Sonstiger Fahrzeugbau	79.444
21	18	H.v. Druckerz., Vervielfw.Ton-,Bild-,Datenträgern	555	21	33	Reparatur u. Installation von Masch.u.Ausrüstungen	53.333
22	08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	420	22	14	Herstellung von Bekleidung	43.611
23	15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	61	23	15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	6.667

Abbildung 97 Die drei bedeutendsten Branchen nach Beschäftigten, Umsatz, Bruttowertschöpfung und Stromverbrauch des produzierenden Gewerbes in Baden-Württemberg 2024

Quelle: Auswertung auf Basis [SLBW 2025] [Destatis 2025a] [Destatis 2025b], Darstellung IE Leipzig

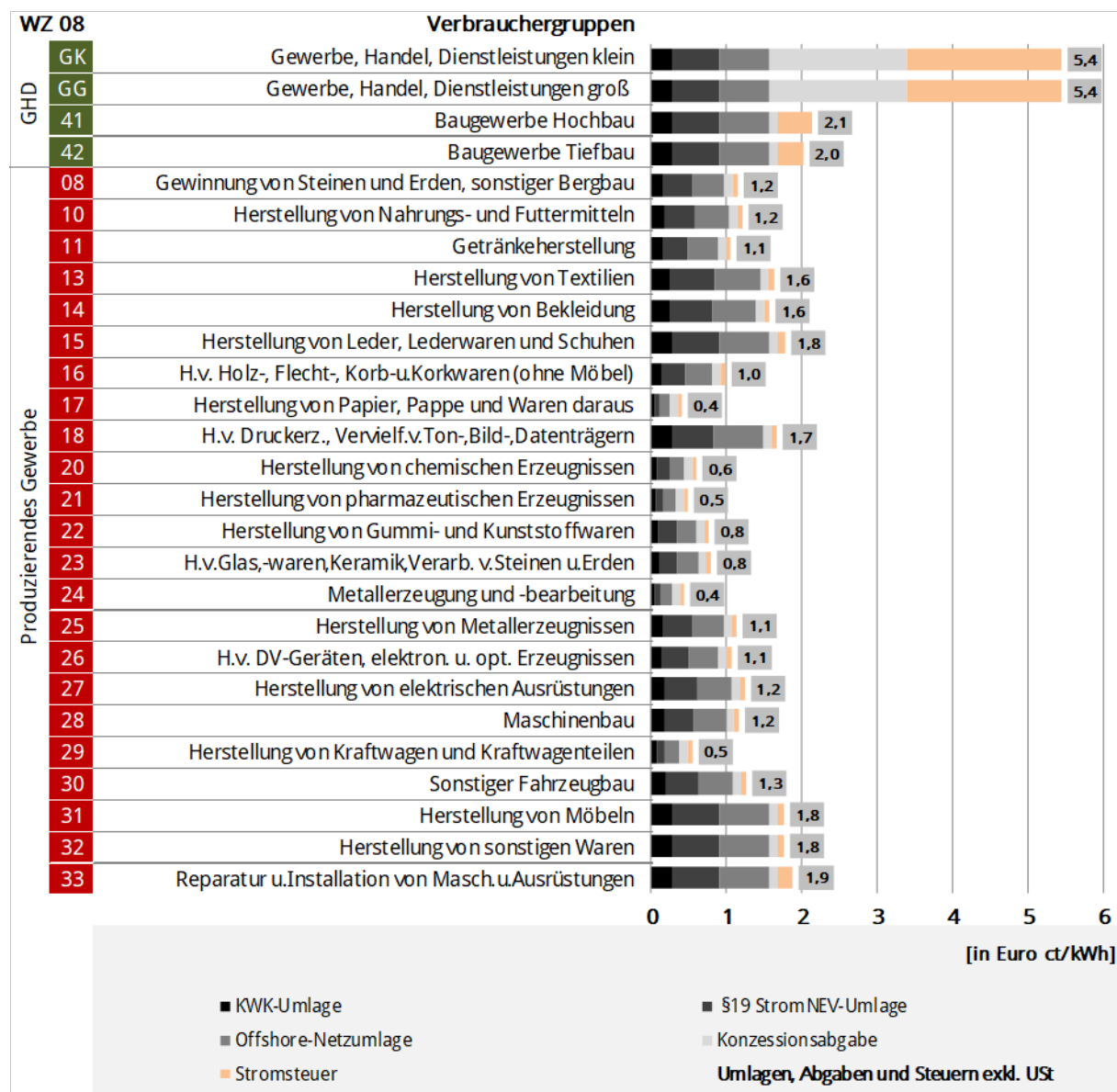


Abbildung 98 Staatlich induzierte Strompreisbestandteile unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2024

Quelle: Berechnung auf Basis [KWKG] [StromNEV] [EnWG] [EnFG] [StromStG] [StromStV] [KAV] [SLBW 2025] [BNetzA 2025] [Destatis 2025a] [Destatis 2025b] [Destatis 2025c] [ÜNB 2023a] [ÜNB 2023b] [ÜNB 2023c] [IE 2025], Darstellung IE Leipzig

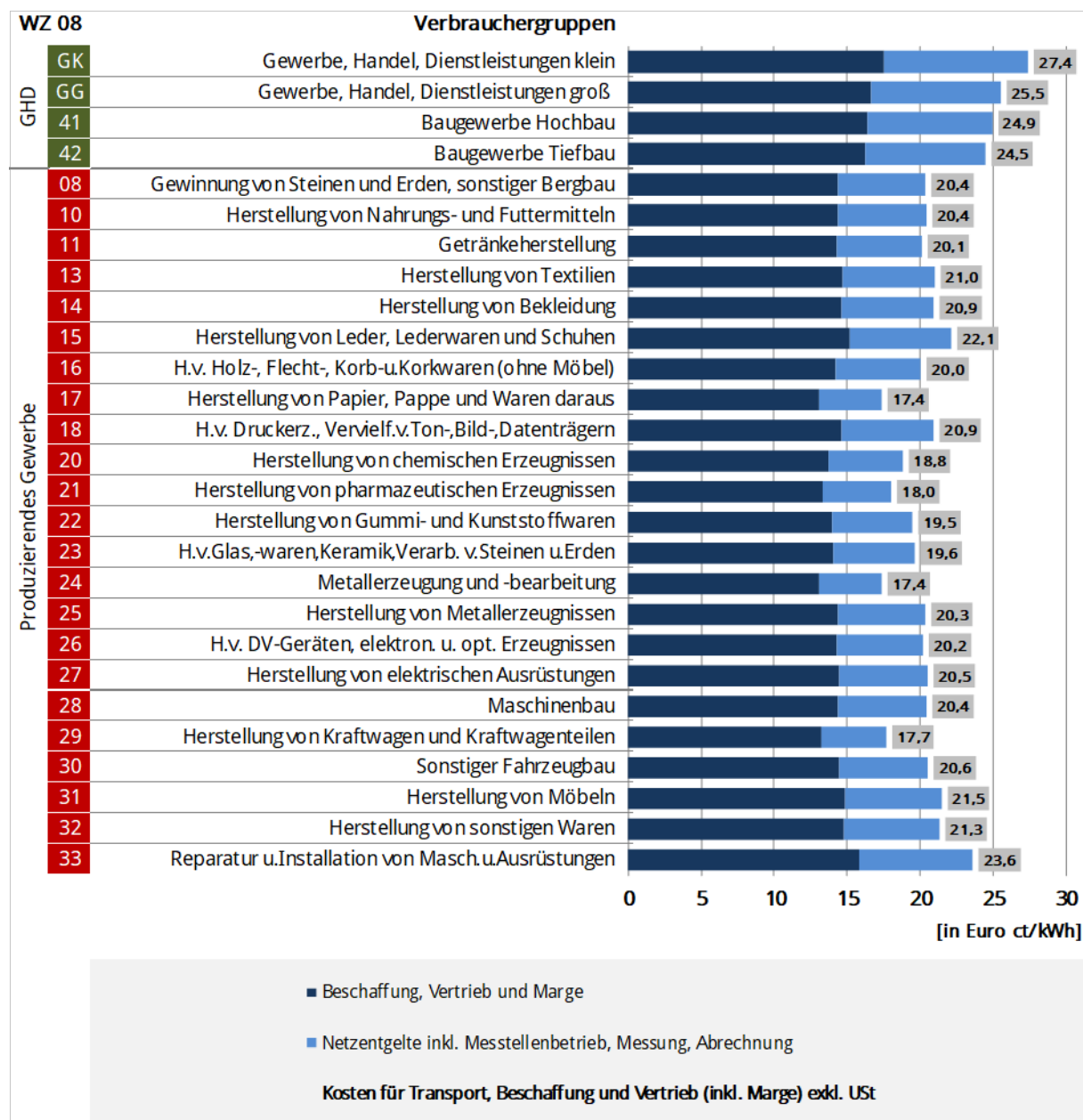


Abbildung 99 Spezifische Kosten für Transport, Beschaffung und Vertrieb (inkl. Marge) für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2024

Quelle: Berechnung auf Basis [BNetzA 2025] [SLBW 2025] Berechnung und Darstellung IE Leipzig

