

MARKTBEOBACHTUNG

Monitoring-bericht 2026

Monitoringbericht gemäß
§ 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und
§ 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB

Bundesnetzagentur Bundeskartellamt

Offene Märkte | Fairer Wettbewerb

Monitoringbericht 2026

Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG
und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB

Stand: 25.11.2026

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Referat 615 - Marktbeobachtung, SMARD
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
monitoring.energie@bundesnetzagentur.de

Bundeskartellamt

Arbeitsgruppe Energie-Monitoring
Kaiser-Friedrich-Straße 16
53113 Bonn
energie-monitoring@bundeskartellamt.bund.de

EnWG § 63 Abs. 3
Berichterstattung

(3) Die Bundesnetzagentur veröffentlicht jährlich einen Bericht über ihre Tätigkeit sowie im Einvernehmen mit dem Bundeskartellamt, soweit wettbewerbliche Aspekte betroffen sind, über das Ergebnis ihrer Monitoring-Tätigkeit und legt ihn der Europäischen Kommission und der Europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden vor. In den Bericht ist der vom Bundeskartellamt im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur, soweit Aspekte der Regulierung der Leitungsnetze betroffen sind, erstellte Bericht über das Ergebnis seiner Monitoring-Tätigkeit nach § 48 Absatz 3 in Verbindung mit § 53 Absatz 3 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen aufzunehmen. In den Bericht sind allgemeine Weisungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz nach § 61 aufzunehmen.

GWB § 48 Abs. 3
Tätigkeitsbericht und Monitoringberichte

(3) Das Bundeskartellamt führt ein Monitoring durch über den Grad der Transparenz, auch der Großhandelspreise, sowie den Grad und die Wirksamkeit der Marktöffnung und den Umfang des Wettbewerbs auf Großhandels- und Endkundenebene auf den Strom- und Gasmärkten sowie an Elektrizitäts- und Gasbörsen. Das Bundeskartellamt wird die beim Monitoring gewonnenen Daten der Bundesnetzagentur unverzüglich zur Verfügung stellen

Datenherkunft im Monitoringbericht

Die Zahlen in diesem Bericht stammen soweit nicht anders vermerkt aus der jährlich durchgeführten Monitoring-Datenerhebung der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes. Dafür übermitteln die Unternehmen, die auf dem Strom- oder Gasmarkt in Deutschland tätig sind, Daten für alle Bereiche der Wertschöpfungskette (Erzeugung, Netzbetrieb, Messstellenbetrieb, Handel, Vertrieb, etc.). Weiterhin liefern die Strom- und Erdgasbörsen sowie Energiebroker weitere Daten zum Handel. Alle Daten werden von der Bundesnetzagentur und dem Bundeskartellamt plausibilisiert und validiert. Insgesamt gingen im Jahr 2026 von 6.100 Unternehmen Daten bei beiden Behörden ein. Die Abfrage erreichte damit einen Abdeckungsgrad der jeweiligen Marktbereiche von durchweg über 90 Prozent, in vielen Bereichen 100 Prozent. Abweichungen zu anderen Daten sind bedingt durch unterschiedliche Datenquellen, Definitionen und Abfragezeiträume.

Vorwort

Die Transformation der deutschen Energielandschaft hat im Jahr 2025 eine neue Phase erreicht. Während das System die Auswirkungen der vergangenen Krisenjahre erfolgreich absorbiert hat, zeichnet sich nun die Kontur einer neuen Marktrealität ab. Der vorliegende Monitoringbericht dokumentiert ein ereignisreiches Jahr 2025 und wirft vor dem Hintergrund der veränderten geopolitischen Rahmenbedingungen einen Blick auf die aktuelle Situation auf den deutschen Energiemärkten.

Der Strommarkt war durch einen Anstieg der Stromerzeugung sowohl aus erneuerbaren als auch aus konventionellen Energieträgern sowie durch einen rückläufigen Stromverbrauch geprägt. Während die Stromerzeugung der Solarenergie über 22 Prozent gegenüber dem Vorjahr zulegte, führten ein außergewöhnlich windarmes erstes Quartal und eine geringe Wasserverfügbarkeit in den Folgemonaten zu einer rückläufigen Stromerzeugung aus Wind- und Wasserkraft. Infolgedessen stieg der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch nur um knapp einen Prozentpunkt im Vergleich zum Vorjahr und lag bei 55 Prozent. Die geringeren Erzeugungsmengen aus Wind- und Wasserkraft wurden insbesondere im Frühjahr 2025 durch konventionelle Kraftwerke ausgeglichen. Gaskraftwerke gewannen im Jahresverlauf aufgrund gesunkener Gasgroßhandelspreise an Wettbewerbsfähigkeit. Auffallend ist der reale Kapazitätszuwachs bei großen Batteriespeichern, insbesondere aber die Vielzahl angekündigter Projekte und über reale Projektzahlen deutlich hinausgehende Zahl von Anschlussanträgen.

Die durch den Ausbau von Windkraft und Photovoltaik getriebene Transformation der Energielandschaft führt zu einer neuen Marktrealität, in der die wetter- und dargebotsabhängige Erzeugung die Dynamik des gesamten Systems treibt. Negative Strompreise in Erzeugungsspitzen stehen Phasen gegenüber, in denen ein geringes Dargebot von Wind und Sonne das System fordert. Die damit zusammenhängenden Preisschwankungen im Tagesverlauf haben ein hohes Volumen an marktlich getragenen Batteriespeicherprojekten hervorgerufen. Diese Projekte bergen erhebliches Potenzial zur Intensivierung des Wettbewerbs, zur Verringerung der Preisschwankungen im Tagesverlauf und damit auch zur Begrenzung der Stromgroßhandelspreise. Mit der gesetzlichen Verpflichtung zu dynamischen Stromtarifen und dem flächendeckenden Rollout intelligenter Messsysteme schlägt der Markt die Brücke zwischen digitaler Infrastruktur und verbrauchsseitiger Flexibilität. Dieser Rollout hat an Fahrt aufgenommen, nachdem die Bundesnetzagentur Aufsichtsverfahren wegen Versäumnissen eingeleitet hatte.

Der Anteil der fünf größten Unternehmen an der deutschen steuerbaren Stromerzeugung hat im Jahr 2025 leicht abgenommen und lag bei knapp 53 Prozent. RWE führt sowohl bei den Stromerzeugungskapazitäten als auch bei der Stromerzeugungsmenge weiterhin das Feld der größten Anbieter an. Die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde für steuerbare Kraftwerkskapazitäten tragen nicht zu einer perspektivischen Verringerung der Marktkonzentration bei. Umso wichtiger ist es, den Markteintritt von Batteriespeichern nicht zu behindern.

Im Jahr 2025 nahm das Handelsvolumen an den Stromgroßhandelsmärkten weiter zu, wobei der Börsenhandel stärker wuchs als der OTC-Handel. Damit setzte sich der langfristige Trend steigender Börsenhandelsmengen weiter fort. Die durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise sind im Kurzfristhandel im Jahr 2025 im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. In den ersten drei Quartalen 2026 ist ein weiterer Anstieg zu verzeichnen. Insgesamt befinden sich die Stromgroßhandelspreise weiterhin auf einem deutlich höheren Niveau als vor dem Jahr 2021.

Ein beschleunigter Netzausbau, um den häufig im Norden produzierten Strom in den verbrauchsintensiven Süden zu leiten und damit eine Reduzierung der Redispatchmaßnahmen zu erreichen, bleibt ein vorrangiges Ziel. Insbesondere, aber nicht nur der weitere Ausbau des Höchstspannungsnetzes ist notwendig, um die

Energiewende voranzubringen, die Versorgungssicherheit weiterhin auf hohem Niveau zu gewährleisten und die Klimaziele zu erreichen. Dies unterstreichen die Investitionszahlen der Übertragungsnetzbetreiber, die im Jahr 2025 um rund 33 Prozent auf 22 Milliarden Euro gestiegen sind. Die Investitionen der Stromverteilernetzbetreiber, die im Hinblick auf Netzanschlusskapazitäten, Redispatch und die Integration der Erneuerbaren Energien ebenso wichtig sind, stiegen im selben Zeitraum um 22 Prozent und liegen bei fast 11 Milliarden Euro.

Der Gasmarkt wiederum hat im Jahr 2025 bewiesen, dass die Neuausrichtung der Lieferketten von Dauer ist. Deutschland hat sich als westeuropäischer Transit-Hub etabliert – was auch zur Versorgungssicherheit von Binnenstaaten wie Tschechien und Österreich beiträgt. Dies dokumentieren die Gasexportmengen, die sich im Jahr 2025 fast verdreifacht haben. Die Versorgung ruht nun auf dem Fundament nordeuropäischer Pipeline-Bezüge und einer voll integrierten LNG-Infrastruktur. Allerdings zeigt sich in der zweiten Jahreshälfte 2026 deutlicher denn je, dass die EU-weit zunehmende LNG-Anbindung eine fortwährende Preissensitivität mit sich bringt. Geopolitische Spannungen auf den internationalen Seerouten wirken sich unmittelbar auf die hiesigen Großhandelsplätze aus. In wettbewerblicher Hinsicht ist zu konstatieren, dass die Marktkonzentration im Bereich der an das deutsche Netz angeschlossenen Gasspeicher mit einem kumulierten Marktanteil der drei größten Speicherbetreiber von rund 70 Prozent weiterhin sehr hoch ist. Dies ist insbesondere bei der anstehenden Re-Privatisierung von Uniper und SEFE zu berücksichtigen.

Beim Gasgroßhandelsvolumen war im Jahr 2025 ein Anstieg sowohl der außerbörslich gehandelten Mengen als auch der börslich gehandelten Mengen einschließlich des OTC-Clearings zu verzeichnen. Dieser langfristige Trend gilt sowohl für Spot- als auch für Terminkontrakte. Die Gasgroßhandelspreise legten im Jahresdurchschnitt 2025 gegenüber dem Vorjahr um 8 Prozent zu. Sie befanden sich damit im Vergleich zu den Preisen vor dem Angriffskrieg auf die Ukraine auf einem deutlich höheren Niveau.

In den ersten drei Quartalen 2026 bestimmten vor allem schwankende erneuerbare Einspeisungen, vom Konflikt im Iran beeinflusste Gas-Preise sowie CO_2-Preise die deutschen Großhandelsmärkte. Im Jahresverlauf stiegen die Großhandelspreise für Strom und Gas deutlich an, weshalb zeitverzögert mit einem weiteren Aufwärtsdruck bei den Endkundenpreisen zu rechnen ist. Darauf deuten sowohl die gestiegenen durchschnittlichen Day-Ahead-Preise als auch die höheren Notierungen der Terminmarktprodukte hin.

Bei der Endkundenbelieferung ist nach wie vor ein funktionierender Wettbewerb auf den wichtigsten Strom- und Gasvertriebsmärkten zu beobachten, was im Wesentlichen auf die Liberalisierung der Energiemärkte zurückzuführen ist. Dies gilt sowohl bei der Belieferung von gewerblichen und industriellen Kunden als auch bei der Belieferung von Verbrauchern außerhalb der Grundversorgung. Diese Märkte sind durchweg von einer mäßigen Marktkonzentration geprägt, die keinen Anlass zu wettbewerblichen Bedenken gibt.

Für die Verbraucherinnen und Verbraucher brachte das Jahr 2025 eine leichte finanzielle Entlastung bei den Strompreisen. Haushaltskunden zahlten zum Stichtag 1. April 2026 durchschnittlich 37,96 ct/kWh für Strom. Damit lag der Strompreis etwa fünf Prozent unter dem durchschnittlichen Vertragspreis des Vorjahres. Auch die Preise für Heizstrom – also für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen – reduzierten sich im Vergleich zum Vorjahr um rund drei Prozent. Maßgeblich zu der Entlastung der Haushaltskunden beigetragen haben die um rund 14 Prozent gesunkenen Stromnetzentgelte, die rund 26 Prozent des Gesamtstrompreises ausmachen. Hauptgrund hierfür war der Bundeszuschuss zu den Übertragungsnetzkosten für das Jahr 2026 in Höhe von 6,5 Milliarden Euro. Durch diese Entlastung der Übertragungsnetzebene sanken die vorgelagerten Netzkosten der Verteilernetzbetreiber, was sich letztlich in niedrigeren Netzentgelten für die Endverbraucher widerspiegelte. Gewerbliche und industrielle Kunden profitierten ebenfalls von gesunkenen Strompreisen. Bei den gewerblichen Kunden war ein Preisrückgang von ca. sechs Prozent gegenüber dem Vorjahr zu beobachten. Das Preisniveau für Industriekunden ist im Vergleich zum Vorberichtsjahr um vier Prozent gesunken. Im Jahr 2026 dürfte sich zudem die Einführung des Industriestrompreises merklich auf die Preisentwicklung auswirken.

Der durchschnittliche Gaspreis für Haushaltskunden lag zum Stichtag 1. April 2026 mit 12,16 ct/kWh fast unverändert auf dem Niveau des Vorjahres. Hinter dieser scheinbaren Stabilität verbergen sich jedoch gegensätzliche Trends bei den einzelnen Preiskomponenten. Auf der einen Seite stiegen die Gasnetzentgelte im Schnitt um rund 13 Prozent, während die CO_2-Abgabe im Januar 2026 gemäß dem gesetzlichen Pfad um etwa 18 Prozent erhöht wurde. Auf der anderen Seite sanken die Kosten für die Gasbeschaffung um rund 10 Prozent. Da dieser Beschaffungsanteil mehr als ein Drittel des Gesamtpreises ausmacht, konnte der Preisrückgang die Steigerungen bei den Netzentgelten und der CO_2-Abgabe vollständig abfedern. Für gewerbliche und industrielle Kunden waren unterschiedliche Entwicklungen zu beobachten. Während bei den Gewerbekunden der durchschnittliche Gaspreis auf dem Niveau des Vorjahres verharrte, war beim durchschnittlichen Gaspreis für Industriekunden zum Stichtag 1. April 2026 ein Anstieg im Vergleich zum Vorjahr zu verzeichnen.

Die zum 1. April 2026 im Jahresvergleich zu verzeichnenden leichten Senkungen der Verbraucherpreise setzten sich nach diesem Stichtag nicht fort; vielmehr sind seither steigende Neukundenpreise zu verzeichnen. Die gestiegenen Großhandelspreise dürften sich in den kommenden Monaten in den Tarifen für Neukunden noch stärker niederschlagen.

Die Indikatoren zum Wechselverhalten und zur Anbietervielfalt zeugen vor allem im Strombereich weiterhin von einer positiven Gesamtentwicklung. So wechselten im Jahr 2025 rund 6,7 Millionen Stromkunden ihren Lieferanten, was lediglich einem geringen Rückgang von zwei Prozent gegenüber dem Vorjahr entspricht. Bei den Gaskunden sank die Anzahl der Lieferantenwechsel hingegen um rund neun Prozent auf 2,1 Millionen.

Die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt werden die sehr dynamische Entwicklung der Strom- und Gasmärkte in Deutschland weiterhin aufmerksam im Blick behalten und in ihren jeweiligen Aufgabenbereichen entsprechend begleiten.



Klaus Müller

Präsident der Bundesnetzagentur

für Elektrizität, Gas, Telekommunikation,

Post und Eisenbahnen



Andreas Mundt

Präsident des Bundeskartellamtes

Inhaltsverzeichnis

Vorwort **4**

Inhaltsverzeichnis **7**

I. ENTWICKLUNGEN AUF DEN STROM- UND GASMÄRKTEN **11**

A. Strom **12**

1. Netzübersicht Strom 12
2. Stromerzeugung 12
3. Marktkonzentration 16
4. Netzstrukturdaten 17
5. Netzausbau 18
6. Investitionen der Stromnetzbetreiber 20
7. Netzentgelte Strom 21
8. Elektromobilität/Ladesäulen/Steuerbare Verbrauchseinrichtungen 21
9. Systemdienstleistungen 22
10. Grenzüberschreitender Stromhandel 24
11. Großhandel Strom 24
12. Einzelhandel Strom 27
13. Heizstrom 32
14. Mess- und Zählwesen Strom 34

B. Gas **35**

1. Netzübersicht Gas 35
2. Marktkonzentration 35
3. Marktraumumstellung 37
4. Im- und Exporte Gas 38
5. Biogas 38
6. Untergrundgasspeicher 39
7. Netzstrukturdaten 39
8. Netzausbau Gas 40
9. Investitionen der Gasnetzbetreiber 40
10. Kapazitätsangebot und Vermarktung 41
11. Netzentgelte Gas 42
12. Großhandel Gas 42
13. Einzelhandel Gas 44
14. Mess- und Zählwesen Gas 49

II. KENNZAHLEN STROM 51

A. Situation auf den Strommärkten 52

1. Netzübersicht 52
2. Marktkonzentration 56

B. Erzeugung 63

1. Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches 63
2. Entwicklung Erneuerbare Energien 74

C. Netze 96

1. Netzstrukturdaten 97
2. Investitionen 102
3. Netzentgelte 104
4. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen 116

D. Systemdienstleistungen 118

1. Kosten der Systemdienstleistungen 118
2. Regelreserve 123

E. Grenzüberschreitender Handel und europäische Integration 131

1. Mittlere zur Verfügung gestellte Übertragungskapazität 134
2. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Handelsflüsse 135
3. Ungeplante Flüsse 138
4. Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse 139

F. Großhandel Strom 140

1. Börslicher Großhandel 140
2. Außerbörslicher Großhandel 151

G. Einzelhandel Strom 155

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl 155
2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel 158
3. Stromsperrungen und Kündigungen 163
4. Tarife 168
5. Preisniveau 170
6. Verbraucherservice und Verbraucherschutz 186
7. Heizstrom 186

H. Mess- und Zählwesen 191

III. KENNZAHLEN GAS 198

A. Situation auf den Gasmärkten 199

1. Netzübersicht 199
2. Marktkonzentration 201

B. Aufkommen von Gas 207

1. Förderung von Erdgas in Deutschland 207

2. Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas ... 208
3. Marktraumumstellung ... 210
4. Biogas ... 213
5. Gasspeicher ... 214

C. Netze ... 218

1. Netzstrukturdaten ... 218
2. Netzausbau - Netzentwicklungsplan Gas ... 222
3. Investitionen ... 226
4. Kapazitätsangebot und Vermarktung ... 228
5. Netzentgelte ... 231

D. Regel- und Ausgleichsenergie ... 239

1. Regelenergie ... 239
2. Ausgleichsenergie ... 241

E. Großhandel ... 244

1. Börslicher Großhandel ... 244
2. Außerbörslicher Großhandel ... 247

F. Einzelhandel ... 251

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl ... 251
2. Vertragsstruktur, Lieferanten- und Vertragswechsel ... 253
3. Gassperrungen und Kündigungen ... 262
4. Preisniveau ... 265

G. Mess- und Zählwesen ... 278

VERZEICHNISSE ... 284

Autorenschaft ... 285

Autorenschaft der Bundesnetzagentur ... 285
Autorenschaft des Bundeskartellamtes ... 288

Abbildungsverzeichnis ... 290

Tabellenverzeichnis ... 297

Abkürzungsverzeichnis ... 300

Glossar ... 304

Impressum ... 321

I. Entwicklungen auf den Strom- und Gasmärkten

A. Strom

1. Netzübersicht Strom

Die Netzbilanz gibt einen Überblick über Aufkommen und Verwendung des Stroms im deutschen Stromnetz im Jahr 2025. Die Aufkommensseite setzte sich aus der gesamten Netto-Stromerzeugung von 489,4 Terawattstunden (TWh) - davon 10,8 TWh aus Pump- und Batteriespeichern sowie den physikalischen Lastflüssen in Höhe von 76,8 TWh aus dem Ausland in das deutsche Netz der Allgemeinen Versorgung zusammen. Auf der Verwendungsseite wurden aus den Netzen der Allgemeinen Versorgung 428 TWh an Endverbraucher abgegeben. 300 TWh entfielen dabei auf Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden. Weitere 115,1 TWh wurden von Haushaltskunden entnommen. Pump- und Batteriespeicherkraftwerke bezogen insgesamt 13,0 TWh Strom. 26,2 TWh wurden in die Netze eingespeist, die nicht der Allgemeinen Versorgung zuordenbar sind. Die Netzverluste beliefen sich insgesamt auf 27,5 TWh. Gleichzeitig flossen 57,0 TWh an physikalischen Lastflüssen aus dem deutschen Netz ins Ausland.

2. Stromerzeugung

Die deutschlandweite Stromerzeugung[1] stieg 2025 im Vergleich zum Vorjahr leicht an.
Sie lag mit 489,4 TWh über dem Niveau von 2024 (+2,1 Prozent).
Vornehmlich waren abgeschwächte Großhandelspreise für Erdgas, eine einhergehende erhöhte Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken, gesunkene Stromimporte im Vergleich zum Vorjahr sowie ein starkes Plus bei der Stromerzeugung bei der solaren Strahlungsenergie Gründe dafür.

Die Elektrizitätserzeugung aus konventionellen Kraftwerken verzeichnete hierbei einen Zuwachs von 6,3 TWh (+3,1 Prozent) und lag bei 205,6 TWh.

Die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien stieg auf 283,8 TWh um 3,7 TWh (+1,3 Prozent).

Der Anteil aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch lag bei 55 Prozent[2].

Die Stromgewinnung aus Braunkohlekraftwerken betrug 68,4 TWh und sank damit um 5,9 Prozent im Vergleich zum Vorjahr.
Hierfür waren vor allem weitere Stilllegungen einzelner Braunkohlekapazitäten und hohe Preise der CO2-Emmissionszertifikate mit für verantwortlich.

[1] Im Kapitel Stromerzeugung handelt es sich immer um die Nettostromerzeugung, solange nichts anderes erwähnt wird.
[2] Wenn für das Jahr 2025 von einem Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien von rund 58,8 Prozent oder mehr ausgegangen wird, bezieht sich das in der Regel auf die sog. Netzlast (z. B. auf SMARD).

Im Gegensatz dazu erzeugten Steinkohlekraftwerke 26,1 TWh und damit 8,8 Prozent mehr Strom als 2024. Gründe dürften hier vor allem folgende gewesen sein:
Durch eine ausgeprägte Windarmut, gerade im ersten Quartal 2025, und folgenden wasserarmen Monaten ist die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen an Land sowie die Stromerzeugung aus Wasser gesunken. Gerade im Frühjahr 2025 erzeugten Steinkohlekraftwerke dadurch mehr Strom.

Die Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken lag bei 79,3 TWh und stieg im Vergleich zum Vorjahr (+17,3 Prozent). Hauptsächliche Gründe für die erhöhte Erzeugung aus Erdgas waren:
Die gesunkene Stromerzeugung aus Windkraft an Land und weiterhin abgeschwächte Erdgas-Großhandelspreise, die im Vergleich zu 2022 jedoch noch auf einem hohen Niveau lagen.

Die Stromerzeugung aus Ölkraftwerken sank um 0,7 TWh.

Die Stromerzeugung aus Solarenergie konnte durch einen weiteren erheblichen Zubau gesteigert werden (+22,1 Prozent).

Die Erzeugung aus Windkraft an Land nahm auch 2025, wie bereits schon 2024, weiterhin ab (-5,4 Prozent). Hauptgrund war auch hier wieder ein sehr windschwaches Jahr. Gerade das Frühjahr lag deutlich unter dem langjährigen Minimum.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft sank, aufgrund des vor allem ersten trockenen Halbjahres 2025, um 24,1 Prozent.

Die Erzeugung aus Windkraft auf See stieg um 1,9 Prozent, auch dank neuer Inbetriebnahmen im Jahr 2025.

Auf Grundlage des EEG wurden im Jahr 2024 insgesamt 238,0 TWh Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen gefördert. Damit ist die Stromerzeugung aus EEG-Anlagen um 0,9 Prozent gestiegen.

Elektrische Erzeugungsleistung
Die gesamte installierte Erzeugungskapazität betrug Ende 2025 285,6 GW[3] (2024: 265,7 GW). Hiervon sind 87,3 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 198,3 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen.

Kennzahlen nach dem EEG
Die Zahlungen an Anlagenbetreiber nach dem EEG sind gegenüber dem Vorjahr um 3,9 Prozent auf

[3] Umfasst sind auch Kraftwerke, die sich gegenwärtig nicht am Markt, bspw. in der Netzreserve befinden oder vorläufig stillgelegt sind.

17,8 Mrd. Euro gefallen. Im Jahr 2025 haben die Anlagenbetreiber nach dem EEG damit durchschnittlich 8,5 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG[4] erhalten.

Im Jahr 2025 entfielen rund 18 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit nach dem EEG auf die Einspeisevergütung. Der Anteil der EEG-Marktprämien belief sich auf 68 Prozent. Die sonstige Direktvermarktung stieg auf einen Anteil von 14 Prozent an.

Als Ausbauziele für 2030 wurden im EEG 2023 bzw. im WindSeeG die folgenden installierten Leistungen definiert: Biomasse 8,4 GW, Solare Strahlungsenergie 215 GW, Wind an Land 115 GW und Wind auf See 30 GW. 2024 wurden die Ausbaupfade nur für Biomasse und Solare Strahlungsenergie erreicht. Um die Ausbauziele für 2030 zu erreichen, ist ein höherer Zubau insbesondere bei Windenergieanlagen erforderlich

Ausschreibungen

Die Ausschreibungen im Jahr 2026 waren durch hohen Wettbewerb gekennzeichnet, sie waren bis auf wenige Ausnahmen überzeichnet.

Alle Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land im Jahr 2026 waren überzeichnet. Bei der Windenergie an Land bestätigte sich der weiterhin hohe Wettbewerb bei der Beteiligung.

Auch die Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten und des zweiten Segments zeigten eine hohe Beteiligung. Mit einer anderthalbfachen bis mehr als dreifachen Gebotsmenge waren seit Beginn des Jahres 2023 fast alle Ausschreibungen weit überzeichnet. Trotz der hohen Überzeichnungen, insbesondere bei Solaranlagen des ersten Segments, zeigte sich in 2026 ein Rückgang der eingereichten Gebotsmenge von 5,3 GW im Dezember 2025 auf 3,2 GW im Juli 2026. Im Februar 2026 war eine Ausschreibung für Solaranlagen des zweiten Segments bei einem Ausschreibungsvolumen von 283 MW mit einer eingereichten Gebotsmenge von 177 MW erstmals seit August 2022 deutlich unterzeichnet.

Die Innovationsausschreibungen waren im Jahr 2026 mit Gebotsmengen von 749 MW und 678 MW deutlich überzeichnet. Der Trend einer mehr als vierfachen Überzeichnung aus dem Jahr 2025 konnte dabei nicht fortgesetzt werden. Die weit überwiegende Anzahl der Gebote bezog sich wie in den Vorrunden auf Anlagenkombinationen mit Solaranlage und Speicher.

Eine Rekordgebotsmenge zeigte sich bei der Biomasseausschreibung von April 2026 mit einer eingereichten Gebotsmenge von 940 MW. Hier festigt sich die im Jahr 2023 begonnene Trendwende mit einer konstanten Gebotsmenge von mehr als 500 MW. Für die Ausschreibungsrunden für Biomethananlagen konnten erstmals

[4] Die durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG ergeben sich aus der Division der gesamten Zahlungen nach dem EEG durch die gesamte eingespeiste Jahresarbeit des jeweiligen Jahres.

seit Oktober 2022 Zuschläge über eine Gesamtmenge von 38 MW im April 2026 und 6 MW im September 2026 erteilt werden.

Die für das Kalenderjahr 2026 vorgesehenen Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See wurden mit der Änderung des Flächenentwicklungsplans 2025 für die deutsche Nord- und Ostsee vom 30.01.2026 auf das Jahr 2027 verschoben.

In 2025 wurden drei Nordseeflächen mit insgesamt 3.500 MW ausgeschrieben. Eine Fläche mit 1.000 MW, die nicht vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) hinsichtlich der Meeresumwelt, des Baugrunds und der wind- und ozeanographischen Verhältnisse voruntersucht worden war, wurde im dynamischen Gebotsverfahren im Juni 2025 vergeben. Zwei vom BSH voruntersuchte Flächen mit jeweils 2.000 MW und 500 MW (Gebotstermin 1. August 2025) konnten mangels Gebots nicht bezuschlagt werden.

2025 kam bereits zum dritten Mal ein dynamisches Online-Auktionsverfahren zum Einsatz, welches reibungslos und erfolgreich verlaufen ist.

Aktueller Kraftwerksbestand
Mit Stichtag zum 05.11.2026 sind an das deutsche Netz der allgemeinen Versorgung insgesamt 305,0 GW Erzeugungskapazitäten (Nettowerte) angeschlossen. Davon befinden sich 15,0 GW außerhalb des Strommarktes.

Erwarteter Zubau- und Rückbau
Bis zum Jahr 2030 werden voraussichtlich 5,3 GW an konventioneller Erzeugungsleistung installiert[5]. Dem stehen vermutlich 11,4 GW Stilllegungen gegenüber.

Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)
Mit KWK-Anlagen wurden im Jahr 2025 58,2 TWh Strom erzeugt (+5,2 TWh). Der Kondensationsstrom stieg um 2,5 TWh auf 100,3 TWh. Es wurden insgesamt 118,6 TWh (+0,1 TWh) an Nutzwärme erzeugt. Der wichtigste Energieträger 2025 für den Betrieb von KWK-Anlagen war Erdgas (Strom aus KWK-Anlagen: 40,1 TWh bzw. Nutzwärme 63,6 TWh). Einzig beim Kondensationsstrom war der wichtigste Energieträger Braunkohle mit 67,0 TWh.

Die installierte elektrische Leistung von KWK-Anlagen sank im Jahr 2025 um 0,2 GW auf 28,3 GW. Die thermische Leistung stieg um 0,5 GW auf 63,5 GW. Der mit Abstand wichtigste Energieträger für KWK-Anlagen ist Erdgas. Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von insgesamt 17,9 GW bzw. 33,6 GW thermischer Leistung nutzen Erdgas als Brennstoff.

[5] Bei der Betrachtung des Zubaus werden nur dargebotsunabhängige und derzeit im Probebetrieb oder in Bau befindlichen Stromerzeugungsanlagen mit einer Nettonennleistung ab 10 MW pro Standort berücksichtigt. In diesem Fall ist die Umsetzungswahrscheinlichkeit der Kraftwerksprojekte hinreichend groß.

3. Marktkonzentration

Marktanteile dienen in einer Vielzahl von Märkten als aussagekräftiger und geeigneter Indikator von Marktmacht. Dies gilt beispielsweise auch für die Stromendkundenmärkte. Im Stromerzeugungs- und -erstabsatzmarkt hingegen bilden Marktanteilsbetrachtungen allerdings nur einen ersten Ausgangspunkt zur Analyse von Marktmacht.

Stromerzeugung

Im Jahr 2025 haben die Marktanteile der fünf absatzstärksten Unternehmen an der inländischen steuerbaren[6] Stromerzeugung - ohne Berücksichtigung von Importen – abgenommen. So erreichten die fünf absatzstärksten Unternehmen (im Berichtszeitraum: RWE, LEAG, EnBW, Uniper, Vattenfall) auf dem Stromerstabsatzmarkt bei den Erzeugungsmengen einen gemeinsamen Marktanteil (CR5) von 52,9 Prozent, im Vorjahr waren es noch 54,7 Prozent. Der Anteil der fünf größten Anbieter an den deutschen steuerbaren Stromerzeugungskapazitäten zum Jahresende 2025 lag mit insgesamt 48,0 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Aus dem Vergleich der Kapazitätsanteile mit den Vorjahreswerten können nur eingeschränkt Rückschlüsse gezogen werden, weil sich die Erhebungsgrundlage für das Gesamtkapazitätsvolumen im Jahresvergleich geändert hat. Abgesehen davon gab es bei großen Batteriespeichern einen Kapazitätszuwachs, der bei der Gesamtleistung aller steuerbaren Kraftwerke eine relevante Rolle gespielt hat.

EEG-Strom

Bei der nach dem EEG vergütungsfähigen Erzeugungsmenge macht der Anteil der fünf absatzstärksten Unternehmen (EnBW, RWE, Ørsted, E.ON, Vattenfall) für das Marktgebiet Deutschland für das Jahr 2025 rund 8,3 Prozent aus. Im Vorjahr waren es rund 8,4 Prozent.

Verweis auf Marktmachtbericht

Ein entscheidender Indikator für die Beurteilung von Marktmacht im Bereich der Stromerzeugung ist die im Marktmachtbericht des Bundeskartellamtes vorgenommene sogenannte Pivotal- oder RSI-Analyse, im Rahmen derer ermittelt wird, in welchem Ausmaß der Kraftwerkspark eines Unternehmens pivotal – also unverzichtbar – ist, um die Stromnachfrage zu decken. In der Pivotalitäts-Analyse kann sich auch der tendenziell marktmacht-steigernde Effekt von Kraftwerksstilllegungen direkt widerspiegeln. Zentrales Ergebnis war im letzten Marktmachtbericht, dass die Pivotalität von RWE, wohl auch in Folge der davor erfolgten Stilllegun-

[6] Bislang als "konventionell" bezeichnet. Da Batteriespeicher inzwischen jedenfalls hinsichtlich der Kapazitäten quantitative Relevanz bekommen und als Teil des hier beschriebenen Marktes definiert werden, wird nunmehr der Begriff "steuerbar" (also dargebotsunabhängig) verwendet.

gen, weit über der vom Bundeskartellamt verwendeten Vermutungsschwelle für das Bestehen einer marktbeherrschenden Stellung lag. Die Analysen wiesen zudem für LEAG und EnBW-Werte in der Nähe der Vermutungsschwelle aus.

Stromendkundenmärkte

Für das Jahr 2025 geht das Bundeskartellamt – wie auch in den vergangenen Jahren – davon aus, dass auf den beiden größten Stromeinzelhandelsmärkten derzeit kein Anbieter marktbeherrschend ist. Auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von RLM-Kunden setzten die vier absatzstärksten Unternehmen (aktuell: RWE, E.ON, Enercity und Technische Werke Dresden) im Jahr 2025 zusammengerechnet insgesamt rund 50 TWh ab. Ihr aggregierter Marktanteil betrug damit ca. 23 Prozent. Im Vorjahr lag der Absatz bei 55 TWh bzw. 24 Prozent. Auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen (außerhalb der Grundversorgung und ohne Heizstrom) belief sich der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unter-nehmen (aktuell: E.ON, Vattenfall, EnBW und EWE) im Jahr 2025 auf rund 40 TWh – im Vorjahr entfielen auf dieselben Unternehmen noch rund 43 TWh. Der CR4 betrug auf diesem Markt für das Jahr 2025 rund 37 Pro-zent. Im Vorjahr lag der CR4 noch bei ca. 39 Prozent. Auf beiden Märkten liegt der jeweilige CR4-Wert nach wie vor deutlich unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer (gemeinsamen) marktbeherrschenden Stellung (§18 Abs. 4 und 6 GWB).

4. Netzstrukturdaten

Die Stromkreislänge auf ÜNB-Ebene betrug im Jahr 2025 38,9 Tsd. km. Die Anzahl der Marktlokationen von Letztverbrauchern in den Netzgebieten der ÜNB belief sich auf insgesamt 264. Diese Marktlokationen weisen ausschließlich eine registrierende Lastgangmessung auf.

Auf allen Netzebenen der VNB betrug die gesamte Stromkreislänge zum 31. Dezember 2025 insgesamt rund 1,9 Mio. Kilometer. Die Anzahl der Marktlokationen von Letztverbrauchern in allen Netzgebieten der VNB belief sich auf rund 53 Mio. Die Mehrzahl der in der Datenauswertung berücksichtigten VNB (596 oder 75 Prozent) verfügt über Netze, welche eine kleine bis mittlere Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) bis 1.000 km aufweisen. Somit entfällt der Großteil der Stromkreislänge auf 194 Unternehmen.

Im Jahr 2025 wurde die Jahreshöchstlast am 14. Januar zwischen 12:15 und 12:30 Uhr mit 74,8 GW erreicht. Die Jahreshöchstlast bezeichnet die höchste innerhalb eines Kalenderjahres zu einem bestimmten Zeitpunkt nachgefragte elektrische Leistung im Netz der allgemeinen Versorgung. Sie umfasst die Summe der Leistungsaufnahme aller angeschlossenen Verbraucher einschließlich der Leitungsverluste.

5. Netzausbau

Aktueller Stand Netzausbau im Übertragungsnetz

Zum Stichtag 31. Dezember 2025 umfassten das (Bundesbedarfsplangesetz) BBPlG und das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zusammen 128 Vorhaben mit insgesamt 419 Abschnitten.

Für 20 Abschnitte standen die jeweils ersten Anträge auf Bundesfachplanung bzw. auf eine Raumverträglichkeitsprüfung noch aus. Sieben Abschnitte befanden sich im Bundesfachplanungs- oder Raumordnungsverfahren bzw. in der Raumverträglichkeitsprüfung, weitere 160 Abschnitte befanden sich vor oder im Planfeststellungs- oder Anzeigeverfahren. 127 Abschnitte waren genehmigt und befanden sich vor oder im Bau. Fertiggestellt waren 19 Abschnitte, und weitere 86 Abschnitte wurden vollständig in Betrieb genommen.

Die Gesamtlänge der EnLAG- und BBPlG-Vorhaben liegt aktuell bei etwa 16.781 km, die sich wie folgt aufteilen (inkl. Veränderungen zum dritten Quartal 2025):

- etwa 1.043 km vor dem Genehmigungsverfahren (+ 90 km)
- etwa 368 km im Bundesfachplanungs- oder Raumordnungsverfahren/ in der Raumverträglichkeitsprüfung (- 240 km)
- etwa 6.165 km vor dem oder im Planfeststellungs- oder Anzeigeverfahren (- 130 km)
- 5.175 km genehmigt und vor dem oder im Bau (+ 38 km)
- 1.126 km fertiggestellt aber noch nicht in Betrieb (+ 69 km)
- 2.904 km vollständig in Betrieb (+ 171 km)

Die Gesamtlänge der EnLAG-Vorhaben liegt aktuell bei 1.808 km, die sich wie folgt aufteilen (inkl. Veränderung zum dritten Quartal 2025):

- 8 km im Raumordnungsverfahren (+/- 0 km)
- 11 km vor dem oder im Planfeststellungsverfahren (+/- 0 km)
- 192 km genehmigt und vor dem oder im Bau (- 4 km)
- 212 km fertiggestellt, aber noch nicht in Betrieb (- 52 km)
- 1.385 km vollständig in Betrieb (+ 56 km)

Die Gesamtlänge der BBPlG-Vorhaben liegt aktuell bei etwa 14.973 km, die sich wie folgt aufteilen (inkl. Veränderung zum dritten Quartal 2025):

- 1.043 km vor dem Genehmigungsverfahren (+ 90 km)

- 360 km im Bundesfachplanungs- oder Raumordnungsverfahren/ in der Raumverträglichkeitsprüfung (- 240 km)
- 6.154 km vor dem oder im Planfeststellungs- oder Anzeigeverfahren (- 130 km)
- 4.983 km genehmigt und vor dem oder im Bau (+ 42 km)
- 914 km fertiggestellt, aber noch nicht in Betrieb (+ 121 km)
- 1.519 km vollständig in Betrieb (+ 115 km)

Künftiger Netzausbaubedarf der Übertragungsnetzbetreiber

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) 2023–2037/2045 haben die Übertragungsnetzbetreiber ihre geplanten landseitigen Maßnahmen zur Stärkung und zum Ausbau des Übertragungsnetzes identifiziert, die bisher noch nicht im BBPlG enthalten sind. Demnach sind bis 2045 zusätzliche Neubauten und Netzverstärkungen von insgesamt rund 7.850 km vorgesehen. Davon entfallen 1.250 km auf Wechselstrom-Neubauten, 3.550 km auf Gleichstrom-Neubauten, 2.550 km auf Wechselstrom-Netzverstärkungen und 500 km auf Gleichstrom-Interkonnektoren. Über das BBPlG hinausgehende Wechselstrom-Interkonnektoren sind in diesem Zeitraum nicht vorgesehen.

Die Bundesnetzagentur plant, den NEP 2025-2037/2045 Ende 2026 zu bestätigen. Im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2025-2037/2045 sehen die Übertragungsnetzbetreiber bis 2045 Bedarf für Neubauten und Netzverstärkung von insgesamt 5.950 km, die nicht Teil des BBPlG oder seiner laufenden Novellierung sind. Davon entfallen 1.100 km auf Wechselstrom-Neubauten, 950 km auf Gleichstrom-Neubauten, 1.500 km auf Wechselstrom-Netzverstärkungen und 2.400 km auf Gleichstrom-Interkonnektoren.

Stand Netzausbau im Verteilernetz

Am 28.01.2026 haben die nach § 14d EnWG zur Netzausbauplanung verpflichteten Verteilnetzbetreiber die Regionalszenarien auf ihrer gemeinsamen Internetplattform www.vnbdigital.de veröffentlicht. Die Regionalszenarien beschreiben die Entwicklung der Last, der Einspeisung und der Speicher für die sechs Planungsregionen, in die das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland aufgeteilt ist.

Bezüglich der Entwicklung der Last zeigen die Ergebnisse, dass die Last der klassischen Verbraucher in Verteilernetzen zum Zeitpunkt der Datenerhebung (2024) einen wesentlichen Anteil ausmacht und der Wert im Zeitverlauf relativ konstant bleibt. Im Gegensatz dazu steigt die Leistung für E-Mobilität kontinuierlich an und wird 2045 den größten Anteil der Last darstellen.

Die prognostizierten Entwicklungen bei den Erzeugungsanlagen berücksichtigen die regionalen Unterschiede bei den verschiedenen EE-Technologien. So ist der Anstieg in der Einspeisung für die Planungsregionen West und Mitte insbesondere auf den Zubau von Aufdach-Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen (Onshore)

zurückzuführen. Für die Planungsregion Bayern, Südwest und Nord spielt die Erzeugung über Windkraft (Onshore) eine nachgeordnete Rolle. Bei der Planungsregion Ost ist der Ausbau von Freiflächenphotovoltaik von Bedeutung.

Im Hinblick auf die Entwicklung der erwarteten Leistung für Speicher verweisen mehrere Planungsregionen darauf, dass die Prognosen für Speicher mit einer großen Unsicherheit behaftet seien. Für Großbatteriespeicher lägen zahlreiche Anfragen vor, wobei unklar sei, ob und wie diese Projekte in der Zukunft umgesetzt würden.

Die Regionalszenarien dienen als Grundlage für die Netzausbaupläne, welche der Bundesnetzagentur alle zwei Jahre - nächstmalig bis zum 31. Oktober 2028 - vorzulegen sind. Die Ergebnisse der der letzten Netzausbaupläne aus dem Jahr 2024 ergaben einen Investitionsbedarf von ca. 110 Mrd. Euro bis 2033 und ca. 207 Mrd. Euro bis 2045 für den netzdimensionierenden Ausbau. Erwartete Ersatzinvestitionen sowie Kosten für Rückbau/Altlastentsorgung von 15 Mrd. Euro bis 2033 bzw. 30 Mrd. Euro bis 2045 sind in den genannten Zahlen noch nicht enthalten. Die Prognosen werden mit den anstehenden Netzausbauplänen 2026 aktualisiert.

6. Investitionen der Stromnetzbetreiber

Im Jahr 2025 brachten die Netzbetreiber insgesamt rund 37.585 Mio. Euro (2024: 29.706 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen (beides handelsrechtliche Werte) in die Netzinfrastruktur auf. Davon entfielen 14.595 Mio. Euro auf Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber und 22.990 Mio. Euro auf Investitionen und Aufwendungen der Übertragungsnetzbetreiber.

Die reinen Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber sind im Jahr 2025 im Vergleich zum Vorjahr um ca. 33 Prozent (2025: 22.012 Mio. Euro, 2024: 16.510 Mio. Euro) gestiegen. Die Investitionen der Verteilernetzbetreiber sind im selben Zeitraum um 22 Prozent gestiegen (2025: 10.833 Mio. Euro, 2024: 8.909 Mio. Euro).

Die reinen Aufwendungen der Übertragungsnetzbetreiber beliefen sich im Jahr 2025 auf 978 Mio. Euro und lagen damit 26 Prozent über dem Vorjahreswert (2024: 776 Mio. Euro). Bei den Verteilernetzbetreibern stiegen die Aufwendungen im gleichen Zeitraum um sieben Prozent auf 3.762 Mio. Euro (2024: 3.511 Mio. Euro).

Insgesamt waren 17 Prozent der VNB (132 von 760) für 89 Prozent der gesamten Investitions- und Aufwendungssumme verantwortlich.

Für das Jahr 2026 planen sowohl die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Verteilernetzbetreiber erneut eine Erhöhung ihrer Investitionen und Aufwendungen. Die geplanten Investitionen und Aufwendungen der ÜNB belaufen sich im Jahr 2026 auf 28.148 Mio. Euro und liegen damit 22 Prozent über dem im Jahr 2025 getätigten Niveau. Bei den Verteilernetzbetreibern sind Investitionen und Aufwendungen in Höhe von 16.572 Mio. Euro geplant, was einem Anstieg von 14 Prozent gegenüber dem Vorjahr entspricht.

7. Netzentgelte Strom

Die mengengewichteten Netzentgelte für das Jahr 2026 liegen für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh bei 9,17 ct/kWh. Im Vergleich zum Vorjahr sind die Netzentgelte für Haushaltskunden damit um 14 Prozent gesunken (2025: 10,72 ct/kWh). Auch im Bereich der Nicht-Haushaltskunden sind die Werte für das Jahr 2026 gesunken. Bei den Gewerbekunden fielen die Netzentgelte um rund 16 Prozent auf 7,11 ct/kWh (2025: 8,49 ct/kWh), bei den Industriekunden sind die Netzentgelte um rund 22 Prozent auf 3,22 ct/kWh gesunken (2025: 4,14 ct/kWh).

Die Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber sind 2026 um knapp 60% gesunken. Grund hierfür ist der Bundeszuschuss zu den Übertragungsnetzkosten i.H.v. 6,5 Mrd. €. Dieser Zuschuss ist auch der wesentliche Grund für die sinkenden Netzentgelte in den Verteilernetzen, da hierdurch für die VNB die vorgelagerten Netzkosten deutlich sinken. Nach einer Auswertung der Bundesnetzagentur für die knapp 80 größten VNB führt der Bundeszuschuss bei Haushaltskunden im Durchschnitt zu einer Entlastung von etwa 1,7 ct/kWh. Regional können die Entlastungen aber sehr unterschiedlich ausfallen.

8. Elektromobilität/Ladesäulen/Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

Elektromobilität / Ladesäulen

Öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge müssen bestimmte technische Mindestanforderungen einhalten. Um die Einhaltung dieser Anforderungen gemäß der Ladesäulenverordnung (LSV) überprüfen zu können, sind die Betreiber zur Anzeige ihrer öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur bei der Bundesnetzagentur verpflichtet. Im Jahr 2025 ist die Anzahl öffentlich zugänglicher Ladepunkte für Elektrofahrzeuge um knapp 17 Prozent angestiegen. Ende 2025 waren über 188.000 öffentlich zugängliche Ladepunkte mit einer Ladeleistung von insgesamt 7,8 GW bei der Bundesnetzagentur gemeldet. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht hierzu regelmäßig umfangreiche Informationen unter https://www.bundesnetzagentur.de/ladeinfrastruktur.