		Umlagen, Abgaben und Steuern exkl. USt in €/ckWh											Staatlich induzierter Anteil am Strompreis in Prozent											Veränderung 2024 ggü. 2014	
		2014	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2014	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	in €/ckWh	in %- Punkte		
+80 ZW	Verbrauchergruppen																								
		2014	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2014	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	in €/ckWh	in %- Punkte		
GK	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen klein	10,7	11,1	11,6	11,4	11,3	11,6	11,5	8,8	5,2	5,4	45,0%	48,5%	48,5%	48,5%	45,4%	45,0%	43,9%	30,5%	14,7%	14,7%	-5,29	-30,3%		
GG	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen groß	10,7	11,1	11,6	11,4	11,3	11,6	11,5	8,8	5,2	5,4	47,3%	50,8%	51,0%	51,0%	47,8%	47,5%	46,2%	32,1%	18,8%	18,8%	-5,29	-28,4%		
41	Baugewerbe Hochbau	8,9	9,3	9,7	9,6	9,5	9,8	9,6	7,0	3,4	2,1	43,4%	47,1%	47,6%	47,6%	44,3%	44,1%	42,8%	27,7%	13,3%	13,3%	-6,78	-30,1%		
42	Baugewerbe Tiefbau	8,8	9,2	9,6	9,5	9,3	9,7	9,5	6,9	3,3	2,0	43,7%	47,4%	47,9%	47,9%	44,6%	44,5%	43,1%	27,7%	13,1%	13,1%	-6,78	-30,6%		
05	Kohlenbergbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
06	Gewinnung von Erdöl und Erdgas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
07	Erzbergbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	4,6	5,0	5,3	5,3	5,1	5,4	5,3	3,9	1,8	1,2	34,3%	38,8%	40,7%	39,3%	36,8%	37,4%	35,4%	20,9%	8,3%	8,3%	-3,46	-26,0%		
09	Dienstleistungen f.d.Bergbau u.Gewinnung v.Steinen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	7,6	8,1	8,6	8,6	8,6	9,0	8,9	6,3	2,8	1,2	46,3%	50,6%	52,2%	51,2%	49,3%	49,4%	47,6%	29,6%	12,5%	12,5%	-6,43	-33,8%		
11	Getränkeherstellung	7,8	8,1	8,7	8,7	8,8	9,1	9,0	6,4	2,8	1,1	47,3%	51,6%	53,5%	52,3%	50,4%	50,5%	48,5%	30,1%	12,7%	12,7%	-6,69	-34,6%		
12	Tabakverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
13	Herstellung von Textilien	7,8	8,3	8,9	9,0	9,0	9,4	9,2	6,5	2,9	1,6	47,3%	51,8%	53,5%	52,4%	49,9%	49,6%	47,8%	30,0%	12,9%	12,9%	-6,16	-34,4%		
14	Herstellung von Bekleidung	8,4	8,9	9,4	9,2	9,1	9,4	9,3	6,6	3,0	1,6	47,3%	51,7%	52,6%	51,3%	49,1%	49,2%	47,4%	29,9%	13,1%	13,1%	-6,85	-34,2%		
15	Herstellung von Leder, Ledervern und Schuhen	8,5	8,9	9,4	9,2	9,1	9,5	9,3	6,7	3,1	1,8	45,5%	50,8%	52,0%	50,4%	48,1%	48,1%	46,0%	29,1%	13,0%	13,0%	-6,70	-32,6%		
16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb-u.Korkwaren (ohne Möbel)	7,6	7,9	8,4	8,5	8,5	8,7	8,5	6,0	2,4	1,0	46,3%	50,5%	52,3%	51,3%	49,4%	49,6%	47,6%	29,0%	11,2%	11,2%	-6,63	-35,1%		
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	1,2	1,4	1,4	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	0,9	0,4	15,3%	18,5%	19,6%	20,0%	18,6%	18,2%	16,9%	10,3%	4,6%	4,6%	-0,83	-10,7%		
18	H.v. Druckerkz., Vervielfw. Ton-, Bild-, Datenträgern	7,8	8,3	8,8	8,8	8,8	9,3	9,1	6,6	3,0	1,7	46,7%	51,1%	52,5%	51,4%	49,4%	49,5%	47,6%	29,9%	13,0%	13,0%	-6,15	-33,8%		
19	Kokerei und Mineralverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	7,5	7,8	8,4	8,4	8,5	9,1	8,9	6,3	2,7	0,6	49,0%	52,9%	55,2%	54,1%	52,3%	53,1%	50,9%	31,3%	12,7%	12,7%	-6,90	-36,3%		
21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	8,1	8,2	8,8	8,8	8,8	9,1	8,9	6,3	2,7	0,5	52,1%	55,5%	57,9%	56,7%	54,5%	54,8%	52,3%	32,1%	12,8%	12,8%	-7,59	-39,2%		
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	7,5	7,8	8,4	8,5	8,7	9,0	8,7	6,1	2,6	0,8	47,7%	51,8%	53,9%	52,9%	51,1%	51,1%	49,0%	29,9%	11,8%	11,8%	-6,76	-35,9%		
23	H.v.Glas-,waren,Keramik,Verarb. v.Steinen u.Erden	7,1	7,4	7,8	8,0	8,1	8,4	8,2	5,7	1,5	0,8	46,4%	50,4%	52,0%	51,3%	49,6%	49,9%	47,7%	28,4%	7,4%	7,4%	-6,35	-39,0%		
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	1,4	1,4	1,5	2,2	2,2	2,7	2,1	1,6	0,9	0,4	16,6%	19,0%	20,3%	26,1%	24,0%	19,5%	22,1%	11,3%	4,8%	4,8%	-0,96	-11,7%		
25	Herstellung von Metallerzeugnissen	8,2	8,5	9,0	9,0	8,9	9,3	9,1	6,4	2,9	1,1	48,1%	52,1%	53,7%	52,5%	50,4%	50,2%	48,4%	30,1%	12,7%	12,7%	-7,01	-35,3%		
26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	8,3	8,7	9,2	9,1	9,0	9,3	9,1	6,4	2,8	1,1	48,0%	51,8%	53,2%	51,9%	49,7%	49,8%	48,4%	30,2%	12,7%	12,7%	-7,23	-35,2%		
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	8,3	8,5	9,1	9,0	9,0	9,3	9,1	6,5	2,9	1,2	48,3%	52,1%	53,6%	52,3%	50,5%	50,4%	48,4%	30,1%	12,8%	12,8%	-7,01	-35,5%		
28	Maschinenbau	8,2	8,5	9,0	8,9	8,9	9,3	9,1	6,5	2,9	1,2	48,6%	52,3%	53,9%	52,6%	50,5%	50,4%	48,4%	30,1%	12,7%	12,7%	-7,04	-35,9%		
29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	8,1	8,2	8,7	8,7	8,8	9,1	8,9	6,3	2,7	0,5	53,1%	56,6%	59,2%	57,9%	55,9%	55,6%	53,1%	32,4%	12,9%	12,9%	-7,53	-40,2%		
30	Sonstiger Fahrzeugbau	8,3	8,6	9,1	9,0	9,0	9,3	9,1	6,5	2,9	1,3	48,3%	52,0%	53,5%	52,4%	50,3%	49,8%	48,3%	30,1%	12,8%	12,8%	-6,98	-35,5%		
31	Herstellung von Möbeln	8,4	8,8	9,3	9,2	9,1	9,4	9,3	6,6	3,0	1,8	47,6%	51,7%	52,8%	51,4%	49,1%	49,2%	47,3%	29,7%	13,1%	13,1%	-6,61	-34,5%		
32	Herstellung von sonstigen Waren	8,4	8,9	9,3	9,2	9,1	9,4	9,3	6,6	3,0	1,8	47,5%	51,7%	52,8%	51,4%	49,2%	49,2%	47,4%	29,9%	13,1%	13,1%	-6,65	-34,3%		
33	Reparatur u.Installation von Maschin.u.Ausrüstungen	8,5	8,9	9,4	9,3	9,2	9,5	9,3	6,7	3,1	1,9	45,1%	49,2%	49,9%	48,5%	46,1%	46,1%	45,3%	28,5%	12,8%	12,8%	-6,63	-32,3%		
Legende:																									
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen																									
Produzierendes Gewerbe und Bergbau																									
- nichts vorhanden oder weniger als die Hälfte von 1 in der letzten besetzten Stelle																									
• Zahlenwert unbekannt oder geringer als 1																									
WZ Wirtschaftszweigklassifikation																									

Legende:

Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Produzierendes Gewerbe und Bergbau

- nichts vorhanden oder weniger als die Hälfte von 1 in der letzten besetzten Stelle

• Zahlenwert unbekannt oder gehinzuhalten

WZ Wirtschaftsklassifikation

Tabelle 17

Entwicklung der staatlich induzierten Strompreisbestandteile unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2014 und 2016 bis 2024

Quelle: Berechnung auf Basis [KWKG] [StromNEV] [EnWG] [EnFG] [StromStG] [StromStV] [KAV] [SLBW 2025] [BNetzA 2025] [Destatis 2025a] [Destatis 2025b] [Destatis 2025c] [ÜNB 2023a] [ÜNB 2023b] [ÜNB 2023c] [IE 2025], Darstellung IE Leipzig

80 ZM	Verbrauchergruppen	Transport in €/ct/kWh										Anteil Transport am Strompreis in Prozent										Veränderung 2024 ggü. 2014	
		2014	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2014	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	in €/ct/kWh	in %
																						Punkte	
GK	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen klein	5,9	6,2	6,5	6,6	6,7	7,0	7,0	7,6	7,8	9,9	24,9%	26,9%	27,3%	27,5%	27,0%	27,3%	37,4%	45,5%	21,9%	30,1%	3,97	5,2%
GG	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen groß	5,3	5,5	5,8	5,9	5,9	6,3	6,3	6,8	7,0	8,9	23,2%	25,2%	25,5%	25,7%	25,2%	25,5%	34,7%	42,7%	25,3%	28,6%	3,58	5,4%
41	Baugewerbe Hochbau	5,1	5,3	5,5	5,6	5,7	6,0	6,0	6,5	6,8	8,5	24,7%	26,9%	27,1%	27,2%	26,7%	27,0%	37,6%	47,2%	26,5%	31,5%	3,45	6,8%
42	Baugewerbe Tiefbau	4,9	5,1	5,4	5,5	5,5	5,8	5,8	6,3	6,6	8,3	24,3%	26,6%	26,7%	26,9%	26,3%	26,7%	37,1%	46,8%	26,1%	31,2%	3,36	6,9%
05	Kohlenbergbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
06	Gewinnung von Erdöl und Erdgas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
07	Erzbergbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	3,4	3,6	3,7	3,8	3,8	4,0	4,0	4,5	4,9	6,0	25,5%	28,5%	28,3%	28,0%	27,2%	27,9%	41,6%	51,2%	23,0%	27,8%	2,57	2,3%
09	Dienstleistungen f.d. Bergbau u. Gewinnung v. Steinen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	3,5	3,7	3,7	3,8	3,8	4,1	4,1	4,5	4,9	6,0	20,9%	23,1%	22,8%	22,6%	21,9%	22,6%	30,9%	40,7%	22,1%	27,8%	2,54	6,8%
11	Getränkeherstellung	3,3	3,5	3,6	3,6	3,7	4,0	4,0	4,4	4,8	5,8	20,3%	22,4%	22,0%	21,9%	21,2%	21,9%	30,0%	39,6%	21,5%	27,6%	2,51	7,3%
12	Tabakverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Herstellung von Textilien	3,3	3,6	3,7	3,8	3,9	4,3	4,3	4,7	5,1	6,3	20,3%	22,4%	22,1%	22,0%	21,8%	22,7%	31,1%	40,8%	22,3%	28,0%	2,99	7,7%
14	Herstellung von Bekleidung	3,8	4,0	4,1	4,2	4,2	4,4	4,4	4,8	5,2	6,3	21,1%	23,0%	23,1%	23,1%	22,6%	23,1%	31,7%	41,1%	22,6%	28,0%	2,54	6,9%
15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	4,2	4,2	4,2	4,4	4,4	4,7	4,8	5,3	5,6	7,0	22,5%	23,7%	23,5%	23,8%	23,3%	23,9%	33,3%	43,1%	23,7%	29,1%	2,77	6,6%
16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb- u. Korkwaren (ohne Möbel)	3,4	3,6	3,6	3,7	3,7	3,9	3,9	4,3	4,8	5,8	20,8%	23,0%	22,6%	22,4%	21,6%	22,2%	30,5%	40,8%	21,8%	27,6%	2,38	6,7%
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	2,3	2,6	2,6	2,6	2,6	2,8	2,8	3,1	3,7	4,3	28,3%	34,3%	34,6%	33,1%	30,9%	33,1%	57,1%	61,9%	19,6%	24,2%	1,99	-4,1%
18	H.v. Druckerei, Verlags-, Ton-, Bild-, Datenträger	3,5	3,7	3,8	3,9	3,9	4,3	4,3	4,7	5,1	6,3	20,8%	22,9%	22,7%	22,6%	22,0%	22,8%	31,2%	41,0%	22,4%	27,8%	2,81	7,0%
19	Kokerei und Mineralölverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	2,8	3,1	3,1	3,1	3,1	3,4	3,4	3,8	4,3	5,1	18,5%	20,9%	20,4%	20,1%	19,4%	19,9%	27,0%	36,5%	19,9%	26,3%	2,28	7,8%
21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	2,6	2,9	2,8	2,9	2,9	3,1	3,1	3,5	4,0	4,7	16,9%	19,4%	18,6%	18,5%	18,0%	18,8%	25,4%	34,6%	19,0%	25,3%	2,06	8,4%
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	3,1	3,3	3,3	3,4	3,5	3,7	3,7	4,1	4,5	5,5	19,6%	21,9%	21,4%	21,2%	20,5%	21,4%	29,1%	39,0%	21,0%	27,1%	2,39	7,5%
23	H.v. Glas-, Keramik-, Verarb. v. Steinen u. Erden	3,1	3,3	3,3	3,4	3,4	3,7	3,7	4,1	4,5	5,6	20,1%	22,5%	22,3%	21,9%	21,0%	21,8%	30,0%	40,7%	22,0%	27,2%	2,47	7,2%
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	2,4	2,6	2,5	2,6	2,6	2,9	2,8	3,1	3,6	4,3	28,2%	34,0%	34,0%	30,3%	28,7%	32,5%	50,9%	60,1%	19,4%	24,2%	1,95	-3,9%
25	Herstellung von Metallerzeugnissen	3,4	3,6	3,7	3,7	3,8	4,1	4,1	4,5	4,9	6,0	20,1%	22,3%	22,0%	21,9%	21,3%	22,3%	30,2%	40,0%	21,8%	27,8%	2,55	7,6%
26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	3,5	3,8	3,9	3,9	4,0	4,3	4,1	4,5	4,9	5,9	20,4%	22,7%	22,5%	22,5%	22,0%	22,6%	30,2%	40,0%	21,8%	27,7%	2,37	7,3%
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	3,4	3,7	3,7	3,8	3,9	4,2	4,1	4,5	5,0	6,1	20,1%	22,4%	22,2%	22,1%	21,6%	22,4%	30,5%	40,3%	22,0%	27,9%	2,63	7,8%
28	Maschinenbau	3,3	3,6	3,6	3,7	3,8	4,1	4,1	4,5	4,9	6,0	19,8%	22,2%	21,9%	21,8%	21,2%	22,1%	30,3%	40,1%	21,9%	27,8%	2,66	8,0%
29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenanteilen	2,4	2,7	2,6	2,6	2,6	3,0	3,0	3,3	3,8	4,5	16,0%	18,4%	17,6%	17,5%	16,8%	18,2%	24,5%	33,9%	18,5%	24,6%	2,06	8,6%
30	Sonstiger Fahrzeugbau	3,4	3,7	3,8	3,8	3,8	4,2	4,1	4,5	5,0	6,1	20,1%	22,5%	22,2%	22,1%	21,5%	22,6%	30,4%	40,2%	22,0%	27,9%	2,64	7,8%
31	Herstellung von Möbeln	3,7	3,9	4,0	4,1	4,2	4,4	4,5	4,9	5,3	6,6	20,8%	22,9%	22,9%	23,0%	22,5%	23,1%	31,7%	41,6%	22,9%	28,4%	2,93	7,6%
32	Herstellung von sonstigen Waren	3,7	3,9	4,0	4,1	4,1	4,4	4,4	4,9	5,3	6,5	20,9%	23,0%	22,9%	23,0%	22,4%	23,1%	31,6%	41,4%	22,8%	28,2%	2,80	7,3%
33	Reparatur u. Installation von Maschinen u. Ausrüstungen	4,3	4,5	4,7	4,9	5,0	5,2	5,0	5,6	6,0	7,8	22,9%	25,0%	25,1%	25,3%	25,0%	25,4%	34,2%	44,5%	24,6%	30,5%	3,46	7,6%

Legende:

Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Produzierendes Gewerbe und Bergbau

- nichts vorhanden oder weniger als die Hälfte von 1 in der letzten besetzten Stelle

• Zahlenwert unbekannt oder geheimzuhalten

WZ Wirtschaftszweigklassifikation

Tabelle 18

Entwicklung der spezifischen Kosten für Transport (Netzentgelte) für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2014 und 2016 bis 2024

Quelle: Berechnung auf Basis [BNetzA 2025], [SLBW 2025], [IE 2025], Darstellung IE Leipzig

80 ZW	Verbrauchergruppen	Beschaffung in €/ct/kWh										Anteil Beschaffung am Strompreis in Prozent										Veränderung 2024 ggü. 2014	
		2014	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	in €/ct/kWh	in %	Punkte
GK	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen klein	7,2	5,6	5,8	6,1	6,8	7,2	7,6	12,5	22,6	17,5	30,1%	24,5%	24,2%	25,1%	27,5%	27,7%	29,1%	43,3%	63,4%	53,3%	10,34	23,2%
GG	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen groß	6,7	5,2	5,3	5,6	6,4	6,6	7,1	12,0	15,6	16,7	29,5%	24,0%	23,5%	24,5%	26,9%	27,0%	28,5%	43,4%	55,9%	53,8%	9,97	24,3%
41	Baugewerbe Hochbau	6,6	5,1	5,2	5,5	6,2	6,4	6,9	11,8	15,5	16,4	31,9%	26,0%	25,4%	26,5%	29,0%	28,9%	30,6%	46,6%	60,2%	60,6%	9,85	28,7%
42	Baugewerbe Tiefbau	6,4	5,0	5,1	5,4	6,1	6,3	6,8	11,7	15,4	16,2	32,0%	26,0%	25,3%	26,5%	29,1%	28,9%	30,6%	46,9%	60,8%	61,2%	9,76	29,2%
05	Kohlenbergbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
06	Gewinnung von Erdöl und Erdgas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
07	Erzbergbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	5,4	4,2	4,1	4,4	5,0	5,0	5,6	10,5	14,7	14,4	40,2%	32,6%	31,1%	32,6%	36,0%	34,7%	37,5%	55,5%	68,7%	66,8%	9,00	26,6%
09	Dienstleistungen f.d. Bergbau u. Gewinnung v. Steinen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	5,4	4,2	4,1	4,4	5,0	5,1	5,6	10,5	14,7	14,4	32,8%	26,3%	25,0%	26,2%	28,8%	28,0%	30,3%	49,2%	65,5%	66,6%	8,98	33,8%
11	Getränkeherstellung	5,3	4,1	4,0	4,3	4,9	5,0	5,6	10,4	14,6	14,3	32,5%	26,0%	24,6%	25,9%	28,4%	27,6%	29,9%	49,2%	65,8%	67,4%	8,94	34,9%
12	Tabakverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Herstellung von Textilien	5,3	4,1	4,1	4,4	5,1	5,2	5,7	10,6	14,7	14,7	32,4%	25,8%	24,4%	25,6%	28,3%	27,6%	29,9%	48,6%	64,8%	64,8%	9,33	32,4%
14	Herstellung von Bekleidung	5,6	4,3	4,3	4,6	5,3	5,3	5,9	10,7	14,8	14,6	31,6%	25,3%	24,3%	25,6%	28,4%	27,7%	29,9%	48,4%	64,4%	65,0%	9,00	33,4%
15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	5,9	4,5	4,4	4,7	5,4	5,5	6,1	11,0	15,0	15,2	31,9%	25,5%	24,4%	25,8%	28,6%	28,0%	30,2%	48,0%	63,4%	63,4%	9,23	31,5%
16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb- u. Korkwaren (ohne Möbel)	5,4	4,1	4,0	4,3	5,0	5,0	5,5	10,4	14,6	14,2	32,8%	26,5%	25,1%	26,3%	29,0%	28,1%	30,6%	50,2%	67,0%	67,7%	8,84	34,9%
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	4,6	3,6	3,4	3,7	4,3	4,2	4,8	9,6	14,2	13,1	56,4%	47,1%	45,8%	46,9%	50,6%	48,7%	52,2%	67,6%	75,8%	73,5%	8,44	17,0%
18	H.v. Druckerz., Vervielfv. Ton-Bild-, Datenträgern	5,4	4,2	4,1	4,4	5,1	5,2	5,7	10,7	14,8	14,6	32,5%	26,0%	24,8%	26,0%	28,6%	27,7%	30,0%	48,5%	64,6%	64,8%	9,20	32,3%
19	Kokerei und Mineralölverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	5,0	3,8	3,7	4,0	4,6	4,6	5,2	10,0	14,4	13,7	32,5%	26,2%	24,3%	25,8%	28,4%	26,9%	29,5%	49,9%	67,4%	70,5%	8,71	38,0%
21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	4,8	3,7	3,5	3,8	4,5	4,4	5,0	9,8	14,3	13,4	31,1%	25,2%	23,4%	24,9%	27,6%	26,4%	29,3%	50,2%	68,2%	72,1%	8,52	41,0%
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	5,2	4,0	3,9	4,2	4,8	4,8	5,4	10,2	14,5	14,0	32,7%	26,3%	24,7%	25,9%	28,4%	27,5%	30,1%	50,1%	67,1%	69,1%	8,83	36,4%
23	H.v. Glas-, waben, Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	5,2	4,0	3,9	4,2	4,8	4,8	5,3	10,2	14,5	14,1	33,5%	27,0%	25,8%	26,8%	29,4%	28,3%	31,0%	51,2%	70,6%	68,8%	8,89	35,3%
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	4,7	3,6	3,4	3,7	4,3	4,2	4,7	9,6	14,1	13,1	55,2%	47,0%	45,0%	43,6%	47,3%	47,9%	49,1%	66,8%	75,7%	73,3%	8,41	18,0%
25	Herstellung von Metallerzeugnissen	5,4	4,2	4,1	4,4	5,0	5,1	5,6	10,5	14,7	14,4	31,8%	25,5%	24,3%	25,6%	28,2%	27,5%	29,9%	49,0%	65,4%	66,9%	8,99	35,1%
26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	5,5	4,3	4,2	4,5	5,1	5,2	5,6	10,5	14,7	14,3	31,6%	25,5%	24,3%	25,6%	28,3%	27,6%	29,9%	49,0%	65,5%	67,3%	8,85	35,6%
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	5,4	4,2	4,1	4,4	5,0	5,1	5,6	10,5	14,7	14,5	31,6%	25,5%	24,3%	25,6%	28,3%	27,5%	29,9%	48,9%	65,2%	66,4%	9,04	34,8%
28	Maschinenbau	5,3	4,1	4,0	4,3	5,0	5,1	5,6	10,5	14,7	14,4	31,6%	25,5%	24,2%	25,6%	28,2%	27,5%	29,9%	48,9%	65,4%	66,8%	9,06	35,1%
29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenanteilen	4,7	3,6	3,4	3,7	4,3	4,3	4,9	9,7	14,2	13,2	30,9%	25,0%	23,1%	24,6%	27,3%	26,2%	29,1%	50,4%	68,6%	72,4%	8,51	41,5%
30	Sonstiger Fahrzeugbau	5,4	4,2	4,1	4,4	5,0	5,2	5,6	10,5	14,7	14,5	31,6%	25,5%	24,3%	25,6%	28,3%	27,6%	29,9%	48,9%	65,2%	66,3%	9,06	34,7%
31	Herstellung von Möbeln	5,6	4,3	4,3	4,6	5,2	5,3	5,9	10,8	14,8	14,9	31,6%	25,4%	24,3%	25,6%	28,4%	27,7%	29,9%	48,2%	64,0%	64,0%	9,31	32,4%
32	Herstellung von sonstigen Waren	5,6	4,3	4,3	4,6	5,2	5,3	5,8	10,7	14,8	14,8	31,6%	25,3%	24,3%	25,6%	28,4%	27,7%	29,9%	48,3%	64,1%	64,2%	9,21	32,5%
33	Reparatur u. Installation von Masch. u. Ausrüstungen	6,0	4,7	4,7	5,0	5,8	5,9	6,2	11,2	15,1	15,8	32,0%	25,8%	24,9%	26,2%	28,9%	28,5%	30,3%	47,7%	62,5%	62,1%	9,79	30,1%