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

In der Niederspannungsebene haben Verteilernetzbetreiber nach § 14a EnWG die Möglichkeit, Flexibilität von Verbrauchern zu nutzen, um lokale Überlastungen zu vermeiden. So wird mit Letztverbrauchern, die steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen oder private Ladeeinrichtungen für Elektromobile besitzen, eine netzdienliche Steuerung vereinbart und im Gegenzug ein verringertes Netzentgelt berechnet. Bis einschließlich 2023 war eine solche Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Betreiber einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung freiwillig. Hiervon haben Betreiber von insgesamt 1.803.831 steuerbare Verbrauchseinrichtungen Gebrauch gemacht.

Seit dem 01.01.2024 ist eine Steuerbarkeit von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen durch den Netzbetreiber in der Niederspannung verpflichtend (Festlegung zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen

und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG). Betreiber solcher Verbrauchseinrichtungen erhalten im Gegenzug für die Möglichkeit einer netzdienlichen Steuerung eine Reduzierung der Netzentgelte. Hierfür stehen verschiedene Module zur Verfügung: Modul 1 sieht eine pauschale Netzentgeltreduzierung vor und kann insbesondere bei Anlagen mit gemeinsamer Messung genutzt werden. Modul 2 ermöglicht eine prozentuale Reduzierung des Netzentgelt-Arbeitspreises für separat gemessene Verbrauchseinrichtungen. Seit April 2025 können Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen Modul 3 in Ergänzung zu Modul 1 auswählen. Modul 3 kombiniert eine pauschale Netzentgeltreduzierung aus Modul 1 mit zeitvariablen Netzentgelten, bei denen die Höhe der Netzentgelte von der jeweiligen Netzsituation abhängt.

Im Monitoring wurden der Bundesnetzagentur seitens der Verteilernetzbetreiber 536.387 Marktlokationen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen gemeldet, die zum 31.12.2025 unter die neuen Regelungen fallen. Davon werden 487.268 mit Modul 1, 49.119 mit Modul 2 und 2.003 mit Modul 3 seitens der Netzbetreiber abgerechnet.

9. Systemdienstleistungen

Kosten der Systemdienstleistungen

Die saldierten Kosten für Systemdienstleistungen, die auf Letztverbraucher umgelegt werden, lagen im Jahr 2025 bei rund 4,8 Mrd. Euro und sind um rund neun Prozent gesunken (2024: 5,3 Mrd. Euro).

Die größten Kostenblöcke entfielen auf das Netzengpassmanagement, die Verlustenergie und die Regelleistungsvorhaltung.

Die Kosten des Netzengpassmanagements (Redispatch mit Markt- und Reservekraftwerken sowie Countertrading) lagen im Jahr 2025 bei rund 3,1 Mrd. Euro (2024: 3,0 Mrd. Euro). Dabei entfielen auf Redispatch mit Marktkraftwerken rund 1,6 Mrd. Euro (2024: 1,8 Mrd. Euro) und auf Countertrading rund 95 Mio. Euro (2024: 98 Mio. Euro). Beide Kostenpositionen gingen damit gegenüber dem Vorjahr leicht zurück. Demgegenüber stiegen die Kosten für die Vorhaltung und den Abruf von Reservekraftwerken von 1,1 Mrd. Euro im Jahr 2024 auf 1,4 Mrd. Euro im Jahr 2025. Maßgeblich hierfür war insbesondere der Anstieg der Vorhaltekosten von 0,7 Mrd. Euro auf rund 1 Mrd. Euro. Der Anstieg ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass im Jahr 2025 mehr Kraftwerke in die Netzreserve aufgenommen wurden und entsprechend zusätzliche Reservekapazitäten vorgehalten werden mussten.

Die Kosten für die *Beschaffung von Verlustenergie* beliefen sich im Jahr 2025 auf 0,9 Mrd. Euro und lagen damit rund 44 Prozent unter dem Vorjahreswert (2024: 1,6 Mrd. Euro). Der deutliche Rückgang ist auf die gegenüber dem Vorjahr gesunkenen Beschaffungspreise zurückzuführen. Obwohl die beschaffte Verlustenergiemenge im Jahr 2025 gestiegen ist, führten die niedrigeren Beschaffungspreise zu einem deutlichen Rückgang der Gesamtkosten.

Die Kosten für die *Vorhaltung von Regelleistung* für Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) beliefen sich im Jahr 2025 auf 0,7 Mrd. Euro (2024: 0,5 Mrd. Euro). Dabei entwickelten sich die Kosten der einzelnen Regelenergieprodukte unterschiedlich. Die Kosten für die Vorhaltung von PRL sanken von 77 Mio. Euro im Jahr 2024 auf 69 Mio. Euro im Jahr 2025. Dagegen stiegen die Kosten für die Vorhaltung von MRL von 44 Mio. Euro auf 60 Mio. Euro und damit um rund 36 Prozent. Den mit Abstand größten Kostenblock bildete die Vorhaltung von SRL. Auf sie entfielen im Jahr 2025 mit 578 Mio. Euro mehr als 80 Prozent der gesamten Kosten der Regelleistungsvorhaltung. Gegenüber dem Vorjahr stiegen die Kosten für die Vorhaltung von SRL damit deutlich an (2024: 397 Mio. Euro; +46 Prozent). Bei einer im Jahresdurchschnitt nur leicht gestiegenen Ausschreibungsmenge ist der deutliche Anstieg der Vorhaltungskosten im Segment der Sekundärregelleistung primär auf gestiegene Leistungspreise zurückzuführen. Die durchschnittlichen Leistungspreise für positive und negative SRL lagen im Jahr 2025 deutlich über dem Vorjahresniveau.

Netzengpassmanagement

Das gesamte Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagement (Redispatchmaßnahmen mit Markt- und Reservekraftwerken sowie Countertrading) lag im Jahr 2025 bei rund 30.392 GWh und befindet sich auf dem Vorjahresniveau (2024: 30.281 GWh).

Mehr Informationen und Hintergründe zum Thema Netzengpassmanagement finden Sie auf www.smard.de.

Regelreserve

Im Jahr 2025 sank der Jahresdurchschnitt der ausgeschriebenen Primärregelleistung auf 528 MW (Vorjahr: 564 MW). Die Jahresdurchschnitte der ausgeschriebenen Sekundärregelreserve lagen 2025 leicht über ihren Vorjahreswerten. Während der Jahresdurchschnitt der ausgeschriebenen positiven Sekundärregelreserve 1.983 MW (2024: 1.941 MW) betrug, lag der Jahresdurchschnitt der ausgeschriebenen negativen Sekundärregelleistung bei 1.828 MW (2024: 1.817 MW). Bei der Minutenreserveleistung setzte sich der rückläufige Trend der vergangenen Jahre fort: An positiver Minutenreserveleistung wurden durchschnittlich 550 MW (2024: 603 MW) und an negativer Minutenreserveleistung 339 MW (2024: 364 MW) ausgeschrieben.

Auch bei der im Monat durchschnittlich eingesetzten Sekundär- und Minutenreserveleistung lässt sich für 2025 eine rückläufige Entwicklung beobachten. Ein Vergleich der jeweiligen Kalendermonate mit dem Vorjahr zeigt überwiegend niedrigere Leistungsabrufe – mit Ausnahme von Oktober 2025, in diesem Monat stieg der durchschnittliche Einsatz gegenüber dem Vorjahresniveau an. Der höchste durchschnittliche Monatswert wurde 2025 im Januar erreicht und lag mit 116 MW jedoch 42 MW unter dem Spitzenwert des Vorjahres im Juni.

Der mengengewichtete Durchschnitt der Ausgleichsenergiepreise fiel bei Unterspeisungen ca. 25 Prozent niedriger aus als im Vorjahr und lag bei 170,25 Euro/MWh. Im Falle von Überspeisungen lag der durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreis bei 18,84 Euro/MWh (2024: -26,42 Euro/MWh).

10. Grenzüberschreitender Stromhandel

Im Jahr 2025 verblieb Deutschland Nettoimporteur von Strom. Das grenzüberschreitende Handelsvolumen im realisierten Austausch belief sich insgesamt auf 105,1 TWh (2024: 102,5 TWh). Davon entfielen 39,9 TWh auf Exporte und 65,2 TWh auf Importe. Die gestiegenen Großhandelspreise im Vergleich zu 2024 führten dazu, dass die Importkosten im Jahr 2025 auf 6.668 Millionen Euro (2024: 5.969 Millionen Euro) und die Exporterlöse auf 2.808 Millionen Euro stiegen (2024: 2.078 Millionen Euro).

11. Großhandel Strom

Im Jahr 2025 nahm das Handelsvolumen an den Stromgroßhandelsmärkten weiter zu, wobei der Börsenhandel stärker wuchs als der OTC-Handel. Damit setzte sich der langfristige Trend steigender Börsenhandelsmengen weiter fort.

Die durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise sind im Kurzfristhandel im Jahr 2025 im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Insgesamt befinden sich die Stromgroßhandelspreise weiterhin auf einem deutlich höheren Niveau als vor dem Jahr 2021. Die Streuung der Strompreise im kurzfristigen Großhandel nahm leicht zu. Am Spotmarkt traten einige Preisspitzen auf, die aber weniger stark ausgeprägt waren als im Vorjahr. Gleichzeitig waren vereinzelt auch negative Preise zu beobachten.

Handelsvolumen Spotmarkt

Das Handelsvolumen in der dem Spotmarkt zuzuordnenden gekoppelten Day-Ahead-12-Uhr-Auktion stieg im Jahr 2025 geringfügig um 1 Prozent auf rund 300 TWh. Hiervon wurden 268 TWh über die EPEX SPOT, rund 26 TWh über die Nord Pool und rund 6 TWh über die EXAA gehandelt. Das Volumen der eigenständigen 10:15 Uhr Day-Ahead-Auktion an der EXAA für die deutsche Gebotszone lag im Jahr 2025 bei rund 1 TWh.

Das Handelsvolumen im Intraday-Markt ist ebenfalls gestiegen. Im Vergleich zum Vorjahr gab es einen deutlichen Zuwachs um fast 19 Prozent auf 149 TWh. Davon entfielen 106 TWh auf die EPEX SPOT und 43 TWh auf die Nord Pool, jeweils ganz überwiegend im kontinuierlichen Intradayhandel. Gründe hierfür sind aus Sicht von Marktteilnehmern u.a. die Einführung der 15-Minuten-Auktion und die Verschiebung von fossilen hin zu erneuerbaren Energieträgern.

Handelsvolumen Terminmarkt

Im börslichen Terminhandel an der European Energy Exchange (EEX) kam es zu einem Volumenanstieg von über 15 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Daraus resultierte ein börsliches Handelsvolumen für German Power Futures von 3.650 TWh im Jahr 2025. Nach dem starken Wachstum 2024 ist der Anstieg 2025 etwas abgeflacht. Die nachhaltigen Volumensteigerungen der vergangenen Jahre werden auf verschiedene Faktoren zurückgeführt, u.a. auf erhöhten Hedging-Bedarf durch die Energiewende und geopolitische Unsicherheiten, Zunahme von algorithmischem Handel, regulatorisch induzierte Verlagerung von OTC-Volumina auf die Börse und eine höhere Anzahl der börslichen Handelsteilnehmer. So stieg die Anzahl der registrierten Handelsteilnehmer an der EEX um knapp 12% im Vergleich zum Vorjahr und bei der Nord Pool um rund 19%. Werden die erstmals erhobenen Werte der Intercontinental Exchange (ICE) hinzugerechnet, beläuft sich das Handelsvolumen im Jahr 2025 auf 5.573 TWh. Der Zuwachs des Handelsvolumens für German Power Futures geht vorrangig auf Kontrakte für das laufende Jahr und das Folgejahr zurück. Bei längerfristigen Kontrakten kam es zwar ebenfalls zu einem Volumenanstieg; diese Kontrakte machen allerdings nur einen relativ kleinen Teil des Handels aus.

Auch die über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichneten Zugewinne. Das von den acht teilnehmenden Brokern vermittelte Volumen betrug im Jahr 2025 insgesamt rund 3.912 TWh gegenüber 3.618 TWh bei denselben teilnehmenden Brokern im Jahr 2024. Weiterhin kann die Entwicklung des Handelsvolumens der Mitglieder der London Energy Brokers' Association (LEBA) verfolgt werden, in der allerdings nicht alle befragten Broker vertreten sind. Das von den LEBA-Mitgliedern vermittelte Handelsvolumen für „German Power“ hat von 3.458 TWh im Vorjahr auf 3.317 TWh im Jahr 2025, d. h. um rund 4 Prozent, abgenommen.

Das OTC-Clearing von German Power Futures an der EEX verzeichnete im Jahr 2025 ein Volumen von 2.601 TWh, was einem leichten Rückgang von ca. 3 Prozent entsprach. Mögliche Ursache hierfür ist eine weitere Verlagerung von OTC-Mengen in den Börsenhandel. Das von den LEBA-Mitgliedern zum Clearing registrierte Volumen für „German Power“ ist nach einem deutlichen Anstieg auf 2.787 TWh im Jahr 2024 im Jahr 2025 geringfügig auf rund 2.727 TWh gesunken, was einem Anteil von rund 82 Prozent an den von den LEBA-Mitgliedern insgesamt vermittelten OTC-Volumina entsprach.

Preise Spotmarkt

Im Jahr 2025 sind die Day-Ahead-Preise für die Baseload am Spotmarkt im Vergleich zum Vorjahr um über 12 Prozent und für die Peakload um 5 Prozent gestiegen. Dies entspricht einem nachhaltigen Anstieg der Preise im Vergleich zu den Preisen vor dem Jahr 2021. Die Preise sind durchschnittlich mehr als doppelt so hoch wie 2020.

Der durchschnittliche Spotmarktpreis (Phelix-Day-Base) lag 2025 bei knapp 90 Euro/MWh. Die Streuung der Tagesdurchschnittspreise stieg leicht an, und es kam wiederum zu einigen Preisspitzen. Diese traten im Januar sowie im November 2025 mit Werten bis zu 231 Euro/MWh, beim Phelix-Day-Peak sogar bis zu 312 Euro/MWh, auf und sind auf Phasen mit sehr niedrigem Angebot von Wind- und Solarstrom („Dunkelflauten“) zurückzuführen.

Der höchste Großhandelspreis des Jahres in einer einzelnen Viertelstunde lag bei 583,40 Euro/MWh am Montag, 20. Januar, in der Stunde von 17.00 bis 18.00 Uhr bei einer hohen Nachfrage verbunden mit einer geringen Einspeisung aus Wind und Photovoltaik. Auch insgesamt schwankten die Großhandelspreise im Jahr 2025 deutlicher als im Vorjahr. Zwar lagen die extremen Preisspitzen 2024 deutlich höher, 2025 bewegten sich die Großhandelspreise jedoch wesentlich häufiger im Bereich über 100 Euro/MWh. Dadurch fielen die durchschnittlichen Großhandelspreise letztendlich höher aus, obwohl es auch mehr Stunden gab, in denen die Preise niedriger oder im negativen Bereich waren.

In 573 von 8.760 Stunden des Jahres 2025 kam es zu negativen Großhandelspreisen. Diese können auftreten, wenn ein hohes und unflexibles Angebot, insbesondere aus Wind und Photovoltaik, auf eine niedrige Nachfrage trifft. Dies kann beispielsweise an Wochenenden im Sommer oder an Feiertagen vermehrt auftreten.

Preise Terminmarkt

Der German Power Future für Lieferung im Folgejahr (2026) ist im Jahre 2025 mit einem Durchschnitt von 87 Euro/MWh gegenüber dem Vorjahr geringfügig, um etwa 1 Prozent gesunken. Der durchschnittliche Preis des Phelix-Peak-Year-Future belief sich im Jahre 2025 auf ca. 94 Euro/MWh. Der Rückgang gegenüber dem Vorjahr betrug somit 4 Prozent.

Ausblick: Entwicklungen im Jahr 2026

In den ersten drei Quartalen 2026 bestimmten vor allem schwankende erneuerbare Einspeisungen, Gas-Preise (nicht unbeeinflusst von dem Konflikt im Iran) sowie CO_2-Preise die deutschen Stromgroßhandelsmärkte.

Am Spotmarkt sank der durchschnittliche Day-Ahead-Preis von 102,17 Euro/MWh im ersten Quartal auf 95,21 Euro/MWh im zweiten Quartal, übertraf damit jedoch den Vorjahreswert um 36,5 Prozent. Die höheren Gaspreise und weniger Onshore-Windstrom verteuerten die Versorgung trotz rekordhoher Photovoltaikeinspeisung. Besonders während der Juni-Hitzewelle trafen erhöhter Kühlbedarf, schwache Windeinspeisung und abends nachlassende Solarproduktion auf eingeschränkte Kraftwerksverfügbarkeiten. Dies hat vermutlich dazu beigetragen, dass es zeitweise zu großen abendlichen Preisspitzen kam, während eine hohe Solarproduktion zeitweise mittags sehr niedrige oder negative Preise begünstigte. Im dritten Quartal stieg das Preisniveau trotz hoher Wind- und Solarproduktion deutlich an. Der durchschnittliche Day-Ahead-Preis von 125,51

Euro/MWh übertraf den Vorjahreswert um 51,7 Prozent. Es handelt sich um den höchsten Quartalsdurchschnitt seit dem 1. Quartal 2023.

Auch am Terminmarkt folgten auf Preisrückgänge im Februar nach der Eskalation des Konfliktes im Nahen Osten kräftige Anstiege ab März. Nach zwischenzeitlicher Entspannung zogen die Notierungen im Sommer und insbesondere im Herbst erneut an. Treiber waren unter anderem höhere Gaspreise und Sorgen um die Winterversorgung angesichts niedriger Speicherstände sowie geopolitische Risiken. Der Front Year Kontrakt für 2027 schloss Ende September bei rund 128,03 Euro/MWh für Base und 137,47 Euro/MWh für Peak mit steigender Tendenz im Oktober.

12. Einzelhandel Strom

Vertragsstruktur Nicht-Haushaltskunden

Die Vertragsstruktur bei Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) hat sich im Jahr 2025 im Vergleich zum Vorjahr nicht wesentlich verändert. Verträge beim Grundversorger haben im Bereich der RLM-Kunden weiterhin eine viel geringere Bedeutung als im SLP- bzw. Haushaltskundenbereich. In 2025 nahm die Anzahl an Stromlieferanten sowie die gelieferte Menge geringfügig ab.

Im Jahr 2025 wurden RLM-Kunden mit rund 220 TWh Strom beliefert. Im Vorjahr waren es knapp 233 TWh. Die Belieferung erfolgte nahezu vollständig durch Verträge außerhalb der Grundversorgung. Die Belieferung von RLM-Kunden im Rahmen der Grund- bzw. Ersatzversorgung ist weiterhin atypisch, aber nicht ausgeschlossen. An RLM-Kunden in der Grund- bzw. Ersatzversorgung wurden, ähnlich wie im Vorjahr, rund 0,5 TWh Strom geliefert – dies entspricht 0,2 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden.

Von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen rund 21 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung, und rund 79 Prozent der Gesamtabgabemenge entfielen auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem örtlich zuständigen Grundversorger. Im Vorjahr entfielen, bezogen auf die Abgabemenge, 22 Prozent auf Verträge mit dem örtlich zuständigen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und 78 Prozent auf Verträge mit anderen Lieferanten.

Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation Haushaltskunden

Im Endkundenmarkt hat sich für die Verbraucher die Anzahl der Auswahloptionen zwischen verschiedenen Elektrizitätslieferanten leicht erhöht. Haushaltskunden konnten im Jahr 2025 im Durchschnitt zwischen 143 Anbietern (2023: 139 Anbieter) wählen (ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen).

Im Jahr 2025 wurden 43 Prozent der Entnahmemenge von Haushaltskunden über einen Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, bezogen. Insgesamt haben die Grundversorger damit

rund 57 Prozent der Entnahmemenge geliefert (im Rahmen der Grundversorgung oder eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung). Der mengenbezogene Anteil der Haushaltskunden in der Grundversorgung belief sich auf rund 20 Prozent (2024: 22 Prozent). Damit liegt der Anteil der grundversorgten Kunden leicht unter dem Niveau des Vorjahres. Rund 37 Prozent der Entnahmemenge aller Haushaltskunden wurden über einen Vertrag beim örtlichen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung bezogen. Die starke Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten ist damit auf dem Vorjahresniveau geblieben.

Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden

Über alle Verbrauchskategorien von über 10 MWh/Jahr betrachtet, lag die mengenbezogene Wechselquote bei Nicht-Haushaltskunden im Jahr 2025 bei 9,6 Prozent. Damit verzeichnet die Wechselquote im Bereich Nicht-Haushaltskunden erstmals seit Beginn der Erhebungen (2006) einen Wert von unter 10 Prozent. Die Zahl der Lieferantenwechsel ging dabei vor allem im Verbrauchssegment der Industriekunden deutlich zurück. Gründe hierfür könnten die Normalisierung der Energiemärkte, einhergehend mit einem Rückgang der Bestandstarife und damit einem geringeren Wechseldruck, gewesen sein, weiterhin der vermehrte Abschluss langlaufender Verträge in den Vorjahren, die einen Wechsel rechtlich ausschlossen, sowie geringere Preisunterschiede zwischen den Anbietern und damit geringere Vorteile eines Wechsels.

Lieferantenwechsel Haushaltskunden

Im Jahr 2025 lag die Zahl der Lieferantenwechsel bei rund 6,7 Mio. und damit rund zwei Prozent unter dem Vorjahreswert (2024: 6,9 Mio.). Die Lieferantenwechselquote betrug 13,7 Prozent. Nach dem Rekordjahr 2024 ging das Wechselaufkommen damit leicht zurück, blieb jedoch auf einem weiterhin hohen Niveau.
Das außergewöhnlich hohe Wechselaufkommen im Jahr 2024 dürfte insbesondere darauf zurückzuführen sein, dass viele Haushaltskunden noch an vergleichsweise teure Verträge gebunden waren, die während oder unmittelbar vor der Energiepreiskrise im Jahr 2022 abgeschlossen worden waren. Mit dem Auslaufen dieser Verträge nutzten zahlreiche Verbraucher die Möglichkeit, zu günstigeren Anbietern zu wechseln. Zudem dürfte das Ende der Strompreisbremse im Jahr 2023 die Attraktivität eines Wechsels in günstigere Tarife erhöht haben. Diese besonderen Wechselimpulse dürften 2025 zwar geringer gewesen sein, zugleich bestanden weiterhin vielfältige Anreize für Haushalte, ihren Stromanbieter zu wechseln. Dies zeigt sich auch daran, dass die Zahl der Lieferantenwechsel 2025 nur geringfügig unter dem Rekordwert des Vorjahres lag. Vergleicht man die Anzahl der Lieferantenwechsel im Jahr 2025 mit dem Jahr 2023, zeigt sich trotz des Rückgangs gegenüber 2024 weiterhin ein Anstieg um rund 12 Prozent (2023: 6,0 Mio.).

Vertragswechsel Haushaltskunden

Die Zahl der Vertragswechsel beim bestehenden Lieferanten lag im Jahr 2025 leicht über dem Vorjahresniveau. Insgesamt stellten rund 3,4 Mio. Haushaltskunden ihren Energieliefervertrag beim bestehenden Anbieter um (2024: 3,3 Mio.). Das entsprechende Vertragswechselvolumen betrug 8,9 TWh (Anteil an der Gesamtentnahmemenge: 7,2 Prozent) und lag damit unter dem Vorjahreswert von 9,2 TWh (2024: 8,3 Prozent).

Der leichte Anstieg der Vertragswechsel beim bestehenden Lieferanten dürfte darauf zurückzuführen sein, dass Haushaltskunden auch im Jahr 2025 verstärkt bestehende Verträge überprüften und bei Bedarf in andere Tarife ihres Lieferanten wechselten. Nach den außergewöhnlichen Preissteigerungen der Jahre 2022 und 2023 bestand weiterhin ein erhöhtes Interesse an Tarifoptimierungen. Darüber hinaus können Vertragswechsel innerhalb eines Lieferanten auch durch Veränderungen der Kundenanlage, beispielsweise infolge des Einbaus einer Wärmepumpe oder anderer Änderungen des Energieverbrauchs, ausgelöst werden. Dass das Vertragswechselvolumen trotz der höheren Anzahl an Wechseln zurückging, deutet darauf hin, dass sich die Wechsel zunehmend auf kleinere Verbrauchsmengen beziehungsweise Haushalte mit geringerem Energieverbrauch verlagerten.

Kündigungen und Stromsperrungen

Im Jahr 2025 haben Lieferanten (Grundversorger und wettbewerbliche Lieferanten) gegenüber ihren Kunden insgesamt 284.396 Kündigungen u. a. wegen Zahlungsverzugs ausgesprochen. Die Kündigungen fanden zu 94 Prozent (265.986 Kündigungen) außerhalb der Grundversorgung statt. Einem kleineren Teil, nämlich sechs Prozent (18.410 Kündigungen) wurde innerhalb der Grundversorgung gekündigt. Die Kündigung eines Grundversorgungsvertrages ist nur zulässig, wenn keine Grundversorgungspflicht nach § 36 Abs. 1 EnWG besteht. Das ist der Fall, wenn die weitere Versorgung aus wirtschaftlichen Gründen für den Grundversorger nicht zumutbar ist.

Die Anzahl der von den Netzbetreibern durchgeführten Sperrungen lag im Jahr 2025 bei 254.624 und ist im Vergleich zum Vorjahr um sieben Prozent gestiegen (2024: 238.072). Die Anzahl der Sperrandrohungen von Lieferanten gegenüber Haushaltskunden lag auf dem Vorjahresniveau bei etwa 4,6 Mio. von denen ca. 1,05 Mio. in eine Sperrbeauftragung beim zuständigen Netzbetreiber mündeten (2024: 4,6 Mio. Sperrandrohungen und 981 Tsd. Sperrbeauftragungen).

Vorkassensysteme

Eng mit dem Thema Sperrungen und Kündigungen ist auch das Thema der Vorkassensysteme nach § 14 StromGVV wie Bargeld- und Chipkartenzähler verbunden. Der Grundversorger ist berechtigt, für den Elektrizitätsverbrauch eines Abrechnungszeitraums Vorauszahlung zu verlangen, wenn nach den Umständen des Einzelfalles Grund zu der Annahme besteht, dass der Kunde seinen Zahlungsverpflichtungen nicht oder nicht rechtzeitig nachkommt.

Nach Angaben von 297 Stromlieferanten wurden im Jahr 2025 in der Grundversorgung insgesamt 11.642 Haushaltskunden (2024: 11.985) über Bargeld- oder Chipkartenzähler oder sonstige vergleichbare Vorkassensysteme abgerechnet. 2025 wurden 2.110 Vorkassensysteme neu eingebaut und 1.420 vorhandene Vorkassensysteme wieder ausgebaut. Die ermittelten Zahlen bewegen sich also weiterhin auf einem sehr niedrigen Niveau. Der Preis für den Messstellenbetrieb eines Bargeld- oder Chipkartenzählers oder sonstige vergleichbare Vorkassensysteme liegt im Jahr 2025 bei durchschnittlich 38 Euro pro Jahr und Zähler.

Strompreise „Industriekunden" – Abnahmefall 24 GWh/Jahr

Das Preisniveau für einen beispielhaften Industriekunden ist im Vergleich zum Vorberichtsjahr erneut leicht gesunken. Der beispielhafte Abnahmefall mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr resultierte zum 1. April 2026 in einem Gesamtpreis ohne Umsatzsteuer und ohne Reduktionsmöglichkeiten in Höhe von 18,34 ct/kWh. Dies entspricht einem Rückgang von ca. 4 Prozent. Dabei machen die Strom-Beschaffungskosten des Lieferanten ungefähr die Hälfte des Gesamtpreises (ohne Umsatzsteuer) für einen beispielhaften Industriekunden aus.[7]

Für Industriekunden mit einem Verbrauch von 24 GWh/Jahr ergeben sich eine Reihe von gesetzlichen Vergünstigungsmöglichkeiten, wie Reduzierungen bei den Netzentgelten, der Konzessionsabgabe, Umlagen oder bei der Stromsteuer. Für den Fall, dass diese Vergünstigungen voll in Anspruch genommen werden können, würden die vom Lieferanten nicht beeinflussbaren Preisbestandteile von 7,44 ct/kWh auf 1,10 ct/kWh sinken. Die Anspruchsvoraussetzungen sind für die verschiedenen Reduktionsmöglichkeiten jeweils unterschiedlich ausgestaltet. Im Jahr 2026 dürfte sich die Einführung des Industriestrompreises merklich auf die Preisentwicklung auswirken. Das BMWE geht für die begünstigten Industrieunternehmen von einer rechnerischen Netto-Entlastung in Höhe von ca. 3,75 ct/kWh aus.

Strompreise „Gewerbekunden" – Abnahmefall 50 MWh/Jahr

Das Preisniveau für einen beispielhaften Gewerbekunden ist im Vergleich zum Vorberichtsjahr ebenfalls leicht gesunken. Der beispielhafte Abnahmefall mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh/Jahr resultierte zum 1. April 2025 in einem Gesamtpreis von 26,99 ct/kWh. Dies entspricht einem Rückgang von ca. 6 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Die Strom-Beschaffungskosten des Lieferanten machten dabei ca. 36 Prozent des Netto-Gesamtpreises aus.

Strompreise Haushaltskunden

Die Preise für Haushaltskunden wurden zum Stichtag 1. April 2026 bei den in Deutschland tätigen Lieferanten erhoben. Der Durchschnittspreis (inkl. USt.) ist auf 37,96 ct/kWh gesunken (April 2025: 40,05 ct/kWh). Der Strompreis setzt sich aus einem vom Lieferanten beeinflussbaren Bestandteil (Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge) und einem nicht beeinflussbaren Bestandteil (Abgaben, Steuern etc.) zusammen. Während der nicht beeinflussbare Bestandteil zum Stichtag 1. April 2026 bei rund 60 Prozent lag, beträgt der beeinflussbare Anteil rund 40 Prozent.
Gegenüber dem Jahr 2025 ist der Durchschnittspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung für einen Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh zum Stichtag 1. April 2026 auf 41,23 ct/kWh gesunken (2025: 44,93 ct/kWh). Der durchschnittliche Preis für einen Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung

[7] Hierzu ausführlich www.bundeswirtschaftsministerium.de, 26.05.2026, Im Fokus: Wettbewerbsfähige Strompreise – Industriestrompreis entlastet die Industrie.

beträgt 37,62 ct/kWh (2025: 39,51 ct/kWh). Im Falle eines Vertrages bei einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger ist der Preis um rund vier Prozent gesunken und lag am 1. April 2026 bei 36,85 ct/kWh (2025: 38,20 ct/kWh). Im Jahr 2026 liegen die Preise somit bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, unterhalb der Preise beim Grundversorger.

Die der Bundesnetzagentur vorliegenden Monitoring-Daten ermöglichen eine detaillierte Betrachtung der monatlichen Strompreisentwicklung für Haushaltskunden über einen längeren Zeitraum. Dabei wird zwischen Preisen für Neu- und Bestandskunden unterschieden. Auf Grundlage eines Modells, das aktuelle Großhandelspreise, Umlagen, Steuern, Netzentgelte, weitere Abgaben sowie Vertriebskosten und Margen berücksichtigt, wird ein modellierter Strompreis ermittelt. Im bisherigen Jahr 2026 liegt der durchschnittliche modellierte Strompreis für Neukunden bei 34,7 ct/kWh. Damit ist er gegenüber dem Vorjahr gesunken (2025: 36,6 ct/kWh) und bewegt sich wieder etwa auf dem durchschnittlichen Niveau des Jahres 2021. Der aktuelle Preis liegt deutlich unter den in den Jahren 2022 (54,2 ct/kWh) und 2023 (41,2 ct/kWh) beobachteten Preisniveaus. Der durchschnittliche modellierte Strompreis für dynamische Tarife liegt im Jahr 2026 bei 35,5 ct/kWh und damit leicht über dem durchschnittlichen Preisniveau von Neukunden-Festpreisverträgen. Eine detaillierte monatsscharfe Darstellung des modellierten Strompreises ist auf der Transparenzplattform SMARD.de im Bereich „Einzelhandel“ verfügbar.

Ökostrom

Die Entwicklung im Bereich der Ökostromversorgung der Haushaltskunden zeigt ein differenziertes Bild. Während der Anteil von Ökostrom an der Strommenge deutlich gestiegen ist, ist der Anteil der Haushaltskunden mit Ökostrombezug leicht zurückgegangen.

Der mengenmäßige Anteil der Haushaltskunden, die mit Ökostrom beliefert wird, erhöhte sich von 60 Prozent im Jahr 2024 auf 66 Prozent im Jahr 2025. Gleichzeitig sank der Anteil an der Anzahl der Haushaltskunden mit Ökostrombezug von 67 Prozent im Jahr 2024 auf 63 Prozent im Jahr 2025. Die Entwicklung deutet darauf hin, dass Ökostromkunden im Durchschnitt größere Strommengen beziehen oder sich die Verbrauchsstruktur zwischen den Kundengruppen verändert hat. Ein möglicher Einflussfaktor für die weiterhin hohe Bedeutung von Ökostromtarifen ist deren Preisentwicklung. Der durchschnittliche Preis für den Bezug von Ökostrom lag zum 1. April 2026 bei 37,31 ct/kWh und damit unter dem Vorjahreswert (2025: 39,32 ct/kWh). Damit bewegen sich Ökostromtarife weiterhin unterhalb des Preisniveaus von Verträgen beim Grundversorger (sowohl in der Grundversorgung als auch bei Sonderverträgen), liegen jedoch noch leicht oberhalb der günstigsten konventionellen Tarife.

Insgesamt zeigt sich, dass Ökostrom im Haushaltskundenmarkt weiterhin eine bedeutende Rolle einnimmt und über die Jahre deutlich gewachsen ist.

Umlagen

Für das Jahr 2025 haben die Netzbetreiber insgesamt etwa 7,47 Mrd. Euro über Umlagen von den Netznutzern erhoben. Dieser Betrag setzt sich zusammen aus der Offshore-Netzumlage (2,64 Mrd. Euro), dem Aufschlag für besondere Netznutzung (3,93 Mrd. Euro) und der KWKG-Umlage (0,90 Mrd. Euro). Seit dem 1. Januar 2025 umfasst der Aufschlag für besondere Netznutzung die Mindereinnahmen durch ein verringertes Netzentgelt (ehemals § 19-StromNEV-Umlage) sowie Mehrkosten der Verteilnetzbetreiber für die Integration von EE-Anlagen. Die EEG-Umlage wurde zum 1. Juli 2022 zur Entlastung der Stromkunden auf 0 ct/kWh gesenkt. Seit 2023 läuft die Förderung des Ausbaus Erneuerbarer Energien über den Bundeshaushalt. Die Abschaltbare-Lasten-Umlage wurde letztmalig für das Jahr 2022 erhoben, da die entsprechende Verordnung außer Kraft getreten ist.

Verbraucherservice und Verbraucherschutz

Der Verbraucherservice Energie ist die nationale Kontaktstelle, bei der Verbraucher Informationen zu ihren Rechten im Energiebereich, den geltenden Rechtsvorschriften und den Möglichkeiten der Schlichtung erhalten. Im ersten Halbjahr 2026 erreichten insgesamt 32.203 Anrufe, E-Mails, Online-Formulare, Briefe und Faxe die Bundesnetzagentur (2025 waren dies im gleichen Zeitraum 28.225). Knapp 40 Prozent der Anfragen und Beschwerden gingen telefonisch ein (2025: 50,2 Prozent). Knapp 80 Prozent der schriftlichen Eingänge bezogen sich im ersten Halbjahr 2026 auf Elektrizitätsthemen. Der Anteil, der Gasthemen betraf, liegt bei 9 Prozent (1. Halbjahr 2025: 10 Prozent). In vier Prozent der Eingänge wurden beide Sektoren thematisiert. In beiden Sektoren lag ein Schwerpunkt der Anfragen auf Vertragsthemen rund um die Energiebelieferung und die Abrechnung. Verbraucher interessieren sich außerdem für Fragen des Energieträgerwechsels sowie des Messstellenbetriebs und Netzanschlusses.

Aktuelle Verbraucherinformationen sowie Details zu den hier aufgeführten Themenblöcken sind auf der Website: www.bnetza.de/verbraucherservice-energie zu finden

13. Heizstrom

Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Unter Heizstrom wird sowohl der Stromverbrauch von Nachtspeicherheizungen als auch der Stromverbrauch elektrischer Wärmepumpen verstanden.

Nach Angaben der Stromlieferanten, die Heizstromkunden beliefern, lag der Heizstromverbrauch im Jahr 2025 bei 11,2 TWh und damit rund ein Prozent über dem Vorjahreswert (2024: 10,66 TWh). Die Anzahl der Marktlokationen, an denen Letztverbraucher mit Heizstrom beliefert werden, blieb mit rund 1,90 Mio. gegenüber dem Vorjahr nahezu konstant (2024: 1,96 Mio.). Gleichzeitig erhöhte sich der durchschnittliche Heizstromverbrauch je Marktlokation auf knapp 5.872 kWh (2024: 5.643 kWh).

Rund 59 Prozent des Heizstromverbrauchs entfielen im Jahr 2025 weiterhin auf Nachtspeicherheizungen (6,6 TWh; 2024: 6,8 TWh). Der Verbrauch ging damit gegenüber dem Vorjahr leicht zurück. Gleichzeitig sank die

Anzahl der Marktlokationen mit Nachtspeicherheizungen von 1,13 Mio. auf 1,07 Mio. Dies entspricht einem Rückgang von rund fünf Prozent.

Auf Wärmepumpen entfielen im Jahr 2025 rund 41 Prozent des Heizstromverbrauchs (4,6 TWh; 2024: 4,3 TWh). Die Anzahl der zugehörigen Marktlokationen lag im Jahr 2025 bei 0,83 Mio. Marktlokationen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass in dieser Auswertung nur Wärmepumpen erfasst werden, die über einen separaten Heizstromvertrag beliefert werden. Wärmepumpen, deren Stromverbrauch über eine gemeinsame Marktlokation mit dem übrigen Stromverbrauch erfasst und nicht über einen speziellen Heizstromvertrag beliefert wird, sind nicht enthalten. Die Entwicklung der erfassten Wärmepumpen-Marktlokationen bildet daher nicht den gesamten Bestand und Zubau von Wärmepumpen ab.

Der Anteil der Heizstrommenge, die im Jahr 2025 von einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger geliefert wurde, lag bei 37 Prozent und erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr (2024: 33,5 Prozent). Bei einer getrennten Betrachtung der Wärmepumpen lag dieser Anteil mit 42 Prozent noch höher. Dies zeigt, dass Wärmepumpenkunden häufiger außerhalb der Grundversorgung beliefert werden als Heizstromkunden insgesamt. Der Anteil der Heizstrom-Marktlokationen, die nicht vom örtlichen Grundversorger beliefert wurden, lag im Jahr 2025 ebenfalls bei 37 Prozent und stieg gegenüber dem Vorjahr leicht an (2024: 35,8 Prozent).

Der Anteil der Heizstrom-Marktlokationen mit einem Lieferantenwechsel ist im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Im Berichtsjahr 2025 fanden an 305.820 Heizstrom-Marktlokationen Lieferantenwechsel statt (2024: 328.746). Auf diese Marktlokationen entfiel eine Heizstrommenge von rund 1.011 GWh. Dies entspricht einer mengenbezogenen Lieferantenwechselquote von neun Prozent (2024: 19 Prozent). Damit erreichte die Wechselquote wieder etwa das Niveau des Jahres 2023.

Der Rückgang der Lieferantenwechselquote im Jahr 2025 dürfte insbesondere auf die Normalisierung nach dem außergewöhnlich hohen Wechselaufkommen im Jahr 2024 zurückzuführen sein. Ein wesentlicher Treiber des Anstiegs im Jahr 2024 war auch hier das Auslaufen vieler vergleichsweise teurer Verträge, die während oder unmittelbar vor der Energiepreiskrise im Jahr 2022 abgeschlossen worden waren. Nachdem zahlreiche Kunden diese Möglichkeit zum Wechsel in günstigere Tarife genutzt hatten, ging der Wechselbedarf im Jahr 2025 wieder zurück.

Preisniveau

Nach Angaben der Lieferanten lag der mengengewichtete Bruttogesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer) zum 1. April 2026 für den typischen Abnahmefall einer Nachtspeicherheizung bei 27,58 ct/kWh und damit rund drei Prozent unter dem Vorjahreswert (2025: 28,47 ct/kWh). Auch für Wärmepumpen ist ein leichter Preisrückgang zu verzeichnen. Der entsprechende Preis sank auf 31,16 ct/kWh (2025: 31,70 ct/kWh). Bei Wärmepumpen mit getrennter Messung verringerte sich der Preis stärker auf 25,99 ct/kWh (2025: 27,44 ct/kWh).

Der niedrigere Preis bei Wärmepumpen mit getrennter Messung ist unter anderem auf geringere Umlage- und Abgabenbestandteile zurückzuführen. Erfolgt der Strombezug über einen eigenen Zählpunkt, entfällt gemäß § 22 EnFG die Zahlungsverpflichtung für die KWK-Umlage sowie die Offshore-Netzumlage. Zudem fällt bei getrennter Messung eine geringere Konzessionsabgabe an. Diese Entlastungen führen dazu, dass der Bruttogesamtpreis für Wärmepumpen mit getrennter Messung deutlich unter dem Preisniveau anderer Heizstromfälle liegt. Insgesamt zeigt die Entwicklung, dass die Heizstrompreise im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken sind.

14. Mess- und Zählwesen Strom

Für das Jahr 2025 meldeten die Unternehmen insgesamt fast 54 Mio. Messlokationen für den Bereich Elektrizität. In Nordrhein-Westfalen sind mit über 11 Mio. die meisten Messlokationen in Deutschland verbaut. Insgesamt sind ca. 8,1 Mio. Letztverbraucher von einem verpflichtenden Einbau intelligenter Messsysteme i. S. d. § 29 i. V. m. §§ 31, 32 MsbG betroffen. Die größte Anzahl mit fast 1,94 Mio. Messlokationen entfällt auf Letztverbraucher mit einem Jahresstrombedarf zwischen 6.000 und 10.000 kWh. Des Weiteren sind fast 1,4 Mio. Messlokationen den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG zuzuordnen. Über alle Letztverbraucherkategorien hinweg ist mit rund 1,5 Mio. die Anzahl der bereits vorgenommenen Pflichteinbauten von intelligenten Messsystemen im Vergleich zum Vorjahr um über 887.000 gestiegen. Hinzukommen rund 850.000 intelligente Messsysteme, die optional bei Verbrauchern unter 6.000 kWh eingebaut wurden. Auch bei der Verpflichtung zur Ausstattung von modernen Messeinrichtungen kann, wie in den Jahren zuvor, ein Anstieg beim Einbau verzeichnet werden.

Im Bereich der SLP-Kunden, zu denen auch alle Haushaltskunden gehören, hat es auch im Jahr 2025 erneut eine deutliche Entwicklung weg von elektromechanischen Zählern gegeben. Insgesamt ist die Anzahl elektromechanischer Messeinrichtungen stark gesunken und die Anzahl moderner Messeinrichtungen um rund 3,1 Mio. gestiegen. Die Anzahl der modernen Messeinrichtungen, die § 2 Nr. 15 MsbG entsprechen und nicht an ein Kommunikationsnetz angebunden sind, hat sich stark erhöht. Moderne Messeinrichtungen werden dabei insgesamt mittlerweile an ca. 28,1 Mio. Messlokationen eingesetzt. Die Ausgaben für Investitionen und Aufwendungen im Messwesen sind im Jahr 2025 um insgesamt etwa 219 Mio. Euro auf ca. 1,188 Mrd. Euro gestiegen. Damit liegen die realisierten Ausgaben etwa 92 Mio. Euro unterhalb der geplanten Investitionen. Die diesjährigen Prognosewerte liegen mit fast insgesamt 1,44 Mrd. Euro oberhalb des Niveaus der Vorjahresprognosen. Vom gesamten Investitionsvolumen von etwa 1,188 Mrd. Euro im Jahr 2025 entfielen etwa 830 Mio. Euro auf intelligente Messsysteme und moderne Messeinrichtungen, was einer Zunahme von etwa 222 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr entspricht. Für das Jahr 2026 sehen die Planwerte abermals eine deutliche Steigerung dieses Werts auf etwa 1,03 Mrd. Euro vor.

B. Gas

1. Netzübersicht Gas

Aus dem Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) wurden im Jahr 2025 rund 174,2 TWh Gas an Letztverbraucher ausgespeist. Die Ausspeisemenge aus dem Netz der Verteilernetzbetreiber (VNB) Gas betrug im Jahr 2025 691,9 TWh. Die gesamte Ausspeisemenge lag bei 866,1 TWh (2024: 844 TWh) und damit rund 2,6 Prozent über dem Vorjahresniveau. Die Zuwächse sind vor allem auf Gaskraftwerke (+ 12 Prozent) zurückzuführen, während bei großen industriellen Verbrauchern mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 GWh ein Rückgang (- 6 Prozent) zu verzeichnen war. Im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 57 EnWG stieg die Gasausspeisemenge um rund drei Prozent auf 236,5 TWh (2024: 229,7 TWh).

Die in Deutschland verfügbare gesamte Gasmenge betrug im Jahr 2025 in der Summe rund 1.143,5 TWh (+21 Prozent). Dabei stammen 39,3 TWh aus der inländischen Förderung (- 4 Prozent), was einem Anteil von 3,8 Prozent am Gesamtaufkommen entspricht. 1031,2 TWh Erdgas wurden aus dem Ausland importiert (+ 20 Prozent). Der jährliche Speichersaldo, der die Differenz zwischen der Einspeicherung und der Ausspeicherung von Erdgas in einem Jahr beschreibt, betrug im Jahr 2025 60,8 TWh (+99 Prozent). Der Speichersaldo war zum wiederholten Mal positiv. Es wurde in der Summe mehr Gas aus den Gasspeichern entnommen als eingespeichert. Zudem wurden 12,2 TWh Biogas im Jahr 2025 in das deutsche Erdgasnetz eingespeist (+ 12 Prozent). Gut 255,3 TWh (2024: 89 TWh) wurden im Jahr 2025 exportiert (+ 187 Prozent).

Einige Großverbraucher (Industriekunden und Gaskraftwerke) beschaffen ihr Gas eigenständig am Großhandelsmarkt, ohne dabei auf Lieferanten zurückzugreifen. Diese Letztverbraucher treten dann gegenüber den Netzbetreibern selbst als Transportkunden (Selbstzahler der Transportentgelte) auf. Die so beschafften Mengen lagen bei den FNB in 2025 bei 76,7 TWh (2024: 72,1 TWh). Dies entspricht einem Anteil von 44 Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der FNB. Im Bereich der VNB liegt die Menge des außerhalb der klassischen Belieferung über einen Lieferanten beschafften Gases bei 44,1 TWh (2024: 41,7 TWh), was einem Anteil von rund sieben Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der VNB entspricht.

2. Marktkonzentration

Im Bereich des Gasgroßhandels erfolgt eine quantitative Betrachtung der relativen Bedeutung der Großhandelsunternehmen gemessen an verschiedenen Indikatoren (Entry-Nominierungen, Beschaffung, Absatz), ohne dass dabei eine abschließende Marktabgrenzung getroffen wird. Die Konzentration in diesem Bereich bewegt sich weiterhin auf einem relativ hohen Niveau.