Legende:

Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Produzierendes Gewerbe und Bergbau

- nichts vorhanden oder weniger als die Hälfte von 1 in der letzten besetzten Stelle

• Zahlenwert unbekannt oder geheimzuhalten

WZ Wirtschaftszweigklassifikation

Tabelle 19

Entwicklung der spezifischen Kosten für die Beschaffung (inkl. Vertrieb und Marge) für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2014 und 2016 bis 2024

Quelle: Berechnung auf Basis [BNetzA 2025] [SLBW 2025], [IE 2025], Darstellung IE Leipzig

13 Verzeichnisse

13.1 Abkürzungen

a	Jahr
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMWi	Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
bnNetze	Eigenname Tochterfirma der Badenova AG & Co.
BY	Bayern
CARMEN e.V.	Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Energie-Netzwerk
CME	Chicago Mercantile Exchange
COP	Conference of the Parties - Weltklimagipfel
CO ₂	Kohlendioxid
Ct/kWh	Cent je Kilowattstunde
DE	Deutschland
DIN	Deutsches Institut für Normung
DK	Dänemark
EC	European Commission
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
EEX	European Energy Exchange
EIA	Energy Information Administration
EID	Energie-Informationsdienst
EnFG	Energie-Finanzierungs-Gesetz
EU	Europäische Union
EUA	European Emission Allowances
EU-ETS	Europäische Emissionshandel
EZB	Europäische Zentralbank
FR	Frankreich
GJ	Gigajoule
GWh	Gigawattstunden
H-Gas	High calorific gas (Erdgas mit hohem Energiegehalt)
HöS	Höchstspannungsebene
HS	Hochspannungsebene
HVPI	harmonisierten Verbraucherpreis-Index
IE Leipzig	Leipziger Institut für Energie GmbH

kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
l	Liter
L-Gas	Low calorific gas (Erdgas mit niedrigem Energiegehalt)
LNG	liquefied natural gas (Flüssigerdgas)
MS	Mittelspannungsebene
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NCG	NetConnect Germany, ein ehemaliger Marktgebietsbetreiber im deutschen Erdgasmarkt
N-Ergie	Eigenname Firma Nürnberg Energieversorger
NEMoG	Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsge- setz)
NEP	Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber
NL	Niederlande
NS	Niederspannungsebene
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
PV	Photovoltaik
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SH	Schleswig-Holstein
SLP	Standardlastprofil
SW	Stadtwerk
TWh	Terrawattstunden
UM	Umweltministerium
US	United States
USA	United States of America
WTI	West Texas Intermediate
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

13.2 Abbildungen

Abbildung 1	Nominale Energiepreis-Indizes seit 2000 mit Prognose bis 2030	15
Abbildung 2	Reale Energiepreis-Indizes seit 2000 mit Prognose bis 2030	16
Abbildung 3	Entwicklung der nominalen Ölpreise seit 2008 inklusive Kennzeichnung wesentlicher Ereignisse	21
Abbildung 4	Entwicklung der gewerblichen und nicht-gewerblichen Endverbraucherpreise für Heizöl und Einfuhrpreise für Rohöl in Deutschland 2007 bis 2025 (nominal, monatliche Durchschnittswerte).....	23
Abbildung 5	Nominale und reale Preise für leichtes Heizöl nicht gewerblich und gewerblich 2001 bis 2025 (Jahresdurchschnittswerte)	24
Abbildung 6	Preise auf nicht-gewerbliches Heizöl in Deutschland im Vergleich zu Nachbarländern und dem EU-Durchschnitt 2019 bis 2025	25
Abbildung 7	Preise für Heizöl bei Belieferung an Haushalte im Bundesländervergleich 2019 bis 2025	26
Abbildung 8	Nominale Preise für Superbenzin und Dieselmotorkraftstoff (monatliche Mittelwerte) 2007 bis 2025	27
Abbildung 9	Jahresmittel der Preise für Dieselmotorkraftstoff und Superbenzin von 2001 bis 2025 (nominal und real)	27
Abbildung 10	Preise für Superbenzin in Deutschland im Vergleich zu Nachbarländern und EU-Durchschnitt 2019 bis 2025	28
Abbildung 11	Preise für Diesel in Deutschland im Vergleich zu Nachbarländern und EU-Durchschnitt 2019 bis 2025	28
Abbildung 12	Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Haushaltskunden 2024	30
Abbildung 13	Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Industrie- und Großgewerbekunden 2024	30
Abbildung 14	Entwicklung der monatlichen Preisindizes für Erdgas für verschiedene Verbrauchergruppen in Deutschland 2011 bis 2025 (nominal)	32
Abbildung 15	Entwicklung der Erdgasimportpreise nach Deutschland von 2010 bis 2025	34
Abbildung 16	Zusammensetzung des Gaspreises für Haushalte (Abnahmefall 20-200 GJ) und Industrie (Abnahmefall 116 GWh) in Deutschland zum Stichtag 1. April 2025.....	35
Abbildung 17	Nominale Erdgaspreise für Haushaltskunden (20 - 199 GJ/a) im europäischen Vergleich 2021 bis 2025	36
Abbildung 18	Reale Erdgaspreise für Haushaltskunden im europäischen Vergleich 2021 bis 2025	37
Abbildung 19	Erdgaspreise für Haushaltskunden nach Bundesländern 2025.....	38
Abbildung 20	Netzentgelte für Haushaltskunden nach Bundesländern 2025.....	38
Abbildung 21	Erdgaspreise für Gewerbekunden nach Bundesländern 2025.....	39
Abbildung 22	Netzentgelte für Gewerbekunden nach Bundesländern 2025.....	40
Abbildung 23	Nominale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe II der Industrie im europäischen Vergleich 2021 bis 2025.....	41
Abbildung 24	Reale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe II der Industrie im europäischen Vergleich 2021 bis 2025	41
Abbildung 25	Nominale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I3 der Industrie im europäischen Vergleich 2021 bis 2025.....	42
Abbildung 26	Reale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I3 der Industrie im europäischen Vergleich 2021 bis 2025.....	42
Abbildung 27	Nominale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I5 der Industrie im europäischen Vergleich 2021 bis 2025.....	43
Abbildung 28	Reale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I5 der Industrie im europäischen Vergleich 2021 bis 2025.....	43

Abbildung 29	Nominale (oben) und reale (unten) Erdgaspreise für die Industrie in den USA 2017 bis 2025	44
Abbildung 30	Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Haushaltskunden 2024	46
Abbildung 31	Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Industrie- und Gewerbekunden 2024	46
Abbildung 32	Nominale Entwicklung der Preisindizes für Strom in Deutschland (Monatsmittelwerte) ..	48
Abbildung 33	Nominale Preisindizes für die Einfuhr bzw. Erzeugung fossiler Energieträger, EUA und Strom (Monatsmittelwerte)	51
Abbildung 34	Monats- und Jahresmittelwerte der nominalen Börsenpreise für Strom am Spotmarkt 2007 bis 2025	52
Abbildung 35	Monats- und Jahresmittelwerte der realen Börsenpreise für Strom am Spotmarkt 2007 bis 2025	53
Abbildung 36	Haushaltsstrompreis im europäischen Vergleich (nominal)	55
Abbildung 37	Haushaltsstrompreis im europäischen Vergleich (real)	55
Abbildung 38	Entwicklung des Haushaltsstrompreises und dessen Bestandteile in Deutschland (nominal)	56
Abbildung 39	Entwicklung des Haushaltsstrompreises und dessen Bestandteile in Deutschland (real) ..	57
Abbildung 40	Marktübersicht über Strompreise einschließlich aller Steuern, Abgaben und Umlagen für Haushaltskunden nach Bundesländern	59
Abbildung 41	Übersicht über die Netzentgelte für Haushaltskunden nach Bundesländern	60
Abbildung 42	Übersicht der zu zahlenden Netzentgelte in Baden-Württemberg für die Haushalte bei unterschiedlichen Netzbetreibern	61
Abbildung 43	Strompreis für private Nachtspeicherheizungen in ausgewählten Städten in Baden-Württemberg 2024 und 2025.....	62
Abbildung 44	Wärmepumpen-Strompreis für Haushalte in Baden-Württemberg 2024 und 2025.....	63
Abbildung 45	Industriestrompreise nominal (oben) und real (unten) im europäischen Vergleich für die Verbrauchergruppen IC 2025 bis 2025	65
Abbildung 46	Industriestrompreise nominal (oben) und real (unten) im europäischen Vergleich für die Verbrauchergruppen IF 2021 bis 2025.....	66
Abbildung 47	Industriestrompreise, nominal (links) und inflationsbereinigt (rechts) der USA 2017 bis 2025	66
Abbildung 48	Entwicklung nominaler Industriestrompreis (Mittelspannung) und seine Bestandteile in Deutschland	68
Abbildung 49	Entwicklung realer Industriestrompreis (Mittelspannung) und seine Bestandteile in Deutschland	68
Abbildung 50	Strompreisbestandteile für ein energieintensives Unternehmen mit umfassender Befreiung bei Steuern, Umlagen, Abgaben und Entgelten 2011 bis 2025.....	69
Abbildung 51	Marktübersicht über angebotene Gewerbestrompreise nach Bundesländern.....	70
Abbildung 52	Netzentgelte für Gewerbe nach Bundesländern 2020 bis 2025	71
Abbildung 53	Übersicht der zu zahlenden Netzentgelte bei ausgewählten Netzbetreibern in Baden-Württemberg für das Gewerbe 2020 bis 2025.....	71
Abbildung 54	Übersicht der Netzentgelte bei ausgewählten Netzbetreibern in Baden-Württemberg für die Industrie 2020 bis 2025.....	72
Abbildung 55	Heizungsarten in Wohnungen in Deutschland und im Bundesländervergleich 2023.....	73
Abbildung 56	Nominale und reale Preise für Fernwärme für Haushalte im Jahresmittel von 2000 bis 2025.....	74
Abbildung 57	Preise für die Lieferung von Fernwärme an Endabnehmer in Baden-Württemberg 2028 bis 2025	76