Dies kann insbesondere an den Entry-Nominierungen an den deutschen Grenzübergangspunkten (GÜP) festgemacht werden. Während im Jahr 2023 rund 660 TWh Einspeisekapazität an den GÜP nominiert wurden,

waren es im Folgejahr nur noch 610 TWh. 2025 stieg dieser Wert wieder leicht auf 628 TWh. Dabei entfielen allein auf die vier größten Unternehmen knapp 80 Prozent der nominierten Einspeisekapazitäten. Bei Betrachtung der Netto-Entry-Nominierungen, also der Mengen, die im deutschlandweiten Marktgebiet THE (Trading Hub Europe) verbleiben[8], wird die sich verändernde Rolle Deutschlands als Transitland deutlich: Nach nur 3 TWh Ausspeisekapazität im Jahr 2023 wurden im Jahr 2024 23 TWh nominiert; im Jahr 2025 stieg dieser Wert weiter deutlich an auf 90 TWh.

Im Hinblick auf die Beschaffungsseite war es möglich, die in Deutschland geförderten Mengen ebenfalls in die Betrachtung einzubeziehen, weil auch sie zum Beschaffungsportfolio der befragten Unternehmen gehören. Bei der Befragung der Gasgroßhändler nach ihren Beschaffungsmengen zeigte sich folgendes Bild: Ein Drittel der befragten Unternehmen verfügt über inländische Erzeugungskapazitäten, etwa die Hälfte über im Rahmen vertraglicher Beziehungen gesicherte Bezugsmengen für die kommenden fünf Jahre. Der prozentuale Anteil der Unternehmen nimmt über die sich daran anschließenden Jahre bis einschließlich 2035 kontinuierlich ab, liegt aber für das Jahr 2035 immer noch bei etwa einem Viertel. Die Vertragsdauern reichen dabei von durchschnittlich zwei bis sechs Jahren.

Gemessen an den Handelsabsätzen insgesamt (also den Absätzen an sämtliche Groß- und Einzelhändler einschließlich der Weiterverteiler[9]), die im Jahr 2025 bei etwa 1.033 TWh lagen, haben die drei wichtigsten Wettbewerber (CR3) gegenüber dem Vorjahr (2024: rd. 1.079 TWh) geringfügig an Absatz verloren. Die Anteile der drei wichtigsten Wettbewerber an den Absätzen an Weiterverteiler sanken gegenüber dem Vorjahr 2024 um 3 % auf nunmehr 60 % im Jahr 2025. Die Laufzeit der Verträge mit den Weiterverteilern beläuft sich auf durchschnittlich ein halbes Jahr bis durchschnittlich viereinhalb Jahre, wobei hier nur ca. 60 Prozent der Gasgroßhändler feste Laufzeiten angegeben haben.

Untertageerdgasspeicher

Ein weiterer wichtiger Indikator für die Bewertung der Konzentration auf den Gasmärkten ist der Anteil von Unternehmen am Gesamt-Arbeitsgasvolumen in den Untertageerdgasspeichern. Die an das deutsche Gasnetz angeschlossenen und für die Konzentrationsdarstellung betrachteten Untertageerdgasspeicher verfügten zum Stichtag am 31. Dezember 2025 über ein maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen in Höhe von rund 286 TWh. Dieser Wert entspricht in etwa dem Speichervolumen der letzten Jahre. Weitgehend unverändert zum Vorjahr bleibt auch das aggregierte Arbeitsgasvolumen der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten (CR3), die mit rund 199 TWh zum 31. Dezember 2025 einen Anteil von 70 Prozent halten. Diese unverändert hohe Konzentration ist darauf zurückzuführen, dass nach wie vor zwei der größten Speicherbetreiber in einer

[8] Differenz zwischen den nominierten Einspeisekapazitäten und den nominierten Ausspeisekapazitäten.

[9] Nicht allen befragten Unternehmen war eine eindeutige Zuordnung ihre Absätze zu den Kundengruppen möglich.

Hand (Bundesrepublik Deutschland) sind, wobei die Rückführung von staatlichen Anteilen an Uniper und SEFE in private Hand nach den Vorgaben der Europäischen Kommission bis Ende 2028 erfolgen soll.

Gasendkundenmärkte

Im Berichtsjahr 2025 setzten Lieferanten bundesweit insgesamt 402 TWh Gas an SLP-Kunden und 462 TWh an RLM-Kunden[10] ab[11]. Die Gesamtabsatzmenge ist damit in 2025 um rund 2 Prozent im Vergleich zum Vorjahr gestiegen, im Berichtsjahr 2024 war sie um ca. 4 Prozent gestiegen. Der Absatz an RLM-Kunden ist dabei um rund 14 Prozent gesunken, nachdem er im Berichtsjahr 2024 noch um rund 8 Prozent gestiegen war.

Von der gesamten Absatzmenge an SLP-Kunden entfielen 2025 wie etwa auch im Vorjahr mit rund 358 TWh ca. 89 Prozent auf Sonderverträge und in etwas geringerem Umfang als im Vorjahr mit 44 TWh ca. 11 Prozent auf die Grundversorgung.[12]

Der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen betrug im Bereich der SLP-Kunden 80 TWh und erreichte damit einen kumulierten Marktanteil (CR4 = Concentration ratio) in Höhe von 26 Prozent. Bei RLM-Kunden erzielten die vier absatzstärksten Unternehmen einen Absatz von 158 TWh, was einem kumulierten Marktanteil von rund 34 Prozent entspricht. Im Vergleich zum Vorjahr nahmen die CR4-Marktanteile auf dem SLP- und dem RLM-Markt um jeweils 3 Prozentpunkte zu. Beide aggregierten Marktanteile liegen weiterhin deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 Abs. 6 GWB).[13]

3. Marktraumumstellung

Die flächendeckende Marktraumumstellung von L- auf H-Gas im Nordwesten Deutschlands wird auch in den kommenden Jahren kontinuierlich fortgesetzt. Von dieser infrastrukturellen Anpassung sind insgesamt über vier Millionen Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden mit rund 4,3 Millionen Gasgeräten betroffen. Deutliche Fortschritte verzeichnet das Segment der Großverbraucher: Nach 805 RLM-Kunden im Jahr 2024 wurden im Jahr 2025 auf 1.028 RLM-Kunden umgestellt. Damit wurden seit 2018 bereits 6.634 RLM-Kunden, also rund 70 Prozent aller RLM-Kunden, erfolgreich umgestellt. Für den Zeitraum von 2026 bis 2029 verbleiben noch rund 3.000 RLM-Kunden. Parallel dazu wurden im Jahr 2025 weitere 411.000 SLP-Kunden erfolgreich

[10] Die im Rahmen des Monitorings festgestellte Gesamtabsatzmenge weicht im Berichtsjahr signifikant vom THE-Wert in Höhe von 864 TWh ab. Dies erklärt sich durch die Eigenbeschaffung von Verbrauchern sowie Unschärfen in den Meldungen der Lieferanten. Aufgrund der Abweichung sind in diesem Bericht die erhobenen Werte auf Basis des absoluten Gesamtwertes anteilig hochgerechnet worden.

[11] Als Absatz wird hier, wie im gesamten Unterpunkt „Gasendkundenmärkte", die Abgabemenge der Lieferanten an ihre Kunden in Energie-/ Arbeitseinheit bezeichnet.

[12] Der Anteil der Grundversorgung bei RLM-Kunden bewegt sich im Promillebereich und wird daher nicht gesondert berücksichtigt.

[13] Bei den Angaben der prozentualen Anteile ist zu berücksichtigen, dass die Monitoring-Erhebung im Bereich der Gaslieferanten zwar eine hohe, aber keine gänzlich vollständige Marktabdeckung erreicht. Diese Angaben entsprechen daher nur näherungsweise den tatsächlichen Werten.

umgerüstet (2024: rund 430.000). Seit 2018 wurden damit bereits 2,9 Millionen Haushalts- und Gewerbekunden umgestellt, was einer Quote von rund 68 Prozent entspricht. Für die Jahre 2026 bis 2029 verbleiben somit noch rund 1,4 Millionen Kunden. Insgesamt zeigt sich, dass die Marktraumumstellung voll im Zeitplan liegt und die Umsetzung erfolgreich voranschreitet. Weitere Informationen zur Marktraumumstellung finden sich im Kapitel IIIB3.

4. Im- und Exporte Gas

Gasimporte

Zur Beurteilung der Im- und Exporte werden die physikalischen Gasflüsse an den Grenzübergangspunkten (GÜP) herangezogen, die die FNB täglich an die Bundesnetzagentur melden. Im Jahr 2025 betrug die gesamte Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1031,2 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 865 TWh stiegen die Importe nach Deutschland um 166 TWh. Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas waren im Jahr 2025 Norwegen, die Niederlande und Belgien mit einem Volumen von insgesamt 919 TWh. Das entspricht rund 89 Prozent aller deutschen Gasimporte. Insbesondere die Niederlande sind als etablierter und liquider europäischer Handelsplatz bzw. als Anlandepunkt für Flüssigerdgaslieferungen und als Verbindung zu den Erdgasquellen in Norwegen und dem Vereinigten Königreich eine bedeutende Bezugsquelle für deutsche Importeure. Die LNG-Importe betrugen 106 TWh.

Gasexporte

Im Jahr 2025 betrug die Exportmenge an Erdgas aus Deutschland 255 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert in Höhe von 89 TWh stiegen die Exporte aus Deutschland um 166 TWh. Deutschland hat sich zur zentralen Drehscheibe des europäischen Gasnetzes entwickelt, um Binnenstaaten wie Tschechien und Österreich mit Erdgas zu versorgen. Nach dem vollständigen Wegfall russischer Lieferungen sichert ein technisch umgekehrtes Pipelinesystem (Reverse Flow) den kontinuierlichen Gastransport von West nach Ost und von Nord nach Süd. Die Basis dieser Neuausrichtung bilden die deutschen LNG-Infrastrukturen an den Küsten sowie die Pipeline-Importe aus Norwegen. Ergänzt durch Gasströme aus Belgien und den Niederlanden wird dieses Erdgas direkt nach Mittel- und Osteuropa weitergeleitet.

5. Biogas

Insgesamt speisten im Jahr 2025 302 Anlagen Biogas in das Gasnetz ein (2024: 267 Anlagen). Die gesamte vertraglich vereinbarte Einspeiseleistung lag in 2025 bei 4,913 Mio. kWh/h (2024: 3,421 Mio. kWh/h). Die Einspeisung von Biogas lag in 2025 bei 12,2 TWh (2024: 10,9 TWh).

Die durch den Anschluss von Biogas-Einspeiseanlagen verursachten Kosten werden entsprechend den Vorgaben aus § 20b GasNEV auf alle Netze innerhalb des Marktgebiets umgelegt. Die Biogas-Wälzungskosten der Gasnetzbetreiber auf alle Netznutzer betrugen im Jahr 2025 ca. 303,1 Mio. Euro (2024: 254,7 Mio. Euro). Pro eingespeister kWh Biogas ergeben sich in 2025 damit Wälzungskosten in Höhe von ca. 0,0248 Euro (2024: 0,0232 Euro/kWh). Weitere Informationen zur Biogaseinspeisung finden sich im Kapitel IIIB4.

6. Untergrundgasspeicher

Gasspeicher sind ein wichtiger Baustein in der Versorgungssicherheit. Allerdings hat sich ihre Bedeutung verändert. Früher waren sie die einzige Flexibilitätsquelle, inzwischen ist LNG als weitere Flexibilitätsquelle hinzugetreten. Insofern ergänzen sich Speicher- und LNG-Mengen, da Speichermengen kurzfristiger verfügbar sind, während LNG-Importe einen gewissen zeitlichen Vorlauf brauchen, dafür aber bedarfs- und preisgetrieben auch noch in größerem Maße nachbeschafft werden können. Insofern sind aktuelle Gasspeicherfüllstände das Resultat einer marktlichen Befüllung. Hierbei sind die Gasspeicher untereinander nicht vollständig vergleichbar und haben abhängig von ihrer Flexibilität einen differenzierten Marktwert. Die Marktakteure betrachten Pipelinelieferungen, LNG-Importe und Speichermengen zusammengefasst und kombinieren diese zur Mengenbereitstellung.

Zum Stichtag 31. Dezember 2025 betrug das in den Untergrundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen wie im Vorjahr insgesamt 286 TWh (2024: 289 TWh).[14] Davon entfielen 135 TWh auf Kavernenspeicher, 128 TWh auf Porenspeicheranlagen und 24 TWh auf sonstige Speicheranlagen.
Weitere Informationen zu Gasspeichern finden sich im Kapitel IIIB5.

7. Netzstrukturdaten

Die gemeldete Länge des Fernleitungsnetzes betrug (Stichtag 31. Dezember 2025) rund 43.100 Kilometer (2024: 43.500 Kilometer).[15] Das Fernleitungsnetz wies rund 3.500 Ausspeisepunkte an Letztverbraucher, Weiterverteiler oder nachgelagerte Netze der Netzbetreiber, einschließlich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen auf. Die Anzahl der gemeldeten Marktlokationen von Letztverbrauchern im Fernleitungsnetz betrug 528.

Die im Monitoring gemeldete Gasnetzlänge im Verteilernetz inkl. Hausanschlussleitungen betrug gut 564.000 Kilometer und wies zum Stichtag 31. Dezember 2025 rund 11,1 Mio. Ausspeisepunkte an Letztverbraucher, Weiterverteiler oder nachgelagerte Netze der Netzbetreiber, einschließlich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen auf. Die Anzahl der gemeldeten Marktlokationen von Letztverbrauchern im Netz der VNB betrug 14,2 Mio. Davon können 12,7 Mio. Marktlokationen Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 57 EnWG zugeordnet werden. Die Mehrzahl der VNB verfügt über Netze, die eine kleine bis mittlere Gasnetzlänge bis 1.000 Kilometer aufweisen. 95 VNB weisen Gasnetze mit einer Gesamtlänge von mehr als 1.000 Kilometern aus.

[14] Hierbei wird die gesamte Speicherkapazität der beiden in Österreich belegenen Speicher „Haidach (SEFE)“ und „7Fields (Uniper)“ mit rund 37 TWh Arbeitsgasvolumen einbezogen. 7Fields ist nur an das deutsche und Haidach sowohl an das deutsche als auch an das österreichische Marktgebiet (Fernleitungsebene) angeschlossen, allerdings ist dabei keine länderspezifische mengenmäßige Abgrenzung der Speicherkapazität vorgesehen.

[15] Der Rückgang der Gasnetzlänge resultiert aus der Nichtberücksichtigung des Netzes der Nord Stream AG.

Die Summe aller Einspeisepunkte in den Verteilernetzen beträgt rund 7.200. Hiervon dienen 222 Einspeisepunkte nur zur Noteinspeisung. Betrachtet man die Anzahl der durch die Verteilernetzbetreiber versorgten Marktlokationen, wird deutlich, dass nur 30 VNB die Grenze von 100.000 Marktlokationen überschreiten. Ein Großteil der in Deutschland tätigen VNB versorgt zwischen 1.000 und 10.000 Gaskunden.

8. Netzausbau Gas

Deutschland verfolgt das Ziel der Klimaneutralität bis 2045. Um dies zu erreichen, muss der Umstieg von Erdgas auf grüne und klimaneutrale Gase wie grünen Wasserstoff sowie Biomethan deutlich beschleunigt werden. Hierfür ist der Ausbau und die Anpassung einer flexiblen Gasinfrastruktur notwendig, die verschiedene Gasarten integrieren kann. Zudem erfordert die zunehmende Nutzung von Flüssigerdgas (LNG) als wichtige Ergänzung zur Versorgungssicherheit umfassende Netzadaptierungen.

Der aktuell gültige Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2022–2032 bildet diese Entwicklungen ab. Nach Vorlage des Entwurfs durch die Fernleitungsnetzbetreiber führte die Bundesnetzagentur zwischen dem 16. Mai und 13. Juni 2023 eine schriftliche Konsultation mit potenziellen und tatsächlichen Netznutzern durch. Aufbauend darauf erließ sie am 21. Dezember 2023 ein Änderungsverlangen, das die Fernleitungsnetzbetreiber im finalen NEP bis zum 20. März 2024 umsetzten. Mit dem Änderungsverlangen bestätigte die Bundesnetzagentur 133 Maßnahmen der Netzbetreiber mit einem Investitionsvolumen von etwa 4,1 Milliarden Euro. Zu den Maßnahmen zählen der Bau von 925 Kilometern neuer Leitungen sowie die Erweiterung der Verdichterleistung um 149 Megawatt im deutschen Fernleitungsnetz. Der NEP ist ein dynamisches Planungsinstrument, das regelmäßig an neue Anforderungen angepasst wird. Mit der EnWG-Novelle 2024 wurde der Netzentwicklungsplan Gas auf den Bereich Wasserstoff ausgeweitet und damit zum Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff. Des Weiteren wurde der Prozess dabei an den der Netzentwicklungsplanung Strom angepasst und soll so systemübergreifend Entwicklungen berücksichtigen können. Der Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 wurde durch die Bundesnetzagentur geprüft und mit Änderungen am 30. April 2025 genehmigt. Auf dieser Grundlage erarbeiteten die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und die regulierten Wasserstofftransportnetzbetreiber (WTNB) den 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 und konsultierten diesen anschließend. Der überarbeitete Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstaff wurde am 01.06.2026 der Bundesnetzagentur zur Bestätigung vorgelegt. Dieser wurde durch diese konsultiert und befindet sich nun in Prüfung.

9. Investitionen der Gasnetzbetreiber

Fernleitungsnetzbetreiber

Im Jahr 2025 haben die 15 deutschen FNB insgesamt 1.781 Mio. Euro (2024: 1.518 Mio. Euro) in Netzinfrastruktur investiert. Hiervon entfielen 1.357 Mio. Euro (2024: 1.165 Mio. Euro) auf Investitionen in Neubau, Ausbau sowie Erweiterung und 424 Mio. Euro (2024: 353 Mio. Euro) auf Erhalt und Erneuerung der Netzinfrastruktur. Für das Jahr 2026 rechnen die FNB mit einem Investitionsvolumen in Höhe von 2.283 Mio. Euro.

Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung der Netzinfrastruktur betrugen im Jahr 2025 über alle FNB hinweg 560 Mio. Euro (2024: 423 Mio. Euro). Für das Jahr 2026 erwarten die Fernleitungsnetzbetreiber planmäßige Aufwendungen in Höhe von 564 Mio. Euro.

Verteilernetzbetreiber
Rund 600 VNB melden für das Jahr 2025 ein gesamtes Investitionsvolumen in Höhe von 1.159 Mio. Euro (2024: 1.186 Mio. Euro) in die Netzinfrastruktur. Auf Neubau, Ausbau und Erweiterung entfielen dabei 503 Mio. Euro (2024: 507 Mio. Euro), auf Erhalt und Erneuerung 656 Mio. Euro (2024: 679 Mio. Euro). Für das Jahr 2026 rechnen die VNB mit einem Investitionsvolumen in Höhe von 1.354 Mio. Euro.
Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung betrugen nach Angaben der VNB im Jahr 2025 1.741 Mio. Euro (2024: 1.340 Mio. Euro). Für das Jahr 2026 rechnen sie mit Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung in Höhe von 1.523 Mio. Euro.
Die Höhe der Investitionen der VNB ist von der Gasnetzlänge, der Anzahl der versorgten Marktlokationen und anderen individuellen Strukturparametern, insbesondere geographischen Gegebenheiten abhängig. 91 der befragten VNB bewegten sich in einem Investitionsrahmen zwischen einer Million und fünf Millionen Euro. 50 VNB tätigten Investitionen mit einem Volumen von mehr als fünf Millionen Euro.
Für 197 der befragten VNB bewegte sich die Summe der Aufwendungen in einem Rahmen zwischen 100.001 und 500.000 Euro. 50 VNB wiesen bei der Summe der Aufwendungen ein Volumen von mehr als fünf Millionen Euro auf.

10. Kapazitätsangebot und Vermarktung

Die in Summe angebotene feste Einspeisekapazität für das deutschlandweite Marktgebiet THE (Trading Hub Europe) betrug im Gaswirtschaftsjahr 2024/2025 417,4 GWh/h (2023/2024: 415,9 GWh/h). Das Angebot der festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) machte mit einem Wert von 217,7 GWh/h (2023/2024: 180,2 GWh/h) rund 52 Prozent der gesamten angebotenen Einspeisekapazität aus. Die in Summe angebotene feste Ausspeisekapazität für das deutschlandweite THE Marktgebiet betrug im Gaswirtschaftsjahr 2024/25 305 GWh/h (2023/2024: 355,1 GWh/h). Hierbei ist zu beachten, dass nicht jeder FNB alle Kapazitätsprodukte anbietet. Die aggregierten Darstellungen lassen sich somit nicht auf jeden einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber projizieren.

Deutschlandweit wurde 2025 über alle nominierungspflichtigen Einspeisepunkte eine nominierte Menge von 1.220 TWh gemeldet (2024: 1.011 TWh). Demgegenüber stehen geringere Ausspeisenominierungen von 467 TWh (2024: 238 TWh). Der geringere Wert auf der Ausspeiseseite liegt darin begründet, dass insbesondere der inländische Verbrauch an nicht nominierungspflichtigen Punkten aus dem Fernleitungsnetz ausgespeist wird. Bei den nominierungspflichtigen Punkten handelt es sich um Grenz- und Marktgebietsübergangspunkte sowie Anschlusspunkte zu Speichern und inländischer Produktion. Nicht nominierungspflichtig sind dagegen grundsätzlich Netzanschlusspunkte zu Letztverbrauchern. Weitere Informationen zum Kapazitätsangebot finden sich im Kapitel III.C.4.

11. Netzentgelte Gas

Das durchschnittliche mengengewichtete Netzentgelt für den Haushaltskunden betrug zum Stichtag 1. April 2026 2,41 ct/kWh (2025: 2,11 ct/kWh). Im Vergleich zum Vorjahr sind die Netzentgelte für Haushaltskunden um gut 14 Prozent gestiegen. Bei den Gewerbekunden lag das Netzentgelt zum Stichtag 1. April 2026 bei 2,11 ct/kWh (2025: 1,85 ct/kWh) und damit ebenfalls gut 14 Prozent höher als im Vorjahr. Bei den Industriekunden stiegen die Netzentgelte in 2026 um gut 15 Prozent auf 0,61 ct/kWh (2024: 0,53 ct/kWh).

Die Abschreibungsregelung „KANU 2.0“, die in 2026 zu einem Anstieg der Netzentgelte beigetragen hat, schafft für die Netzbetreiber die Sicherheit, auch bei unterschiedlichen Geschwindigkeiten oder sich ändernder Ausgestaltung der Transformation die Gasnetze ökonomisch nachhaltig zu finanzieren. Sie erlaubt es seit 2025 Netzbetreibern, die tatsächlich einen früheren Ausstieg aus der fossilen Energieversorgung absehen können, ihre Gasnetze bis 2045 schneller und flexibler abzuschreiben. Das schützt insbesondere diejenigen Kunden, die auf die Nutzung der Gasnetze angewiesen sind, vor späteren überhöhten Netzentgelten. Da die Mehrheit der Netzbetreiber 2026 von den verkürzten Abschreibungszeiträumen Gebrauch macht, führen die beschleunigten Abschreibungen vorerst zu höheren Netzentgelten für die Endverbraucher. Sobald diese Phase abgeschlossen ist, wird KANU 2.0 dämpfend auf das Entgeltniveau wirken. Nach den spürbaren hauptsächlich KANU-bedingten Zuwächsen der vergangenen zwei Jahre ist in den nächsten Jahren eine stabilisierende Wirkung auf die Netzentgelte zu erwarten, bevor die entlastende Gegenbewegung einsetzt. Perspektivisch wird der KANU-Effekt somit zu sinkenden Netzkosten für die Allgemeinheit führen.

12. Großhandel Gas

Die langfristigen Trends hinsichtlich des Gasgroßhandelsvolumens haben sich im Jahr 2025 fortgesetzt. Es ist ein Anstieg sowohl der außerbörslich gehandelten Mengen als auch der börslich gehandelten Mengen einschließlich des OTC-Clearings zu verzeichnen. Dies gilt sowohl für Spot- als auch für Terminkontrakte. Die Gasgroßhandelspreise legten im Jahresdurchschnitt 2025 gegenüber dem Vorjahr um 8 Prozent zu. Sie befanden sich damit im Vergleich zu den Preisen vor dem Angriffskrieg auf die Ukraine auf einem deutlich höheren Niveau. Hierbei ist zu beachten, dass diese Zahlen naturgemäß noch nicht die Effekte des Iran-Krieges widerspiegeln, da dieser erst im laufenden Jahr und damit nach dem Erhebungs- und Berichtszeitraum begonnen hat.

Großhandelspreise

Der von der EEX veröffentlichte „European Gas Spot Index“ (EGSI) betrug 2025 im (ungewichteten) Jahresdurchschnitt für das Marktgebiet THE 37,27 Euro/MWh (Vorjahr: 34,64 Euro/MWh) und ist damit um rund 8 Prozent gestiegen. Nach der zu beobachtenden Preissenkung im Vorjahr um rund 15 Prozent setzt sich damit bei einer reinen Durchschnittsbetrachtung die Normalisierung der Preise zwar nicht weiter fort, allerdings war im Verlauf des Jahres 2025 eine kontinuierliche Preissenkung zu verzeichnen. So betrug der EGSI-Monatsdurchschnitt im Januar 48,98 Euro / MWh und im Dezember 29,77 Euro / MWh. Dieser unterjährige

Preisrückgang könnte auf die deutlich gestiegenen LNG-Importe und die vollen Gasspeicher im Jahre 2025 zurückzuführen sein.

Der „European Gas Index Deutschland" (EGIX) basiert auf börslichen Handelsgeschäften, die in den jeweils aktuellen Frontmonatskontrakten (THE) abgeschlossen werden. Im Jahr 2025 stieg der EGIX um rund 9 Prozent auf im (ungewichteten) Durchschnitt 37,43 Euro/MWh, nachdem er im Vorjahr um knapp 30 Prozent gefallen war. Die Jahreswerte wiesen mit 28,27 Euro/MWh im Dezember den niedrigsten und mit 58,96 Euro/MWh im Februar den höchsten Wert auf.

Großhandelsvolumen

Das Handelsvolumen an der European Energy Exchange (EEX) erhöhte sich im Jahr 2025 gegenüber dem Vorjahr deutlich. Das gesamte Handelsvolumen inklusive „geclearter" Volumen, welches in dem gesamtdeutschen Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) realisiert wurde, stieg im Jahr 2025 gegenüber dem Vorjahr um rund 42 Prozent auf 1.940 TWh.[16] Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt ist im Jahr 2025 um etwa 25 Prozent auf 861 TWh gestiegen. Der Schwerpunkt der Spothandelsgeschäfte lag im Jahre 2025 – wie auch in den Vorjahren – auf den Day-Ahead-Kontrakten. Das börsliche Volumen der Terminkontrakte umfasste im Jahr 2024 noch rund 680 TWh, davon 309 TWh Börsenhandel und 371 TWh OTC-Clearing. Im Jahr 2025 stieg das börsliche Volumen um 59 Prozent auf 1.079 TWh, davon 485 TWh Börsenhandel und 594 TWh OTC-Clearing und erreichte damit einen neuen Höchststand. Bei deutlich zunehmendem börslichen Handelsvolumen zeigt sich ein überproportional gestiegener Anteil an Terminkontrakten. Konkret machten im Jahr 2025 Terminkontrakte rund 56 Prozent des EEX-Handelsvolumens aus (Vorjahr: ca. 50 Prozent).

Erstmals wurden außerdem die Werte der Intercontinental Exchange (ICE) erhoben, Die ICE bietet Produkte im Terminmarkt an und hatte im Jahr 2025 ein Volumen von insgesamt 177,6 TWh, davon 110,9 TWh OTC-Clearing und 66,7 TWh Börsenhandel.

Außerbörslicher Großhandel

In diesem Jahr nahmen 9 Brokerplattformen an der Befragung teil (Vorjahr: 8). Diese vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland in Höhe von insgesamt 3.161 TWh (im Vorjahr 2.426 TWh). Davon entfielen 1.125 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2025 und einem Erfüllungszeitraum von mindestens einer Woche. Das Gesamtvolumen bei den teilnehmenden Brokern ist nach einem Anstieg im Jahr 2024 von rund 12 Prozent gegenüber dem Vorjahr im Jahr 2025 erneut um gut 30 Prozent gestiegen. Nachdem das Handelsvolumen der Broker im Zuge des russischen Angriffs einen vorübergehenden Einbruch erlitt, sind nun

[16] Einen maßgeblichen Einfluss für die Volumina an der EEX könnte die European Market Infrastructure Regulation (EMIR) haben. Dadurch müssen OTC-Terminkontrakte inzwischen vermehrt zum Clearing angemeldet werden. Das resultiert an der EEX sowohl in steigenden Clearing-Zahlen als auch Terminkontraktzahlen.

wieder deutlich steigende Zahlen zu verzeichnen. Kurzfristige Transaktionen auf dem Spotmarkt mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche blieben unverändert bei ca. 6 Prozent im Jahr 2025. Termingeschäfte für das laufende und das folgende Jahr stellten damit wiederum den klaren Schwerpunkt der Broker beim Erdgashandel dar.

Nominierungen am Virtuellen Handelspunkt

Die an dem Virtuellen Handelspunkt (VHP) der THE nominierten Gasmengen sind im Jahr 2025 um 13 Prozent auf 3.246 TWh angestiegen. Zum Vergleich: Das Nominierungsvolumen lag 2021, d.h. vor dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine, mit insgesamt 2.464 TWh noch deutlich darunter. Rund 93 Prozent des Nominierungsvolumens entfiel auf H-Gas, die restlichen 7 Prozent auf L-Gas (Anteil 2024: 6 Prozent). Die in den Vorjahren zu beobachtende Reduzierung des L-Gas Volumens im Zuge der Marktraumumstellung setzt sich damit zunächst nicht fort.

Bei den monatlichen Nominierungsvolumina zeigen sich – wie in den Vorjahren – saisonale Unterschiede. Das durchschnittliche Handelsvolumen in den Monaten April bis September lag im Jahr 2025 bei 241 TWh, während der Monate Oktober bis April lag es dagegen bei 300 TWh. Die geringste Nominierungsmenge ergab sich erneut im Monat September mit 226 TWh, der Jahreshöchststand wurde diesmal im Monat Dezember mit 340 TWh erreicht.

13. Einzelhandel Gas

Lieferantenvielfalt

Der Anteil der Gasverteilernetze, in denen mehr als 100 Gaslieferanten tätig sind, lag in 2025 unverändert bei rund 60 Prozent. Im bundesweiten Durchschnitt standen dem Haushaltskunden 110 Gaslieferanten zur Auswahl (2024: 108 Gaslieferanten). Die Anzahl der bundesweit tätigen Gaslieferanten lag 2025 bei 140 (2024: 139 Lieferanten)[17].

Insgesamt meldeten im Jahr 2025 13 Strom- und Gaslieferanten der Bundesnetzagentur die Beendigung der Belieferung von Haushaltskunden. Im Jahr 2026 beendeten, Stand Redaktionsschluss, zehn Strom- und Gaslieferanten ihre Tätigkeit als Lieferant. Acht Lieferanten werden ihre Tätigkeit zum 31.12.2026 beenden.

Vertragsstruktur Nicht-Haushaltskunden

Im Jahr 2025 blieb die Vertragsstruktur bei RLM-Kunden fast unverändert. Es wurden Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) mit 462 TWh Gas beliefert[18] (Vorjahr: 420 TWh). Hierbei handelt es

[17] Eine bundesweite Tätigkeit liegt vor, wenn der Gaslieferant in allen 16 deutschen Bundesländern Letztverbraucher mit Gas beliefert.

[18] Zum Berichtsjahr 2025 haben 819 Gaslieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Marktlokationen und Ausspeisemengen bei Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM), also nahezu ausschließlich Nicht-Haushaltskunden, getätigt (2024: 991). Unter diesen Gaslieferanten bestehen zum Teil Konzernverbindungen, so dass diese Zahl nicht mit der Anzahl voneinander unabhängiger Wettbewerber gleichzusetzen ist.

sich durchweg um Nicht-Haushaltskunden (Industrie- und Gewerbekunden, Gaskraftwerke). Der Grundversorger belieferte über Verträge außerhalb der Grund- bzw. Ersatzversorgung rund 26 Prozent der RLM-Kunden. Verträge bei Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger sind, machten mit 74 Prozent den größten Anteil aus. Die Belieferung von RLM-Kunden im Rahmen der Grund-bzw. Ersatzversorgung ist atypisch, aber nicht völlig ausgeschlossen (weniger als 0,1 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden).[19]

Vertragsstruktur der Haushaltskunden

Der Gasverbrauch der Haushaltskunden lag im Jahr 2025 rund vier Prozent über dem Vorjahreswert bei 238,5 TWh (2024: 229,7 TWh). 2025 sank der Anteil der Grundversorgungsverträge auf 13,6 Prozent ab. Die mengenbezogene Belieferungsquote bei Verträgen mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung sank auf 49,9 Prozent. Der Anteil der Verträge bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, stieg auf 36,5 Prozent. Von dem Gasverbrauch der privaten Haushalte in Höhe von 238,5 TWh entfielen 32,4 TWh auf Verträge in der Grundversorgung, 119 TWh auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und 87,1 TWh auf Verträge bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden

Die mengenbezogene Lieferantenwechselquote ging bei den Nicht-Haushaltskunden von 9,4% (2024) auf 9,2% (2025) zurück. Die Gesamtzahl der Marktlokationen mit Lieferantenwechsel sank im Vergleich zum Vorjahr um rund 24 Prozent (von rund 19.900 auf 15.200). Die von den Lieferantenwechseln betroffene Gasentnahmemenge ging gleichzeitig um rund 2 Prozent von ca. 51 TWh auf 50 TWh zurück. Den größten Rückgang verzeichnete dabei wie im Vorjahr das Segment der Abnehmer <10 GWh/Jahr, das insbesondere Kleinunternehmen wie freie Berufe oder Dienstleistungen umfasst.

Lieferantenwechsel Haushaltskunden

Die Anzahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden sank im Jahr 2025 auf 2,1 Mio. Dies entspricht einem Rückgang um rund 9 Prozent. Die Lieferantenwechselquote lag dabei bei 16,3 Prozent (2024: 17,7 Prozent).

Vertragswechsel der Haushaltskunden

Im Jahr 2025 haben sich 1,01 Mio. Gaskunden für einen Vertragswechsel[20] bei ihrem bisherigen Gaslieferanten entschieden (2024: 1,15 Mio.). Dabei lag die mengenbezogene Vertragswechselquote bei 8,3 Prozent. Die von Vertragswechseln betroffene Gasmenge lag in 2025 bei 16,1 TWh (2024: 18,9 TWh).

Gassperrungen

---

[19] Die Grundversorgung bezieht sich laut § 36 EnWG nur auf Haushaltskunden. Sofern im Folgenden von einer „Grundversorgung“ von Nicht-Haushaltskunden die Rede ist, handelt es sich um die „Ersatzversorgung“.

[20] Wechsel des Gastarifs auf Betreiben des Letztverbrauchers (Kunden) bei dem gleichen Gasversorger von dem er zuvor beliefert wurde.

Die Anzahl der von den Netzbetreibern durchgeführten Sperrungen lag im Jahr 2025 bei 34.018 und ist im Vergleich zum Vorjahr um rund ein Prozent gesunken (2024: 34.393). Zwischen dem ersten Zahlungsverzug, einer Sperrandrohung und der tatsächlichen Sperrung müssen gesetzlich vorgeschriebene Fristen eingehalten werden. Erst nach Ablauf dieser Fristen darf eine Sperrung erfolgen. Einspruchsmöglichkeiten, Zahlungsvereinbarungen oder außergerichtliche Einigungen können den Zeitpunkt der endgültigen Sperrung weiter hinauszögern. In der überwiegenden Mehrheit der Fälle erfolgte die Sperrung aufgrund eines Zahlungsverzugs. Rund die Hälfte der antwortenden Gaslieferanten gaben an, freiwillig auf Sperrungen ihrer Kunden zu verzichten. Häufig werden hierzu individuelle Zahlungsvereinbarungen mit den Kunden getroffen, um eine kundenfreundliche Lösung herbeizuführen. Um rund vier Prozent sank die Zahl der Haushaltskunden, die eine Abwendungsvereinbarung inklusive einer Ratenzahlung bei bestehenden Zahlungsschwierigkeiten in Anspruch genommen haben. Insgesamt wurden Ratenzahlungen von rund 78.000 Haushaltskunden (2024: 81.000) genutzt.
Die Zahl der Sperrbeauftragungen durch den Gaslieferanten beim Netzbetreiber ist 2025 um rund ein Prozent auf 220.000 gestiegen (2024: 218.000). Stark um rund 28 Prozent ist in 2025 die Anzahl der Sperrandrohungen gestiegen, die von den Gaslieferanten ausgesprochen werden. Die absolute Zahl der Sperrandrohungen lag 2025 bei 1.281.000 (2024: 999.000). Da zwischen der Sperrandrohung und der Sperrung teilweise ein zeitlicher Abstand liegt, ist davon auszugehen, dass im Jahr 2025 angedrohte Sperrungen teilweise erst im Folgejahr erfolgen.

Kündigungen
Trotz Unterbrechungsandrohung und Sperrbeauftragung trennen sich nur wenige Gaslieferanten tatsächlich von ihren Kunden. Die Kündigung eines Grundversorgungsvertrages ist zudem nur unter engen Voraussetzungen möglich. Hierzu darf keine Grundversorgungspflicht bestehen oder die Voraussetzungen einer Sperrung müssen wiederholt vorgelegen haben und die Kündigung aufgrund eines Zahlungsverzugs angedroht worden sein. Im Jahr 2025 haben Gaslieferanten (Grundversorger und wettbewerbliche Lieferanten) bei insgesamt fast 86.000 Gaskunden (2024: 65.533) eine Kündigung des Vertragsverhältnisses aufgrund von Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung ausgesprochen. Dabei entfielen rund 94 Prozent der Kündigungen auf Vertragsverhältnisse außerhalb der Grundversorgung. Häufige Gründe für eine Kündigung waren das Erreichen der letzten Mahnstufe und das Ausbleiben von zwei oder drei Abschlägen ohne die Aussicht auf Erfüllung der Forderungen.

Vorkassensysteme
Eng mit dem Thema Sperrungen und Kündigungen ist auch das Thema der Vorkassensysteme nach § 14 GasGVV wie Bargeld- und Chipkartenzähler verbunden. Der Grundversorger ist berechtigt, für den Gasverbrauch eines Abrechnungszeitraums Vorauszahlung zu verlangen, wenn nach den Umständen des Einzelfalles Grund zu der Annahme besteht, dass der Kunde seinen Zahlungsverpflichtungen nicht oder nicht rechtzeitig nachkommt. Nach Angaben von 26 Gaslieferanten wurden im Jahr 2025 in der Grundversorgung insgesamt 568

Haushaltskunden (2024: 754) über Bargeld- oder Chipkartenzähler oder sonstige vergleichbare Vorkassensysteme versorgt.
2025 wurden 76 Vorkassensysteme neu eingebaut und 124 vorhandene Vorkassensysteme wieder ausgebaut. Die Kosten für den Messstellenbetrieb und die Kosten für die Messung lagen pro Jahr und Zähler durchschnittlich bei 18 Euro bzw. 4,70 Euro. Der den Gaskunden in Rechnung gestellte jährliche Grundpreis betrug im Durchschnitt 133 Euro. Der durchschnittliche Arbeitspreis für Vorkassekunden lag bei 12,96 ct/kWh.

Gaspreise „Industriekunden"

Der Mittelwert des Gesamtpreises für Industriekunden (ohne USt.) – für die Zwecke des Monitorings definiert als Abnahmefall 116 GWh/Jahr - belief sich zum Stichtag 1. April 2026 auf 7,29 ct/kWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahr erneut gestiegen (1. April 2025: 6,75ct/kWh).

Der Gesamtpreis (ohne USt.) besteht im Mittel zu gut 55 Prozent aus Energiebeschaffungskosten. Nicht beeinflussbare Kosten für die Lieferanten, wie das Nettonetzentgelt, Messung und Messstellenbetrieb sowie die Konzessionsabgaben belaufen sich auf knapp 11 Prozent. Der Anteil der Gassteuer und CO_2-Abgabe machte zusammen ca. 21 Prozent aus und veränderte sich damit im Vergleich zum Vorjahr kaum. Der Anteil der nicht beeinflussbaren Kosten verbleibt insgesamt wie im Vorjahr bei rund 32 Prozent.

Die RLM-Bilanzierungsumlage der THE[21] wurde zum 1. Oktober 2023 auf 0 EUR/MWh gesetzt und ist seither unverändert. Zum 01.01.2025 stieg die Gasspeicherumlage[22] von 0,250 ct/kWh auf 0,299 ct/kWh. Im Verlauf des Jahres 2025 sank sie am 1. Juli auf 0,289 ct/kWh.

Gaspreise „Gewerbekunden"

Beim für die Zwecke des Monitorings definierten Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde") belief sich der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) auf 9,33 ct/kWh und verbleibt damit auf dem Niveau des Vorjahres.

Der Gesamtpreis (ohne USt.) besteht im Mittel zu 43 Prozent aus Energiebeschaffungskosten. Nicht beeinflussbare Kosten für die Lieferanten, wie das Nettonetzentgelt, Messung und Messstellenbetrieb sowie die Konzessionsabgaben belaufen sich auf ca. 23 Prozent. Der Anteil der Gassteuer und CO2-Abgabe zusammen steigt im

21 Die Bilanzierungsumlage ist – sowohl für RLM- als auch für SLP-Kunden - ein fester Bestandteil der Gaspreisstruktur in Deutschland. Sie wird jährlich von der Trading Hub Europe GmbH (THE) veröffentlicht und dient der Deckung von Kosten, die beim Ausgleich von Differenzen zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Gasverbrauch entstehen. Die Festlegung der Bilanzierungsumlagen auf 0,00 €/MWh basiert auf einem Überschuss, der überwiegend aus der Umlageperiode 2022/2023 stammt – in der die Umlagen historisch hoch lagen – sowie aus geringerem Ausgleichsbedarf im Folgejahr; vgl. https://www.eha.net/blog/details/bilanzierungsumlage-gas.html.

22 Die Gasspeicherumlage wurde im Jahr 2022 während der Energiekrise eingeführt, um die staatlich vorgeschriebenen Mindestfüllstände der Gasspeicher zu finanzieren. Sie wurde vom Marktgebietsverantwortlichen Trading Hub Europe (THE) berechnet, auf den Gaspreis aufgeschlagen und von den Versorgern an alle Endkunden weitergegeben. Zum 1. Januar 2026 wurde die Gasspeicherumlage abgeschafft.

Vergleich zum Vorjahr um rund 3 Prozent auf insgesamt 16,6 Prozent, was in diesem Abnahmefall ausschließlich auf die Erhöhung der CO2-Abgabe zurückzuführen ist. Der Anteil der nicht beeinflussbaren Kosten insgesamt liegt bei gut 40 Prozent (Vorjahr ca. 36 Prozent) und macht im Vergleich zum Vorjahr einen erhöhten Wert von 3,71 ct/kWh im Mittelwert der Preisbestandteile aus (2024: 3,45 ct/MWh).

Wie die RLM-Bilanzierungsumlage wurde auch die SLP-Bilanzierungsumlage der THE am 1.10.2023 auf 0 EUR/MWh festgelegt und seither beibehalten. Zum 01.01.2025 stieg die Gasspeicherumlage von 0,250 ct/kWh auf 0,299 ct/kWh. Am 1. Juli 2025 wurde sie auf 0,289 ct/kWh abgesenkt.

Gaspreise Haushaltskunden

Der mengengewichtete durchschnittliche Gaspreis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien lag zum Stichtag 1. April 2026 fast unverändert bei 12,16 ct/kWh (2024: 12,13 ct/kWh). Bei dem gemittelten Preis über alle Vertragskategorien hat sich der mit einem Anteil von rund 36 Prozent größte Preisbestandteil „Energiebeschaffung“ von 4,75 ct/kWh auf 4,35 ct/kWh reduziert. Der Anteil der staatlich veranlassten Preisbestandteile wie Umsatzsteuer, Erdgassteuer, CO_2-Abgabe und Konzessionsabgabe liegt bei fast 31 Prozent (2025: 29,3 Prozent). Der Anteil der Netzentgelte[23] liegt 2026 bei 21,5 Prozent (2025: 19,4 Prozent). Dabei stieg das gemittelte Netzentgelt im Durchschnitt im Jahresvergleich von 2,35 ct/kWh auf 2,61 ct/kWh um rund 11 Prozent.

Zum Stichtag 1. April 2026 lag der mengengewichtete durchschnittliche Gaspreis in der Grundversorgung bei 13,01 ct/kWh, was einem Rückgang gegenüber dem Vorjahr um vier Prozent entspricht (2025: 13,57 ct/kWh).

Zum selben Stichtag lag der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung durch den Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung bei 12,15 ct/kWh (2025: 12,07 ct/kWh) und damit knapp ein Prozent über dem Niveau des Vorjahres.

Der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, lag zum Stichtag 1. April 2026 bei 11,86 ct/kWh, was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um 2,6 Prozent entspricht (2025: 11,56 ct/kWh).

Gemäß der zum Stichtag 1. April 2026 erhobenen Preisdaten lag der durchschnittliche Gaspreis in der Ersatzversorgung bei 14,07 ct/kWh (2025: 14,47 ct/kWh) und damit rund drei Prozent unter dem Vorjahreswert.

Die der Bundesnetzagentur vorliegenden Daten aus dem Monitoring ermöglichen es, einen Blick auf die monatliche Gaspreisentwicklung für Haushaltskunden über einen längeren Zeitraum zu werfen. Hierbei wird

[23] Inklusive vorgelagerter Netzkosten, des Entgelts für Messung sowie des Entgelts für Messstellenbetrieb.

zwischen Neu- und Bestandskundenpreisen unterschieden. Anhand eines Modells, welches die aktuellen Börsengaspreise, Umlagen, Steuern, Netzentgelte, weitere Abgaben sowie Vertriebskosten und Marge berücksichtigt, wird eine Indexzahl errechnet. Eine detaillierte, monatsscharfe Ansicht des Gaspreisindex finden Sie auf der Transparenzplattform SMARD.de (https://www.smard.de/home/energiedaten-kompakt/energiedaten-kompakt) unter dem Reiter Einzelhandel.

Verbraucherservice und Verbraucherschutz
Der Verbraucherservice Energie ist für Verbraucher die nationale Kontaktstelle, bei der sie Informationen zu ihren Rechten im Energiebereich, den geltenden Rechtsvorschriften und den Möglichkeiten der Schlichtung erhalten. Aktuelle Zahlen und Informationen finden Sie zusammengefasst im Unterkapitel „Einzelhandel“ im Kapitel „Entwicklungen auf den Strommärkten“ (vgl. Kapitel 0).

14. Mess- und Zählwesen Gas[24]

Insgesamt meldeten die Unternehmen für den Bereich Gas 13,8 Mio. Messlokationen. In Nordrhein-Westfalen sind mit über 3,68 Mio. die meisten Messlokationen in Deutschland verbaut, gefolgt von Niedersachsen (2,09 Mio.) und Baden-Württemberg (1,33 Mio.).

Investitionen.
Die Ausgaben für Investitionen und Aufwendungen im Bereich des Mess- und Zählwesens sind im Jahr 2025 um etwa 79 Mio. Euro auf insgesamt ca. 225 Mio. Euro gestiegen. Die Prognosewerte für das Jahr 2026 liegen mit insgesamt 268 Mio. Euro unter dem Niveau des Vorjahres. Von dem oben genannten gesamten Investitionsvolumen von ca. 225 Mio. Euro im Jahr 2025 entfielen etwa 40 Mio. Euro auf Investitionen in Neuinstallation, Ausbau, Erweiterung, 73 Mio. auf Investitionen in Erhalt, Erneuerung und rund 142 Mio. auf Aufwendungen.