Abbildung 58	Monatliche Durchschnittspreise (5 t) für Pellets nach Regionen in Deutschland 2010 bis 2025	77
Abbildung 59	Jahresdurchschnittspreise für Pellets in Baden-Württemberg 2015 bis 2025	78
Abbildung 60	Entwicklung der monatlichen Preisindizes für Wärmeenergieträger in Deutschland 2015 bis 2025 (nominal)	79
Abbildung 61	Jährliche Verbrauchskosten für Kraftstoffe je Haushalt in Deutschland 2010 bis 2025 (real und nominal).....	82
Abbildung 62	Jährliche nominale Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme je Haushalt in Baden-Württemberg 2015 bis 2025	83
Abbildung 63	Jährliche Verbrauchskosten für Strom je Haushalt in Baden-Württemberg 2015 bis 2025 (real und nominal).....	84
Abbildung 64	Anteil der Stromkosten an der Kaufkraft der Haushalte nach Bundesländern	85
Abbildung 65	Nettostrompreis für durchschnittliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2024	95
Abbildung 66	Spanne der Nettostrompreise innerhalb eines Wirtschaftszweiges in Baden-Württemberg in Abhängigkeit von der Erfüllung der Entlastungsbedingungen 2024	97
Abbildung 67	Effektiver Stromkostenanteil am Umsatz für durchschnittliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2024.....	98
Abbildung 68	Effektiver Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung durchschnittlicher Verbraucher in Baden-Württemberg 2024	100
Abbildung 69	Begünstigte Abnahmestellen nach Wirtschaftszweigen der besonderen Ausgleichsregelung des EnFG in Baden-Württemberg und Deutschland im Jahr 2024.	106
Abbildung 70	Anteil der begünstigten Abnahmestellen nach Wirtschaftszweigen der besonderen Ausgleichsregelung des EnFG an allen Abnahmestellen in Baden-Württemberg 2024 (ohne Schienenbahnen WZ49 und Rückgewinnung sortierter Werkstoffe WZ 38)	107
Abbildung 71	Berechnung zukünftiger Preise für Diesel, Superbenzin, Heizöl leicht für Haushalte sowie Einfuhrpreise für Rohöl nominal und real bis 2030 in Deutschland auf Basis gehandelter Futures.....	111
Abbildung 72	Erwartete Entwicklung des Großhandelspreises für Erdgas im THE-Marktgebiet von 2020 bis 2030.....	113
Abbildung 73	Entwicklung der nominalen Erdgas-Verbraucherpreise für Haushalte in Baden-Württemberg bis 2030.....	116
Abbildung 74	Entwicklung der realen Erdgas-Verbraucherpreise für Haushalte in Baden-Württemberg bis 2030.....	117
Abbildung 75	Entwicklung der nominalen Erdgas-Verbraucherpreise für die Industrie in Deutschland bis 2030.....	120
Abbildung 76	Entwicklung der realen Erdgas-Verbraucherpreise für die Industrie in Deutschland bis 2030	121
Abbildung 77	Entwicklung der realen Großhandelspreise für Strom in Deutschland bis 2030	123
Abbildung 78	Möglicher Anstieg der Netznutzungsentgelte im Jahr 2045 gegenüber 2024 in Baden-Württemberg.....	126
Abbildung 79	Erwartete Entwicklung der nominalen Netznutzungsentgelte nach Verbrauchergruppen in Baden-Württemberg	127
Abbildung 80	Nominale Haushaltsstrompreise in Baden-Württemberg bis 2030	128
Abbildung 81	Reale Haushaltsstrompreise in Baden-Württemberg bis 2030	129
Abbildung 82	Nominale Wärmepumpen-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2030	130
Abbildung 83	Reale Wärmepumpen-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2030.....	130
Abbildung 84	Nominale Nachtspeicher-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2030.....	131
Abbildung 85	Reale Nachtspeicher-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2030	132

Abbildung 86	Nominale Gewerbestrompreise (netto) in Baden-Württemberg bis 2030	133
Abbildung 87	Reale Gewerbestrompreise (netto) in Baden-Württemberg bis 2030.....	133
Abbildung 88	Nominale Industriestrompreise (Stromabnahme zwischen 0,1 und 0,5 GWh/a) in Deutschland bis 2030	134
Abbildung 89	Reale Industriestrompreise (Stromabnahme zwischen 0,1 und 0,5 GWh/a) in Deutschland bis 2030.....	135
Abbildung 90	Nominale Strompreise für die energieintensive Industrie in Deutschland bis 2030	136
Abbildung 91	Reale Strompreise für die energieintensive Industrie in Deutschland bis 2030	136
Abbildung 92	Industriestrompreise in den Ländern der Europäischen Union 2025 (IC).....	155
Abbildung 93	Industriestrompreise in den Ländern der Europäischen Union 2025 (IF)	156
Abbildung 94	Haushaltsstrompreis in den Ländern der Europäischen Union 2025.....	157
Abbildung 95	Entwicklung des Großhandelspreises für Erdgas am Spotmarkt 2021 bis 2026	158
Abbildung 96	Entwicklung der realen Preise (monatlicher Durchschnitt und Jahresdurchschnitt) für CO ₂ -Zertifikate 2012 bis 2025.....	159
Abbildung 97	Die drei bedeutendsten Branchen nach Beschäftigten, Umsatz, Bruttowertschöpfung und Stromverbrauch des produzierenden Gewerbes in Baden-Württemberg 2024	164
Abbildung 98	Staatlich induzierte Strompreisbestandteile unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden- Württemberg 2024.....	165
Abbildung 99	Spezifische Kosten für Transport, Beschaffung und Vertrieb (inkl. Marge) für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2024.....	166

13.3 Tabellen

Tabelle 1	Entwicklung der Preisindizes (Jahresdurchschnittswerte) für Erdgas für verschiedene Verbraucher in Deutschland (Werte nominal und real mit Preisbasis 2021)	32
Tabelle 2	Nominale und reale Entwicklung der Preisindizes für Strom in Deutschland (Jahresmittelwerte)	49
Tabelle 3	Nominale und reale Entwicklung der Preisindizes für die Einfuhr bzw. Erzeugung fossiler Energieträger bis 2025 und für den Stromgroßhandel bis 2025 (Jahresmittelwerte)	51
Tabelle 4	Entwicklung der Preisbestandteile des Stroms (außer Großhandelspreis) für Haushalte (3,5 MWh/a Verbrauch), Gewerbe (10 MWh/a) und mittelständische Industrie (200 MWh/a) von 2023 bis 2025, jeweils gerundet.	54
Tabelle 5	Entwicklung der Preisindizes (Jahresmittelwerte) für Wärmeenergieträger in Deutschland 2016 bis 2025 (nominale Werte mit Preisbasis 2015=100)	80
Tabelle 6	Möglichkeiten der Stromkostenentlastung für durchschnittliche Unternehmen der bedeutendsten Branchen des produzierenden Gewerbes in Baden-Württemberg 2024	91
Tabelle 7	Entwicklung der Nettostrompreise für durchschnittliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2014 und 2016 bis 2024	103
Tabelle 8	Entwicklung der effektiven Stromkostenanteile an der Bruttowertschöpfung durchschnittlicher Verbraucher im produzierenden Gewerbe in Baden-Württemberg 2014 und 2016 bis 2024	104
Tabelle 9:	Langfristige Preis- und Marktannahmen für Erdgas aus der Metaanalyse	139
Tabelle 10	Langfristige Preis- und Marktannahmen für Erdöl und Mineralölprodukte aus der Metaanalyse	141
Tabelle 11	Langfristige Preis- und Kostenannahmen für Strom aus der Metaanalyse	147
Tabelle 12	Nominale Preise der Energieträger zur Ermittlung der jährlichen Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme für Haushalte in Baden-Württemberg	160
Tabelle 13	Jährliche reale Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme je Haushalt in Baden-Württemberg	160
Tabelle 14	Grunddaten zu den Verbrauchergruppen für Baden-Württemberg im Jahr 2024	161
Tabelle 15	Charakterisierung durchschnittlicher Verbraucher nach Branchen in Baden-Württemberg im Jahr 2024	162
Tabelle 16	Berücksichtigte Entlastungs- und Befreiungstatbestände im Rahmen der Strompreisanalyse 2024	163
Tabelle 17	Entwicklung der staatlich induzierten Strompreisbestandteile unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2014 und 2016 bis 2024	167
Tabelle 18	Entwicklung der spezifischen Kosten für Transport (Netzentgelte) für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2014 und 2016 bis 2024	168
Tabelle 19	Entwicklung der spezifischen Kosten für die Beschaffung (inkl. Vertrieb und Marge) für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2014 und 2016 bis 2024	169

13.4 Quellen

ACER 2025	European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) (2025): LNG Market Monitoring Report 2025. Ljubljana, 22.05.2025.
Agora 2024	Agora Energiewende: Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2024, Berlin, Januar 2024.
AHK DK 2023	Auslandshandelskammer Dänemark: DÄNEMARK Bioenergie zur Erzeugung erneuerbarer Wärme Zielmarktanalyse 2023 mit Profilen der Marktakteure, Kopenhagen, Februar 2023.
AHK NL 2023	Auslandshandelskammer Niederlande: NIEDERLANDE Wärmeinfrastruktur (inkl. Geothermie und konzentrierende Solarthermie) Zielmarktanalyse 2023 mit Profilen der Marktakteure, Den Haag, März 2023.
BAFA 2024	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA): Unternehmen bzw. Unternehmensteile, die im Jahr 2024 an den aufgelisteten Abnahmestellen von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren (Excel-Datei), https://www.bafa.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Energie/bar_statistik_2024.xlsx?__blob=publicationFile&v=5 , Eschborn, 2024.
BAFA 2025	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA): Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung nach dem Energiefinanzierungsgesetz, Antragsverfahren 2023 u. 2024, für die Begrenzung der KWKG- und Offshore-Netzzulage 2024 u. 2025, 14.07.2025, Eschborn, 2025.
BDEW 2024	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) (2024): Wie heizt Baden-Württemberg? Regionalbericht 2023. Studie zum Heizungsmarkt. Neuberechnung der Studienergebnisse 2023, Berlin, Dezember 2024.
BDEW 2026	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Strompreisanalyse Januar 2026 – Haushalte und Industrie, Berlin, 12.01.2026.
BEA 2026	Bureau of Economic Analysis (BEA): National Data, Table 1.1.9. Implicit Price Deflators for Gross Domestic Product, abrufbar im Internet unter: https://bea.gov/itable/ , letzter Zugriff am 05.03.2026.
BMEL 2019	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL): Ländliche Regionen verstehen, Berlin, November 2019.
BMWK 2024	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate. Berlin, 2024.
BNetzA 2022	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): Monitoringbericht 2022, Bonn, Stand 01.02.2023.
BNetzA 2023	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): Monitoringbericht 2023, Bonn, Stand 29.11.2023.
BNetzA 2024	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Wasserstoff-Kernnetz. Genehmigung vom 22.10.2024.