[24] Die Angaben basieren auf den Rückmeldungen von 658 Unternehmen.

II. Kennzahlen Strom

A. Situation auf den Strommärkten

1. Netzübersicht

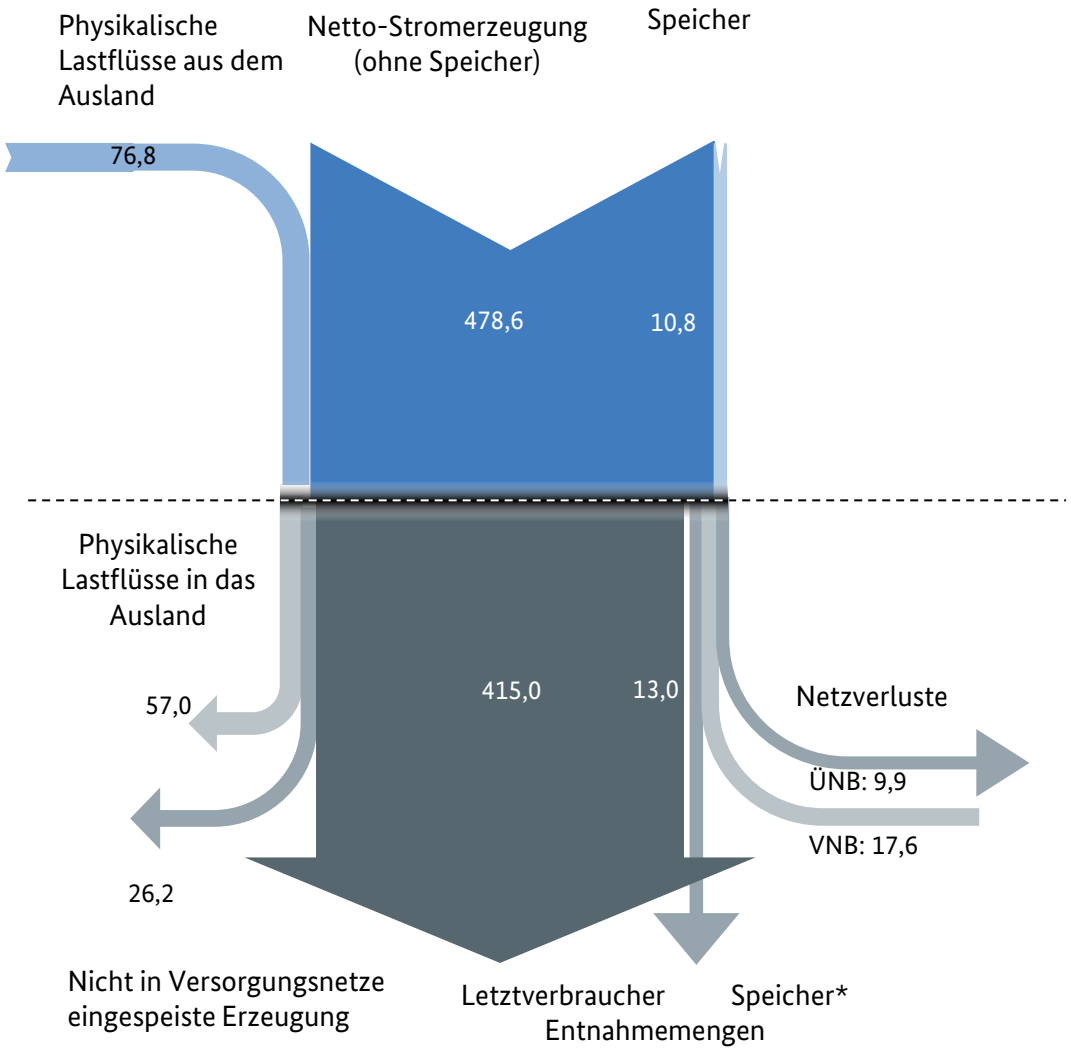
Die Netzbilanz eines Stromnetzes bietet eine umfassende Übersicht über Stromflüsse und Verwendungen des erzeugten Stroms. Sie setzt sich zusammen aus der Menge, die in das Netz eingespeist wird, der sogenannten Aufkommensseite, sowie der Menge, die aus dem Netz entnommen wird, der Verwendungsseite. Die Aufkommensseite der Netzbilanz erfasst die gesamten Nettostromerzeugung sowie die grenzüberschreiten Lastflüsse aus dem Ausland. Die Verwendungsseite hingegen beleuchtet, wie der erzeugte Strom verbraucht wird. Einen bedeutenden Teil des Stroms entnehmen Endverbraucher aus den Netzen der allgemeinen Versorgung. Des Weiteren entziehen Pump- und Batteriespeicher Strom aus dem Netz. Bspw. wird in Pumpspeicherkraftwerken zu Zeiten niedriger Preise Wasser in den Stausee als Speicher gepumpt, um bei Spitzenlast Strom wieder ins Netz abzugeben. Dabei liegt der Strombezug oberhalb der später erzeugten Menge. Daneben umfasst die Verwendungsseite auch Eigenverbräuche. Darunter fällt z.B. selbsterzeugter Strom, der nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. Ebenso werden die physikalischen Lastflüsse in das Ausland abgebildet.

Neben diesen Hauptaspekten berücksichtigt die Netzbilanz auch Netzverluste auf der Übertragungsnetz- und Verteilernetzebene. Netzverluste in Stromnetzen treten aufgrund des elektrischen Widerstands von Leitungen und Bauelementen auf und führen dazu, dass ein Teil der eingespeisten Energie in Form von Wärme verloren geht und daher nicht bis zu den Endkunden gelangt.

Differenzen zwischen der Aufkommens- und Verwendungsseite sind auf die komplexe Struktur der Datenabfrage bei einer Vielzahl unterschiedlicher Marktteilnehmer zurückzuführen. Der Bruttostromverbrauch ergibt sich aus der Summe der Bruttostromerzeugung[25] aus Erneuerbaren Energien und nicht erneuerbaren Energien sowie den grenzüberschreitenden Lastflüssen aus dem Ausland abzüglich der grenzüberschreitenden Lastflüsse ins Ausland. Die Bruttostromerzeugung umfasst dabei auch den Kraftwerkseigenverbrauch und ist deshalb höher als die Nettostromerzeugung.

[25] Der tatsächliche Wert ist höher, da im Monitoring Kraftwerkseigenverbrauch und Strommengen von Eigenerzeugungsanlagen erst ab einer installierten Leistung von 10 MW pro Standort erfasst werden.

Strom: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz für das Jahr 2025
in TWh



*Die Menge versteht sich hier u.a. als Entnahme der Pump-und Batteriespeicher aus dem Netz, beschreibt also den Stromverbrauch, der u.a zum Pumpvorgang benötigt wurde.

Abbildung 1: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz für das Jahr 2025

Strom: Netzbilanz 2025

	ÜNB	VNB	Summe 2025	Summe 2024
Gesamte Netto-Nennleistung von Erzeugungsanlagen (in GW) Stand 31.12.2024			**285,6**	**265,7**
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			87,3	87,4
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			198,3	178,3
Gesamte Netto-Erzeugungsmenge (in TWh. inkl. nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Menge)			**489,4**	**479,4**
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			205,6	199,3
davon Pump- und Batteriespeicher			10,8	11,8
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			283,8	280,1
Nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Netto-Erzeugungsmenge (in TWh)[1]			26,2	28,0
Netzverluste (in TWh)	**9,9**	**17,6**	**27,5**	**26,7**
Grenzüberschreitende Stromflüsse (in TWh) (physikalische Lastflüsse)				
davon ins Ausland			**57,0**	**54,4**
davon aus dem Ausland			**76,8**	**80,6**
Entnahmemengen (in TWh)[2]	**34,1**	**393,9**	**428,0**	**432,3**
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	21,1	278,8	300,0	305,2
davon Haushaltskunden		115,1	115,1	114,1
davon Pump- und Batteriespeicher	13,0		13,0	13,0

[1] Eigenverbrauch im industriellen. gewerblichen oder privaten Bereich; ohne Einspeisungen in das Fahrstromnetz der Deutschen Bahn AG
[2] Inkl. Entnahmemengen durch das Fahrstromnetz der Deutschen Bahn AG

Tabelle 1: Netzbilanz 2025

Strom: Entnahmemengen (ohne Pumpspeicherkraftwerke) der Letztverbraucher nach Entnahmekategorien

Kategorie	ÜNB in TWh	VNB in TWh	ÜNB + VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	0,0	109,0	109,0	26%
10 MWh/Jahr - 2 GWh/Jahr	0,1	114,6	114,6	28%
> 2 GWh/Jahr	21,1	170,3	191,4	46%
Gesamt 2025	**21,1**	**393,9**	**415,0**	**100%**
Gesamt 2024	20,6	398,8	419,4	

Tabelle 2: Entnahmemengen (ohne Pumpspeicherkraftwerke) der Letztverbraucher nach Entnahmekategorien

Strom: Entnahmemengen (ohne Pumpspeicherkraftwerke) der Letztverbraucher nach Lastprofil

Kategorie	ÜNB in TWh	VNB in TWh	ÜNB + VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent
RLM-Kunden	21,1	247,8	268,9	65%
SLP-Kunden		146,1	146,1	35%
davon Haushaltskunden i.S.d. §3 Nr. 22 EnWG		115,1	115,1	
Gesamt 2025	**21,1**	**393,9**	**415,0**	**100%**
Gesamt 2024	20,6	398,8	419,4	

Tabelle 3: Entnahmemengen (ohne Pumpspeicherkraftwerke) der Letztverbraucher nach Lastprofil

2. Marktkonzentration

Für eine Einschätzung der Situation auf den Strommärkten ist eine Betrachtung der wettbewerblichen Aspekte unumgänglich. Wirksamer Wettbewerbsdruck limitiert Verhaltensspielräume von Unternehmen gegenüber Wettbewerbern, Anbietern und Nachfragern. Hohe Marktmacht einzelner Unternehmen hingegen kann das Marktergebnis negativ beeinflussen.

Als Ausgangspunkt zur Identifizierung möglicher Marktmacht dienen in der Regel Marktkonzentrationsbetrachtungen. Der Grad der Marktkonzentration wird wiederum häufig durch die Marktanteilsverteilung der Akteure auf dem betreffenden Markt bestimmt. Die Berechnung von Marktanteilen kann kapazitäts-, mengen- oder wertbezogen erfolgen. Marktanteile bilden in den meisten Märkten einen der aussagekräftigen Indikatoren zur Einschätzung von Marktmacht. Eine Ausnahme stellt hier der Stromerstabsatzmarkt dar: Auf diesem Markt kann aufgrund seiner besonderen Eigenschaften schon bei vergleichsweise geringen Marktanteilen Marktmacht vorliegen. Daher verwendet das Bundeskartellamt in seiner ständigen Praxis über die Betrachtung von Marktanteilen hinaus u.a. eine umfassende Pivotalanalyse, um die Marktmachtverhältnisse auf dem Stromerstabsatzmarkt zu beurteilen[26]. Eine solche Analyse würde wegen ihres Umfangs jedoch den Rahmen des Monitoringberichts übersteigen. Das Bundeskartellamt führt diese Analyse regelmäßig in seinen Marktmachtberichten durch[27].

Stromerzeugung und Stromerstabsatz aus steuerbaren Anlagen

Dessen ungeachtet kann die folgende Betrachtung von Marktanteilen auch im Stromerstabsatzmarkt als erster Ausgangspunkt einer Marktmachtanalyse dienen. Das Bundeskartellamt grenzt in ständiger Praxis einen sachlich relevanten Markt für den erstmaligen Absatz von Strom mit physischer Erfüllung (Stromerstabsatzmarkt) ab. Das sich daran anschließende Zweitgeschäft der Marktteilnehmer mit Elektrizität im Groß- und Einzelhandel ist zur Vermeidung von Doppelzählungen und mangels Rückwirkungen auf den Erstabsatz nicht Teil des sachlichen Marktes.

Stromerzeugungsmengen und -kapazitäten gehören dem Stromerstabsatzmarkt nur insoweit an, als sie zur Befriedigung derselben Nachfrage nach Strom geeignet und daher aus Sicht der Nachfrager austauschbar sind. Diese Voraussetzung ist bei der Stromproduktion zum Eigenverbrauch und der Einspeisung in das Bahnstromnetz, der Regelenergie, Reservekapazitäten und Redispatch nicht erfüllt. Aufgrund von europarechtlichen Vorgaben und im Zuge der fortschreitenden Energiewende waren nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen nach §§ 12h und 13k EnWG hinzugekommen; diese dienen der Schwarzstartfähigkeit,

[26] Für Details siehe Bundeskartellamt, Marktmachtbericht Stromerzeugung 24/25, Rn. 103 ff.

[27] Siehe https://www.bundeskartellamt.de/DE/Aufgaben/Ueberwachung_Energiemaerkte/Ueberwachung_Energiemaerkte_node.html#doc55794bodyText3

der Momentanreserve und der Blindleistungskompensation sowie der Vermeidung des Redispatch von EEG-Anlagen durch Stromnutzung vor Ort. Sie sind ebenfalls nicht dem Stromerstabsatzmarkt zuzurechnen.

Angebotsseitig werden ferner für die Zwecke dieses Berichtes solche Stromerzeugungsmengen nicht dem Erstabsatzmarkt zugerechnet, die z.B. aufgrund besonderer gesetzlicher Vorgaben oder technischer Gegebenheiten grundlegend anderen Markt- und Wettbewerbsbedingungen unterliegen. Für Erneuerbare Energien sind diese Voraussetzungen aufgrund der wetterabhängigen, grenzkostenfreien Stromerzeugung und der Ausgestaltung des entsprechenden Förderregimes für die nach dem EEG geförderte Stromerzeugung tendenziell erfüllt.

In räumlicher Hinsicht grenzt das Bundeskartellamt unverändert einen einheitlichen Markt für Deutschland und Luxemburg entsprechend der gemeinsamen Gebotszone ab.[28] Für die Zwecke des Monitorings werden die Importe von bzw. die marktlich-wettbewerbliche Deckung des inländischen Strombedarfs durch Lieferungen aus dem Ausland nicht berücksichtigt und daher rein auf die inländische Stromerzeugung (ohne Zahlungsanspruch nach dem EEG) abgestellt. Im vorliegenden Monitoringbericht wurden die größten Erzeuger von Strom (RWE, LEAG, EnBW, E.ON, Uniper und Vattenfall) aus steuerbaren Anlagen nach ihren Erzeugungsmengen und Kapazitäten betreffend nicht nach dem EEG geförderten Strom gefragt und diese wiederum ins Verhältnis zu den entsprechenden, von der BNetzA im Rahmen der Netzbilanz ermittelten Werten für einen rein inländischen Stromerzeugungsmarkt ohne Berücksichtigung von Importen gesetzt.

Für den Stromerstabsatzmarkt – Mengen und Kapazitäten – werden die Marktanteile nach der wettbewerbsrechtlichen Verbundmethode bestimmt. Dabei geht es darum, ob ein Abhängigkeits- bzw. Beherrschungsverhältnis zwischen den Unternehmen besteht, die Unternehmen also als „verbunden“ im Sinne des § 36 Abs. 2 GWB anzusehen und somit die erzeugten Mengen bzw. Erzeugungskapazitäten einander zuzurechnen sind.[29] Ebenfalls berücksichtigt sind Bezugsrechte von Anbietern für Strommengen aus Erzeugungsanlagen Dritter.

[28] Siehe Bundeskartellamt, Marktmachtbericht Stromerzeugung 24/25, Rn. 38 ff.

[29] Eine ausführliche Darstellung findet sich im Glossar

Strom: steuerbare inländische Erzeugungsmengen der fünf größten Stromerzeuger ohne Importe

Deutschland 2024			Deutschland 2025		
Unternehmen	**TWh**	**Anteil**	**Unternehmen**	**TWh**	**Anteil**
RWE	35,1	21,3%	RWE	32,1	18,6%
LEAG	33,1	20,1%	LEAG	32,1	18,6%
EnBW	11,4	6,9%	EnBW	15,2	8,8%
Uniper	7,1	4,3%	Uniper	8,2	4,7%
Vattenfall	3,5	2,1%	Vattenfall	3,7	2,2%
CR 5	90,3	**54,7%**	**CR 5**	91,3	**52,9%**
Andere Unternehmen	74,8	45,3%	Andere Unternehmen	81,5	47,1%
Nettostrom-erzeugung gesamt	165,0	100%	Nettostrom-erzeugung gesamt	172,8	100%

Tabelle 4: Inländische Erzeugungsmengen der fünf größten deutschen Stromerzeuger aus steuerbaren Anlagen[30]

[30] Bei den 165,0 TWh bzw. 172,8 TWh für die Nettostromerzeugung handelt es sich um die rein inländische Stromerzeugung aus steuerbaren Anlagen ohne Berücksichtigung von Importen gemäß Angaben der Erzeuger.

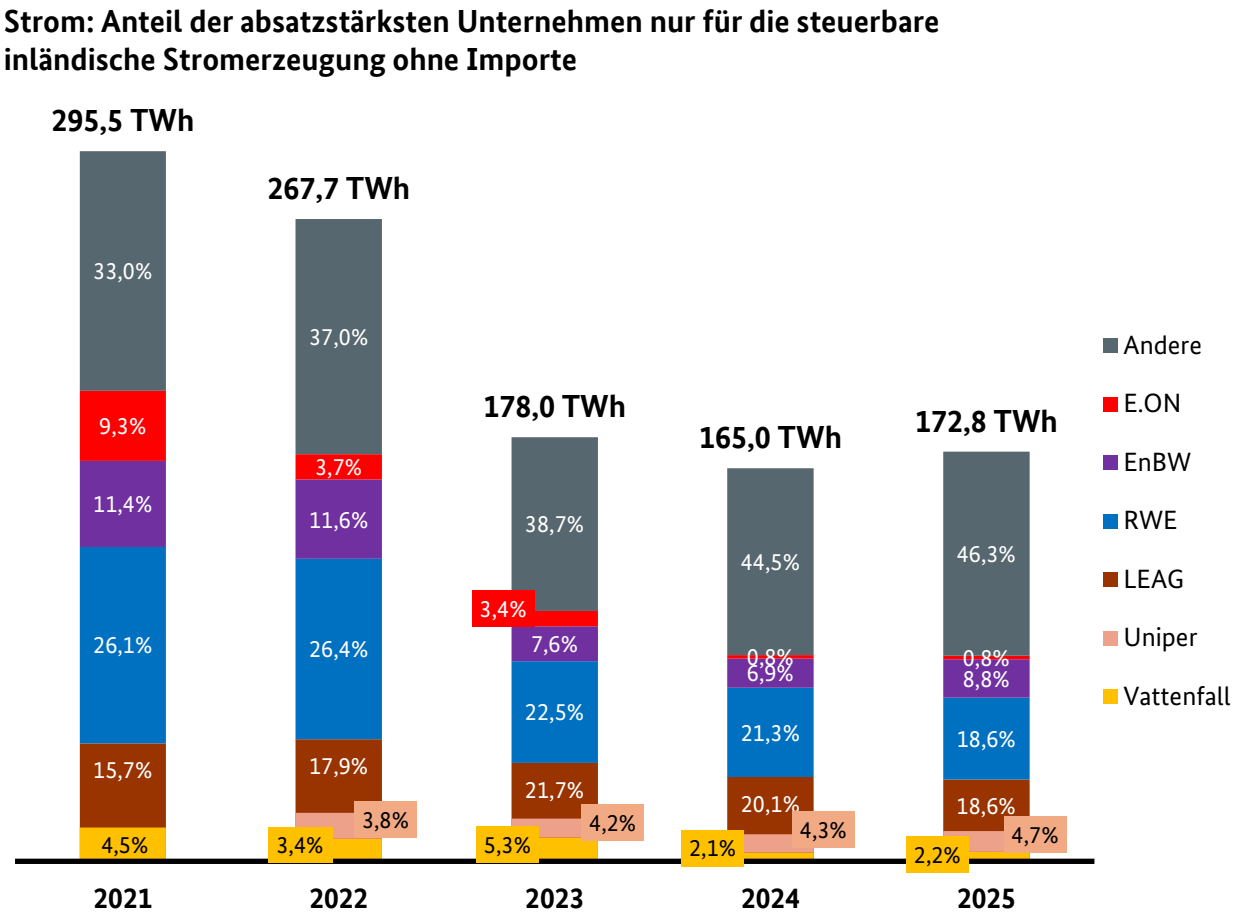


Abbildung 2: Anteile der größten Unternehmen an der inländischen Stromerzeugung aus steuerbaren Anlagen

Strom: steuerbare Kapazitäten der fünf größten Stromerzeuger

Deutschland 31. Dezember 2024			Deutschland 31. Dezember 2025		
Unternehmen	**GW**	**Anteil**	**Unternehmen**	**GW**	**Anteil**
RWE	12,6	19,3%	RWE	12,1	18,1%
EnBW	7,1	10,8%	EnBW	6,3	9,4%
LEAG	7,1	10,8%	LEAG	7,1	10,6%
Uniper	6,1	9,3%	Uniper	3,9	5,9%
Vattenfall	2,8	4,2%	Vattenfall	2,7	4,0%
CR 5	35,7	**54,4%**	**CR 5**	32,1	**48,0%**
Andere Unternehmen	29,9	45,6%	Andere Unternehmen	34,7	52,0%
Kapazitäten insgesamt	65,6	100%	Kapazitäten insgesamt	66,7	100%

Tabelle 5: Inländische steuerbare Erzeugungskapazitäten der fünf größten deutschen Stromerzeuger

Die insgesamt zur Verfügung stehenden Stromerzeugungskapazitäten zum Stichtag 31. Dezember 2025 in Höhe von rund 66,7 GW haben sich im Jahresstichtagvergleich zu 2024 um 1,1 GW leicht erhöht. Ursache hierfür war ein Kapazitätszuwachs bei großen Batteriespeichern, der bei der Gesamtleistung aller steuerbaren Kraftwerke eine relevante Rolle gespielt hat. Zudem kann es, da die Übertragungsnetzbetreiber seit 2025 bei ihrer jährlichen Meldung auf das Marktstammdatenregister zurückgreifen, zu Abweichungen bei den Wertebereichen gekommen sein.

Stromendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet in ständiger Praxis auf den Stromendkundenmärkten sachlich zunächst zwischen Letztverbrauchern, deren Verbrauch auf Basis einer registrierenden Leistungsmessung erfasst wird (RLM-Kunden, i.d.R. industrielle oder gewerbliche Großverbraucher), und Standardlastprofil-Kunden (SLP-Kunden mit i.d.R. relativ deutlich geringeren Verbrauchsmengen wie Haushaltskunden und kleinere Gewerbekunden). Für die Belieferung von RLM-Kunden mit Strom grenzt das Bundeskartellamt einen einheitlichen

bundesweiten Markt ab. Bei der Belieferung von SLP-Kunden unterscheidet das Bundeskartellamt derzeit drei sachliche und räumliche Märkte:[31]

(i) Belieferung mit Heizstrom (netzgebietsbezogene Abgrenzung),

(ii) Belieferung im Rahmen der Grundversorgung (netzgebietsbezogene Abgrenzung),

(iii) Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen (ohne Heizstrom, bundesweite Abgrenzung, zudem werden hier die Mengen der Grundversorger aufgrund von Sonderverträgen berücksichtigt).

Strom: Abgabe der Stromlieferanten nach Marktabgrenzung des BKartA

	2025 in TWh	2024 in TWh
RLM	220,2	232,9
SLP	141,3	147,6
davon Heizstrom	11,2	11,0
davon SLP-Grundversorgung	23,3	27,4
davon SLP-Sonderverträge*	106,8	109,0

*hier inkl. der Abgabemenge der Grundversorger aufgrund von Sonderverträgen

Tabelle 6: Abgabe Stromlieferanten nach Marktabgrenzung der Stromkundenmärkte des BKartA

Im Monitoring werden die Absätze der Lieferanten auf Ebene der einzelnen Gesellschaften (juristische Personen) als bundesweite Summenwerte erhoben. Aus den Angaben der einzelnen Unternehmen wurde errechnet, welche Absatzmengen auf die vier absatzstärksten Anbieter in jedem Marktsegment entfielen. Die Aggregation der Absatzmengen erfolgte anhand der „Dominanzmethode". Demnach sind, wenn ein Anbieter Anteile von mindestens 50 Prozent an einem anderen Anbieter besitzt, deren jeweilige Mengen einander zusammenzurechnen[32]. Die Dominanzmethode liefert für die Zwecke des Energiemonitorings hinreichend aussagekräftige Ergebnisse. Bei den Angaben der Prozentanteile ist weiterhin zu berücksichtigen, dass bei der Monitoring-Erhebung im Bereich der Stromlieferanten zwar eine sehr hohe, aber wohl keine vollständige Marktabdeckung erreicht wurde, und dass einige Lieferanten keine Angaben zu Mengen machen konnten, so dass das

[31] Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 30. November 2009, B8-107/09, Integra/Thüga, Rz. 32 ff. sowie B8-134/21 RheinEnergie/Westenergie Rz. 334 ff.

[32] Eine ausführliche Darstellung des Begriffs Dominanzmethode findet sich im Glossar

jeweilige Marktvolumen nicht ganz vollständig erfasst wurde. Die genannten Prozentanteile entsprechen daher lediglich näherungsweise den tatsächlichen Marktanteilen.

Strom: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Stromabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen im Jahr 2025

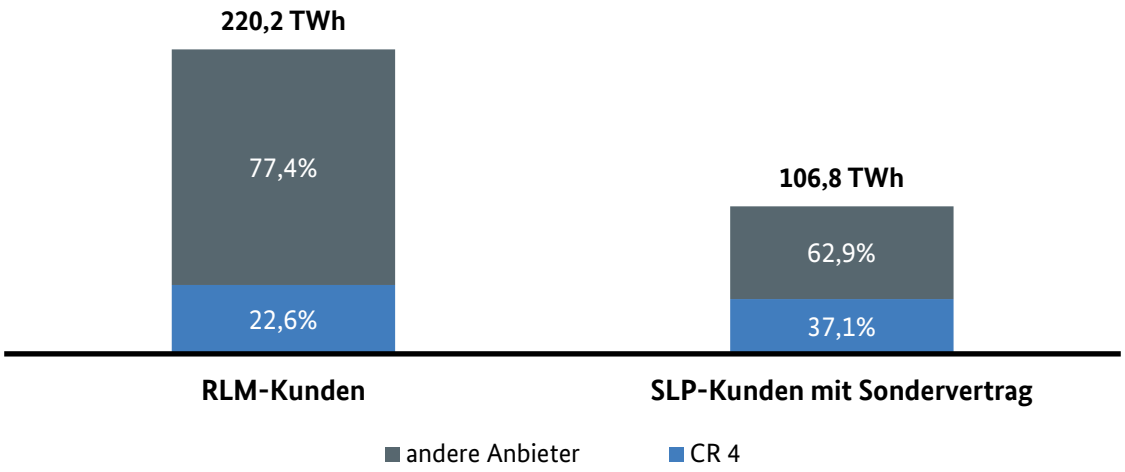


Abbildung 3: Anteil der CR4 an RLM-Kunden und SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen im Jahr 2025

Im Bereich der netzbezogen abzugrenzenden Grundversorgung von SLP-Kunden besteht in jedem einzelnen Versorgungs-/Netzgebiet ein Monopol des örtlichen Grundversorgers. Um die Marktstellung derjenigen Anbieter mit dem höchsten Stromabsatz in der Grundversorgung näherungsweise abzubilden, wird der kumulierte, über alle Grundversorgungsgebiete in Deutschland aufsummierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen (wiederum E.ON, EnBW, Vattenfall und EWE) im Jahr 2025 herangezogen. Diese vereinigen rund 10 TWh von der gesamten Abgabe an der Grundversorgungsmenge von rund 23 TWh auf sich, was einem (hypothetischen) bundesweiten Anteil von rund 41 Prozent – gegenüber rund 44 Prozent im Vorjahr 2024 - entspricht.

Im Bereich der ebenfalls netzbezogenen abzugrenzenden Belieferung von Kunden mit Heizstrom hatten die vier derzeit absatzstärksten Unternehmen (hier E.ON, EnBW, Vattenfall und Lichtblick) weiterhin sowohl in vielen Versorgungsgebieten als auch in der Summe der Versorgungsgebiete eine relativ starke Stellung. Um auch hier die Marktstellung derjenigen Anbieter mit hohen Abgabemengen an Heizstrom näherungsweise abzubilden, wird wiederum der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen über alle Versorgungsgebiete in Deutschland aufsummiert. Danach betrug deren – gleichfalls hypothetischer – bundesweiter Anteil im Jahr 2025 rund 59 Prozent gegenüber 57 Prozent im Jahr 2024.

B. Erzeugung

1. Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches

Stromerzeugung
Die Stromerzeugung bezieht sich auf den Prozess der Erzeugung von elektrischer Energie. Sie lässt sich in nicht erneuerbare Energieträger wie z.B. Kohle, Erdgas und Öl und erneuerbare Energieträger wie Wind, Sonne und Wasser unterteilen.

Elektrische Erzeugungsleistung
Die installierte Nettonennleistung bezieht sich auf die Gesamtleistung aller Stromerzeugungseinheiten, die in das deutsche Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen. Die installierte Nettonennleistung ist die höchste Dauerleistung unter Nennbedingungen, die eine Anlage zum Übergabezeitpunkt erreicht. Die tatsächliche Leistung kann aufgrund von internen oder externen Faktoren variieren. Die installierte Nettonennleistung ist ein wichtiger Indikator für die Kapazität eines Stromnetzes, die es ermöglicht, den Bedarf an elektrischer Energie in einer bestimmten Region zu decken.

Erzeugungsleistung außerhalb des Strommarkts
Die gesamte elektrische Erzeugungsleistung lässt sich unterteilen in Leistung, die aktuell am Strommarkt teilnimmt und Leistung, die sich außerhalb des Strommarktes befindet. Bei Kraftwerken außerhalb des Strommarkts handelt es sich um Erzeugungsleistung, die nicht am regulären Strommarkt teilnimmt. Sie dürfen nur nach Anforderung der Netzbetreiber einspeisen und unterliegen anderen Vorschriften. Innerhalb dieser beiden Kategorien lassen sich mit Bezug auf den Kraftwerksstatus folgende Teilmengen klassifizieren:

Am Strommarkt teilnehmende Erzeugungsleistung:
Kraftwerksleistung, die regulär am Strommarkt teilnimmt.

- Erzeugungsleistung in Betrieb

Außerhalb des Strommarktes befindliche Erzeugungsleistung:
Kraftwerksleistung, die nicht am regulären Strommarkt teilnimmt.

- Systemrelevante Kraftwerke gemäß § 13b Abs. 4, Abs. 5 EnWG in der Netzreserve

  „Ein Kraftwerk ist systemrelevant, wenn dessen dauerhafte Stilllegung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führt und diese auch nicht durch angemessene andere Maßnahmen beseitigt werden kann. Bei den systemrelevanten Kraftwerken in der Netzreserve handelt es sich um solche Kraftwerke, die aus Gründen des sicheren Netzbetriebs weiterbetrieben werden müssen, obwohl das

Kraftwerk nach dem Willen seines Betreibers (vorläufig oder endgültig) stillgelegt werden soll oder dieser zur Stilllegung aufgrund des Kohleverfeuerungsverbots nach dem KVBG verpflichtet ist. Das EnWG unterscheidet zwischen vorläufigen und endgültigen Stilllegungen: Eine vorläufige Stilllegung liegt vor, wenn innerhalb von 12 Monaten vom Betreiber wieder eine Betriebsbereitschaft des Kraftwerks hergestellt werden kann. Eine endgültige Stilllegung liegt dementsprechend vor, wenn die Herstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage nicht binnen 12 Monaten erfolgen kann."

– Kapazitätsreserve gemäß § 13e EnWG

„In der Kapazitätsreserve werden Kraftwerke vorgehalten, um in außergewöhnlichen und nicht vorhersehbaren Situationen die Systembilanz zu stützen. Anders als bei der Netzreserve handelt es sich hierbei fast ausschließlich um mit Erdgas befeuerte Kraftwerke."

– besondere netztechnisches Betriebsmittel (bnBm)

„Bei den besonderen netztechnischen Betriebsmitteln (bnBm) handelt es sich um ein Instrument zur kurzfristigen Wiederherstellung der Netzstabilität nach einem tatsächlichen Ausfall eines oder mehrerer Betriebsmittel im Übertragungsnetz nach § 11 Abs. 3 EnWG idF v. 22.7.2017."

Erwarteter Zubau und Stilllegung von Erzeugungsleistung

Neben den Informationen zu Bestandskraftwerken fragt die Bundesnetzagentur im Monitoring auch die zukünftige Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten ab. Die Betrachtung des zukünftigen Erzeugungsleistung beschränkt sich auf die nicht erneuerbaren Energieträger. Bei der Betrachtung des Zubaus werden nur die derzeit im Probebetrieb oder im Bau befindlichen Erzeugungsanlagen mit einer Nettonennleistung ab 10 MW pro Standort bis zum Jahr 2030 berücksichtigt. In diesem Fall ist die Umsetzungswahrscheinlichkeit der Kraftwerksprojekte hinreichend groß. Bei der Untersuchung der erwarteten Stilllegungen werden sowohl Kohlekraftwerke, aus dem Reduktionspfad für Braunkohleanlagen nach dem KVBG, als auch solche Kraftwerke berücksichtigt, die bis zum Jahr 2030 voraussichtlich stillgelegt werden. Diese teilen sich auf in:

- Stilllegungen von Braunkohleanlagen ab 150 MW gem. KVBG
- Erwartete Stilllegungen von dargebotsunabhängigen Kraftwerken (endgültige Stilllegungen mit Anzeige gemäß § 13b EnWG)
- Erwartete Stilllegungen von dargebotsunabhängigen Kraftwerken (endgültige Stilllegungen ohne Anzeige gemäß § 13b EnWG)
- voraussichtliche Stilllegungen nach Beendigung der Ausweisung der Systemrelevanz oder nach Inbetriebnahme eines Ersatzneubaus

KWK (Kraft-Wärme-Kopplung)

KWK-Kraftwerke sind Anlagen, die Strom und dabei gleichzeitig Wärme erzeugen. Sie nutzen den Brennstoffeffizienzvorteil, indem sie die bei der Stromerzeugung entstehende Abwärme verwenden, um Nutzwärme auszukoppeln. Dies führt zu einer effizienteren Nutzung der eingesetzten Energie und trägt dazu bei, Treibhausgasemissionen zu reduzieren.

Nettostromerzeugung 2025

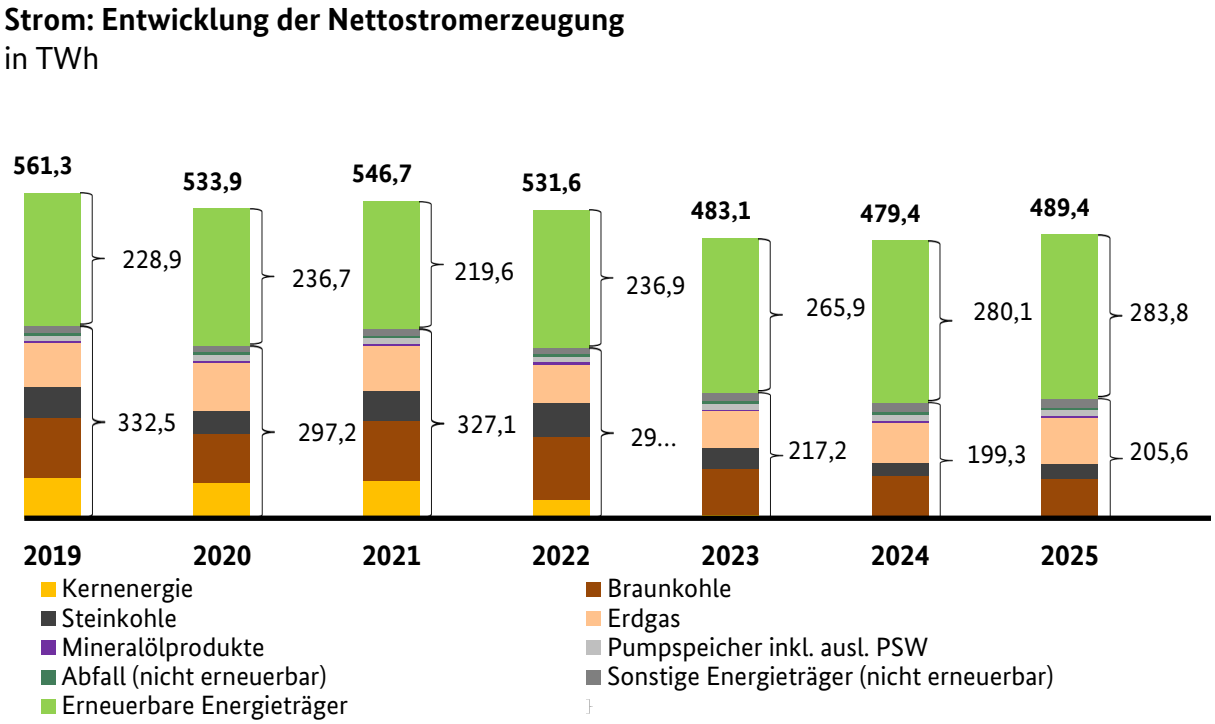


Abbildung 4: Entwicklung der Nettostromerzeugung

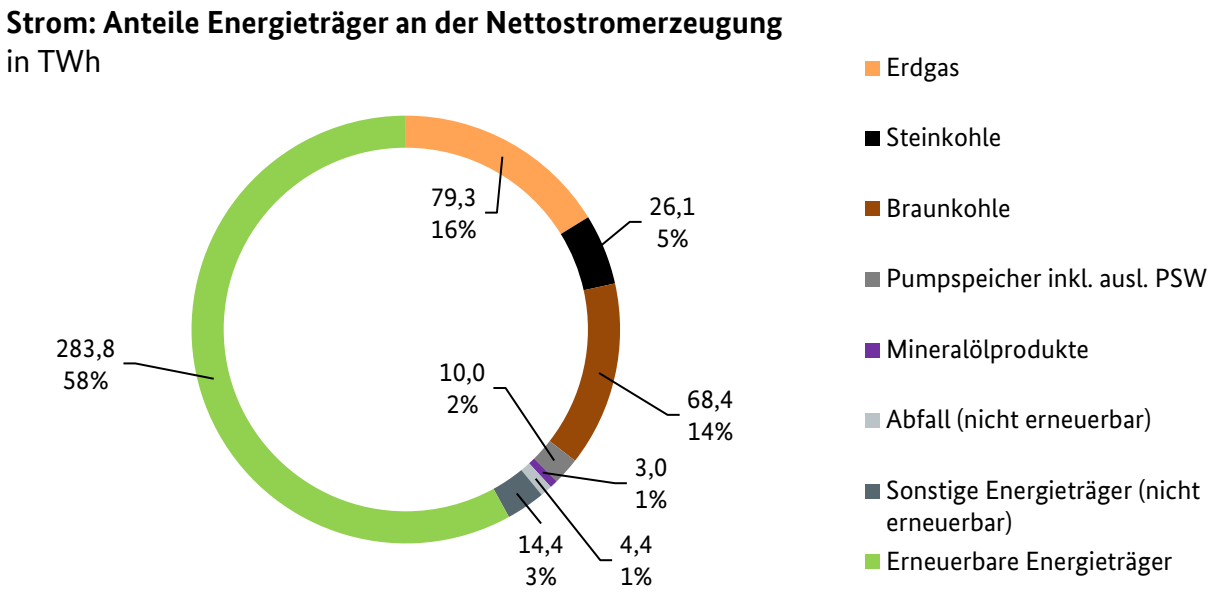


Abbildung 5: Anteile Energieträger an der Nettostromerzeugung

Kraftwerksbestand 2024 in Deutschland

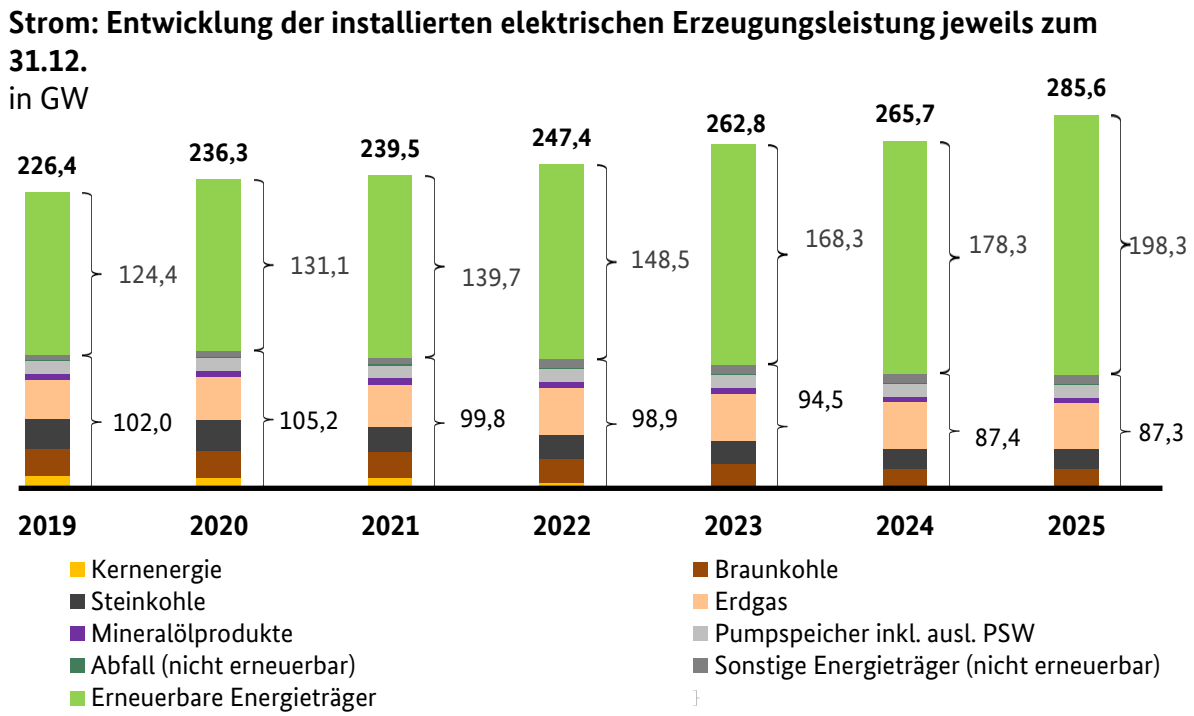


Abbildung 6: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung jeweils zum 31.12.

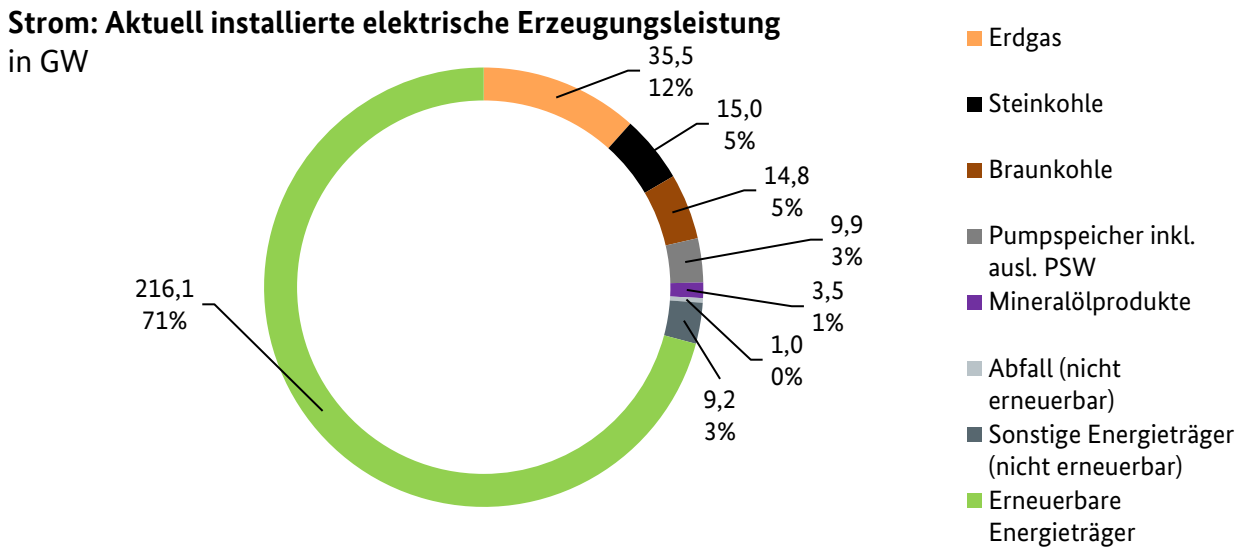


Abbildung 7: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung[33]

[33] Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur; Datenstand 05.11.2026

Aktueller Kraftwerksbestand je Bundesland

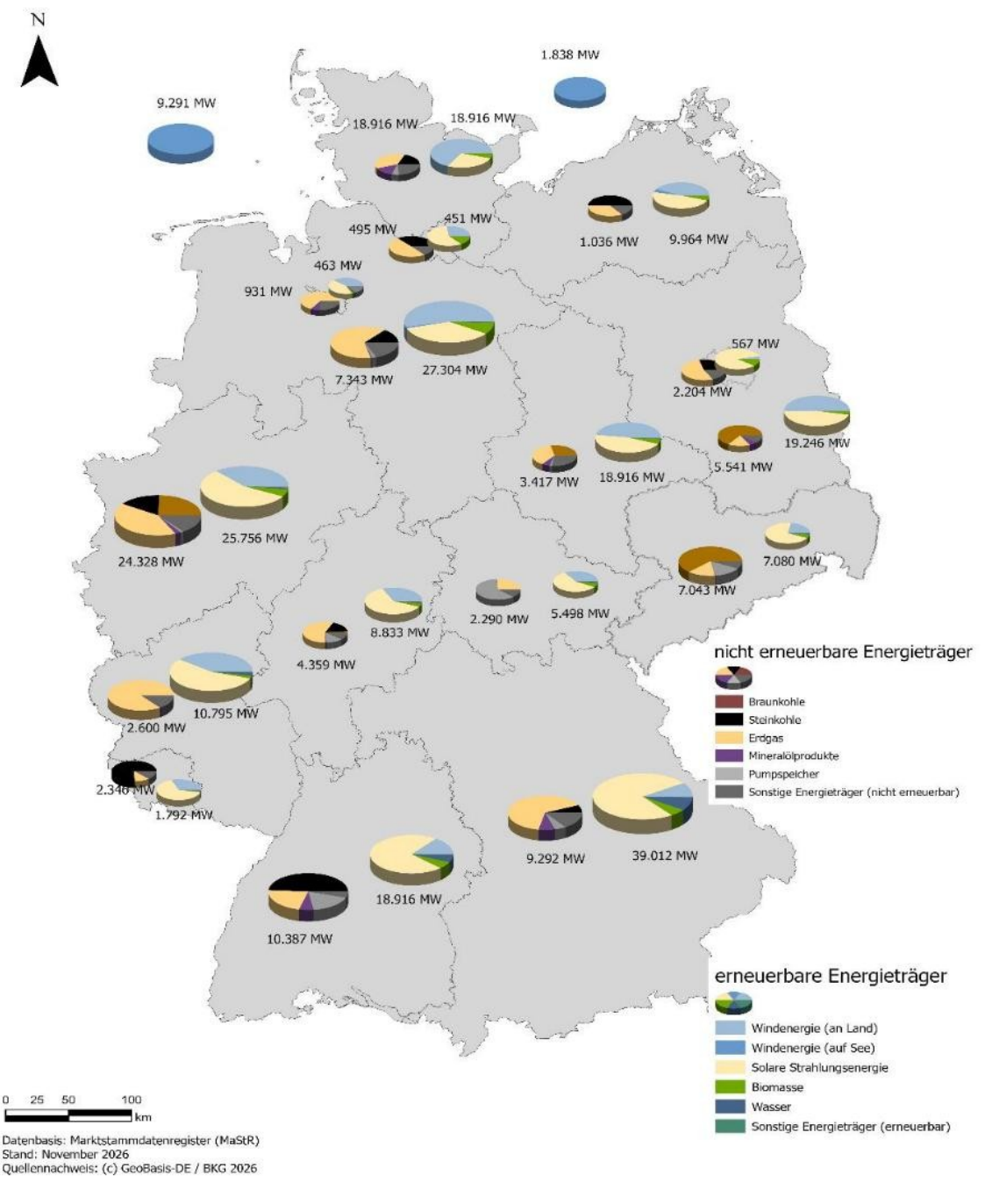


Abbildung 8: Aktueller Kraftwerksbestand je Bundesland

Strom: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland, inklusive vorläufig stillgelegter Kraftwerke, Kraftwerke in Netzreserve und Kapazitätsreserve*
in MW

Bundes-land	Nicht erneuerbare Energieträger						Erneuerbare Energieträger						
	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Pump-speicher	Mineralöl-produkte	Sonstige (nicht erneuerbar)	Biomasse	Wasserkraft	Wind-Offshore	Wind-Onshore	Solare Strahlungs-energie	Sonstige (erneuerbar)	Summe
BW	2	5.093	2.151	1.877	820	417	954	846	0	2.341	14.722	89	**29.313**
BY	2	500	6.094	551	925	1.227	1.919	2.758	0	2.914	31.438	177	**48.505**
BE	0	653	1.195	0	8	347	50	0	0	17	503	0	**2.773**
BB	3.527	0	1.155	0	336	523	501	5	0	9.665	9.039	84	**24.835**
HB	0	0	601	0	87	244	12	10	0	188	196	59	**1.396**
HH	0	189	245	0	3	58	50	0	0	122	276	6	**949**
HE	54	694	2.528	625	53	404	278	88	0	2.979	5.423	114	**13.242**
MV	0	514	381	0	2	139	435	3	305	4.387	4.836	14	**11.016**
NI	19	862	4.932	200	69	1.263	1.870	73	224	14.457	10.715	62	**34.746**
NW	5.919	4.469	10.012	300	621	3.039	1.096	184	0	10.096	14.264	252	**50.251**
RP	0	0	2.280	0	26	295	181	237	0	4.481	5.915	33	**13.446**
SL	0	1.772	318	0	4	252	13	18	0	579	1.193	19	**4.167**
SN	4.256	0	1.271	1.045	30	444	315	92	0	1.544	5.166	9	**14.171**
ST	996	0	1.154	80	238	950	470	33	0	5.737	5.631	113	**15.401**
SH	0	295	612	119	240	395	599	5	0	10.192	4.809	51	**17.318**
TH	0	0	599	1.449	9	237	271	98	0	1.989	3.169	8	**7.829**
Nordsee	0	0	0	0	0	0	0	0	9.291	0	0	0	**9.291**
Ostsee	0	0	0	0	0	0	0	0	1.838	0	0	0	**1.838**
Summe	**14.775**	**15.040**	**35.528**	**6.247**	**3.470**	**10.233**	**9.014**	**4.449**	**11.659**	**71.688**	**117.293**	**1.091**	**300.487**

In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen in Dänemark, in Luxemburg, der Schweiz und in Österreich sind in dieser Darstellung nicht enthalten. (4.517 MW)
* Diese Tabelle umfasst folgende Betriebsstatus: in Betrieb, vorläufig stillgelegt, Netzreserve, Kapazitätsreserve, besonderes netztechnisches Betriebsmittel
Quelle: Marktstammdatenregister Datenstand: 05.11.2026

Tabelle 7: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland

Strom: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes
in MW

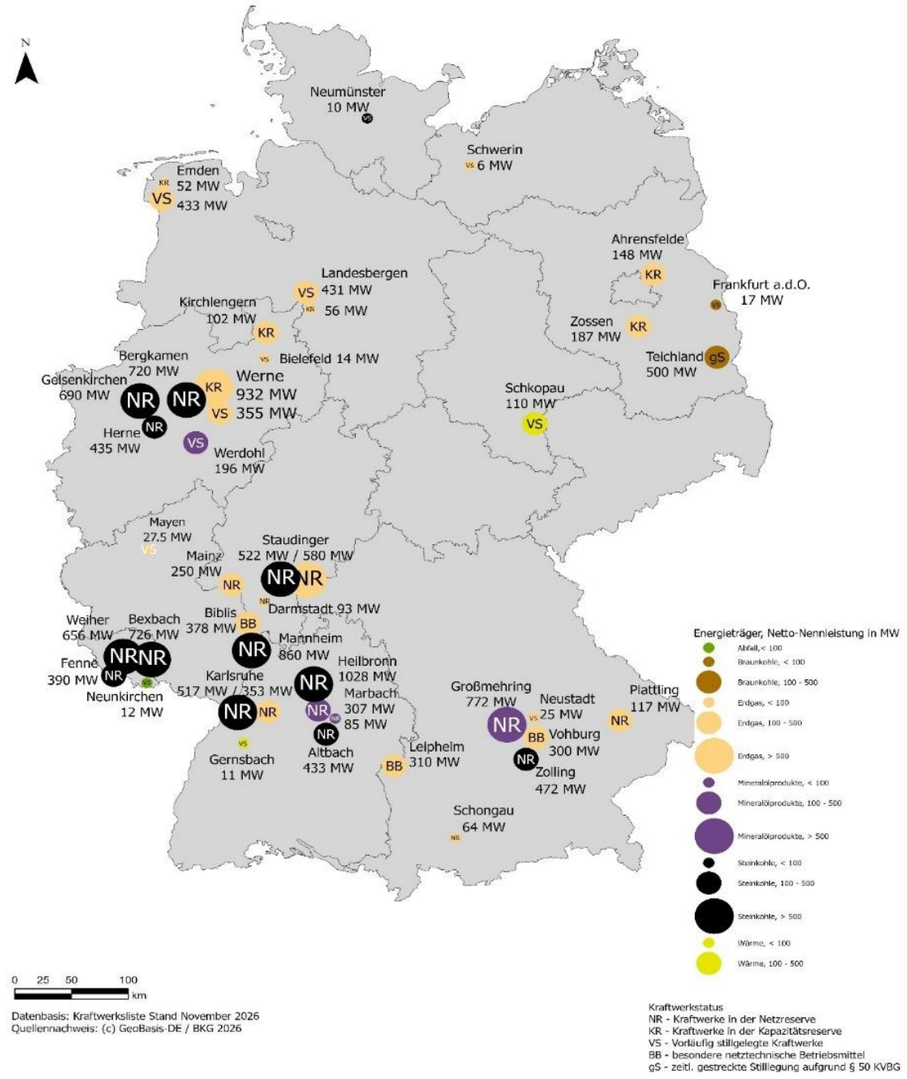


Abbildung 9: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes

Zukünftige Entwicklung nicht erneuerbarer Energieträger

Strom: Erwarteter Zubau an konventioneller Kraftwerksleistung in MW 2026 bis 2030 (in Bau oder Probebetrieb) gem. Meldungen § 35 EnWG

	2026	2027	2028	2029	2030	2026 - 2030
Abfall		19				19
Erdgas	1.677	130		34	169	2.010
Pumpspeicher	130	57				187
Batteriespeicher	702	1.880	515			3.097
sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)		34				34
Insgesamt	**2.509**	**2.120**	**515**	**34**	**169**	**5.347**
Erwartete ausscheidende konventionelle Kraftwerksleistung in MW 2026 bis 2030						
Kohleausstieg gem. KVBG[(1)]			**2.523**	**2.214**	**3.064**	7.801
Anzeigen zur endgültigen Stilllegung gem. § 13b EnWG		149	35			184
voraussichtliche Stilllegungen nach Beendigung der Ausweisung der Systemrelevanz[(2)] oder nach Inbetriebnahme eines Ersatzneubaus[(3)]	1.251	1.074	125	27		2.477
weitere geplante Stilllegu	0	216	0	334	426	976
Insgesamt	**1.251**	**1.439**	**2.683**	**2.575**	**3.490**	**11.438**

(1) Es ist zu beachten, dass die Werte und Stilllegungsdaten Unsicherheiten unterliegen. U.a. bedeutet die Beendigung der Kohleverfeuerung in einer Anlage nicht zwingend, dass die Leistung der Anlage in vollem Umfang aus dem Markt geht, da die Anlagenbetreiber ihre Anlagen auf andere Energieträger umrüsten können oder dies teilweise schon getan haben. Desweiteren wäre auch eine Systemrelevanzausweisung möglich.

[2] Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber hat die Möglichkeit vor Ablauf des genehmigten Zeitraums der Ausweisung der Systemrelevanz einen Antrag auf Verlängerung dieser zu stellen

[3] Die Inbetriebnahme eines Ersatzneubaus kann sich verzögern, sodass die stillzulegende Anlage zuerst in die Netzreserve überführt wird

Tabelle 8: Erwarteter Zubau an konventioneller Kraftwerksleistung in MW 2026 bis 2030 (in Bau oder Probebetrieb) gem. Meldungen § 35 EnWG

Strom: Erwarteter Zu- und Rückbau an Kraftwerksleistung bis 2028
in MW

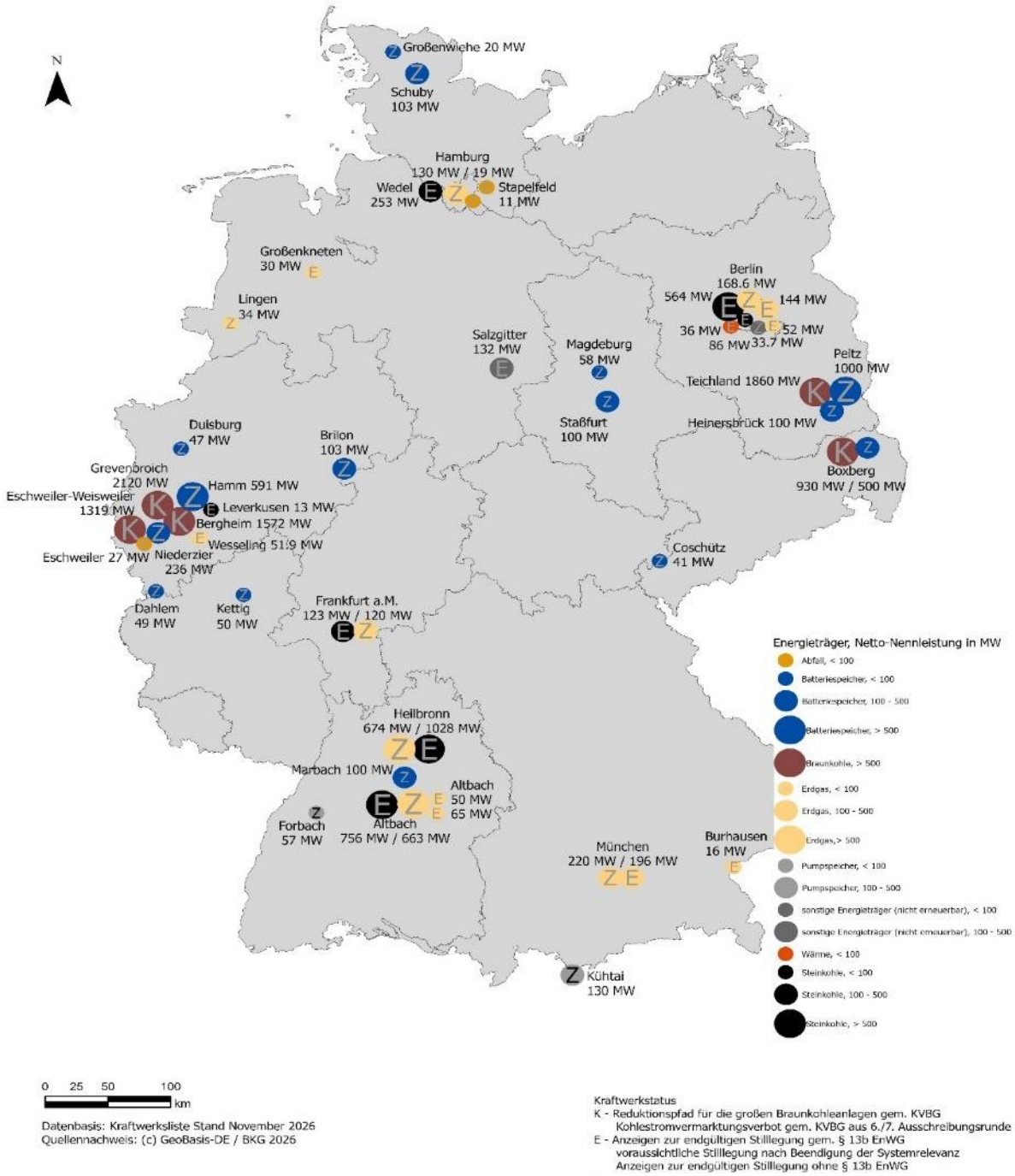


Abbildung 10: Erwarteter Zu- und Rückbau an Kraftwerksleistung bis 2030

KWK-Erzeugung

Kraftwerksbestand im Bereich KWK ab 10 MW

Strom: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW
in MW

	Elektrische Leistung		Thermische Nutzleistung	
	2024	**2025**	**2024**	**2025**
Abfall	958	1.003	4.112	4.271
Biomasse	824	834	5.212	5.244
Braunkohle	1.493	1.493	3.920	3.921
Erdgas	17.927	18.001	33.390	33.636
Sonstige	2.230	2.249	7.942	8.022
Steinkohle	5.052	4.707	8.399	8.399
Summe	28.484	28.287	62.975	63.493

Tabelle 9: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW

Strom: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK Anlagen je Energieträger ab 10 MW
in TWh

	Elektrische KWK-Erzeugungsmengen		Kondensationsstrom		Thermische Nutzwärmeerzeugung	
	2024	**2025**	**2024**	**2025**	**2024**	**2025**
Abfall	2,1	2,7	2,5	2,6	10,3	11,0
Biomasse	4,1	6,0	0,9	0,9	7,0	7,5
Braunkohle	1,7	1,7	69,6	67,0	8,2	7,4
Erdgas	37,0	40,1	10,3	10,9	63,1	63,6
Sonstige	3,7	3,2	4,6	7,5	18,6	18,2
Steinkohle	4,3	4,6	10,0	11,4	11,2	11,0
Summe	53,0	58,2	97,8	100,3	118,5	118,6

Tabelle 10: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW

2. Entwicklung Erneuerbare Energien

Ausbaupfade

Mit dem EEG 2017 wurden für die Energieträger Wind an Land, Wind auf See, solare Strahlungsenergie und Biomasse Ausbaupfade definiert, die eine Steigerung der installierten Leistung je Energieträger gesetzlich vorsehen, um die Ziele einer zunehmend erneuerbaren, kosteneffizienten und netzverträglichen Energieversorgung bis zu den Jahren 2025, 2035 und 2040 zu erfüllen. Mit den Novellierungen des EEG 2023 und WindSeeG 2023 wurden diese Ausbaupfade angepasst.

Entwicklung der Vermarktungsformen

Nach dem EEG 2012 standen den Anlagenbetreibern zum ersten Mal als Alternative zur festen Einspeisevergütung verschiedene Formen der Direktvermarktung zur Wahl: die Inanspruchnahme einer Marktprämie (als zusätzliche EEG-basierte Zahlung zu den Markterlösen) oder die sonstige Direktvermarktung (Verkauf des EEG-Stroms ohne zusätzliche Inanspruchnahme einer EEG-Zahlung). Die darauffolgenden Fassungen des EEG sehen die Direktvermarktung bzw. die Marktprämie nun als Standard-Vermarktungsform vor. Nur Anlagen bis zu einer Leistungsgröße von 100 kW können nach wie vor eine Einspeisevergütung erhalten. Die sonstige Direktvermarktung, also die Vermarktung ohne die Inanspruchnahme einer Zahlung nach dem EEG, bleibt ebenfalls möglich.

Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG

Die Zahlungen für in das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz eingespeiste EEG-Strommengen erfolgen durch die Anschlussnetzbetreiber nach den im EEG festgelegten technologiespezifischen Zahlungsansprüchen (anzulegender Wert). Die Zahlungen werden in der Regel beginnend mit dem laufenden Jahr der Inbetriebnahme für eine Dauer von 20 Jahren gewährt.

Ausschreibungen

Betreiber von größeren, neu zu errichtenden Anlagen der erneuerbaren Technologien Wind an Land, Wind auf See, Solar und Biomasse müssen im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens einen Zuschlag erhalten, um Anspruch auf eine Zahlung nach dem EEG zu bekommen. Grundsätzlich erhalten die eingereichten Gebote den Zuschlag zu dem im Gebot angegebenen Gebotswert (Gebotspreisverfahren = „pay as bid“). Ausnahmen werden nur für bestehende Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von unter 150 kW gemacht. Deren Zuschlagshöhe wird im sogenannten Einheitspreisverfahren („uniform-pricing“) ermittelt: Entscheidend für die Ermittlung des anzulegenden Werts ist der Gebotswert des jeweils höchsten bezuschlagten Gebots. Erteilte Zuschläge erlöschen nach bestimmten Fristen, deren Dauer abhängig vom Energieträger ist. Werden die Anlagen innerhalb der Frist nicht in Betrieb genommen, müssen die Bieter eine Strafzahlung leisten. Neben technologiespezifischen Ausschreibungen, jeweils für Windenergie an Land, Windenergie auf See, Solar und Biomasse, wird die technologieoffene Innovationsausschreibung durchgeführt. Mit dem EEG 2021 wurden die technologieübergreifenden Ausschreibungen für Wind an Land und Solar abgeschafft. Neu eingeführt wurden Ausschreibungen für Solar-Aufdach-Anlagen (Solaranlagen des zweiten Segments) und Biomethananlagen.

Entwicklung Erneuerbare Energien (mit Zahlungsanspruch nach dem EEG)

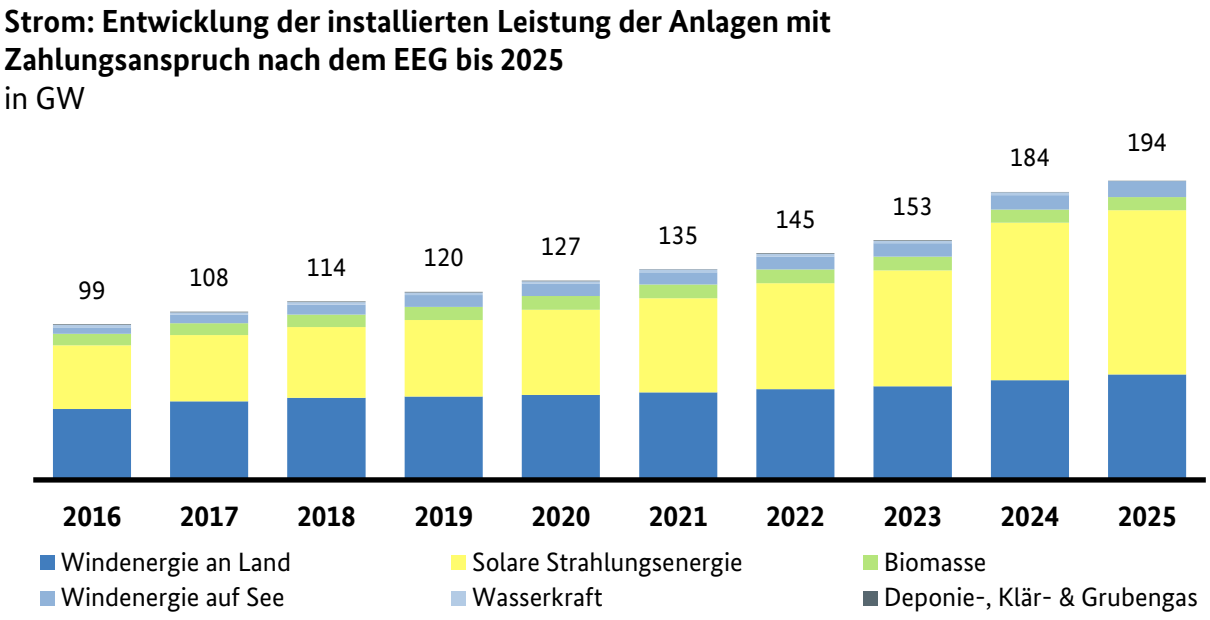


Abbildung 11: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2025

Strom: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger

	Gesamt 31. Dezember 2024	Gesamt 31. Dezember 2025	Zubau /Rückbau in 2025	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2024
	in MW	in MW	in MW	in Prozent
Wasserkraft	1.685	2.556	871,0	51,7%
Gase[1]	290	248	-42,0	-14,5%
Biomasse	8.483	8.322	-161,0	-1,9%
Geothermie	47	49	2,0	4,3%
Wind an Land	63.563	67.325	3.762,0	5,9%
Wind auf See	9.215	10.234	1.019,0	11,1%
Solar	100.577	104.800	4.223,0	4,2%
Gesamt	183.860	193.534	9.674,0	5,3%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 11: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger

Strom: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Wasserkraft	7.192	7.270	7.287	7.316	6.919	6.753	6.644
Gase[1]	567	587	592	607	514	496	436
Biomasse	14.535	15.260	15.539	15.715	14.213	13.864	13.055
Geothermie	11	11	20	23	12	11	12
Wind an Land	28.310	28.763	28.998	29.298	29.099	29.096	28.416
Wind auf See	1.467	1.499	1.499	1.537	1.564	1.637	1.678
Solar	1.863.684	2.040.449	2.275.130	2.662.913	3.157.656	3.984.736	4.631.799
Gesamt	1.915.766	2.093.839	2.329.065	2.717.409	3.209.977	4.036.593	4.682.040

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 12: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG

Strom: Steigerungsraten der installierten Anlagen nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2024	Gesamt 31. Dezember 2025	Zubau /Rückbau in 2025	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2024
	Anzahl	Anzahl	Anzahl	in Prozent
Wasserkraft	6.753	6.644	-109	-1,6%
Gase[1]	496	436	-60	-12,1%
Biomasse	13.864	13.055	-809	-5,8%
Geothermie	11	12	1	9,1%
Wind an Land	29.096	28.416	-680	-2,3%
Wind auf See	1637	1678	41	2,5%
Solar	3.984.736	4.631.799	647.063	16,2%
Gesamt	4.036.593	4.682.040	645.447	16,0%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 13: Steigerungsraten der installierten Anlagen nach Energieträgern

Strom: Übersicht Ausbaupfade

	Wind an Land	Wind auf See	Solare Strahlungsenergie	Biomasse
EEG 2017	2,8 GW Brutto-Zubau für die Jahre 2017 bis 2019; 2,9 GW Brutto-Zubau ab 2020	20 GW Ausbau im Jahr 2030	2,5 GW Brutto-Zubau pro Jahr	150 MW Brutto-Zubau für die Jahre 2017 bis 2019 200 MW Brutto-Zubau für die Jahre 2020 bis 2022
EEG 2021	57 GW im Jahr 2022 62 GW im Jahr 2024 65 GW im Jahr 2026 68 GW im Jahr 2028 71 GW im Jahr 2030	20 GW im Jahr 2030 40 GW im Jahr 2040	63 GW im Jahr 2022 73 GW im Jahr 2024 83 GW im Jahr 2026 95 GW im Jahr 2028 100 GW im Jahr 2030	8,4 GW im Jahr 2030
EEG 2023	69 GW im Jahr 2024 84 GW im Jahr 2026 99 GW im Jahr 2028 115 GW im Jahr 2030 157 GW im Jahr 2035 160 GW im Jahr 2040	30 GW im Jahr 2030 40 GW im Jahr 2035 70 GW im Jahr 2045	88 GW im Jahr 2024 128 GW im Jahr 2026 172 GW im Jahr 2028 215 GW im Jahr 2030 309 GW im Jahr 2035 400 GW im Jahr 2040	

Tabelle 14: Übersicht Ausbaupfade

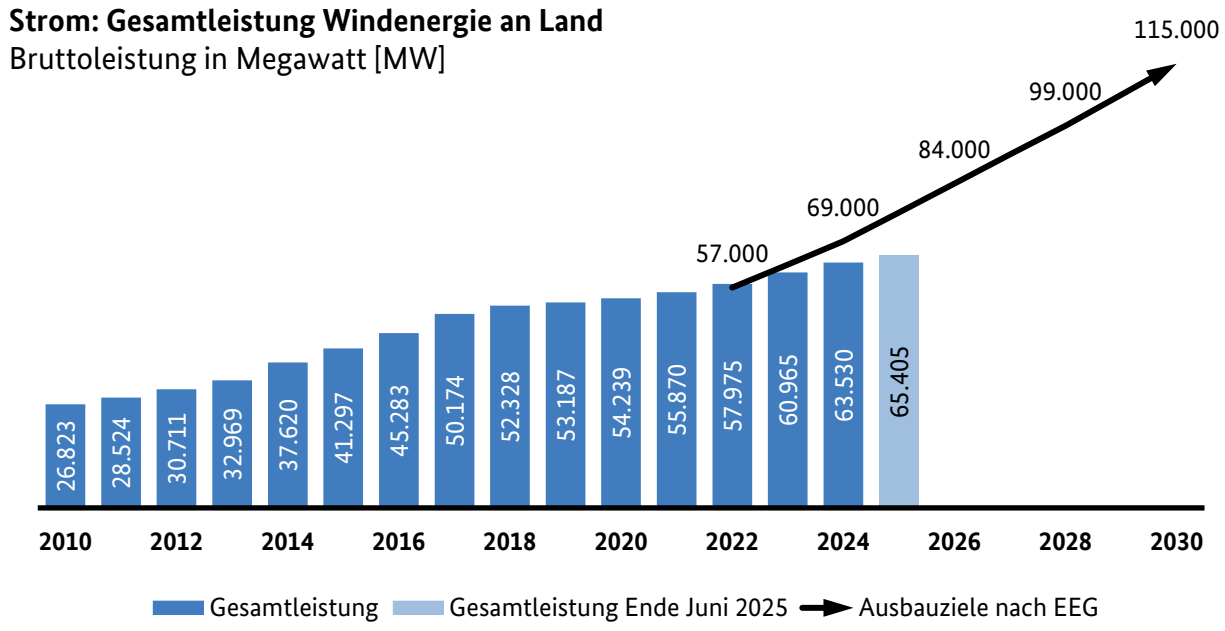


Abbildung 12: Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen an Land

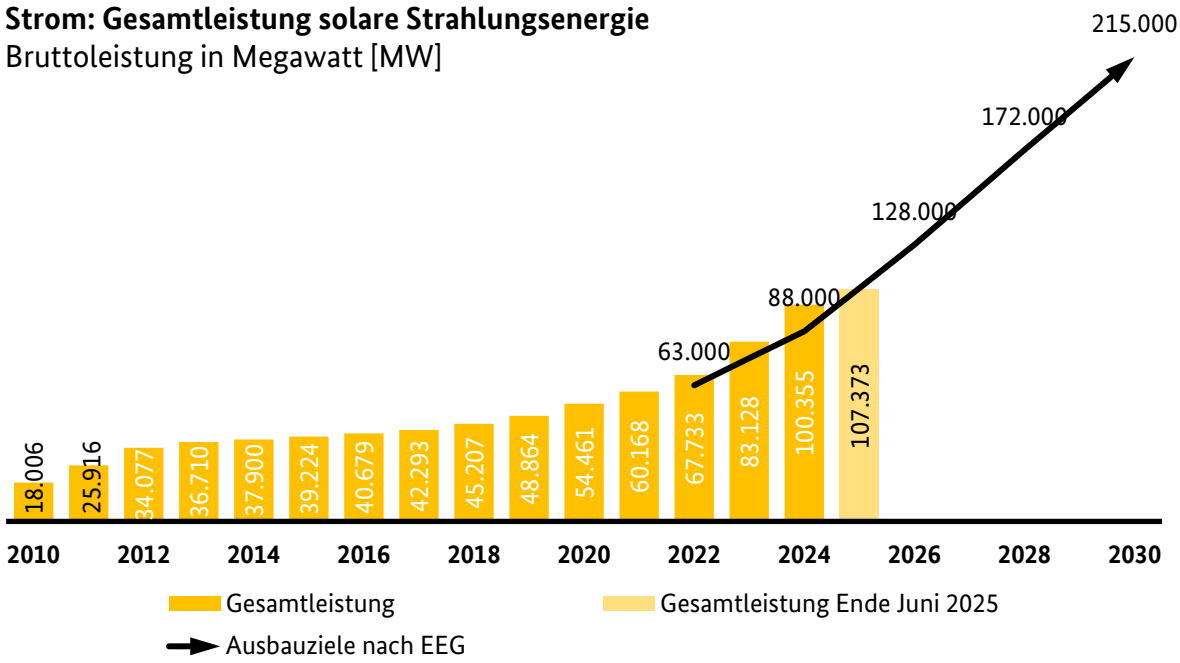


Abbildung 13: Ausbau der Leistung von solarer Strahlungsenergie

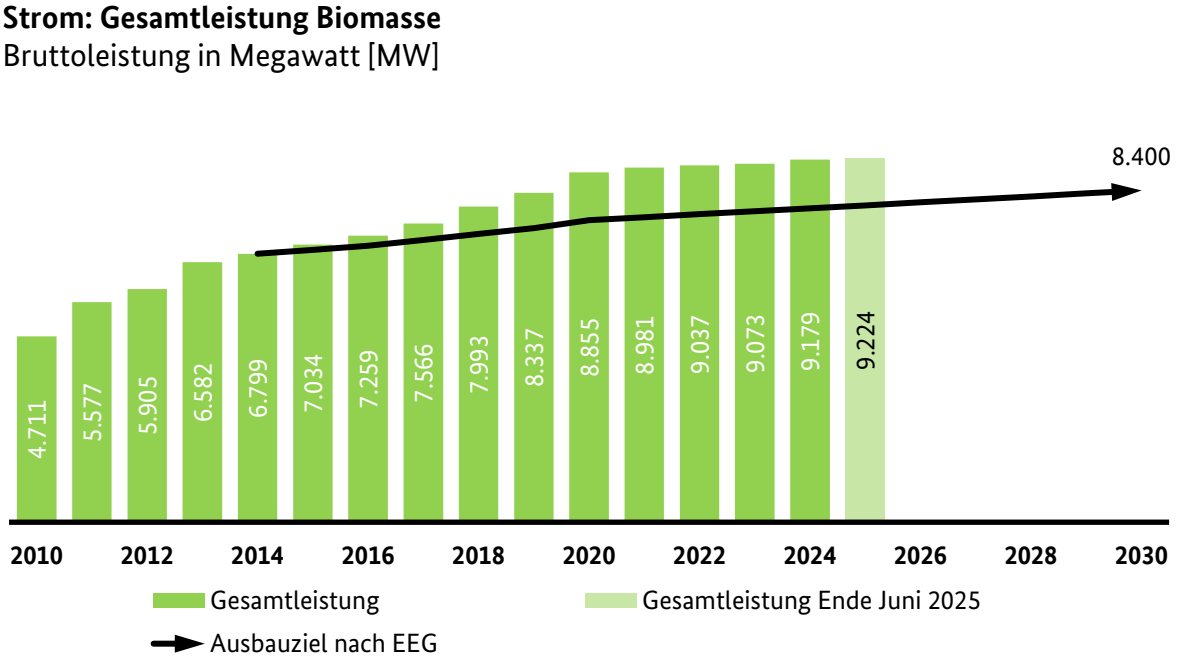


Abbildung 14: Ausbau der Leistung von Biomasseanlagen

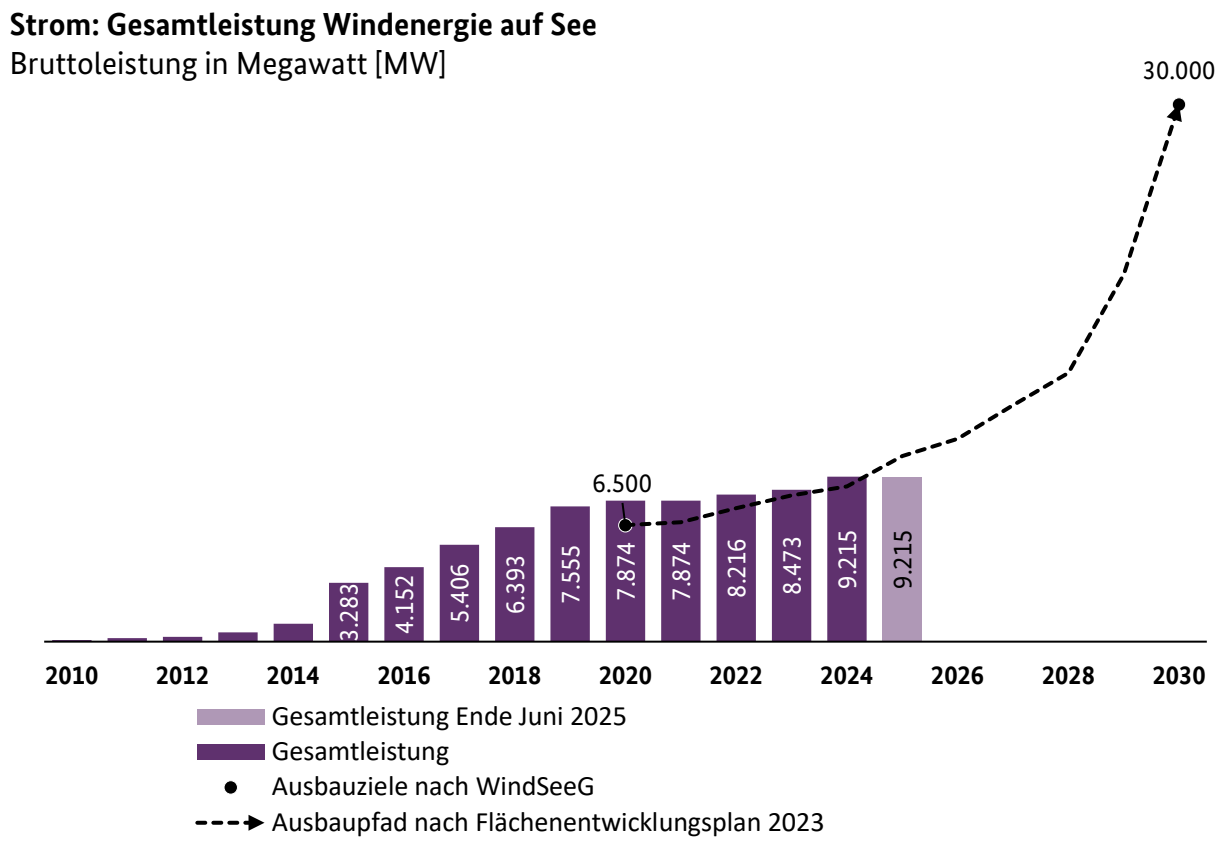


Abbildung 15: Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen auf See

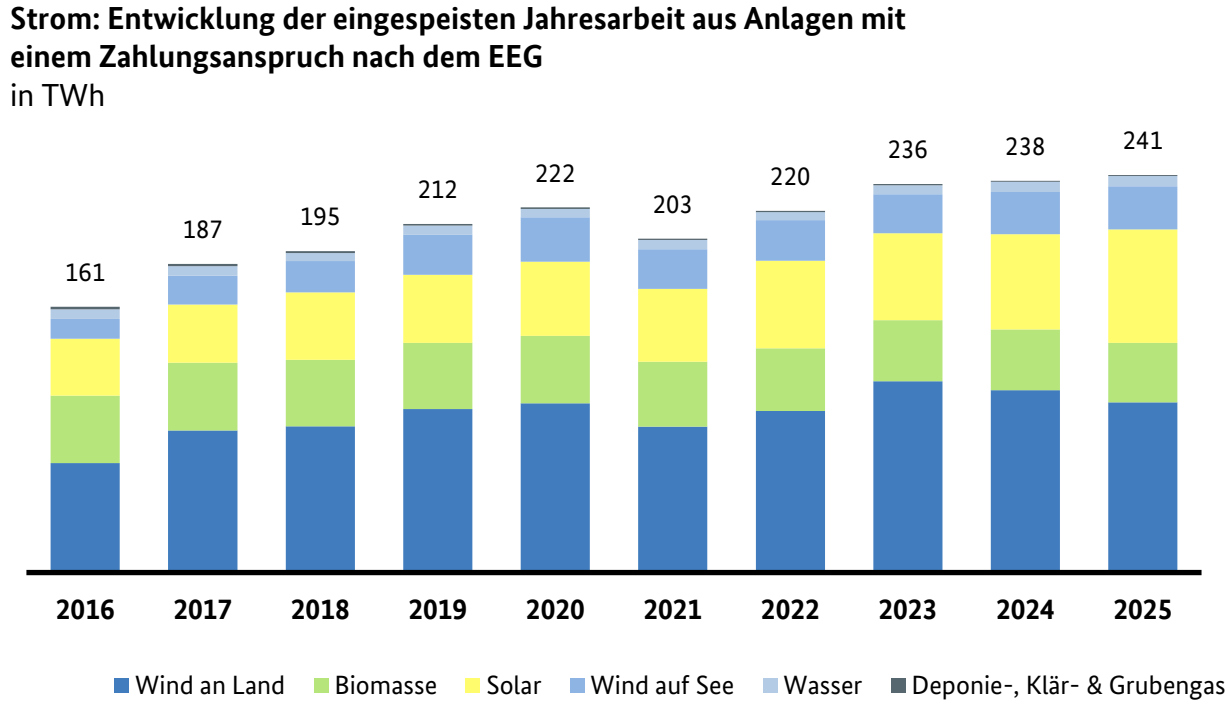


Abbildung 16: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG

Strom: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2024	Gesamt 31. Dezember 2025	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2024
	in GWh	in GWh	in Prozent
Wasserkraft	6.191	6.349	2,6%
Gase[1]	617	458	-25,8%
Biomasse	36.831	36.156	-1,8%
Geothermie	214	223	4,2%
Wind an Land	110.685	103.228	-6,7%
Wind auf See	25.677	26.167	1,9%
Solar	57.819	68.905	19,2%
Gesamt	238.034	241.486	1,5%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 15: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern

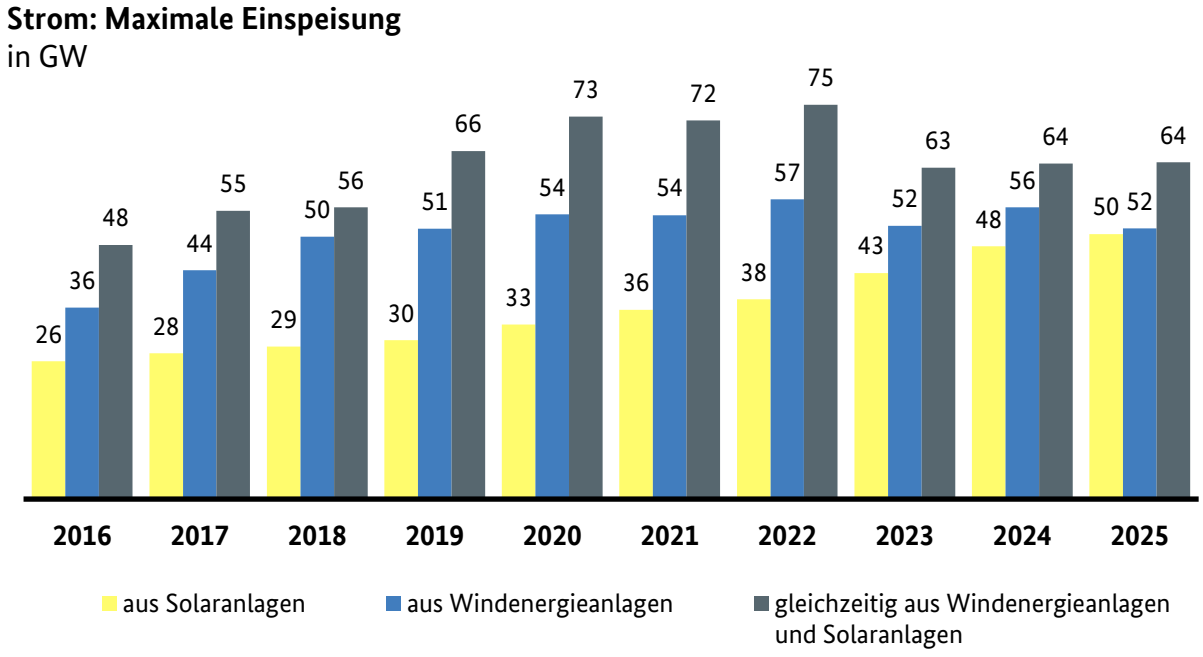


Abbildung 17: Maximale Einspeisung

Strom: Anteil der Vermarktungsformen an der eingespeisten Jahresarbeit
in Prozent

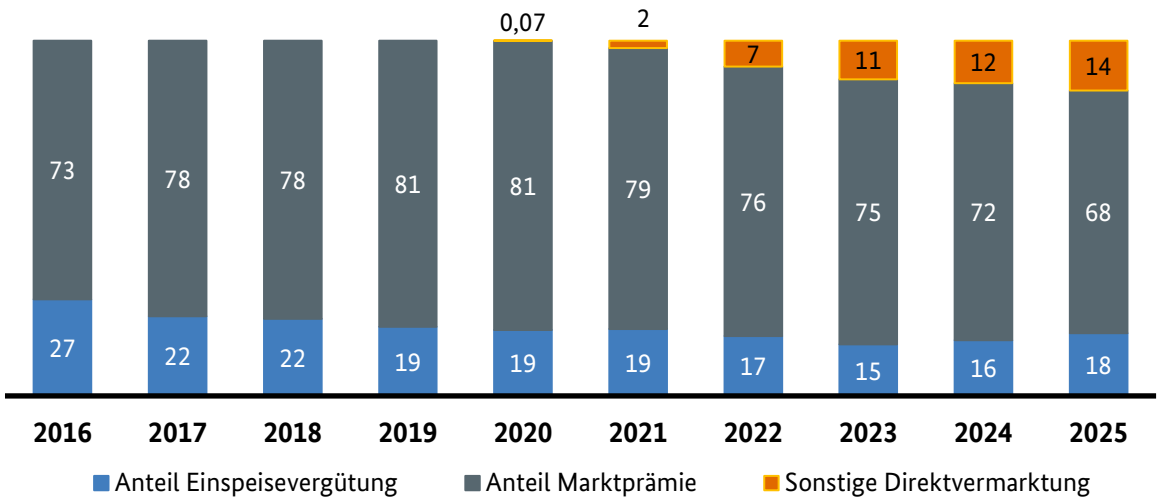


Abbildung 18: Anteil der Vermarktungsformen an der eingespeisten Jahresarbeit

Strom: Eingespeiste Jahresarbeit nach Vermarktungsform und Energieträger für das Jahr 2024

	alle in GWh	Einspeisevergütung		Marktprämie	
		in GWh	Anteil in Prozent	in GWh	Anteil in Prozent
Wasserkraft	6.349	810	13%	2.841	45%
Gase[1]	458	37	8%	94	21%
Biomasse	36.156	1.688	5%	31.076	86%
Geothermie	223	1	0%	222	100%
Wind an Land	103.228	1.067	1%	87.522	85%
Wind auf See	26.167	-	0%	19.190	73%
Solar	68.905	39.078	57%	23.942	35%
Gesamt	**241.486**	**42.681**	**18%**	**164.887**	**68%**

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 16: Eingespeiste Jahresarbeit nach Vermarktungsform und Energieträger für das Jahr 2025

Strom: Zahlungen nach Energieträgern

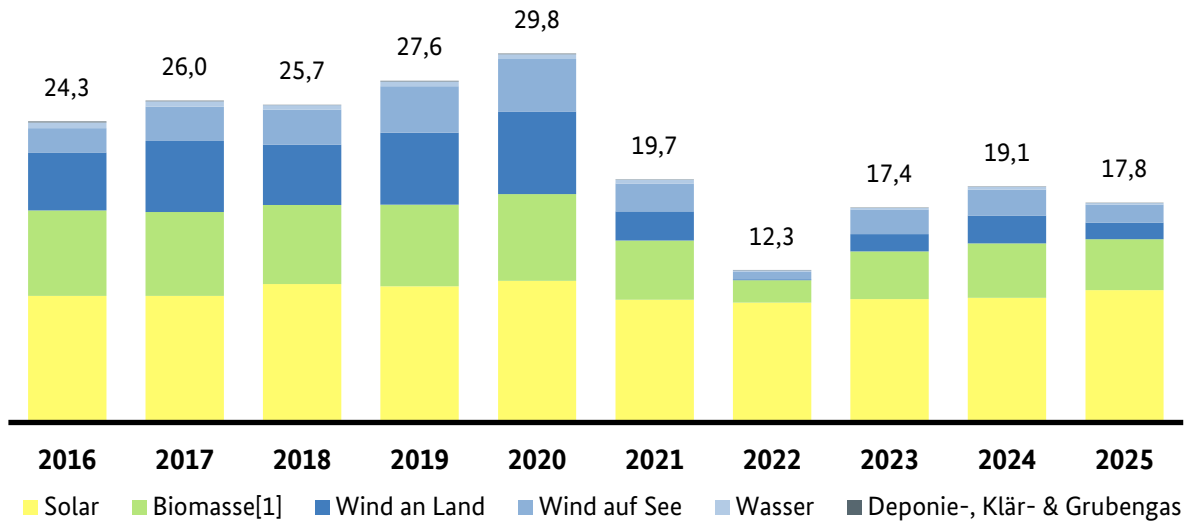
	Gesamt 31. Dezember 2024 in Mio. Euro	Gesamt 31. Dezember 2025 in Mio. Euro	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2024 in Prozent
Wasserkraft	213	139	-34,6%
Gase[1]	3	3	-22,7%
Biomasse[2]	4.382	4.095	-6,6%
Geothermie	36	35	-3,4%
Wind an Land	2.252	1.341	-40,5%
Wind auf See	2.103	1.453	-30,9%
Solar	10.083	10.704	6,2%
Gesamt	19.074	17.770	-6,8%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