- BNetzA 2024a Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: BK8-24-001-A – Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Beschlusskammer 8, Festlegungsbeschluss vom 28.08.2024. Bonn.
- BNetzA 2024b Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Ab 2025 niedrigere Netzentgelte in Regionen mit viel Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Pressemitteilung vom 18.10.2024. Bonn.
- BNetzA 2025 Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): Monitoringbericht 2024, Bonn, 28.02.2025.
- BNetzA 2025a Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2024. Bonn, zuletzt aktualisiert am 07.01.2025.
- BNetzA 2026a Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): Energiemarkt aktuell: Der Strommarkt im Jahr 2025. Höchste PV-Einspeisung in jedem Quartal. im Internet unter: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/218954/hoechste-pv-einspeisung-in-jedem-quartal>, Bonn, 05.01.2026.
- BNetzA 2026b Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, abrufbar im Internet unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/Elektrizitaetund-Gas/Aktuelles/VerteilungNetzkosten/start.html>, letzter Zugriff am 13.05.2026.
- BNetzA 2026c Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): Netzbetreiber mit Wälzungsbeträgen – Stand: 23.10.2025, abrufbar im Internet unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/Elektrizitaetund-Gas/Aktuelles/VerteilungNetzkosten/ListeNB1_2026.pdf?__blob=publication-File&v=2, letzter Zugriff am 19.05.2026.
- BNetzA 2026d Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): Monitoringbericht 2025, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn, 26.01.2026.
- BNetzA 2026e Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.) (2026): Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2025. Bonn, zuletzt aktualisiert am 12.01.2026.
- BNetzA 2026f Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.) (2026): Aktuelle Lage der Gasversorgung in Deutschland. Bonn.
- BNetzA 2026g Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.) (2026): Bundesnetzagentur veröffentlicht neue Daten zu Lieferantenwechseln. Pressemitteilung vom 11.03.2026, Bonn.
- BNetzA/ÜNB 2026 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2026): Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, zweiter Entwurf. Berlin/Dortmund/Bayreuth/Stuttgart, März 2026.

bnNetze 2026	bnNETZE GmbH, Preisblatt, abrufbar im Internet unter: https://a.storiblok.com/f/307935/x/0444a448dd/strom-netzentgelte-preisblatt-2025.pdf , letzter Zugriff am 13.03.2026.
BWIK 2024	Fluri, V., Thelen, C., Xu-Sigurdsson, B., Balmus, C., Kaiser, M., Reuther, T., Stryi-Hipp, G., & Kost, C. (2024). Stromstudie für Baden-Württemberg: Versorgungssituation bis zum Jahr 2040. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE / Baden-Württembergischer Industrie- und Handelskammertag (BWIHK)
CARMEN 2026	Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N.): Marktpreise Pellets – Preisentwicklung bei Holzpellets, abrufbar im Internet unter: https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick-erneuerbare-energien/marktpreise-energieholz/marktpreise-pellets/ , letzter Zugriff am 22.04.2026.
CHJU 2022	Clean Hydrogen Joint Undertaking: Strategic Research and Innovation Agenda 2021–2027.
CME 2026	CME Group: Crude Oil Future Settlements abrufbar im Internet unter https://www.cmegroup.com/markets/energy/crude-oil/light-sweet-crude.quotes.html#venue=globex , letzter Zugriff am 08.03.2026.
DB 2026	Deutsche Bundesbank: Euro-Referenzkurse der Europäischen Zentralbank, abrufbar im Internet unter: https://www.bundesbank.de/resource/blob/804114/c00844d1b8623e9bfb220aef1314540a/mL/ii-euro-referenz-kurse-der-ezb-data.pdf , letzter Zugriff am 13.05.2026.
DEHSt 2024	Deutsche Emissionshandelsstelle: Nationalen Emissionshandel verstehen, abrufbar im Internet unter: https://www.dehst.de/DE/Nationaler-Emissionshandel/nEHS-verstehen/nehs-verstehen_node.html , letzter Zugriff am 11.03.2024.
dena 2025	Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.) (2025): dena-Verteilnetzstudie II – Weichenstellungen bei Verteilnetzbetreibern für Klimaneutralität – eine spartenübergreifende Perspektive. Projektbericht. Berlin, Juni 2025.
DEPI 2025a	Deutsches Pelletinstitut GmbH (DEPI) (2025): Pelletpreis steigt im Februar – Hohe Nachfrage. Berlin, 18.02.2025.
DEPI 2025b	Deutsches Pelletinstitut GmbH (DEPI) (2025): Pelletpreis steigt im September saisonüblich – Die Heizperiode naht, jetzt Lager auffüllen. Berlin, 16.09.2025.
DEPV 2026	Deutscher Energieholz- und Pellet-Verband e. V. (DEPV) (2026): Wachstum bei Pelletheizungen und Pelletproduktion – Pelletmarkt 2025 und Prognose 2026. Berlin, 25.02.2026.
Destatis 2025a	Statistisches Bundesamt: Beschäftigte und Umsatz der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe in Baden-Württemberg nach Wirtschaftszweigen 2024 (WZ2008 2-Steller), Wiesbaden, 2025.
Destatis 2025b	Statistisches Bundesamt: Beschäftigte, Umsatz, Produktionswert und Wertschöpfung der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland nach Wirtschaftszweigen 2023 (WZ2008 2-4-Steller Hierarchie), Wiesbaden, 2025.

Destatis 2025c	Statistisches Bundesamt: Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach Abnehmergruppen in Deutschland 2024, Wiesbaden, 2025.
Destatis 2025d	Statistisches Bundesamt: Monatliche Erdgasimporte (Warennummer 27112100), abrufbar im Internet unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Aussenhandel/Tabellen/erdgas-monatlich.html , letzter Zugriff am 01.03.2026.
Destatis 2025e	Statistisches Bundesamt: Verbraucherpreisindex Deutschland Jahre, abrufbar im Internet, letzter Zugriff am 15.03.2026.
Destatis 2025f	Statistisches Bundesamt: Inlandsproduktberechnung Erste Jahresergebnisse, 3.3 Verwendung des Bruttoinlandsprodukts, Deflatoren, Wiesbaden, 15.01.2026.
Destatis 2026a	Statistisches Bundesamt: Statistischer Bericht - Daten zur Energiepreisentwicklung. EVAS-Nr. 61241, erschienen am 31.03.2026, aktualisiert am 02.04.2026.
Destatis 2026b	Statistisches Bundesamt: Außenhandel Monatliche Rohölimporte (Warennummer 27090090), im Internet unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Aussenhandel/Tabellen/rohool-monatlich.html , letzter Zugriff am 28.04.2026.
Destatis 2026c	Statistisches Bundesamt (2026): Index der Einfuhrpreise: Deutschland, Monate, Güterverzeichnis (GP2009 2-/3-/4-Steller/Sonderpositionen). GENESIS-Online, Tabelle 61411-0004, Indexbasis 2021 = 100, Datenabruf am 14.04.2026.
Destatis 2026d	Statistisches Bundesamt (2026): Erzeugerpreisindex gewerblicher Produkte: Deutschland, Monate, Güterverzeichnis (GP2019 2-/3-/4-/5-/6-/9-Steller/Sonderpositionen). GENESIS-Online, Tabelle 61241-0004, Indexbasis 2021 = 100, Datenabruf am 12.04.2026.
Destatis 2026e	Statistisches Bundesamt (2026): Verbraucherpreisindex: Deutschland, Monate, Klassifikation der Verwendungszwecke des Individualkonsums (COICOP 2- bis 5-Steller-Hierarchie). GENESIS-Online, Tabelle 61111-0004, Indexbasis 2020 = 100, Datenabruf am 22.04.2026
DK 2024	Forsyningstilsynet: The Danish Electricity and Natural Gas Markets 2023, abrufbar im Internet unter: https://forsyningstilsynet.dk/Media/638630268419863435/The%20Danish%20Electricity%20and%20Natural%20Gas%20Markets%202023.pdf#:~:text=Baltic%20Pipe%20significantly%20boosted%20Denmark%27s,Additionally%2C%20the%20share , letzter Zugriff am 13.05.2026.
EC 2026	European Commission (EC): „Weekly Oil Bulletin“, Information on price developments (with and without taxes), VAT, excise duties, and consumption of petroleum products in EU countries over time, abrufbar im Internet unter: https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/weekly-oil-bulletin_en , letzter Zugriff am 07.02.2026.
ECB 2026	Europäische Zentralbank: Results of the SPF in comparison with other expectations and projections, abrufbar im Internet unter: https://www.ecb.europa.eu/stats/ecb_surveys/survey_of_professional_forecasters/html/ecb.spf2024q1~95009cafl4.en.html#toc2 , letzter Zugriff am 15.03.2026.