[2] inklusive der Förderung der Flexibilität

Tabelle 17: Zahlungen nach Energieträgern

Strom: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträger
in Mrd. Euro



[1] inklusive der Förderung der Flexibilität

Abbildung 19: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträger

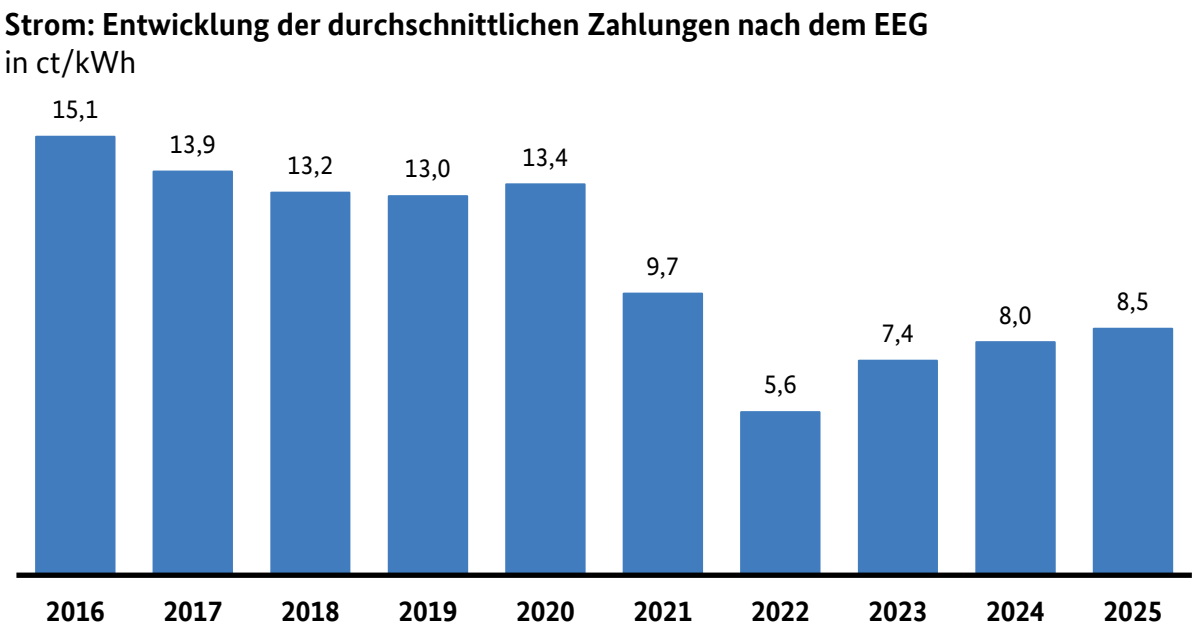


Abbildung 20: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG

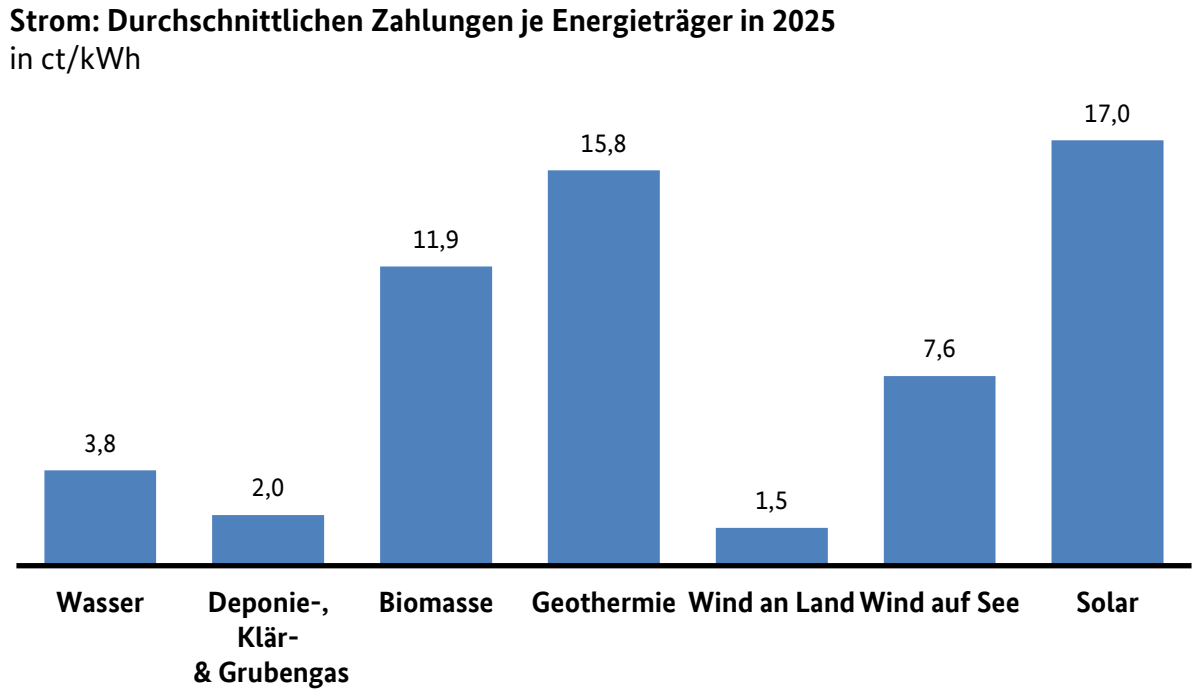


Abbildung 21: Durchschnittliche Zahlungen je Energieträger im Jahr 2025

Strom: Realisierungsraten für Solaranlagen aus den Solarausschreibungen des ersten Segments mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Gebotstermin	Realisierungsstand in %	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)
01.02.2019	91%	22.10.2021
01.03.2019	94%	06.12.2021
01.06.2019	93%	28.02.2022
01.10.2019	83%	27.06.2022
01.12.2019	104%	22.09.2022
01.02.2020	89%	26.10.2022
01.03.2020	75%	22.05.2023
01.06.2020	96%	22.05.2023
01.07.2020	62%	22.05.2023
01.09.2020	87%	07.06.2023
01.10.2020	88%	03.07.2023
01.12.2020	75%	28.08.2023
01.03.2021	85%	08.01.2024
01.06.2021	87%	16.04.2024
01.11.2021	85%	07.08.2024
01.03.2022	85%	19.12.2024
01.06.2022	79%	06.03.2025
01.11.2022	94%	13.08.2025
01.03.2023	100%	05.05.2025
01.07.2023	99%	25.08.2025
01.12.2023	97%	09.02.2026
01.03.2024	94%	21.05.2026
01.07.2024	88%	07.09.2026

Tabelle 18: Realisierungsraten für Solaranlagen aus den Solarausschreibungen des ersten Segments mit abgelaufenen Realisierungsfristen

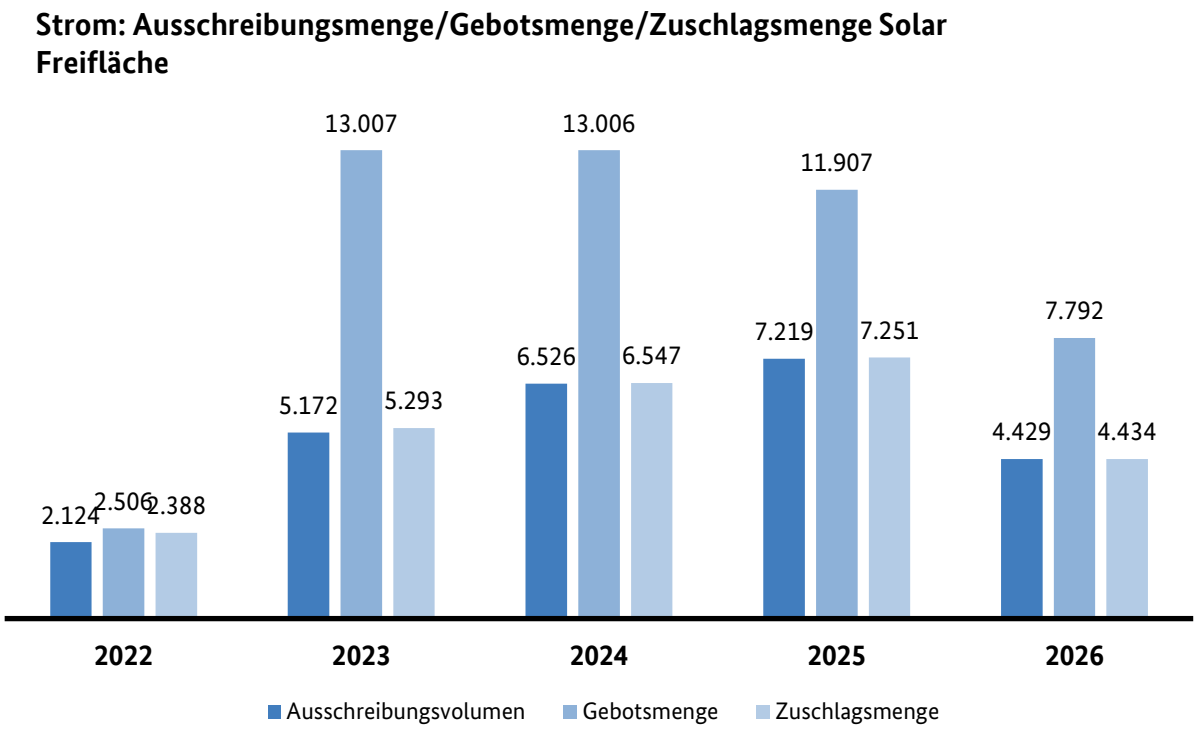


Abbildung 22: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Solar Freifläche

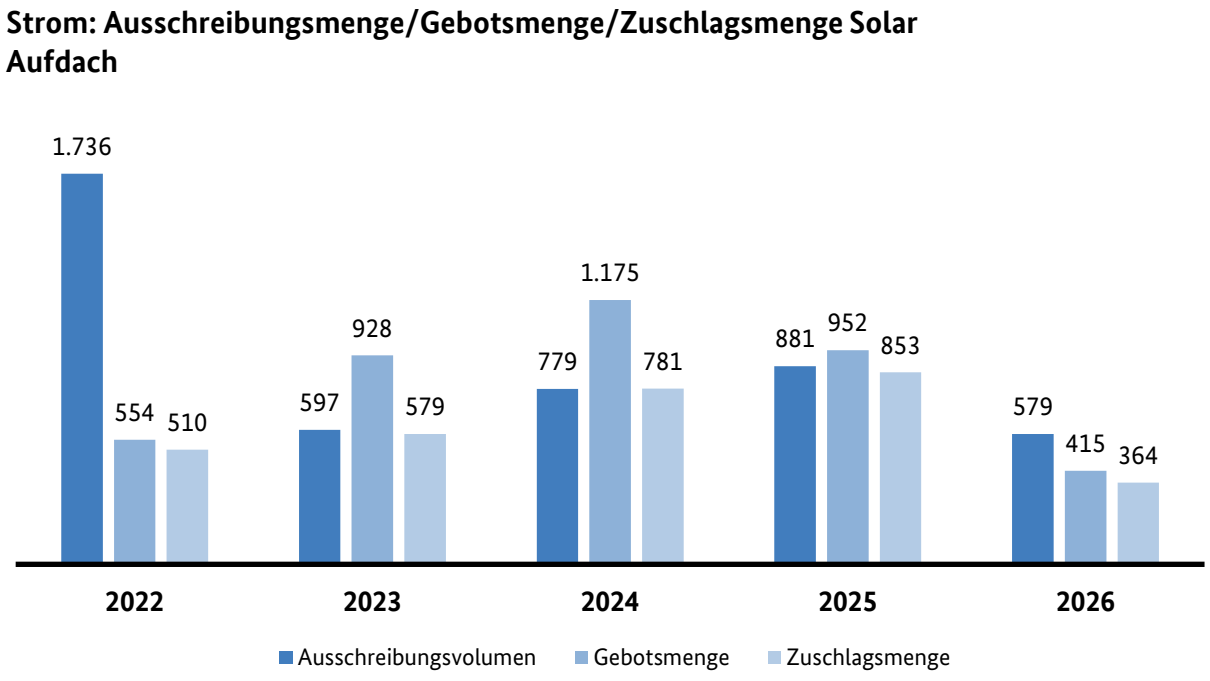


Abbildung 23: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Solar Aufdach

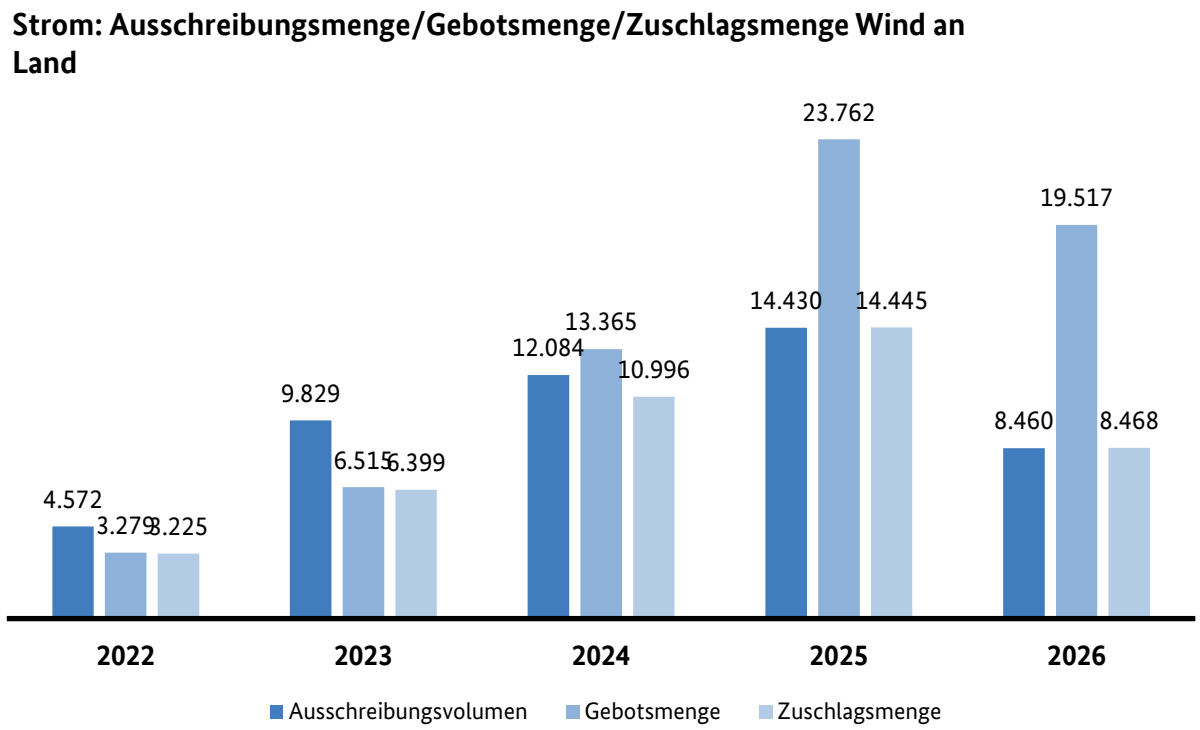


Abbildung 24: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Wind an Land

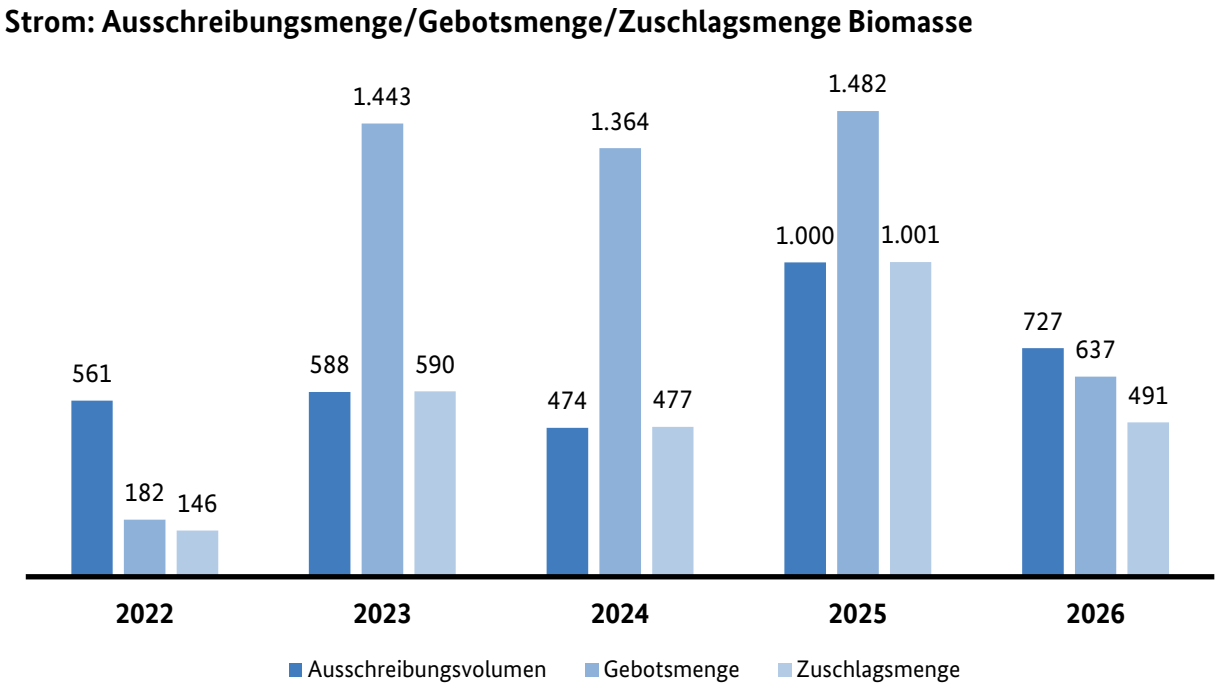


Abbildung 25: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Biomasse

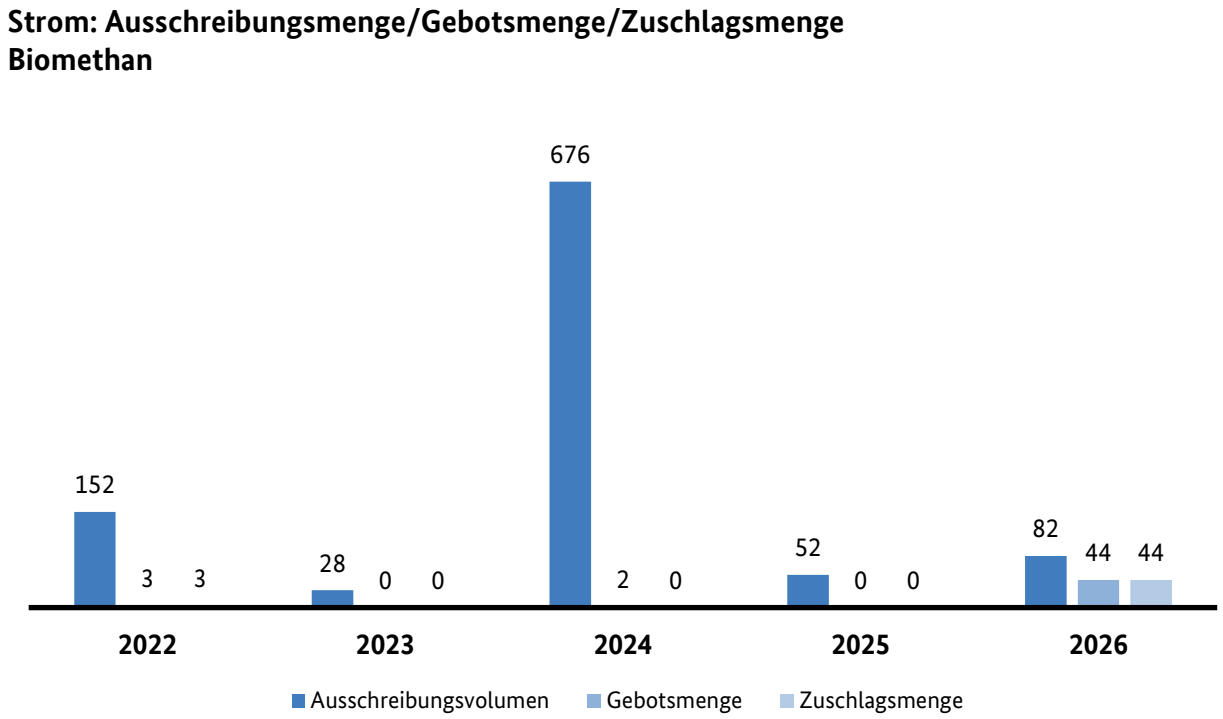


Abbildung 26: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Biomethan

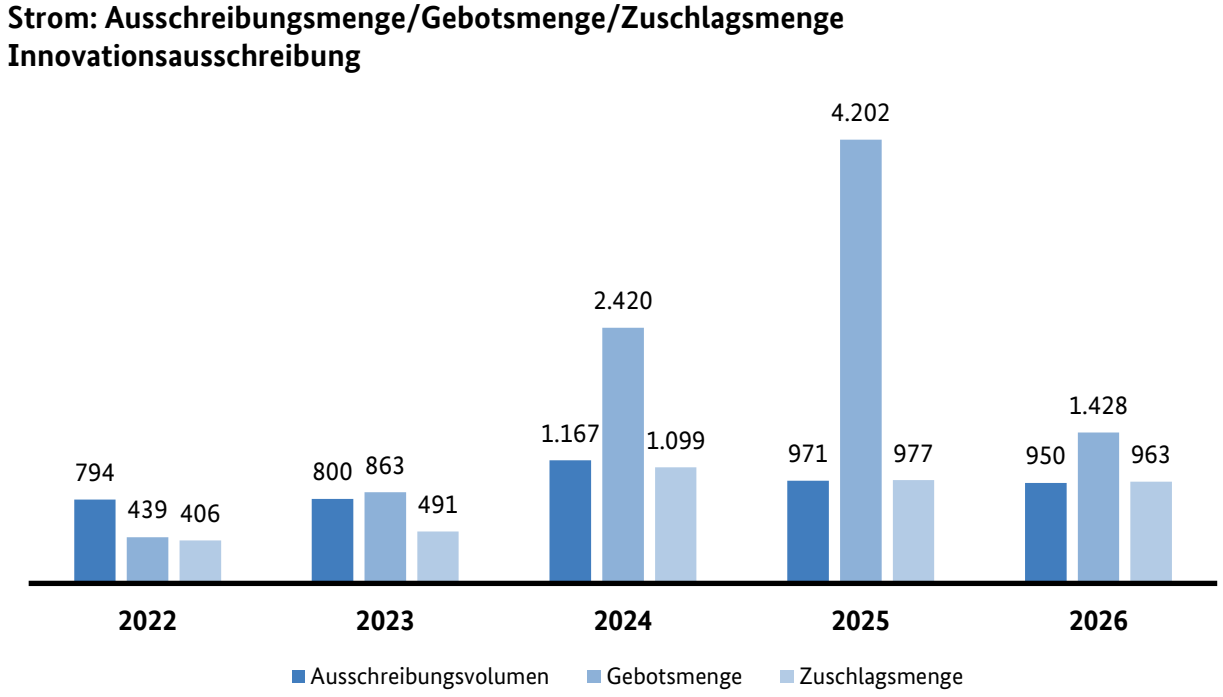


Abbildung 27: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Innovationsausschreibung

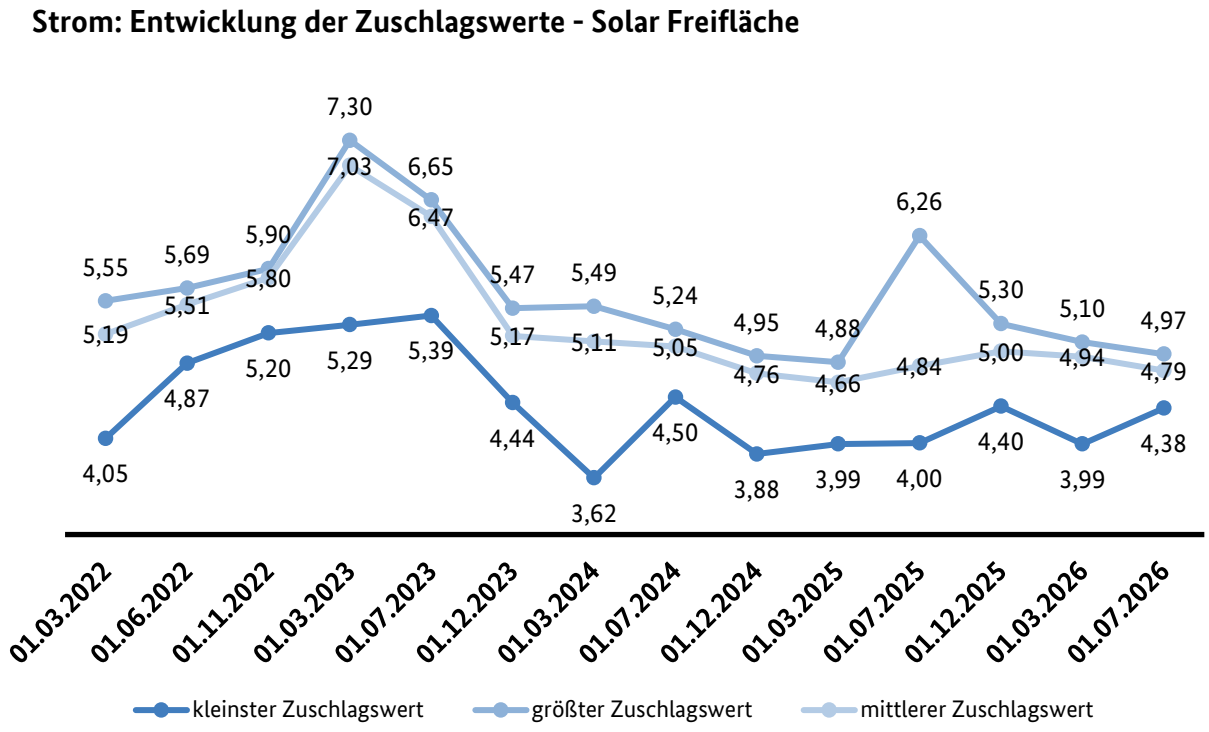


Abbildung 28: Entwicklung der Zuschlagwerte Solar Freifläche

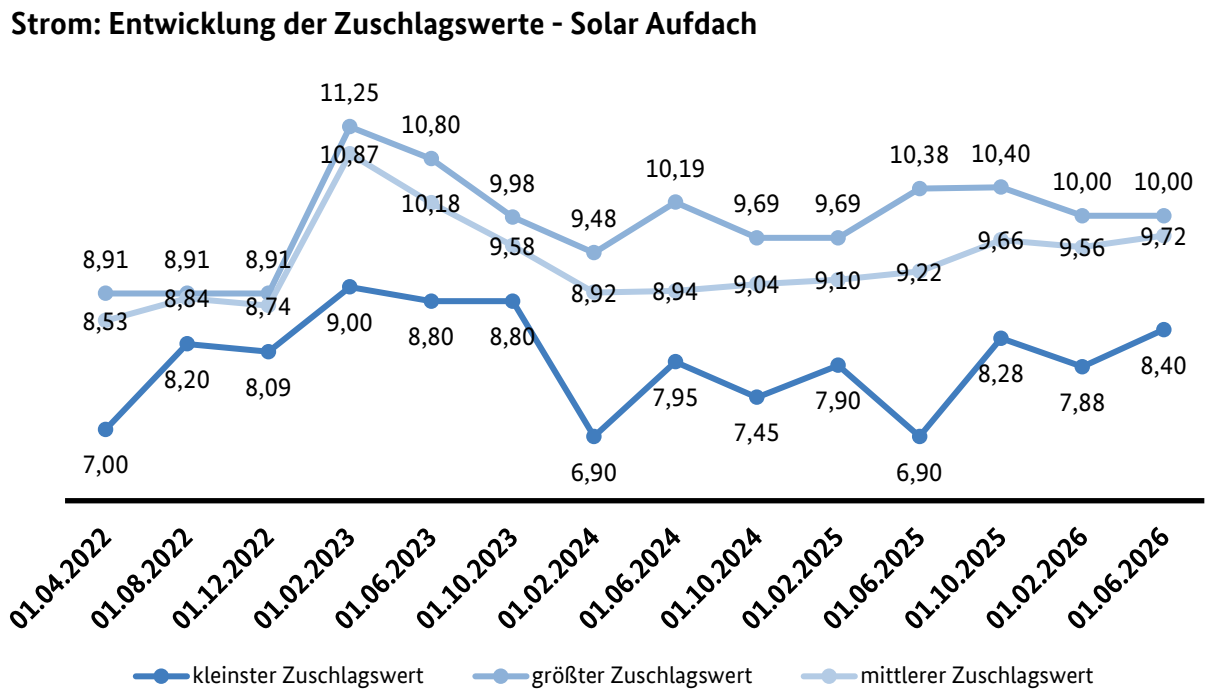


Abbildung 29 Entwicklung der Zuschlagwerte Solar Aufdach

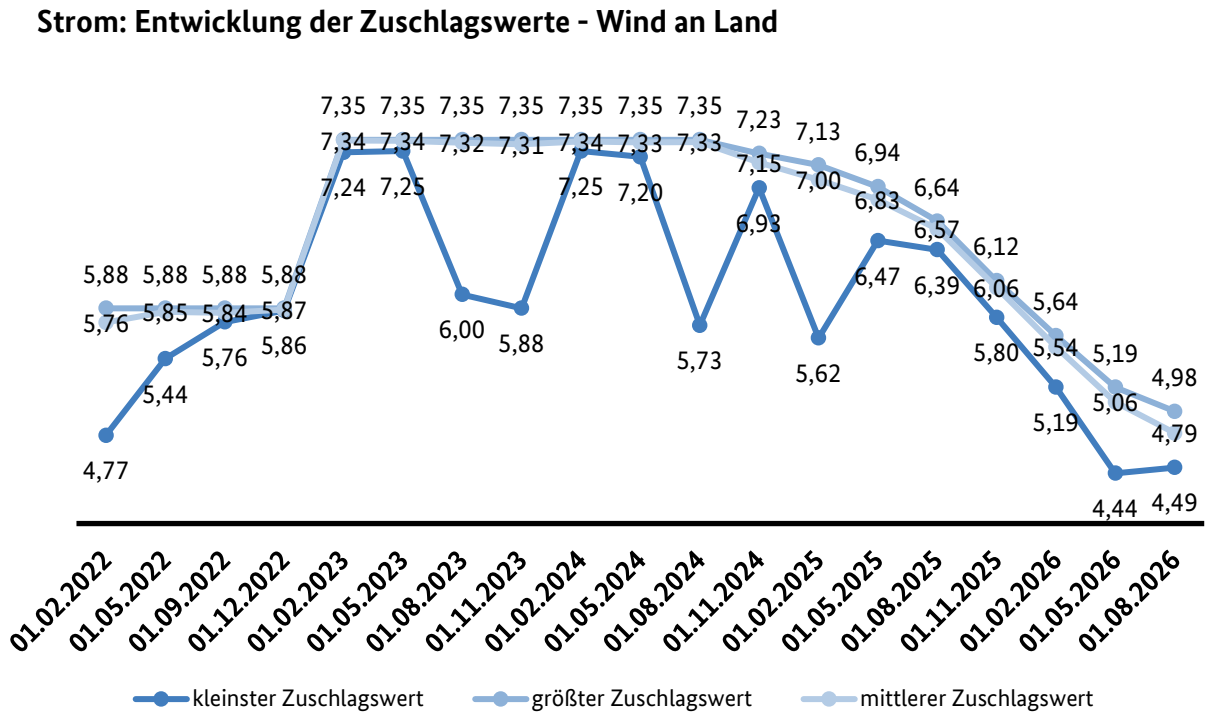


Abbildung 30: Entwicklung der Zuschlagwerte Wind

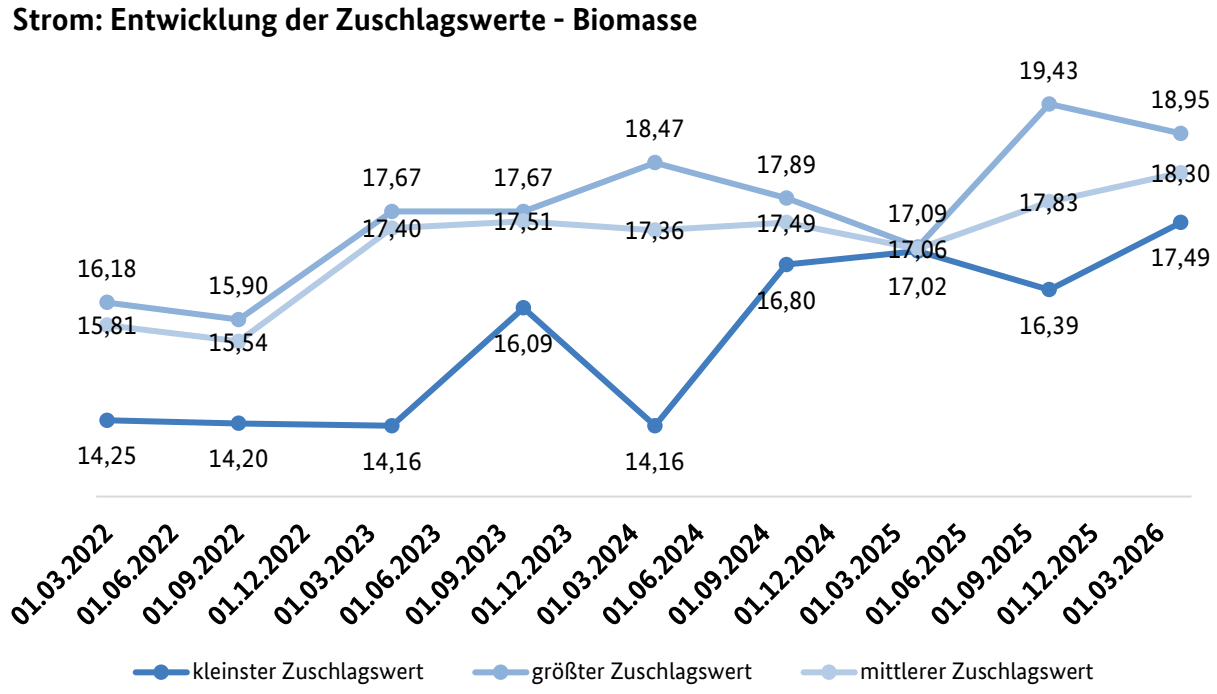


Abbildung 31: Entwicklung der Zuschlagwerte Biomasse

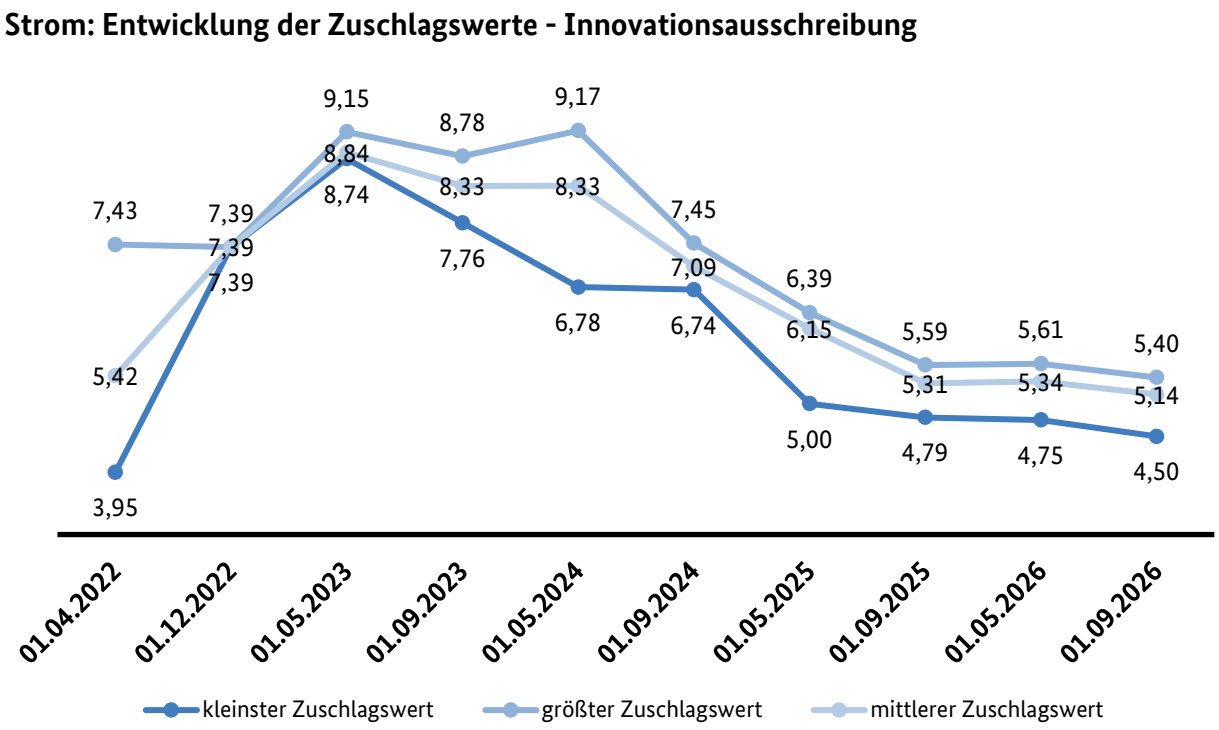


Abbildung 32: Entwicklung der Zuschlagwerte Innovationsausschreibung

Strom: Realisierungsraten für Windanlagen aus den Windausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Gebotstermin	Realisierungsstand in %	Frist zur Inbetriebnahme* (Ausschlussfrist)
01.02.2019	91%	23.08.2021
01.05.2019	95%	22.11.2021
01.08.2019	97%	16.02.2022
01.09.2019	95%	19.09.2022
01.10.2019	94%	25.10.2022
01.12.2019	96%	27.12.2022
01.02.2020	98%	27.02.2023
01.03.2020	99%	22.03.2023
01.06.2020	94%	22.03.2023
01.07.2020	97%	22.03.2023
01.09.2020	61%	11.04.2023
01.10.2020	95%	02.05.2023
01.12.2020	100%	28.06.2023
01.02.2021	82%	07.11.2023
01.05.2021	90%	21.12.2023
01.09.2021	91%	22.04.2024
01.02.2022	82%	17.03.2025
01.05.2022	75%	14.06.2025
01.09.2022	92%	20.10.2025
01.12.2022	91%	27.12.2025
01.02.2023	100%	09.03.2026
01.05.2023	97%	29.06.2026
01.08.2023	97%	15.09.2026

*Die Realisierungsfrist einzelner Zuschläge kann stark abweichen

Tabelle 19: Realisierungsraten für Windanlagen aus den Windausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen

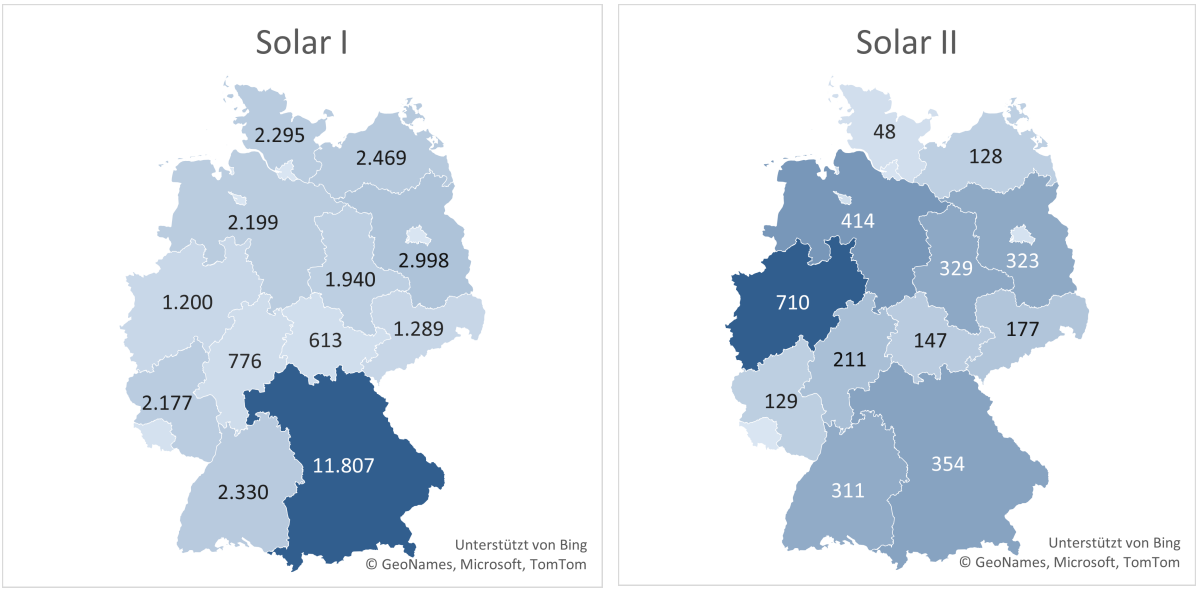
Strom: Realisierungsraten für Biomasseanlagen aus den Biomasseausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Gebotstermin	Realisierungsstand in %	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)
01.04.2019	94%	25.04.2022
01.11.2019	95%	02.01.2024
01.04.2020	99%	02.04.2024
01.11.2020	100%	01.07.2024
01.03.2021	98%	02.12.2024
01.09.2021	97%	02.05.2025
01.03.2022	97%	03.11.2025
01.09.2022	93%	04.05.2026

* Viele Anlagen sind noch nicht abschließend durch die Netzbetreiber geprüft worden. Dieser Wert wird sich in den nächsten Monaten noch verändern

Tabelle 20: Realisierungsraten für Biomasseanlagen aus den Biomasseausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Strom: Regionale Verteilung der Zuschlagsmengen aller abgeschlossenen Ausschreibungen nach dem EEG

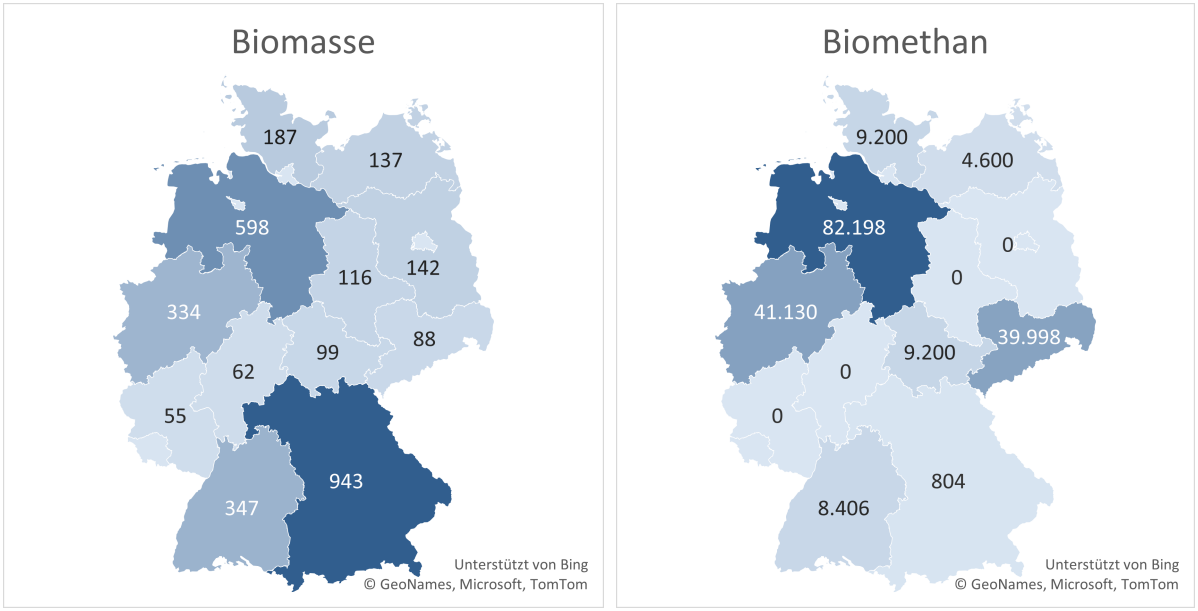


Saarland: 383 MW
Bremen: 19 MW
Berlin und Hamburg: 0 MW

Berlin: 28 MW
Bremen: 46 MW
Hamburg: 23 MW
Saarland: 13 MW

Abbildung 33: Regionale Verteilung der Zuschlagsmengen aller abgeschlossenen Ausschreibungen nach dem EEG - Solar

Strom: Regionale Verteilung der Zuschlagsmengen aller abgeschlossenen Ausschreibungen nach dem EEG

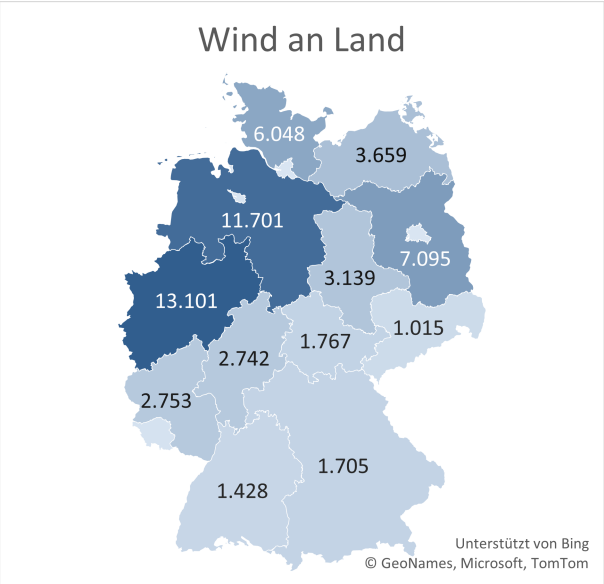


Saarland: 5 MW
Hamburg: 2 MW
Berlin und Bremen: 0 MW

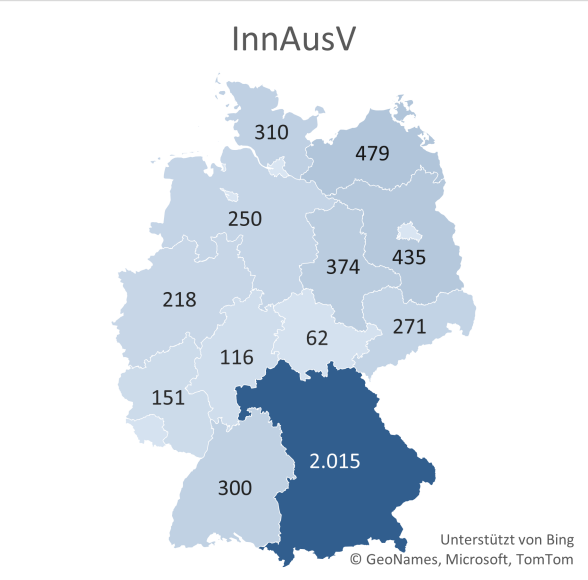
Berlin, Bremen, Hamburg und Saarland 0 MW

Abbildung 34: Regionale Verteilung der Zuschlagsmengen aller abgeschlossenen Ausschreibungen nach dem EEG - Biomasse und Biomethan

Strom: Regionale Verteilung der Zuschlagsmengen aller abgeschlossenen Ausschreibungen nach dem EEG



Berlin: 4 MW
Bremen: 21 MW
Hamburg: 8 MW
Saarland: 302 MW



Berlin, Bremen und Hamburg: 0 MW
Saarland: 46 MW

Abbildung 35: Regionale Verteilung der Zuschlagsmengen aller abgeschlossenen Ausschreibungen nach dem EEG - Wind an Land und Innovationsausschreibung

C. Netze

Stromnetze sind komplexe Systeme aus miteinander verbundenen elektrischen Leitungen, Schaltanlagen, Transformatoren und anderen Komponenten, die zur Übertragung (Übertragungsnetz) und Verteilung (Verteilernetz) elektrischer Energie von den Erzeugungsquellen zu den Verbrauchern dienen.

Die mit dem Stromnetz verbundenen Einspeise- bzw. Entnahmestellen entsprechen Marktlokationen (ehemals Zählpunkte) im Sinne der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV). In einer Marktlokation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktlokation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden und stellt einen Anknüpfungspunkt für Belieferung und Bilanzierung dar.

Stromnetze lassen sich in verschiedene Ebenen unterteilen, je nachdem, wie die elektrische Energie transportiert und verteilt wird. Diese Ebenen umfassen Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung. Während in dem Höchstspannungsnetz elektrische Energie über große Entfernung mit sehr hohen Spannungen (>380 kV) transportiert wird, liefern Niederspannungsnetze die elektrische Energie an Endverbraucher. Die Spannung wird auf ungefähr 230 / 400 Volt reduziert, um damit die Endverbraucher zu versorgen.

Für den Betrieb, die Wartung und die Überwachung des Übertragungs- und Verteilernetzes sind jeweils Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilernetzbetreiber (VNB) verantwortlich. An der Datenerhebung für das Monitoring 2025 haben sich die vier ÜNB, Baltic Cable, die TenneT Offshore-Beteiligungsgesellschaften sowie 813 VNB beteiligt.

1. Netzstrukturdaten

Strom: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Netzbetreiber in Deutschland

	2022	2023	2024	2025	2025	2026
Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung	4	4	4	4	4	4
Verteilernetzbetreiber (VNB)	865	866	866	851	851	842
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	782	783	782	767	767	758
davon VNB mit weniger als 30.000 angeschlossenen Kunden	664	667	662	643	643	634

Tabelle 21: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Netzbetreiber in Deutschland

Strom: Netzstrukturdaten 2025

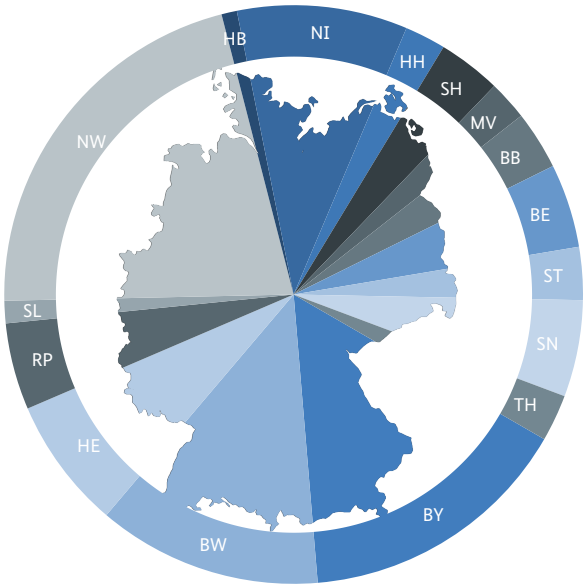
	ÜNB	VNB	Gesamtsumme ÜNB & VNB
Netzbetreiber (Anzahl)	4*	842**	846
Stromkreislänge (in Tsd. km)	38,9	1.937,4	1.976,3
davon Höchstspannung	38,4	0,2	38,6
davon Hochspannung	0,5	95,5	96,0
davon Mittelspannung		536,8	536,8
davon Niederspannung		1.304,9	1.304,9
Marktlokationen von Letztverbrauchern (in Tsd.)	0,3	52.822,8	52.823,1
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	0,3	3.501,6	3.501,9
davon Haushaltskunden		49.321,2	49.321,2
Jahreshöchstlast (in GW)			74,8

*Anzahl der ÜNB exkl. der Offshore-Beteiligungsgesellschaften und Baltic Cable AB.

** Gesamtanzahl der Verteilernetzbetreiber einschließlich der geschlossenen Verteilernetze

Tabelle 22: Netzstrukturdaten 2025

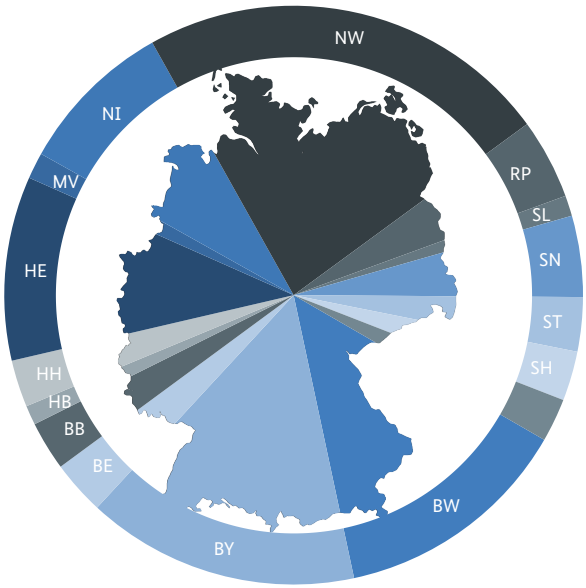
Strom: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2025
Anzahl in Mio.



Baden-Württemberg	6,66
Bayern	8,06
Berlin	2,49
Brandenburg	1,74
Bremen	0,44
Hamburg	1,21
Hessen	3,82
Mecklenburg-Vorpommern	1,17
Niedersachsen	4,91
Nordrhein-Westfalen	11,35
Rheinland-Pfalz	2,60
Saarland	0,66
Sachsen	2,88
Sachsen-Anhalt	1,55
Schleswig-Holstein	1,87
Thüringen	1,40

Abbildung 36: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2025

Strom: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2025
in TWh

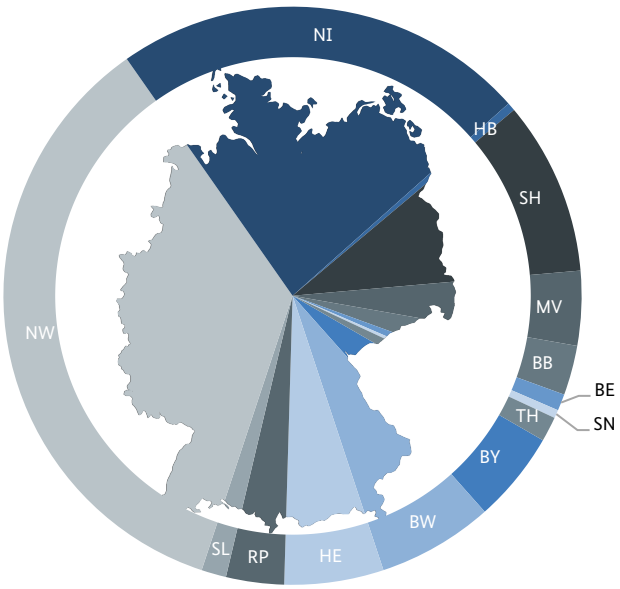


Baden-Württemberg	53,34
Bayern	61,02
Berlin	12,11
Brandenburg	10,99
Bremen	4,36
Hamburg	10,54
Hessen	41,20
Mecklenburg-Vorpommern	5,88
Niedersachsen	35,11
Nordrhein-Westfalen	92,37
Rheinland-Pfalz	18,00
Saarland	4,60
Sachsen	18,15
Sachsen-Anhalt	12,14
Schleswig-Holstein	11,09
Thüringen	9,73

Abbildung 37: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2025

Strom: Marktlokationen je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2025

Anzahl

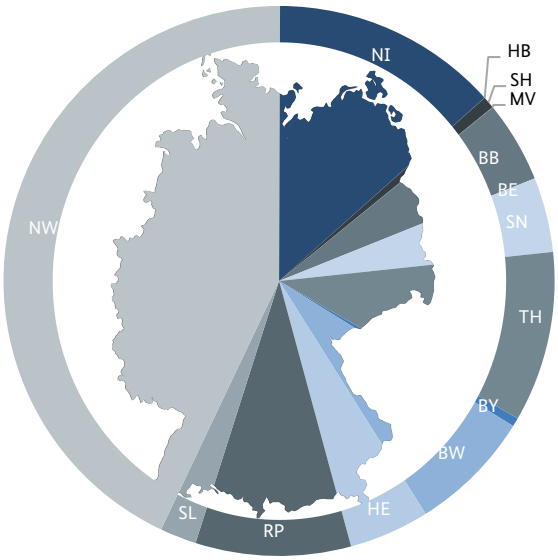


Baden-Württemberg	14
Bayern	12
Berlin	2
Brandenburg	6
Bremen	1
Hamburg	0
Hessen	17
Mecklenburg-Vorpommern	10
Niedersachsen	55
Nordrhein-Westfalen	102
Rheinland-Pfalz	13
Saarland	5
Sachsen	2
Sachsen-Anhalt	0
Schleswig-Holstein	22
Thüringen	3

Abbildung 38: Marktlokationen je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2025

Strom: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2025

in GWh



Baden-Württemberg	**2.459**
Bayern	**75**
Berlin	**1**
Brandenburg	**990**
Bremen	**-**
Hamburg	**-**
Hessen	**1.699**
Mecklenburg-Vorpommern	**13**
Niedersachsen	**3.848**
Nordrhein-Westfalen	**12.416**
Rheinland-Pfalz	**2.705**
Saarland	**496**
Sachsen	**1.566**
Sachsen-Anhalt	**-**
Schleswig-Holstein	**525**
Thüringen	**3.567**

Abbildung 39: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2025

Strom: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge in 2025
Anzahl und Verteilung

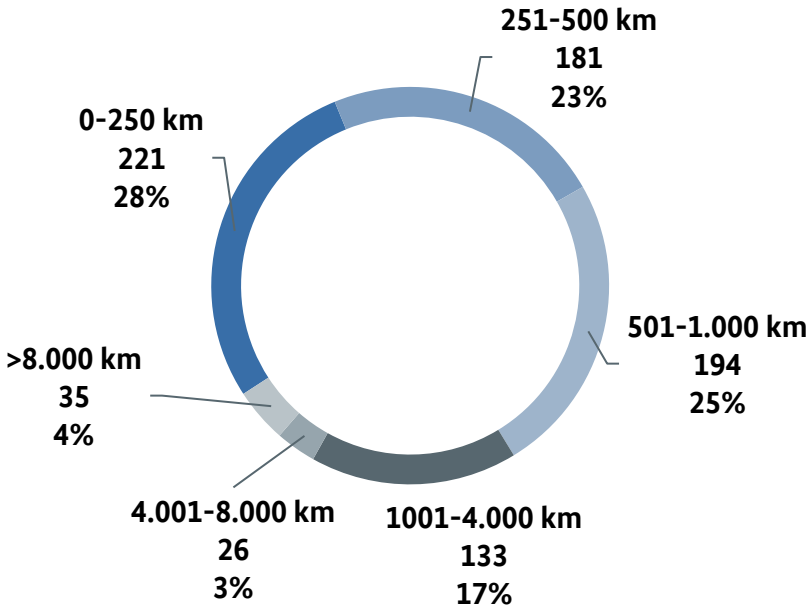


Abbildung 40: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge in 2025

Strom: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der Marktlokationen in 2025
Anzahl und Verteilung

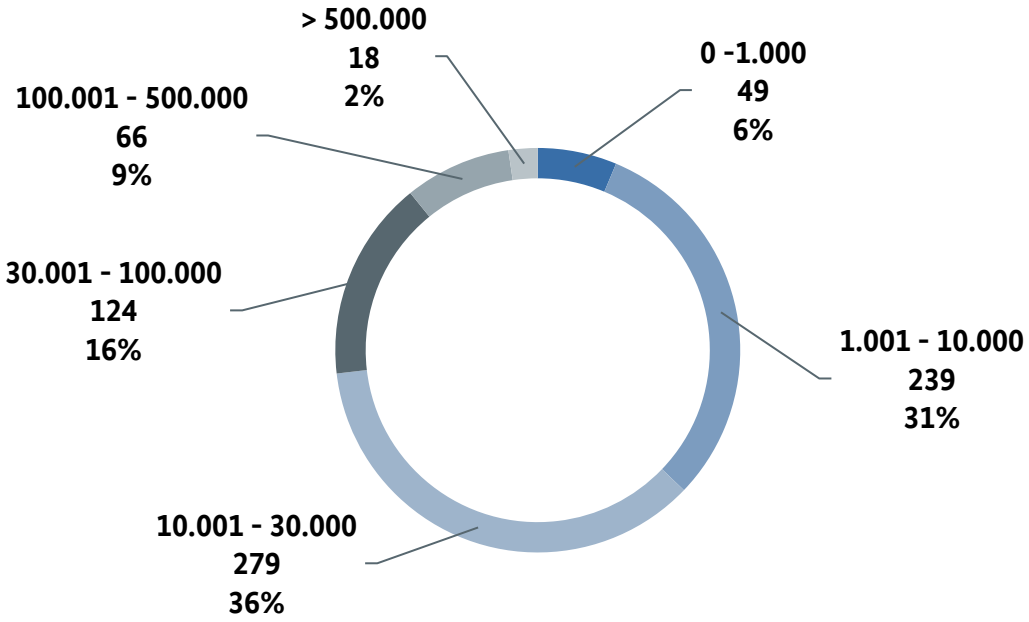


Abbildung 41: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der Marktlokationen in 2025

2. Investitionen

Um eine zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten, investieren Verteilernetzbetreiber sowie Übertragungsnetzbetreiber in den Ausbau und die Wartung der Stromnetze. Bei den Angaben zu den Investitionen handelt es sich um handelsrechtliche Werte aus den jeweiligen Bilanzen der Unternehmen. Die handelsrechtlichen Werte entsprechen den kalkulatorischen Werten, die nach der Systematik der ARegV in die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber einberechnet werden. Bei den Investitionen handelt es sich um die aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie den Wert neu gemieteter bzw. gepachteter Sachanlagen. Aufwendungen bestehen aus der Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen, die während des Lebenszyklus einer Anlage zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen.

Strom: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der ÜNB
in Mio. Euro

	2024	2025
Investitionen	**16.510**	**22.072**
für Neubau, Ausbau und Erweiterung ohne grenzüberschreitende Verbindungen	15.288	20.971
für Neubau, Ausbau und Erweiterung grenzüberschreitender Verbindungen	508	497
in Erhalt und Erneuerung ohne grenzüberschreitende Verbindungen	682	589
in Erhalt und Erneuerung für grenzüberschreitende Verbindungen	32	15
Aufwendungen	**776**	**977**
ohne grenzüberschreitende Verbindungen	767	968
für grenzüberschreitende Verbindungen	9	9
Gesamt	**17.286**	**23.049**

Tabelle 23: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der ÜNB

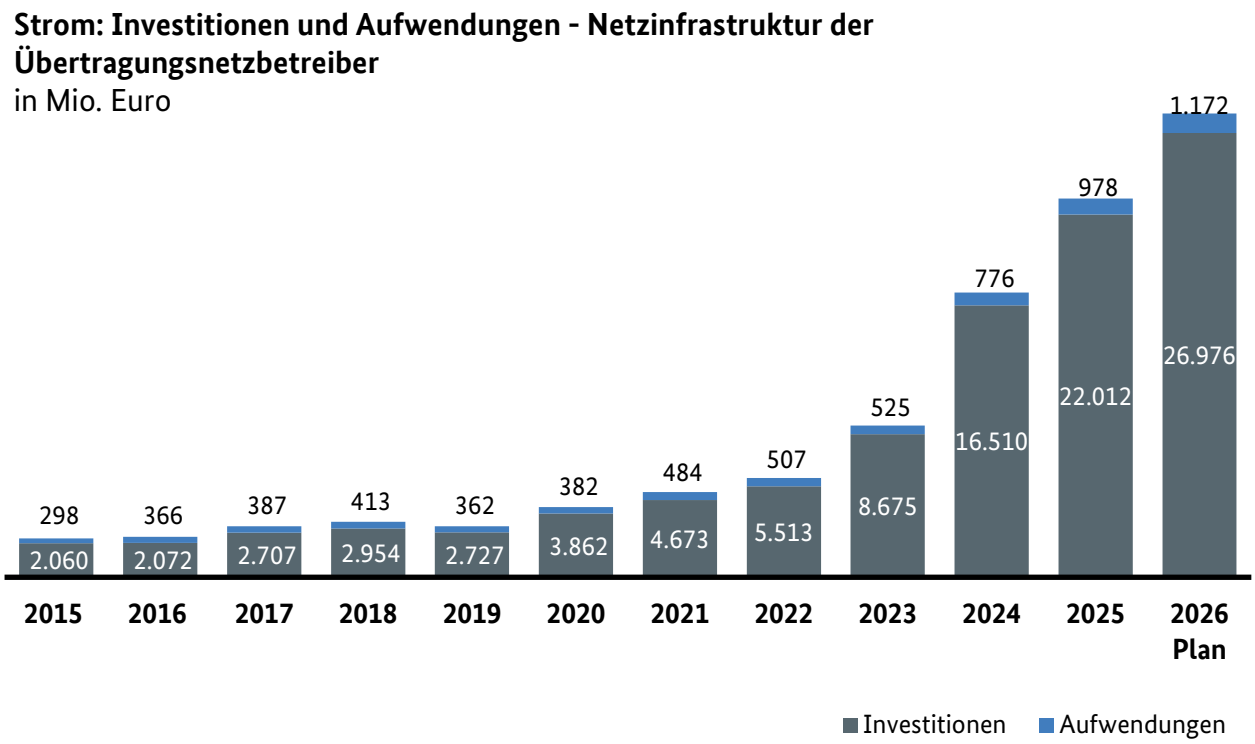


Abbildung 42: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der Übertragungsnetzbetreiber

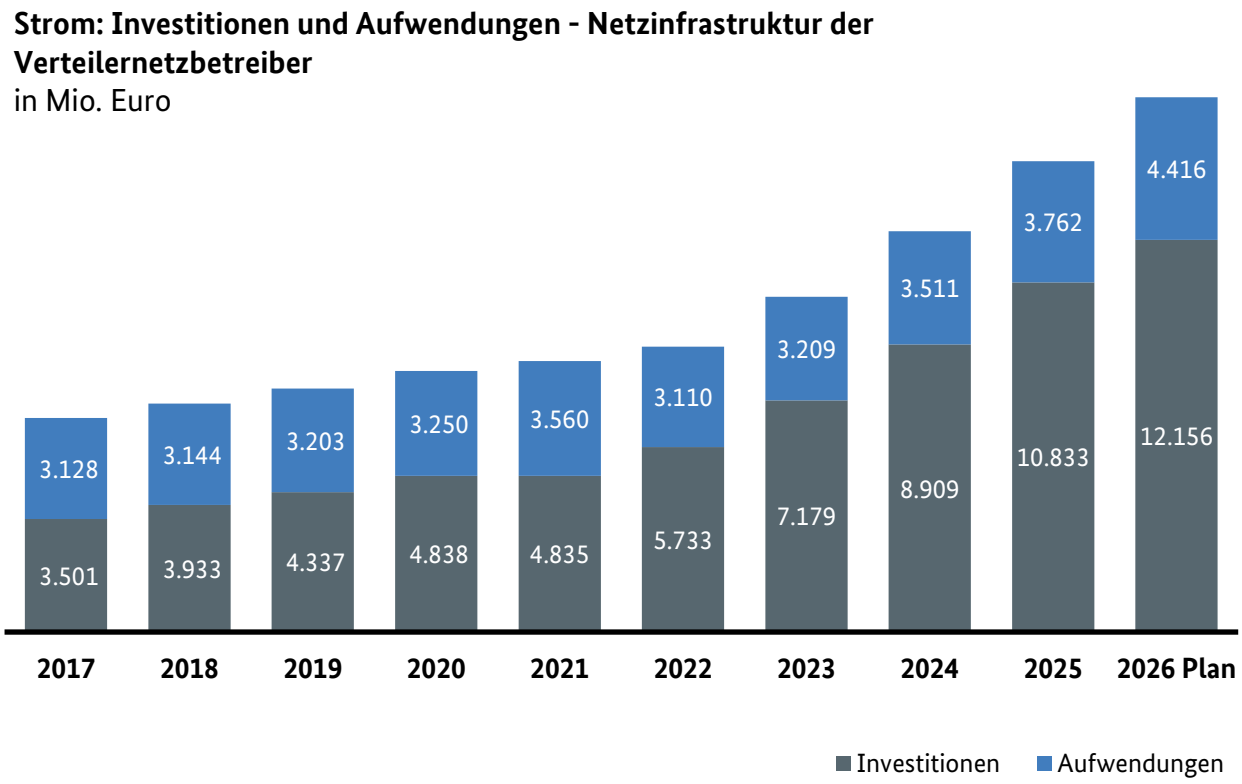


Abbildung 43: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber

Strom: Verteilernetzbetreiber nach Investitions- und Aufwendungssummen in 2025
Anzahl und Volumen in Mio. Euro

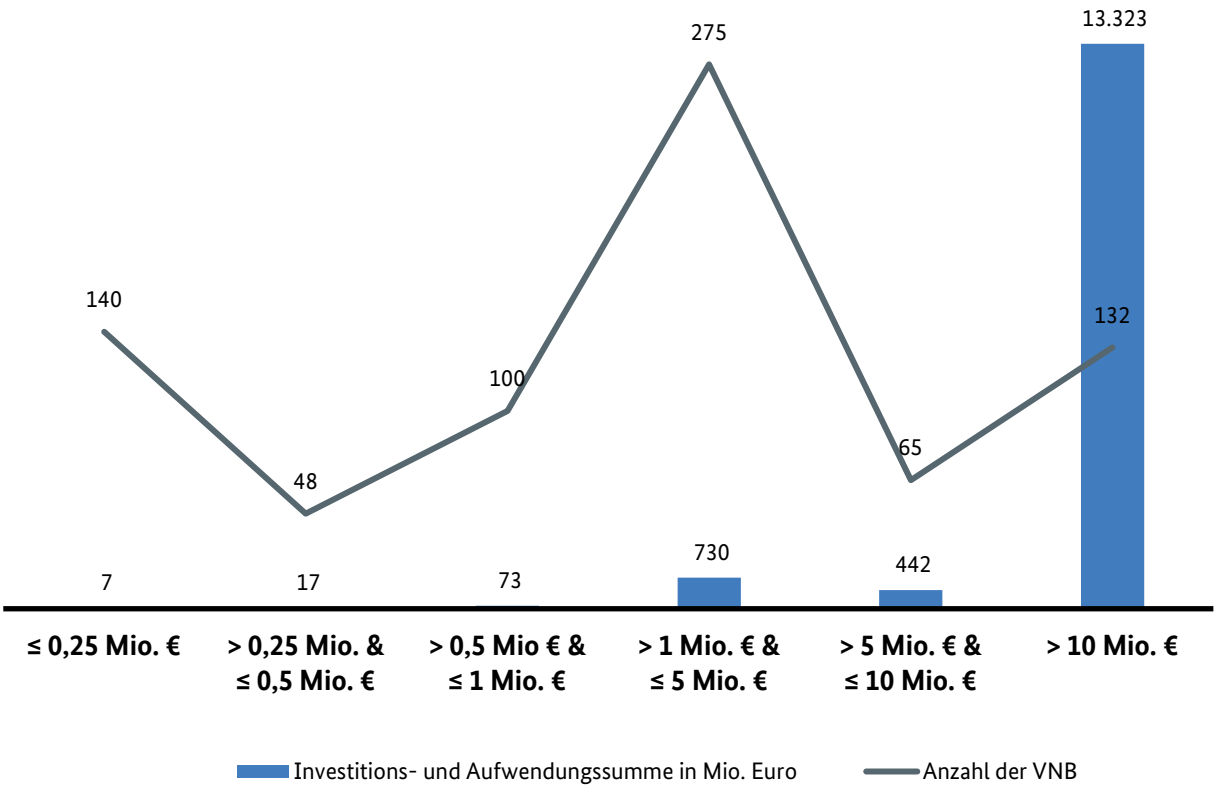


Abbildung 44: Verteilernetzbetreiber nach Investitions- und Aufwendungssummen in 2025

3. Netzentgelte

Netzentgelte sind ein Bestandteil des Endkundenpreises. Sie müssen sowohl von Haushaltskunden als auch von Industrie- und Gewerbekunden gezahlt werden. Über die Netzentgelte werden die Kosten für das Stromnetz (z. B. Ausbau und Maßnahmen zur Systemsicherheit) auf den Letztverbraucher gewälzt. Die Höhe der Netzentgelte ist je nach Netzbetreiber und Region unterschiedlich. Die Ursachen dafür sind vielschichtig und hängen u. a. von folgenden Faktoren ab:

- Besiedlungsdichte: In dünn besiedelten Gebieten werden die Netzkosten auf wenige Netznutzer verteilt.
- Unterschiedlich hohe Kosten durch Netzausbau und den Anschluss erneuerbarer Erzeugungsanlagen. Hier setzt seit 2025 die Festlegung der BNetzA zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (BK8-24-001-A) an. Hiernach werden Regionen, die besondere Kostenbelastungen durch den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien tragen, ab 2025 entlastet. Die Kosten, die durch die Entlastung einzelner Regionen entstehen, werden bundesweit verteilt.

- Unterschiedlich hohe Kosten für Engpassmanagement.
- Alter der Netze: Ältere Netze mit geringen Restwerten führen zu geringeren Netzkosten als neue Netze.
- Auslastung der Netze.
- Qualität der Versorgung: Diese hat über das Qualitätselement einen direkten Einfluss auf die Erlösobergrenze.

Die Ermittlung der Netzentgelte für Deutschland erfolgt in drei wesentlichen Schritten:

Bestimmung der Netzkosten
Die Kostenbasis für die Netzentgelte wird in Regulierungsperioden von fünf Jahren festgelegt. Die Regulierungsbehörde prüft die Kosten der Netzbetreiber nach den Grundsätzen der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und auf Basis des jeweils testierten Jahresabschlusses im Basisjahr. Die vierte Regulierungsperiode Strom (2024-2028) basiert auf den Kosten des Basisjahres 2021.

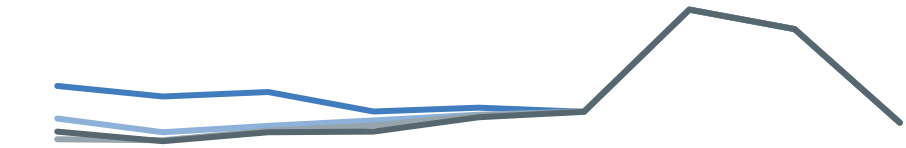
Ermittlung der zulässigen Erlöse
Die anerkannten Netzkosten werden gemäß den Vorgaben der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) in eine Erlösobergrenze überführt. Diese legt fest, wie viele Einnahmen Netzbetreiber in einer Regulierungsperiode erzielen dürfen. Neben den anerkannten Kosten beeinflussen Effizienzprüfungen und verschiedene weitere Faktoren, wie z.B. nicht beeinflussbare Kosten, der Verbraucherpreisindex und der Kapitalkostenaufschlag, die Erlösobergrenze.

Bildung der Netzentgelte
Die Netzbetreiber ermitteln die Netzentgelte nach den Vorgaben der StromNEV. Dazu werden die zulässigen Erlöse möglichst verursachungsgerecht den verschiedenen Netz- und Umspannebenen zugeordnet. Anschließend werden unter Berücksichtigung der zugeschriebenen Kosten und der zeitgleichen Jahreshöchstlast die jahresspezifischen Kosten je Ebene (in Euro/kW) beginnend mit der höchsten betriebenen Netz- oder Umspannebene ermittelt. Bei den leistungsgemessenen Kunden werden diese spezifischen Kosten je Ebene in vier Entgeltpositionen überführt (je ein Arbeits- und Leistungspreis für bis zu und für mehr als 2.500 Jahresbenutzungsstunden). Dabei werden Annahmen zum Verursachungsbeitrag eines Letztverbrauchers zu den Netzkosten getroffen. Für nicht leistungsgemessene Kunden wird ein Arbeits- und in der Regel ein Grundpreis festgelegt.

Auf Basis erwarteter Absatzmengen und der ermittelten Entgelte werden die erwarteten Erlöse der Ebene bestimmt. Die Differenz zwischen zugeordneten Kosten und erwarteten Erlösen einer Ebene wird als Wälzungsbetrag in die nächsttiefere Ebene weitergegeben. Dies setzt sich bis zur Niederspannungsebene fort, die dann die ihr zugeordneten Kosten komplett decken muss. Die Netzbetreiber veröffentlichen ihre Netzentgelte jährlich vorläufig im Oktober für das Folgejahr und endgültig im Januar des Geltungsjahres. Die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur hat gemäß § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 21 Abs. 3 EnWG

ein Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) unter dem Geschäftszeichen GBK-25-01-1#3 am 12.05.2025 eröffnet. Ein zentrales Ziel von AgNes ist es, das bestehende System der Netzentgelte Strom in Deutschland zukunftsfähig an die Erfordernisse der Energiewende anzupassen. Angesichts des ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien, der zunehmenden Dezentralisierung der Stromerzeugung und des steigenden Bedarfs an Flexibilität im Netz steht das aktuelle Entgeltsystem vor erheblichen Herausforderungen. Mit Geltung ab dem Jahr 2029 wird die AgNes-Festlegung die Vorgaben aus der StromNEV zur Bildung der Netzentgelte ablösen.

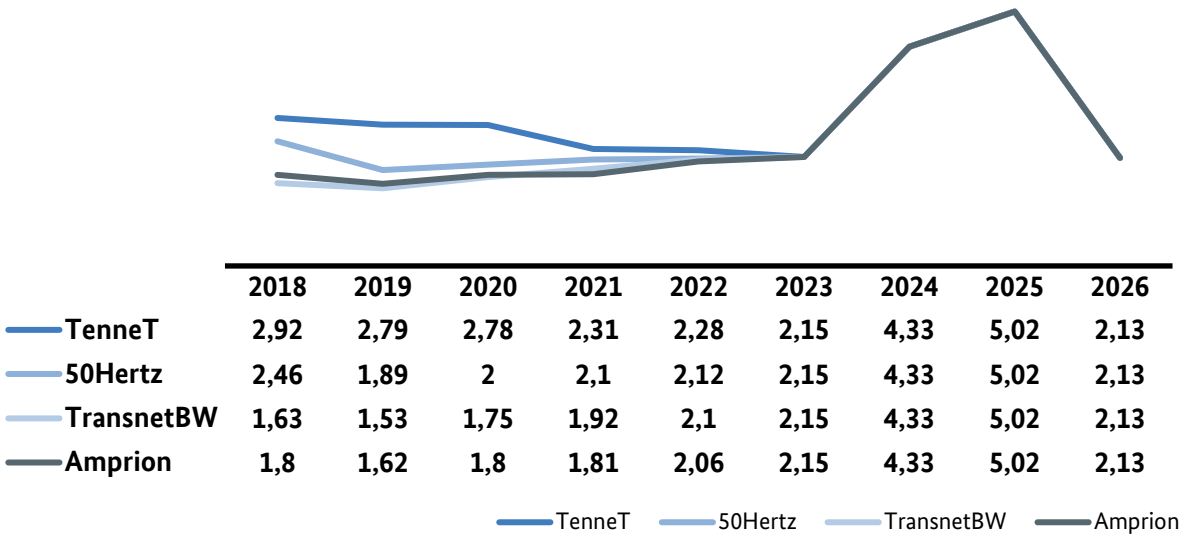
Strom: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte: große Industriekunden Höchstspannungsebene
in ct/kWh



	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
TenneT	0,70	0,63	0,66	0,54	0,56	0,54	1,17	1,05	0,47
50Hertz	0,50	0,41	0,45	0,48	0,52	0,54	1,17	1,05	0,47
TransnetBW	0,37	0,36	0,42	0,45	0,52	0,54	1,17	1,05	0,47
Amprion	0,41	0,35	0,41	0,42	0,50	0,54	1,17	1,05	0,47

Abbildung 45: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte [betrachteter Durchschnittsfall: großer Industriekunde mit 4.500 Benutzungsstunden, angeschlossen an der Höchstspannungsebene des Übertragungsnetzes, durchschnittliche Netzentgeltermäßigung gem. § 19 Abs. 2 StromNEV i.H

Strom: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte: Beispielhafter Verteilnetzbetreiber Umspannebene Höchst- zu Hochspannung
in ct/kWh



	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
TenneT	2,92	2,79	2,78	2,31	2,28	2,15	4,33	5,02	2,13
50Hertz	2,46	1,89	2	2,1	2,12	2,15	4,33	5,02	2,13
TransnetBW	1,63	1,53	1,75	1,92	2,1	2,15	4,33	5,02	2,13
Amprion	1,8	1,62	1,8	1,81	2,06	2,15	4,33	5,02	2,13

Abbildung 46: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte [betrachteter Beispielsfall: Verteilernetzbetreiber mit 4.500 Benutzungsstunden, angeschlossen an der Umspannebene Höchst- zu Hochspannung des Übertragungsnetzes.]

Strom: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten Nettonetzentgeltes für Haushalts-, Gewerbe und Industriekunden
in ct/kWh

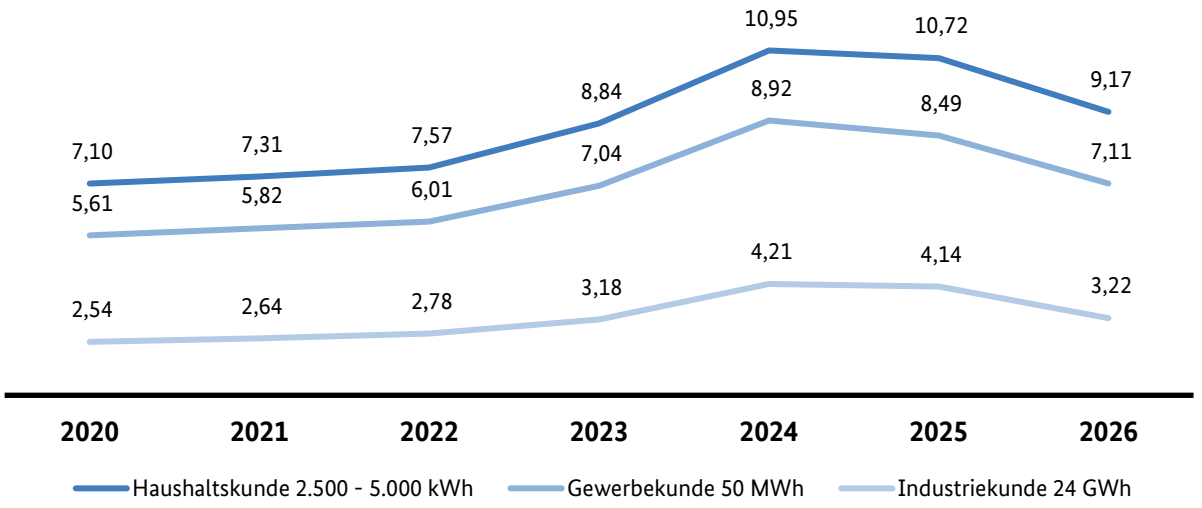


Abbildung 47: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten Nettonetzentgeltes für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden gemäß Angaben der Netzbetreiber

Strom: Grundpreis Netzentgelte
in Euro/Jahr

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Durchschnittlicher Grundpreis	52[2]	57[2]	58[2]	66[2]	75[2]	73[2]	79[2]
Maximaler Grundpreis	105	105	105	120	160	200	200
Minimaler Grundpreis [1]	8	8	9	7	10	12	8
VNB ohne Grundpreis (Anzahl)	40	31	30	40	24	23	33

[1] Minimaler Grundpreis, von den VNB, die einen Grundpreis erheben.
[2] Der Grundpreis wurde mit den Abgabemengen der VNB gewichtet.

Tabelle 24: Grundpreis Netzentgelte

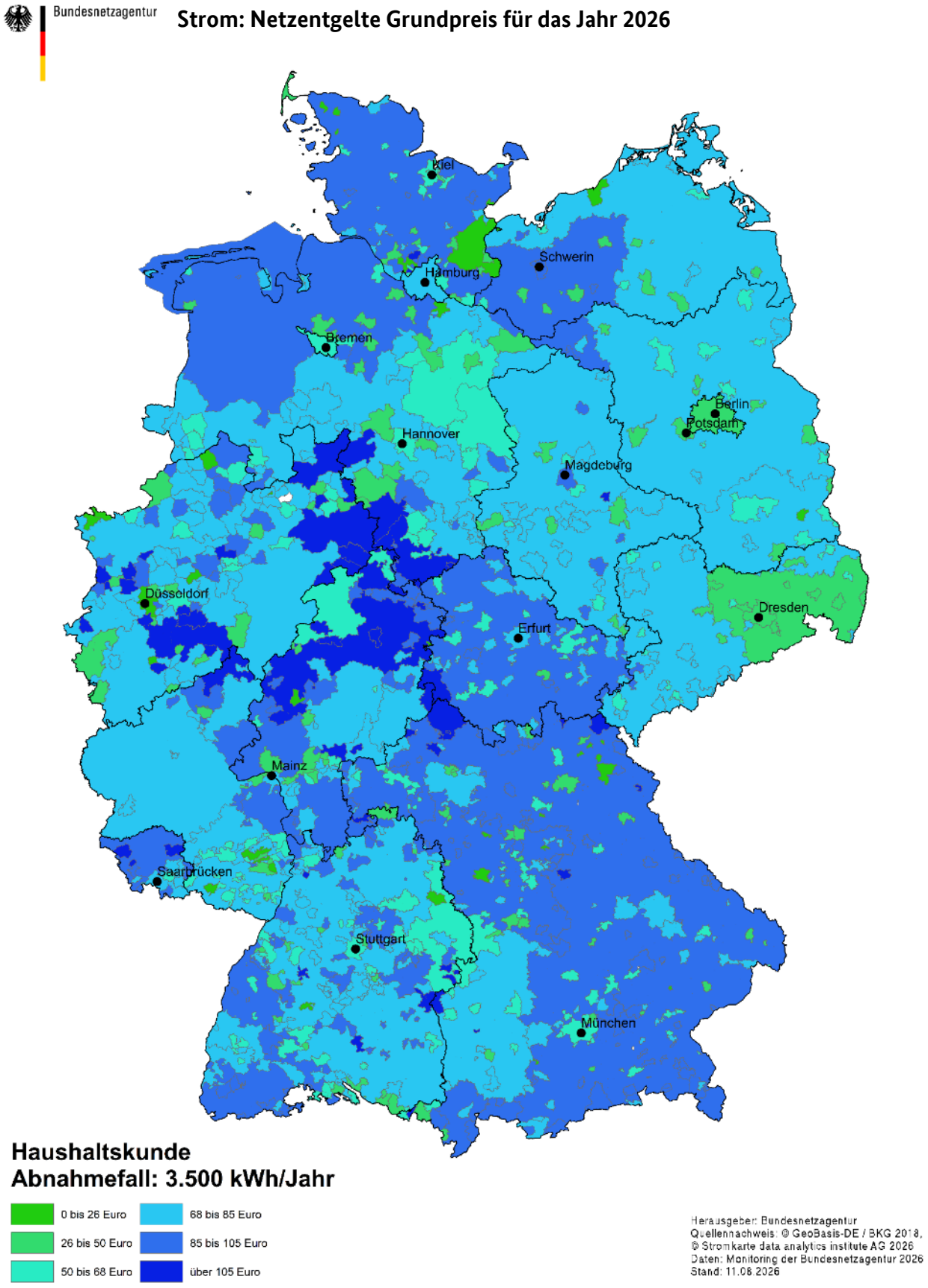


Abbildung 48: Netzentgelt Grundpreis 2026

Strom: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2026
in ct/kWh

Bundesland	Mengengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Hamburg	11,76	6,11	11,76	5
Rheinland-Pfalz	10,03	6,77	16,12	50
Baden-Württemberg	9,95	6,18	19,93	117
Saarland	9,93	7,35	13,64	16
Nordrhein-Westfalen	9,86	6,80	14,26	98
Hessen	9,45	6,80	15,95	56
Sachsen-Anhalt	9,44	2,92	12,29	31
Schleswig-Holstein	9,12	5,65	12,92	41
Niedersachsen	8,71	5,90	34,42	72
Sachsen	8,70	6,43	14,35	42
Thüringen	8,54	6,35	11,75	38
Berlin	8,42	7,66	10,54	7
Bayern	7,95	2,93	37,33	216
Brandenburg	7,90	6,11	13,05	31
Bremen	7,33	6,11	11,36	9
Mecklenburg-Vorpommern	7,29	5,43	10,67	22

* Als Gewichtungsgrundlage wurde die Abgabemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.
** Inklusive des Versorgungsgebietes der deutschen Enklave Büsingen innerhalb der Schweiz.

Tabelle 25: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2026

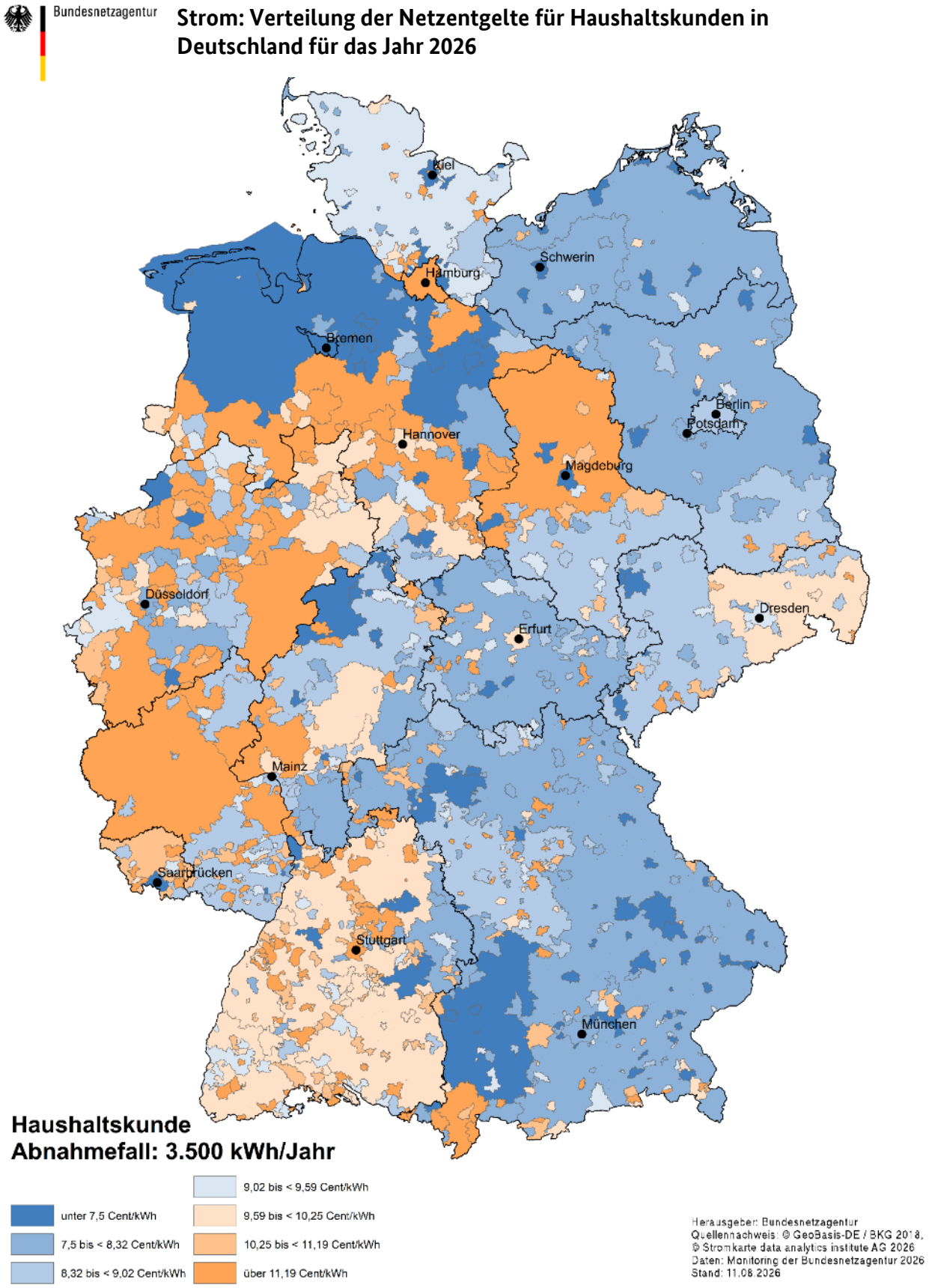


Abbildung 49: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2026

Strom: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2026
in ct/kWh

Bundesland	Mengengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Hamburg	9,79	3,40	9,84	5
Rheinland-Pfalz	8,05	4,50	14,39	50
Baden-Württemberg	7,81	4,24	17,57	117
Nordrhein-Westfalen	7,54	3,77	13,12	98
Berlin	7,53	5,62	8,11	7
Saarland	7,48	5,36	11,51	16
Hessen	7,32	4,41	15,05	56
Sachsen	7,29	4,44	12,89	42
Sachsen-Anhalt	6,99	1,00	9,75	31
Brandenburg	6,45	3,40	13,05	31
Thüringen	6,39	4,92	9,81	38
Schleswig-Holstein	6,26	4,21	12,92	41
Bremen	6,20	3,40	9,23	9
Niedersachsen	6,11	3,40	33,20	72
Bayern	6,01	0,82	34,51	216
Mecklenburg-Vorpommern	5,51	3,34	9,31	22

* Als Gewichtungsgrundlage wurde die Abgabemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.
** Inklusive des Versorgungsgebietes der deutschen Enklave Büsingen innerhalb der Schweiz

Tabelle 26: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2026

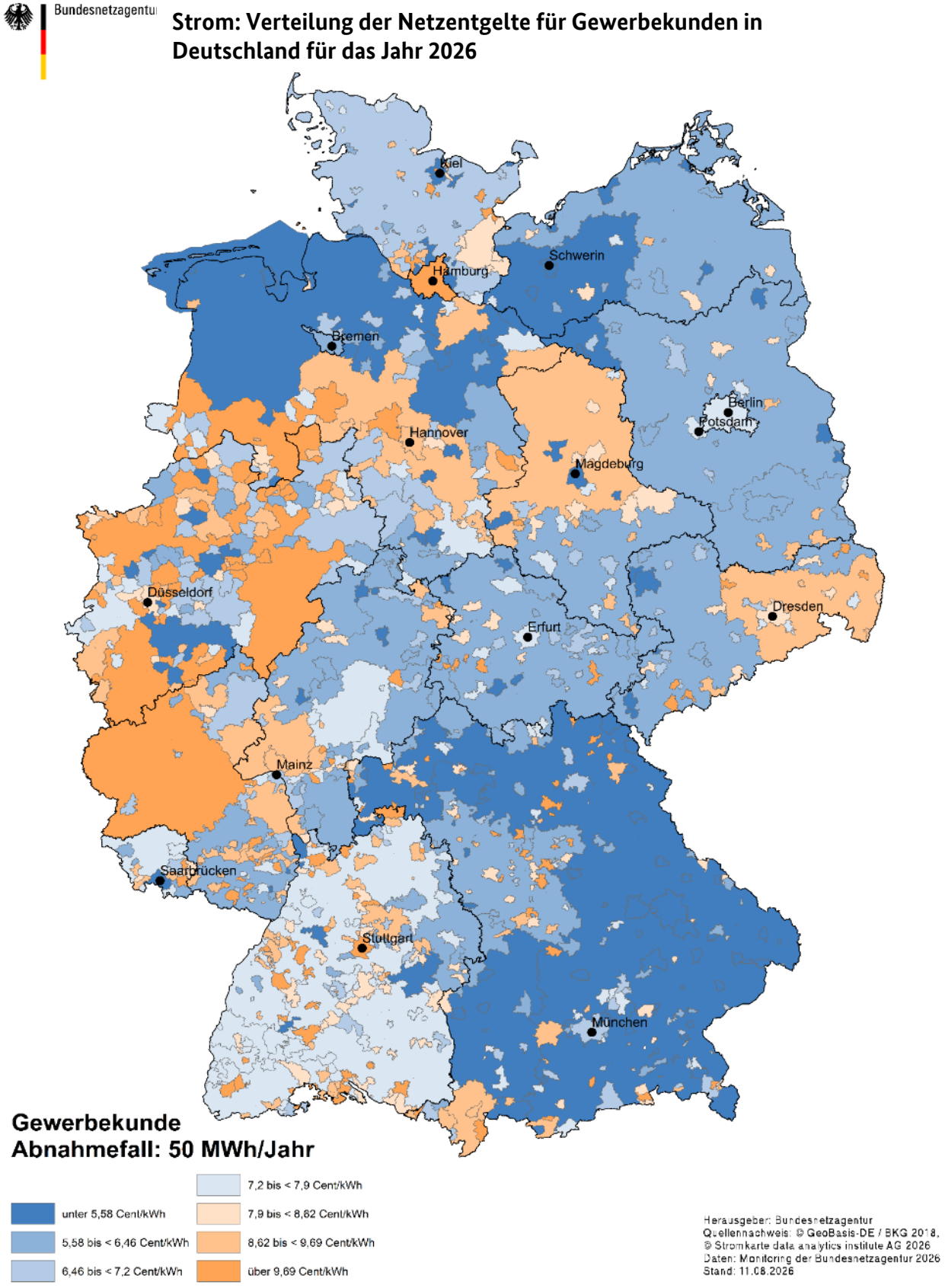


Abbildung 50: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2026

Strom: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2026
in ct/kWh

Bundesland	Mengengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Hessen	3,98	1,92	6,33	58
Baden-Württemberg	3,64	0,94	7,28	116
Hamburg	3,35	1,99	3,93	5
Rheinland-Pfalz	3,26	2,10	5,37	50
Sachsen	3,21	1,52	5,44	42
Berlin	3,20	2,10	3,93	7
Sachsen-Anhalt	3,19	2,22	5,08	32
Nordrhein-Westfalen	3,19	2,19	7,60	99
Bremen	3,15	1,99	4,06	9
Niedersachsen	3,15	1,99	6,26	70
Thüringen	3,06	2,19	4,80	35
Bayern	2,74	0,33	8,73	209
Schleswig-Holstein	2,60	1,48	5,78	41
Saarland	2,60	2,07	5,43	16
Brandenburg	2,45	1,56	4,44	31
Mecklenburg-Vorpommern	2,24	1,57	3,93	22

* Als Gewichtungsgrundlage wurde die Abgabemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.