ED Netze 2026	ED Netze GmbH, Preisblatt, abrufbar im Internet unter: https://www.naturenergie-netze.de/partner/lieferanten/netzentgelte-2025 , letzter Zugriff am 26.03.2026.
EEX 2025	European Energy Exchange AG (EEX) (2025): HYDRIX / EEX Green HYDRIX – Preisindex für grünen Wasserstoff in Deutschland. Market Data Hub, Rubrik „Hydrogen > Indices > DE > Hydrix“. Leipzig
EEX 2026	European Power Exchange: Marktdaten zu Stromhandels-Futures, im Internet unter https://www.eex.com/en/market-data/market-data-hub , letzter Zugriff am 01.04.2026
EEX 2026a	European Energy Exchange. EEX Group Pressemitteilung – Power markets continue growth, im Internet unter: https://www.eex.com/en/newsroom/detail?tx_news_pi1%5Baction%5D=detail&tx_news_pi1%5Bcontrol%5D=News&tx_news_pi1%5Bnews%5D=14830&cHash=44cb7e514e230fe024c53e7d53d97b45 , letzter Zugriff am 29.04.2026.
EEX 2026b	European Energy Exchange AG (EEX) (2026): History Emission Spot Primary Market Auction Report 2012–2025. EUA/EUAA Primary Market Auction Report, Leipzig, Datenstand 07.01.2026, letzter Zugriff am 13.05.2026.
EEX 2026c	European Energy Exchange AG (EEX) (2026): EEX Natural Gas Spot Market Data – Trading Hub Europe (THE), End-of-Day Index. Leipzig, Zeitreihe bis 30.06.2026, Datenabruf über EEX Market Data Hub bzw. EEX Group DataSource
EFR 2017	ef.Ruhr GmbH (Hrsg.): Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, Dortmund, 13.04.2017.
EFR 2024	ef.Ruhr GmbH & ewi gGmbH: Abschätzung des Netzausbaubedarfs für Deutschland und Baden-Württemberg bis zum Jahr 2045 sowie indikative Bewertung der Entwicklung der Netzentgelte, 14.03.2024.
EHO 2025	European Hydrogen Observatory: Cost of hydrogen production, Datensatz mit Referenzjahr 2024.
EIA 2026	U.S. Energy Information Administration: Petroleum & Other Liquids, Spot Prices (Crude Oil in Dollars per Barrel, Products in Dollars per Gallon), abrufbar im Internet unter: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm , letzter Zugriff am 13.05.2026.
EIA 2026a	U.S. Energy Information Administration: Natural Gas Prices, https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_a_epg0_prs_dmcf_a.htm , letzter Zugriff am 13.05.2026.
EIA 2026b	U.S. Energy Information Administration: Electricity: Sales (consumption), revenue, prices & customers, abrufbar im Internet unter: https://www.eia.gov/electricity/data/browser/#/topic/7?agg=0.1&geo=vvvvvvvvvvvvo&endsec=i&freq=A&start=2018&end=2023&ctype=linechart&ltype=pin&rtype=s&pin=&rse=0&mptype=0 , letzter Zugriff am 25.03.2024.
EnBW 2026	EnBW Energie Baden-Württemberg AG: Fernwärmepreis, Preisblatt abrufbar unter: https://www.enbw.com/fernwaerme/region-stuttgart , Stuttgart: 26.03.2026.

EnFG	Bundesministerium der Justiz und juris GmbH (Hrsg.): Gesetz zur Finanzierung der Energiewende im Stromsektor durch Zahlungen des Bundes und Erhebung von Umlagen (Energiefinanzierungsgesetz - EnFG), Energiefinanzierungsgesetz vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237, 1272), das zuletzt durch Artikel 25 des Gesetzes vom 18. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 347) geändert worden ist, Berlin, 2025.
EnWG	Bundesministerium der Justiz und juris GmbH (Hrsg.): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 29. März 2026 (BGBl. 2026 I Nr. 84) geändert worden ist, Berlin, 2026.
epex 2026	epexspot: Marktdaten zum Stromhandel, Market Area: DE-LU, abgerufen unter https://www.epexspot.com/en/market-results ; seit 2020 regelmäßig aufgerufen, zuletzt am 01.04.2026. Paris, 2026.
Eurostat 2026	Statistisches Amt der Europäischen Union: Online-Datenbank zu Energiepreisen, abrufbar im Internet unter: https://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database , letzter Zugriff am 05.05.2026.
Eurostat 2026a	Statistisches Amt der Europäischen Union: Online-Datenbank zu BIP und Hauptkomponenten (Produktionswert, Ausgaben und Einkommen) [nama_10_gdp__custom_10799455], abrufbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NAMA_10_GDP__custom_20873518/default/table , Zugriff am 07.04.2026.
Eurostat 2026b	Statistisches Amt der Europäischen Union: Online-Datenbank zu HVPI - Jährliche Daten (Durchschnittsindex und Veränderungsrate) [prc_hicp_aind__custom_10825381], abrufbar im Internet unter: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/prc_hicp_minr__custom_20725717/default/table , letzter Zugriff am 19.05.2026.
EWI & BET 2025	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln und BET Consulting GmbH: Energiewende. Effizient. Machen. Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, September 2025.
FE 2026	Fast Energy: Heizölpreise-Historie, abrufbar im Internet unter: Heizölpreis-Historie (https://www.fastenergy.de/heizoelpreis-historie.htm), letzter Zugriff am 04.05.2026.
IE 2020	Leipziger Institut für Energie GmbH: Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2019, Endbericht im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Leipzig, 27.05.2020.
IE 2024	Leipziger Institut für Energie GmbH: Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2023, Endbericht im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Leipzig, 05.07.2024.
IE 2025	Leipziger Institut für Energie GmbH: Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2024, Endbericht im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Leipzig, 05.08.2025.
IEA 2025a	International Energy Agency (IEA) (2025): World Energy Outlook 2025. Paris: IEA, 12. November 2025.

IEA 2025b	International Energy Agency (IEA) (2025): Gas 2025. Analysis and forecasts to 2030. Paris: IEA, 2025.
IEA 2025c	International Energy Agency (IEA) (2025): Oil 2025. Analysis and forecast to 2030. Paris: IEA, 2025.
IEA 2026	International Energy Agency (IEA) (2026): Global Energy Review 2026, abrufbar im Internet unter: https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2026/oil , letzter Zugriff am 13.05.2026.
IEA 2026a	International Energy Agency (IEA) (2026): Electricity 2026. Analysis and forecast to 2030. Paris: IEA, 2026.
IEA 2026b	International Energy Agency (IEA) (2026): Gas Market Report, Q2-2026. Paris: IEA, 24.04.2026.
IEA 2026c	International Energy Agency: Global Hydrogen Review 2026. Paris, 2026.
IFO 2026	ifo Institut: Konjunkturprognose Frühjahr 2026, München, März 2026.
ISE 2021	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme: Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis.
ISI 2025	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI; Consentec GmbH; ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; Technische Universität Berlin (2025): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Treibhausgasneutrale Orientierungsszenarien. Langfristszenarien 3 – O45-Szenarien – Bericht Energieangebot. Endbericht, Stand 20.03.2025. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz.
KAV	Bundesministerium der Justiz und juris GmbH (Hrsg.): Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung - KAV), Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 18. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 347) geändert worden ist, Berlin, 2025.
KEA-BW 2025	KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg: Wasserstoff zur Wärmeversorgung. Fachpapier, November 2025.
KWKG	Bundesministerium der Justiz und juris GmbH (Hrsg.): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz), Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 24 des Gesetzes vom 18. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 347) geändert worden ist, Berlin, 2025.
LBEG 2025	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) (2025): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2024. Hannover, 2025.
LBBW 2024	Landesbank Baden-Württemberg: Ölpreis-Prognose 2025 und Entwicklung, abrufbar im Internet unter: https://www.lbbw.de/artikel/news-und-einschaetzungen-2024/oelpreis-prognose-entwicklung-2025-brent-wti-gasoil_ajioq9pqrp_d.html , letzter Zugriff am 13.05.2026.

MBR 2026	Michael Bauer Research GmbH (2026): MB-Research Kaufkraft 2026. Kaufkraft 2026 in Deutschland – Bundesländer – wichtigste Variablen. Nürnberg.
McKinsey 2024	McKinsey & Company (2024): Zukunftspfad Stromversorgung. Perspektiven zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energiewende in Deutschland bis 2035. Januar 2024.
MVV 2025	MVV Energie AG: Preisblatt Fernwärme, abrufbar im Internet unter: https://www.mvv.de/waerme/fernwaerme/kosten-preise , letzter Zugriff am 26.03.2026.
MVV Netze 2026	MVV Energie AG, Preisblatt Netzentgelte Strom Stand: 19.12.2024, abrufbar im Internet unter: https://www.mvv-netze.de/ich-beziehe-energie/netzentgelte/preisblatt-strom-archiv , letzter Zugriff am 26.03.2026.
N-ERGIE 2026	N-ERGIE Netz GmbH, Preisblatt Stand 18.12.2024, abrufbar im Internet unter: https://www.n-ergie-netz.de/n-ergie-netz/veroeffentlichungen/netzentgelte/netzentgelte-strom/!ut/p/zl/pZJNU4MwEEB_Sw9cySbYUL0FBIZ-WvkQL5uJQB1NmghQA5e9bWw8yw8Sqe9vMe5tkdxF-HOeJt8V6JYqhkW9TH_InT5zDGvrdOIYjubl2gV-wBL7dsE9omyk5A4NuArQgCjz-pLSFxGSLRxTCc2EP-HnxDzlz6EWwqJg3FqkxQb1_QyHybBwLonlgH-gReQv_vdKl_kKgKvLZ4irrijBd8wtQjUgFnGYwBWaaPPPMaRd_-scacVHL3XnlWLSzVgLxrnwtu7LT37rj8X4YDv2NBhqM46gLKUVd6i-y0WBO2ct-QPmURIfm8TNyqPwqbrJVzxaLD0tOFvk!dz/d5/L2dBISEvZ0FBIS9nQSEh/ , letzter Zugriff am 26.03.2026.
Netze BW 2026	Netze BW GmbH, Preisblatt Stand: 18.12.2024, abrufbar im Internet unter: https://www.netze-bw.de/unternehmen/veroeffentlichungen#3-1-2 , letzter Zugriff am 26.03.2026.
Netze MB 2026	Netze Mittelbaden GmbH, Preisblatt Stand 20.12.2024, abrufbar im Internet unter: https://www.ew-netze.de/sites/default/files/media_document/2025-04/20241220_Netzentgelte-%C3%9Cberlandwerk-Mittelbaden_2025_0.pdf , letzter Zugriff am 26.03.2026.
ODR 2026	Netzgesellschaft Ostwürttemberg DonauRies GmbH, Preisblatt Stand 20.12.2024, abrufbar im Internet unter: https://www.netze-odr.de/fileadmin/Netze-ODR/Dokumente/Unternehmen/Veroeffentlichungen/Netzentgelte/Netzentgelte_Strom_2025.pdf , letzter Zugriff am 26.03.2026.
Rohde 2023	Rohde, C.; Arnold-Keifer, S.; Hirzel, S.; Schlomann, B.; Brugger, H.; Reinfandt, N. (2022): Erhebung des Endenergieverbrauchs im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Endbericht mit Sonderauswertung Digitalisierung. Karlsruhe: Fraunhofer ISI, 2023.
SLBW 2025	Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Energieverbrauch der Industrie in Baden-Württemberg nach Wirtschaftszweig (WZ 2008) im Jahr 2024, Stuttgart, 2025.
SMWA 2013	Leipziger Institut für Energie GmbH im Auftrag des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Klimaschutz (SMWA): Strompreisanalyse für den Freistaat Sachsen, Zusammensetzung der Strompreise und Wirkung der Umlagen,

	Abgaben, Steuern und Entgelte auf typische sächsische Verbraucher im Jahr 2013, Leipzig, 11.12.2013.
STR Netze 2026	Stuttgart Netze GmbH, Preisblatt Stand: 17.12.2024, abrufbar im Internet unter https://www.stuttgart-netze.de/media/filer_public/68/43/6843a795-e2cf-4080-b70b-0b7311f62a0/preise_und_regelungen_2025_v11.pdf , letzter Zugriff am 26.03.2026.
StromNEV	Bundesministerium der Justiz und juris GmbH (Hrsg.): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV), Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist, Berlin, 2025.
StromStG	Bundesministerium der Justiz und juris GmbH (Hrsg.): Stromsteuergesetz (StromStG), Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 340) geändert worden ist, Berlin, 2025.
StromStV	Bundesministerium der Justiz und juris GmbH (Hrsg.): Verordnung zur Durchführung des Stromsteuergesetzes (Stromsteuer-Durchführungsverordnung – StromStV), Stromsteuer-Durchführungsverordnung vom 31. Mai 2000 (BGBl. I S. 794), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 340) geändert worden ist, Berlin, 2025.
SW E 2026	Stadtwerke Emmendingen: Preisblatt Wärmelieferung – Stand 01.01.2025, abrufbar im Internet unter: https://swe-emmendingen.de/images/PDF/Waerme/2025_12_PA_Fernwaerme_Ramie.pdf , letzter Zugriff am 26.03.2026.
SW ET 2026	Stadtwerke Ettlingen: Wärmepreise für Ettlingen – Stand 01.01.2025, abrufbar im Internet unter: https://www.sw-ettlingen.de/de/Waerme/Waermeversorgung/SWE-Innenstadt-Preisblatt-2025-Jan.pdf , letzter Zugriff am 26.03.2026.
SW EB 2026	Stadtwerke Eberbach, Netzentgelte Strom der Stadtwerke Eberbach GmbH, Stand: 31.12.2024, abrufbar im Internet unter: https://www.stadtwerke-eberbach.de/de/Veroeffentlichungspflichten/Stromnetz/Netzzugang-Entgelte/Netzentgelte-Strom-2025.pdf , letzter Zugriff am 26.03.2026.
SW HB 2026	Stadtwerke Heidelberg Netze GmbH, Preisblatt Netznutzung Strom, Stand: 01.01.2025 abrufbar im Internet unter: https://www.netze-heidelberg.de/de/Veroeffentlichungspflichten/Stromnetz/Netzzugang-Entgelte/Preisblatt-Netznutzung-Strom-2025.pdf , letzter Zugriff am 26.03.2026.
SW HD 2026	Stadtwerke Heidelberg: Preisblatt Fernwärme – Stand: 01.01.2025, abrufbar im Internet unter: https://www.swhd.de/de/Hauptnavigation/Privatkunden/Fernwaerme/Preise-und-Kosten/So-setzen-sich-die-Fernwaerme-Preise-zusammen/Preisuebersicht-Fernwaerme-ab-01.01.2025.pdf , letzter Zugriff am 26.03.2026.
SW NU 2026	Stadtwerke Nürtingen: Fernwärmepreis – Stand 20.12.2024, abrufbar im Internet unter: https://www.sw-

	nuertingen.de/_Resources/Persisent/3/7/4/1/374108c7a436alf8ec790628ade18421f81a3116/Preisblatt_W%C3%A4rmeversorgung_Rossdorf_2025.pdf , letzter Zugriff am 26.03.2026.
SW RZ 2026	Stadtwerke Radolfzell: Preisinformation Fernwärme „Schafweide“, abrufbar im Internet unter: https://www.stadtwerke-radolfzell.de/energie-wasser/waerme/nah-waermeprojekte/schafweide , letzter Zugriff am 26.03.2026.
SW SF 2026	Stadtwerke Sindelfingen: Tarifpreisblatt Fernwärme – Stand 01.01.2025, abrufbar im Internet unter: https://www.stadtwerke-sindelfingen.de/privatkunden/fern-waerme/preise/ , letzter Zugriff am 26.03.2026.
SW KA 2026	Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH, Preise für die Nutzung des Stromverteilnetzes der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH 2025, Stand 26.02.2025, abrufbar im Internet unter: https://www.netzservice-swka.de/netze-wAssets/docs/downloads/preisblatt-strom-2025.pdf , letzter Zugriff am 26.03.2026.
SW KR 2026	Stadtwerke Karlsruhe: Fernwärmepreis Preisblatt Stand: 01.04.2025, abrufbar im Internet unter: https://www.stadtwerke-karlsruhe.de/de/pk/fernwaerme/zahlen-und-preise.php#anchor_dc3def8b_Preisuebersicht , letzter Zugriff am 26.03.2026
SWR 2026	Stadtwerke Rastatt GmbH, Preisblatt Stand: 01.01.2025, abrufbar im Internet unter: https://www.stadtwerke-rastatt.de/media/docs/service-und-beratung/netze/stromnetz/netzentgelte/SW-Rastatt-Stromnetze-Endgueltiges-Preisblatt-2025.pdf , letzter Zugriff am 26.03.2026.
SW SH 2026	Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH, Preisblatt Netznutzung Strom 2025, Stand: 19.12.2024, abrufbar im Internet unter: https://stadtwerke-hall.de/fileadmin/files/Downloads/Netzdaten_Strom/4_Netzentgelte/4NNE_STW-SHA_ab_01.01.2025.pdf , letzter Zugriff am 26.03.2026.
SWU 2026	Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH, Preisblatt Netznutzung Strom, Stand: 01.01.2025, abrufbar im Internet unter: https://www.ulm-netze.de/fileadmin/content/Archiv-downloadcenter/Strom/Ulm-Netze-Strom-Netznutzungspreise-2025.pdf , letzter Zugriff am 26.03.2026.
SW WH 2026	Stadtwerke Wertheim GmbH, Netznutzungsentgelte Strom (Stand 20.12.2024), abrufbar im Internet unter: https://www.stadtwerke-wertheim.de/de/Fussnavigation/Netze/Stromnetz/NNE-Strom-2025-endgueltig.pdf , letzter Zugriff am 26.03.2026.
SW WH 2023a	Stadtwerke Wertheim GmbH: ALLGEMEINE TARIFE für die Versorgung mit WÄRME aus dem Netz der Stadtwerke Wertheim GmbH gültig ab 1. April 2024, abrufbar im Internet unter: https://www.stadtwerke-wertheim.de/de/Fuer-euer-Zuhause/Waerme/Waerme-fuer-Ihr-Zuhause/Fernwaermepreise2024-CO2-Abgabe-45MwSt-19-ab-01.04.2024.pdf , letzter Zugriff am 26.03.2026.
Thüga 2026	Thüga Energienetze GmbH, Preisblatt der ThügaNETZE für den Netzzugang Strom gültig ab 01.01.2025, abrufbar im Internet unter: https://www.thuega-netze.de/wp-content/uploads/ThuegaNETZE_Lieferanten_Strom_LRV_Anlage-1_Netzentgelte_Preisblatt_01.01.2025-bis-31.12.2025.pdf , letzter Zugriff am 26.03.2026.

tennet 2025	TenneT TSO GmbH: Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen vorläufige Netzentgelte für 2026. https://www.tennet.eu/de/news/uebertragungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-vorlaeufige-netzentgelte-fuer-2026 , Bayreuth, 01.10.2025.
Total 2025	TotalEnergies Marketing Deutschland GmbH: Neues Jahrestief bei den Heizölpreisen: Gründe und Zukunftsaussichten (29.07.2025), abgerufen im Internet unter: https://energishop.totalenergies.de/aktuelles/detail/neues-jahrestief-bei-den-heizoelpreisen-gruende-und-zukunftsaussichten/ , letzter Zugriff am 13.05.2026.
UBA 2025	Umweltbundesamt (Hrsg.) (2025): Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 2025). Reihe „Treibhausgas-Projektionen für Deutschland“. Dessau-Roßlau, Juni 2025.
UM BW 2025	Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (Hrsg.) (2025): Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg: Statusbericht 2025. Bearbeitet von Tobias Kelm, Peter Bickel, Marcel Klingler, Daniel Stauch und Henning Jachmann, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Stuttgart, Stand: 19. November 2025, 145 Seiten; veröffentlicht im Dezember 2025.
UM BW 2026	Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg: Wasserstoff-Versorgungskonzept für Baden-Württemberg. Stuttgart, 2026.
ÜNB 2023a	50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Ermittlung der Offshore-Netzumlage 2024, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 25.10.2023.
ÜNB 2023b	50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Ermittlung der Umlage nach § 19 Absatz 2 StromNEV in 2024 auf Netzentgelte für Strommengen der Endverbrauchskategorien A', B' und C' (§ 19 StromNEV-Umlage), Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 21.12.2023.
ÜNB 2023c	50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Prognose der KWKG-Umlage 2024, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 25.10.2023.
ÜNB 2025	50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Prognose der KWKG-Umlage 2026, www.netztransparenz.de Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 24.10.2025.
ÜNB 2024	50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2024): Aufschlag für besondere Netznutzung 2025. Veröffentlichung vom 25.10.2024. Berlin/Dortmund/Bayreuth/Stuttgart.
ÜNB 2025a	50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Aufschlag für besondere Netznutzung 2026, www.netztransparenz.de , Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 24.10.2025.
ÜNB 2026	50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, Stand 13.03.2026.

vbw/Prognos 2024 vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V.; Prognos AG (2024): Strompreisprognose 2024. München/Basel/Berlin, September 2024.

Verivox 2021 Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht - Strom und Gas für 1.12.2020, Heidelberg, 18.03.2021.

Verivox 2022 Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht - Strom und Gas für 1.12.2021, Heidelberg, 21.12.2021.

Verivox 2023 Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht - Strom und Gas für 1.12.2022, Heidelberg, 21.12.2022.

Verivox 2024 Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht - Strom und Gas für 1.12.2023, Heidelberg, 21.12.2023.

Verivox 2025 Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht - Strom und Gas für 1.12.2024, Heidelberg, 21.12.2024.

Verivox 2025a Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht – Heizstrom, Heidelberg, 21.12.2024.

Verivox 2026 Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht - Strom und Gas für 1.12.2025, Heidelberg, 09.03.2026.

Verivox 2026a Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht – Heizstrom, Heidelberg, 09.03.2026.