Tabelle 27: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2026

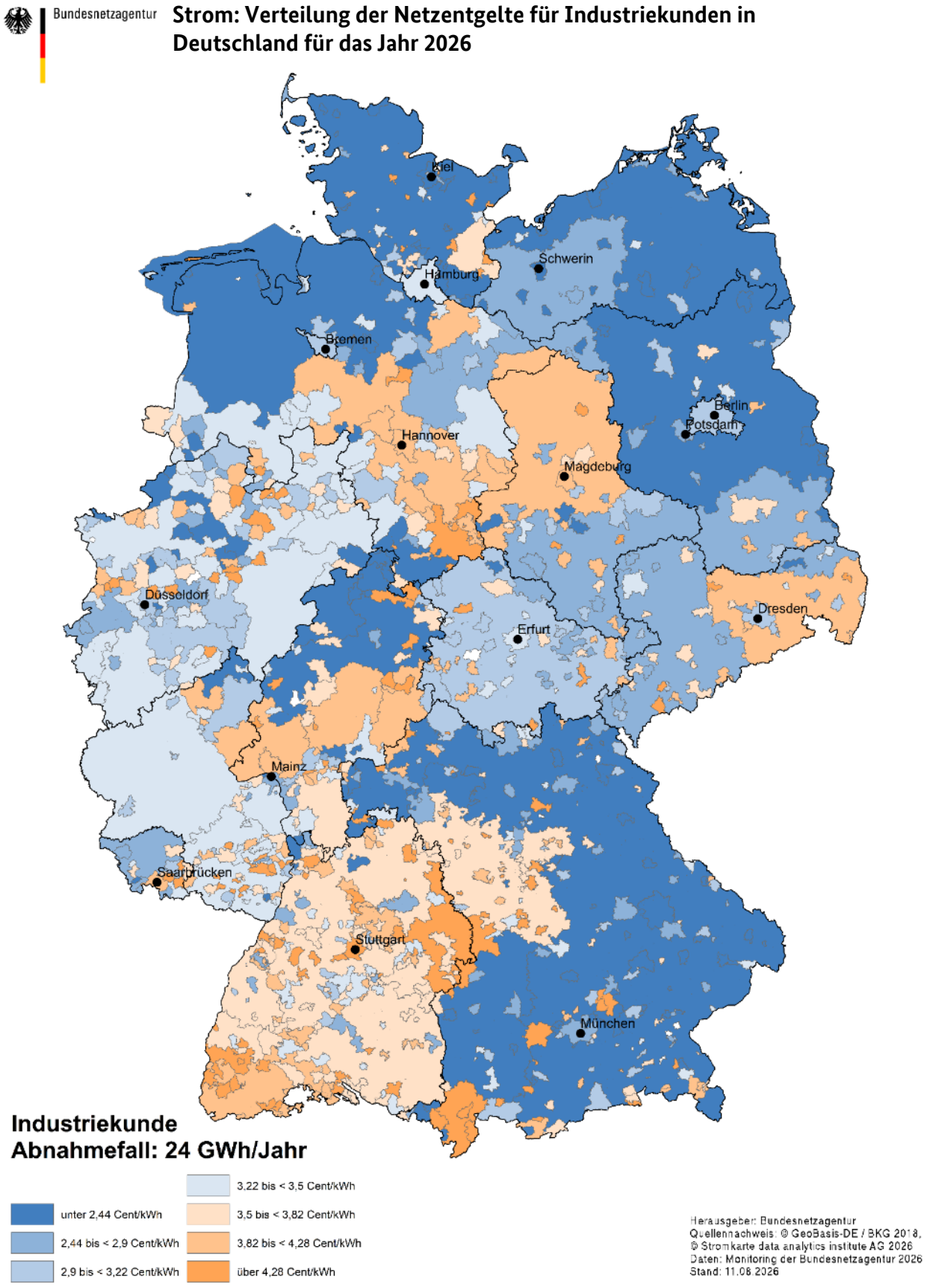


Abbildung 51: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2025

4. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie private Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für E-Autos haben höhere Leistungen als die meisten Haushaltsgeräte. Außerdem beziehen steuerbare Verbrauchseinrichtungen häufiger gleichzeitig Strom. In der Niederspannungsebene haben Verteilernetzbetreiber nunmehr die Möglichkeit, bei Überlastungen steuernd einzugreifen und den Strombezug steuerbarer Verbrauchseinrichtungen temporär zu „dimmen". Mit den Festlegungen zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen auf Basis des novellierten § 14a EnWG (Az.: BK6-22-300 und Az.: BK8-22/010-A) wurde die freiwillige Teilnahme durch eine verpflichtende Teilnahme aller ab 01.01.2024 installierten, steuerbaren Verbrauchseinrichtungen mit einer Leistung ab 4,2 kW an einer netzorientierten Steuerung in der Niederspannung ersetzt. So kann jederzeit gewährleistet werden, dass neue steuerbare Verbrauchseinrichtungen unmittelbar angeschlossen werden können. Mit den Festlegungen soll zudem verhindert werden, dass diese Verbrauchseinrichtungen zu Zeiten von bereits hoher Last selbst auch eine hohe Leistung aus dem jeweiligen Niederspannungsstrang beziehen und so lokale Überlastungen verursachen. Im Gegenzug berechnen die Verteilernetzbetreiber ein verringertes Netzentgelt. Die Regelungen stellen den schnellen Anschluss der neuen Verbraucher sicher, da die Verteilernetzbetreiber diesen nunmehr nicht unter Verweis auf mangelnde Netzkapazitäten vorübergehend ablehnen dürfen. Weitere Informationen zu den Festlegungen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu finden[34].

Für Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG stehen drei Entlastungsmodelle zur Verfügung:

- *Modul 1* bietet eine pauschale jährliche Netzentgeltreduzierung von rund 110 bis 190 Euro, die automatisch und ohne zusätzlichen technischen Aufwand gewährt wird.

- *Modul 2* setzt einen separaten Zähler voraus und reduziert den Netzentgelt-Arbeitspreis um 60 Prozent für den Verbrauch der steuerbaren Einrichtung. Während Modul 1 vor allem durch seine Einfachheit überzeugt, lohnt sich Modul 2 insbesondere bei hohem Stromverbrauch der steuerbaren Verbrauchseinrichtung.

- *Modul 3* ergänzt Modul 1 um zeitvariable Netzentgelte. Dabei werden innerhalb eines Netzgebiets bestimmte Zeitfenster mit unterschiedlichen Netzentgeltstufen festgelegt. Verbraucher können dadurch profitieren, wenn sie den Betrieb ihrer steuerbaren Verbrauchseinrichtung in Zeiten mit günstigeren Netzentgelten verlagern. Voraussetzung ist ein intelligentes Messsystem. Modul 3 eignet sich insbesondere für flexible Verbrauchseinrichtungen, bei denen eine zeitliche Verschiebung des Strombezugs möglich ist.

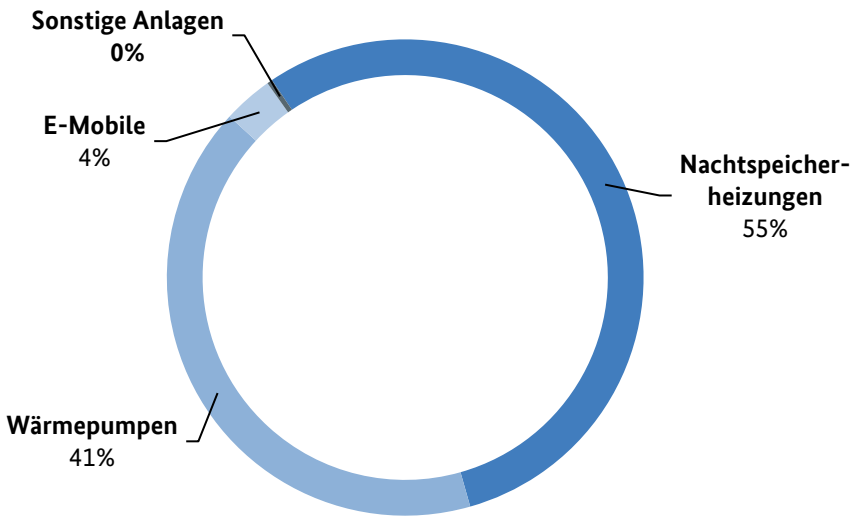
[34] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/841_SteuVE/BK6_SteuVE_node.html

Strom: Marktlokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach den Festlegungen nach § 14a EnWG (Inbetriebnahme ab dem 01.01.2024)
Anzahl

Module	Gesamt	davon Ladepunkte	davon Wärmepumpe	davon Stromspeicher	davon Anlagen zur Raumkühlung
Marktlokationen Modul 1 (gem. Festlegung BK8-22/010-A)	487.268	125.696	141.855	251.899	542
Marktlokationen Modul 2 (gem. Festlegung BK8-22/010-A)	49.119	4.801	43.821	1.575	33
Marktlokationen Modul 3 (gem. Festlegung BK8-22/010-A)	2.003	712	695	748	3

Tabelle 28: Marktlokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach den Festlegungen nach § 14a EnWG (Inbetriebnahme ab dem 01.01.2024)

Strom: Verteilung der 1.803.831 Marktlokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2024
in Prozent



Stand: Juli 2026

Abbildung 52: Verteilung der Marktlokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2024

D. Systemdienstleistungen

1. Kosten der Systemdienstleistungen

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) tragen maßgeblich zur Sicherstellung der Stabilität des Stromsystems bei. Zu ihren zentralen Aufgaben zählt die Erbringung von Systemdienstleistungen. Die daraus entstehenden Kosten werden über die Netzentgelte anteilig an die Letztverbraucher weitergegeben. Die in diesem Bericht erfassten Systemdienstleistungen lassen sich in folgende Kategorien unterteilen: Frequenzhaltung, Spannungshaltung durch Bereitstellung von Blindleistung, Deckung der Netzverluste, Schwarzstartfähigkeit, Netzengpassmanagement sowie die Vorhaltung und den Einsatz von Reservekraftwerken.

Frequenzhaltung
Zur Frequenzhaltung setzen die ÜNB folgende Maßnahmen ein:

- Vorhaltung und Abruf von Primärregelleistung (FCR), Sekundärregelleistung (aFRR) und Minutenreserveleistung (mFRR),
- Einsatz abschaltbarer Lasten,
- Einsatz der Momentanreserve.

Die Vorhaltung und der Abruf von FCR, aFRR und mFRR dienen der Aufrechterhaltung des Gleichgewichts zwischen Stromerzeugung und -verbrauch im Stromnetz. Die ÜNB beschaffen FCR, aFRR und mRRR über ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren auf der Plattform www.regelleistung.net. Mehr Informationen dazu finden Sie im nächsten Abschnitt.

Abschaltbare Lasten sind industrielle Stromverbraucher, die auf Anforderung der ÜNB kurzfristig vom Netz getrennt werden können, um die Netzfrequenz zu stabilisieren. Die zugrundeliegende Verordnung über abschaltbare Lasten (AbLaV) trat zum 1. Juli 2022 gemäß § 20 Abs. 2 AbLaV außer Kraft. In der Folge hat die Bundesnetzagentur ein marktbasiertes Beschaffungskonzept für ein Echtzeit-Systemdienstleistungsprodukt aus abschaltbaren Lasten entwickelt. Die rechtliche Grundlage hierfür bilden § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG für den Einsatz sowie § 13 Abs. 6 EnWG für die Beschaffung über vertraglich vereinbarte abschaltbare Lasten. Die Momentanreserve ist eine unverzögert verfügbare Leistungsreserve im Energiesystem. Sie wird benötigt, wenn die Netzfrequenz zu entgleisen droht und trägt dazu bei, die Frequenz stabil zu halten, bis Regelenergie verfügbar ist. Zur Frequenzstabilisierung bei plötzlichen Netzauftrennungen (sogenannter System-Split) kommt ihr eine besondere Bedeutung zu.

Die *Momentanreserve* wird als Bestandteil der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ gemäß § 12h EnWG beschafft. Mit der Festlegung BK6-23-010 hat die Bundesnetzagentur am 22. April 2025 den rechtlichen Rahmen für die marktgestützte Beschaffung der Momentanreserve

durch die ÜNB geschaffen. Die Festlegung sieht vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber innerhalb von neun Monaten nach Veröffentlichung der Festlegung die marktgestützte Beschaffung in ihren Regelzonen umsetzen.

Spannungshaltung durch Bereitstellung von Blindleistung
Erzeugungsanlagen können durch ihre Einspeisung die Spannung im Stromnetz erhöhen. Um eine Überspannung zu vermeiden, müssen sie einen Teil des eingespeisten Stroms als Blindleistung bereitstellen. Blindleistung wird zudem für die dynamische Spannungsregelung eingesetzt, um einen sicheren und stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten.

Die Bundesnetzagentur hat am 25. Juni 2024 eine Festlegung zur marktbasierten Beschaffung von Blindleistung durch Betreiber von Hoch- und Höchstspannungsnetzen gemäß § 12h EnWG (BK6-23-072) erlassen. Diese Festlegung schafft einen transparenten Rahmen für die marktbasierte Beschaffung von Blindleistung zur Netzstabilisierung in Hoch- und Höchstspannungsnetzen. Die Festlegung enthält ein Beschaffungskonzept, das festlegt, welche Standardprodukte von den Netzbetreibern beschafft werden können, welche Blindleistungspotentiale teilnahmeberechtigt sind, wie die Anbieterauswahl und Vergütung erfolgen, sowie die organisatorischen und technischen Abläufe der Beschaffungsverfahren. Zudem definiert es die Anforderungen an die Anbieter und den Zeitplan für die Umsetzung. Demnach muss die marktgestützte Beschaffung bei den betroffenen Netzbetreibern erstmals zwölf Monate nach Inkrafttreten der Festlegung in mindestens einer Beschaffungsregion durchgeführt werden, sofern ein Bedarf an Blindleistung im jeweiligen Netz besteht. Innerhalb von 36 Monaten muss eine marktgestützte Beschaffung in allen Beschaffungsregionen eingeleitet worden sein, sofern der jeweilige Netzbetreiber dort einen Bedarf an Blindleistung hat. Betreiber von Mittel und Niederspannungsnetzen sind von der Verpflichtung zur marktgestützten Beschaffung von Blindleistung ausgenommen.

Deckung der Netzverluste
Verlustenergie bezeichnet die physikalisch bedingten Energieverluste, die beim Transport, der Umspannung und Verteilung im Stromnetz entstehen. Netzbetreiber sind verpflichtet, die Verlustenergie über ein marktorientiertes, transparentes und diskriminierungsfreies Verfahren zu beschaffen. Die Beschaffung der Verlustenergie erfolgt gemäß den Vorgaben der Bundesnetzagentur, insbesondere durch die Festlegung BK6-08-006 vom 21. Oktober 2008. Diese legt fest, dass Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Energie zur Deckung physikalisch bedingter Netzverluste grundsätzlich in einem mindestens jährlich stattfindenden Ausschreibungsverfahren beschaffen müssen. Alternativ können sie gemäß den Festlegungen auch eine Eigenbeschaffung an einem börslich organisierten Handelsplatz durchführen

Schwarzstartfähigkeit
Schwarzstartfähigkeit bezeichnet die Fähigkeit eines Kraftwerks, nach einem vollständigen Stromausfall eigenständig wieder hochzufahren und Strom ins Netz einzuspeisen, ohne auf externe Energiequellen angewie-

sen zu sein. Die Bundesnetzagentur hat hierzu mit der Festlegung BK6-21-023 die Spezifikationen und technischen Anforderungen für die marktgestützte Beschaffung dieser nichtfrequenzgebundenen Systemdienstleistung geregelt. Basierend auf § 12h Abs. 1 Nr. 5 EnWG verpflichtet die Festlegung die Übertragungsnetzbetreiber, die Schwarzstartfähigkeit eigenständig oder in Abstimmung mit anderen ÜNB zu beschaffen. Dabei können mehrere Beschaffungsregionen gebildet werden, für die jeweils separate Beschaffungsverfahren durchgeführt werden.

Netzengpassmanagement

Netzengpassmanagement umfasst sämtliche Maßnahmen zur Vermeidung oder Behebung von Überlastungen im Stromnetz. Die rechtlichen Grundlagen sind insbesondere in § 13a EnWG geregelt. Zentrale Instrumente des Engpassmanagements sind Redispatch und Countertrading. Beim Redispatch greifen die Netzbetreiber gezielt in die Einsatzplanung von Kraftwerken ein. Droht an einem bestimmten Netzabschnitt ein Engpass, werden Kraftwerke vor dem Engpass angewiesen, ihre Einspeiseleistung zu reduzieren, während Anlagen hinter dem Engpass ihre Einspeisung erhöhen. Dadurch wird der Stromfluss gezielt umgelenkt und eine Überlastung vermieden. Countertrading ergänzt den Redispatch als marktbasierte Maßnahme. Dabei kaufen oder verkaufen Übertragungsnetzbetreiber kurzfristig Strom am Intraday-Markt, um durch Handelsgeschäfte eine entlastende Wirkung auf überlastete Netzbereiche zu erzielen. Hierbei wird bewusst gegen die physikalische Flussrichtung gehandelt, um bestehende Engpässe zu entschärfen. Detaillierte Informationen zum Thema Netzengpassmanagement finden Sie auf smard.de.

Vorhaltung und Einsatz von Reservekraftwerken

Zusätzlich werden weitere Kapazitäten vorgehalten, die nicht in den regulären Strommarkt wiedereintreten können. Dazu gehören die Netzreserve gemäß § 13d EnWG, die Kapazitätsreserve gemäß § 13e EnWG, die Sicherheitsbereitschaft aus Braunkohlekraftwerken gemäß § 13g EnWG bzw. zeitlich gestreckte Stilllegung nach § 50 KVBG sowie die besonderen netztechnischen Betriebsmittel (bnBm) gemäß § 118 Abs. 33 EnWG i.V.m. §11 Abs. 3 Satz 7 EnWG a.F..

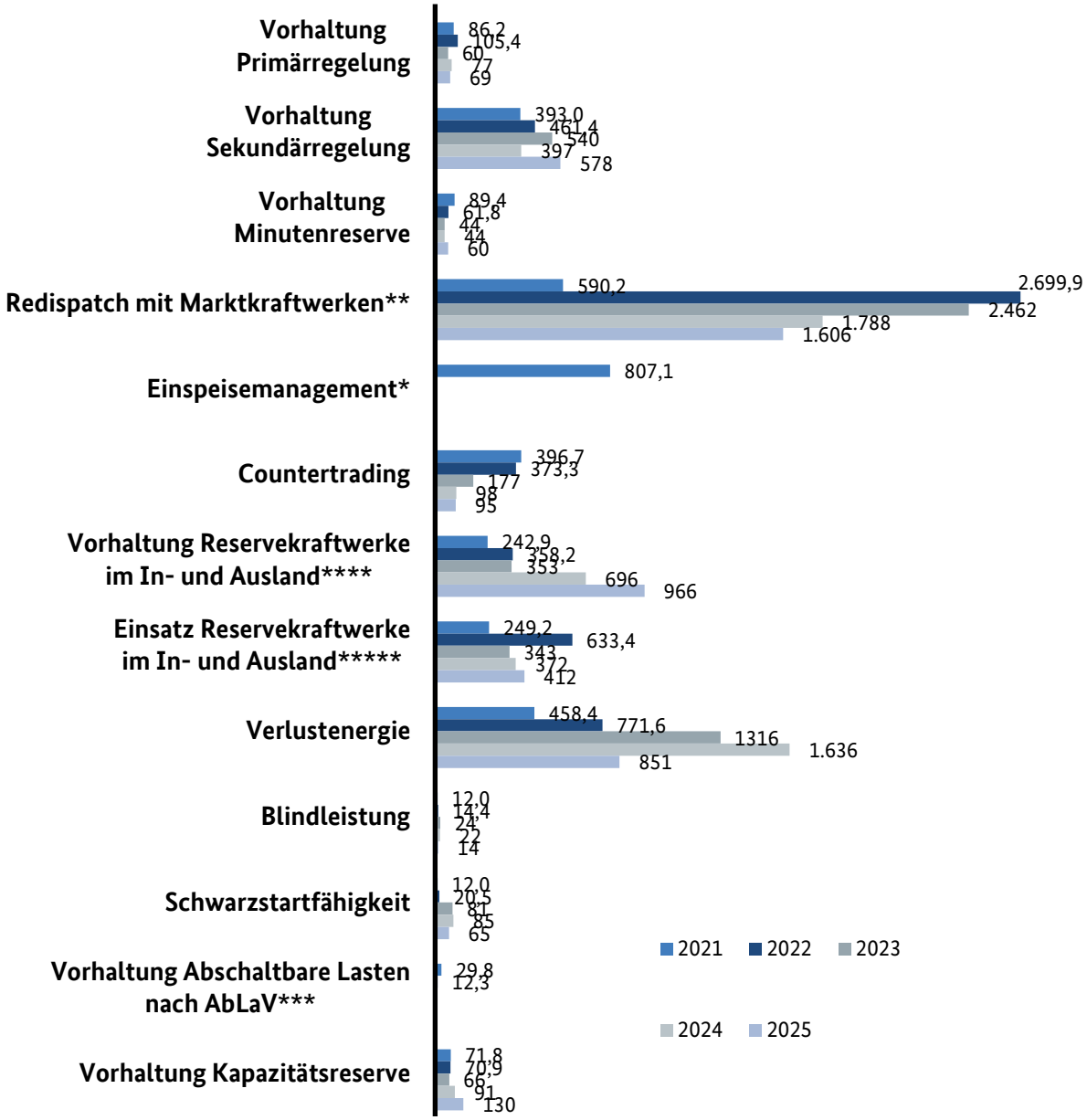
Die *Netzreserve* gemäß § 13d EnWG wurde eingeführt, um ein Instrument zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs zu schaffen. Im Zuge der Energiewende traten und treten vermehrt und in größerem Umfang hohe Stromflüsse auf, für deren Transport das bislang noch unzureichend ausgebaute Übertragungsnetz nicht ausgelegt ist. In diesem Fall greifen die Übertragungsnetzbetreiber auch auf die an der Stilllegung gehinderten Anlagen der Netzreserve zurück, die ausschließlich auf Anforderung der ÜNB zur Verfügung stehen. Die Netzreserveverordnung (NetzResV) sieht vor, dass die ÜNB jährlich eine Systemanalyse durchführen, um den Bedarf an Netzreservekraftwerken zu ermitteln, der benötigt wird, um den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Die Bundesnetzagentur prüft die Systemanalyse und stellt den Netzreservebedarf fest. Sofern der Netzreservebedarf nicht allein durch inländische Reservekraftwerke gedeckt werden kann, führen die ÜNB ein Interessensbekundungsverfahren gem. § 4 NetzResV durch, um zusätzliche Redispatchpotentiale bei Kraftwerksbetreibern im Ausland zu kontrahieren.

Die *Kapazitätsreserve* soll in Zeiten, in denen trotz freier Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt kein ausreichendes Angebot zur Deckung der gesamten Nachfrage zur Verfügung steht, zusätzliche Leistung bereitstellen. Dazu werden bestehende Erzeugungsanlagen außerhalb des Strommarktes vorgehalten und bei Bedarf auf Anweisung der ÜNB nach Ausschöpfung der marktlichen Alternativen eingesetzt. Zur Bildung der Kapazitätsreserve führen die Übertragungsnetzbetreiber alle zwei Jahre eine gemeinsame Ausschreibung durch.

Die *Sicherheitsbereitschaft*, die bis 2023 dazu diente, das deutsche Stromsystem gegen länger andauernde Extremsituationen abzusichern, wurde durch die zeitlich gestreckte Stilllegung nach § 50 KVBG ersetzt. § 51 KVBG regelt das schrittweise Verbot der Kohleverfeuerung in Steinkohle- und Braunkohleanlagen, legt Fristen für deren Stilllegung fest und definiert technische Anforderungen sowie Ausnahmen bzgl. des Kohleverfeuerungsverbot, insbesondere für als systemrelevant iSd. § 13b Abs. 2 EnWG ausgewiesene Anlagen.

Besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm) sind schnellstartfähige Erzeugungsanlagen, die zur kurzfristigen Wiederherstellung der Netzstabilität nach dem Ausfall eines oder mehrerer Betriebsmittel im Übertragungsnetz dienen und nicht am regulären Energiemarkt teilnehmen. Die ÜNB haben die Anlagen gemäß § 11 Abs. 3 EnWG in der Fassung vom 22. Juli 2017 im Rahmen einer öffentlichen Ausschreibung vergeben. Bei den Ausschreibungen haben die Übertragungsnetzbetreiber Amprion, TenneT und TransnetBW je 300 MW in vier Losgruppen vergeben. Mittlerweile sind alle vier Anlagen errichtet und in Betrieb genommen worden. Die Errichtung, die Vorhaltung sowie der Einsatz der bnBm werden über die Netzentgelte finanziert.

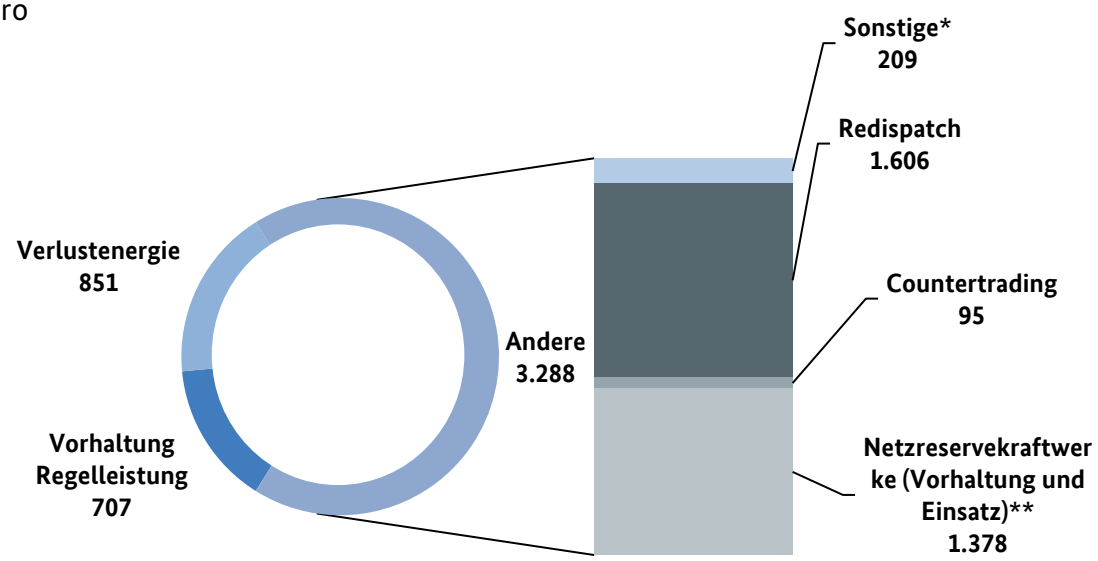
Strom: Kosten der Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden
(in Mio. Euro)



* Die separaten Bestimmungen im EEG zur Abregelung von EE- und KWK-Strom per Einspeisemanagement (§§ 14, 15 EEG 2021) sind mit dem neuen System des Redispatch 2.0 zum 1.10.2021 entfallen.
** Ab 2022 wird hier Redispatch mit Erneurbaren Energien dargestellt. Kostenschätzung für die finanzielle Kompensation an die Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der BDEW-Übergangslösung ist ab 2022 hier enthalten.
***Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten trat gemäß § 20 Abs. 2 AbLaV am 1. Juli 2022 außer Kraft.
****Die Kosten für die Vorhaltung der Reservekraftwerke im Rahmen des Netzengpassmanagements umfassen die Kosten

Abbildung 53: Kosten der Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden

Strom: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Engpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2025
in Mio. Euro



*Sonstige: Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Vorhaltung der Kapazitätsreserve
** Die Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Reservekraftwerke im Rahmen des Netzengpassmanagements umfassen die Kosten der Netzreserve sowie – ab 2023 – zusätzlich die Kosten für die Vorhaltung besonderer netztechnischer Betriebsmittel (bnBm) und die Einsatzkosten von bnBm und der Kapazitätsreserve.

Abbildung 54: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Engpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2025

2. Regelreserve

Um ein stabiles Elektrizitätsversorgungssystem zu gewährleisten, muss die Leistungsbilanz von Stromentnahmen und Stromeinspeisungen jederzeit ausgeglichen sein. Abweichungen resultieren in Schwankungen der Netzfrequenz. Zum Ausgleich von Leistungsdefiziten oder -überschüssen halten die ÜNB Regelreservekapazitäten bzw. Regelleistung vor und setzen diese in Form von Regelarbeit ein. Die Bereitstellung von Regelleistung und/oder Regelarbeit wird als Regelreserve bezeichnet.35

Den ÜNB stehen für den Systemausgleich drei verschiedene Regelreservequalitäten zur Verfügung, die in einer bestimmten zeitlichen Staffelung eingesetzt werden:

35 Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, Art. 2 Nr. 3.

Primärregelreserve (FCR)
Der Einsatz von Primärregelreserve dient der Frequenzhaltung; d.h. die Primärregelreserve stoppt die Änderung der Frequenz und stabilisiert diese nach einem Störereignis. Daher wird die Primärregelreserve auch als Frequenzhaltungsreserve bzw. „Frequency Containment Reserve" (FCR) bezeichnet. Sie reguliert automatisch und ununterbrochen positive und negative Frequenzabweichungen im Stromnetz innerhalb von 30 Sekunden. Der abgedeckte Zeitraum je Störung beträgt zwischen 0 und max. 15 Minuten. Nach 15 Minuten muss die Kapazität freigegeben sein, damit sie zur Ausregelung neuer unvorhersehbarer Frequenzabweichungen wieder zur Verfügung steht.

Sekundärregelreserve (aFRR)
Die Sekundärregelreserve gehört zu den sogenannten Frequenzwiederherstellungsreserven, die die Netzfrequenz nach einem Störereignis wieder auf die Sollfrequenz von 50 Hz zurückführen. Sie wird vom ÜNB automatisch aktiviert und daher auch als Frequenzwiederherstellungsreserve mit automatischer Aktivierung bzw. „Frequency Restoration Reserve with automatic activation" (aFRR) bezeichnet. Die aFRR muss innerhalb von fünf Minuten nach Aktivierung durch den betroffenen ÜNB in voller Höhe zur Verfügung stehen. Der abgedeckte Zeitraum je Störung beträgt 30 Sekunden bis 15 Minuten.

Minutenreserve (mFRR)
Die Minutenreserve gehört ebenso zu den Frequenzwiederherstellungsreserven. Sie wird manuell aktiviert und daher auch als Frequenzwiederherstellungsreserve mit manueller Aktivierung bzw. „Frequency Restoration Reserve with manual activation" (mFRR) bezeichnet. Die mFRR dient der Unterstützung bzw. Ablösung der aFRR und muss innerhalb von 12,5 Minuten nach Aktivierung vollständig erbracht werden können. Die Bereitstellung der mFRR erfolgt in der Regel als Fahrplanlieferung in 15-Minuten-Intervallen; ebenso ist eine vom „Viertelstunden-Raster" abweichende Direktaktivierung von mFRR möglich.

Die vier regelzonenverantwortlichen ÜNB (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) bilden in Deutschland den Netzregelverbund (NRV), der aus deren vier jeweiligen Regelzonen besteht. Im Rahmen des NRV werden u.a. die Leistungsungleichgewichte der einzelnen Regelzonen saldiert, sodass nur noch der verbleibende Saldo durch den Einsatz von Regelreserve ausgeglichen werden muss. Dies verhindert ein „Gegeneinanderregeln" der verschiedenen Regelzonen nahezu vollständig und reduziert die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung.

Die Beschaffung von Regelleistung und Regelarbeit erfolgt auf zwei voneinander getrennten und hintereinander geschalteten Märkten:

Regelleistungsmarkt (RLM)
Hier wird die vorzuhaltende Regelleistung beschafft. Täglich werden 4-h-Produkte der drei Reservequalitäten für den Folgetag ausgeschrieben. Die Bezuschlagung und Vergütung erfolgen auf Basis des Leistungspreises.

Regelarbeitsmarkt (RAM)
Hier erfolgt die Beschaffung der Arbeitsgebote für aFRR und mFRR in 15-Minuten-Produktzeitscheiben. Der

RAM öffnet nach Verkündung der RLM-Auktionsergebnisse und schließt 25 Minuten vor Beginn der jeweiligen Produktzeitscheibe. Jeder Anbieter ist im Falle einer Bezuschlagung seines Gebotes auf dem RLM zu einer Angebotsabgabe auf dem RAM verpflichtet. Anbieter, die auf dem RLM nicht teilgenommen haben oder keine Bezuschlagung und damit keine Leistungspreisvergütung erhalten haben, können auf dem RAM ebenfalls Arbeitsgebote (sog. freie Gebote bzw. „free bids“) abgeben.

Beim Einsatz der Regelreserve wird zwischen positiver und negativer Regelreserve unterschieden. Bei einem Leistungsdefizit im Stromnetz liegt die Netzfrequenz unterhalb von 50 Hz. Um die Netzfrequenz wieder auf die Sollfrequenz zurückzuführen, ist der Einsatz von positiver Regelreserve durch zusätzliche Energieeinspeisungen oder Verbrauchsreduktionen erforderlich. Eine Netzfrequenz oberhalb von 50 Hz wird durch einen Leistungsüberschuss verursacht. In diesem Fall wird negative Regelreserve benötigt, bei der Stromabnehmer kurzfristig Energie aus dem Netz entnehmen oder Erzeuger ihre Einspeisung kurzfristig reduzieren. Sowohl positive als auch negative Regelreserve wird den ÜNB von Regelreserveanbietern zur Verfügung gestellt.

Bei der FCR erfolgt die Beschaffung in einem symmetrischen Band. Die Anbieter müssen daher die im RLM angebotene Leistung in beide Richtungen bereitstellen. Für die aFRR und mFRR werden getrennte Produkte für positive und negative Regelreserve ausgeschrieben.

Um einen europäischen Austausch von Regelarbeit zu ermöglichen, wurden im Jahr 2022 die Plattformen PICASSO (Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation) und MARI (Manually Activated Reserves Initiative) implementiert. Während auf PICASSO aFRR-Produkte ausgetauscht werden, dient MARI zum Austausch von mFRR.

Die Kosten für die Bereithaltung von Regelleistung fließen über den Leistungspreis in die Netzentgelte der jeweiligen ÜNB ein und werden somit von den Verbrauchern getragen. Die über die Plattformen PICASSO und MARI tatsächlich abgerufene Regelarbeit wird hingegen über den sogenannten Ausgleichsenergiepreismechanismus direkt mit den Verursachern der Bilanzkreisungleichgewichte abgerechnet. Ausgleichsenergie ist die elektrische Energie, die benötigt wird, um das Ungleichgewicht in einem Bilanzkreis zu kompensieren. Während, wie zuvor beschrieben, nur der entstandene Regelzonensaldo durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen wird, müssen alle individuellen Bilanzkreisungleichgewichte durch den verantwortlichen ÜNB mit positiver oder negativer Ausgleichsenergie bilanziert und dem für das Ungleichgewicht verantwortlichen Bilanzkreis in Rechnung gestellt werden. Die Menge an bilanzierter Ausgleichsenergie übersteigt dabei oft die tatsächlich eingesetzte Menge an Regelarbeit. Die Kosten für die Ausgleichsenergie werden alle 15 Minuten anhand eines einheitlichen regelzonenübergreifenden Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) ermittelt.

Strom: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten im zeitlichen Ablauf

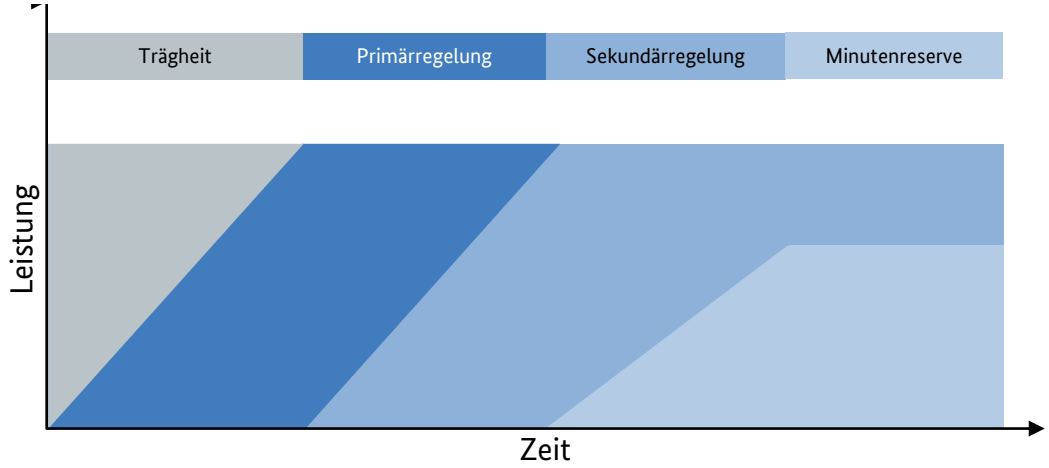
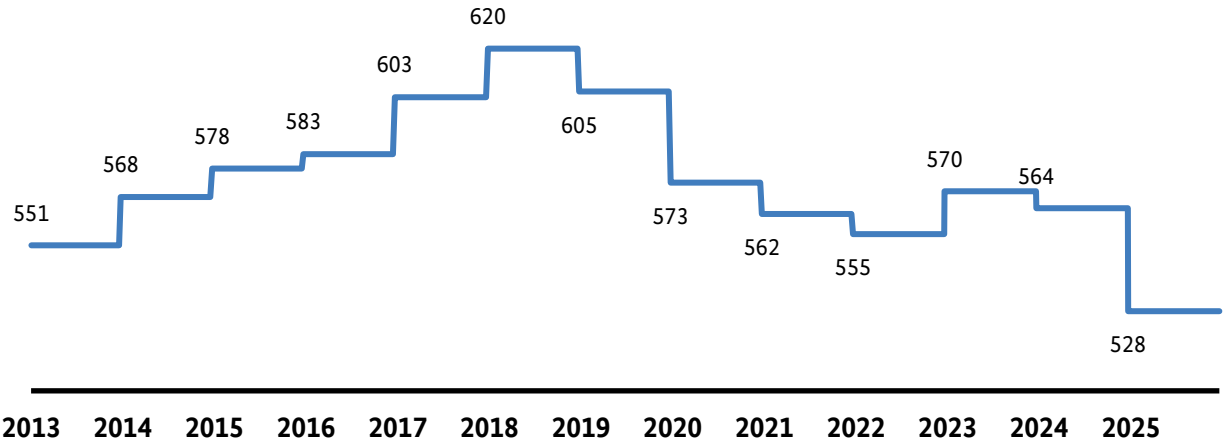


Abbildung 55: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten

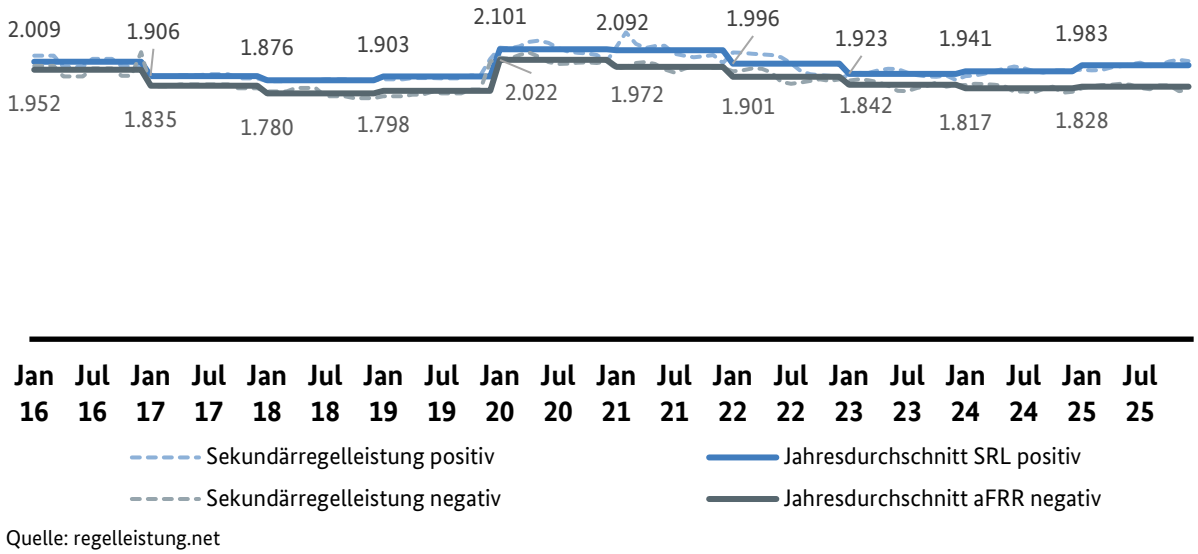
Strom: Entwicklung der gesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW
in MW



Quelle: regelleistung.net

Abbildung 56: Entwicklung der ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

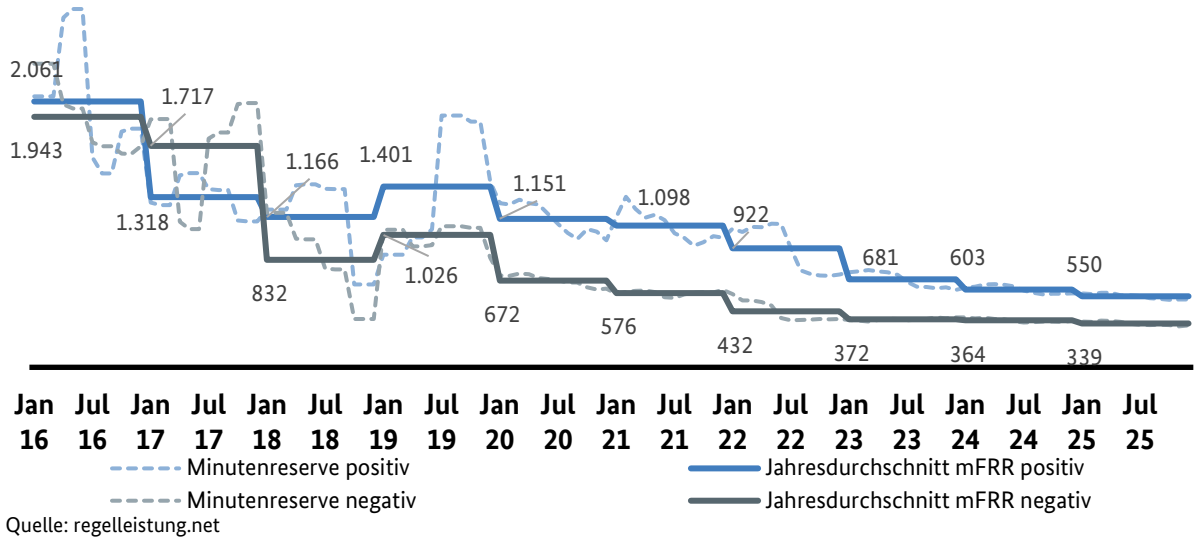
Strom: Entwicklung der gesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW
in MW



Quelle: regelleistung.net

Abbildung 57: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Strom: Entwicklung der gesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW
in MW



Quelle: regelleistung.net

Abbildung 58: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Strom: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV
in MW

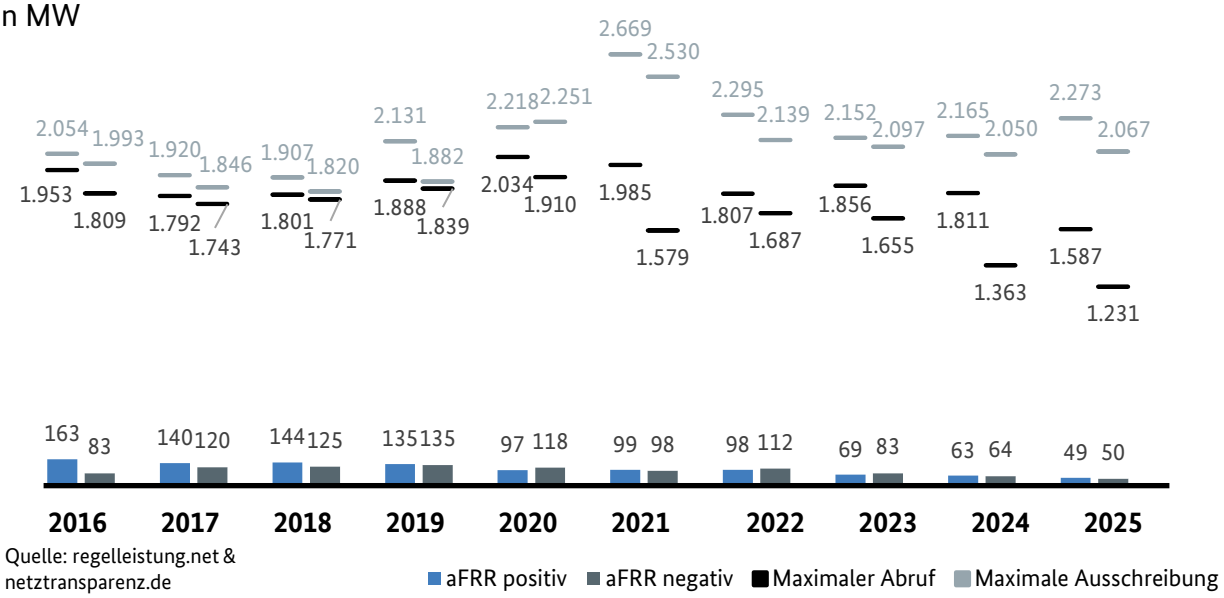


Abbildung 59: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV

Strom: Durchschnittlicher Einsatz von Minutenreserveleistung im NRV
in MW

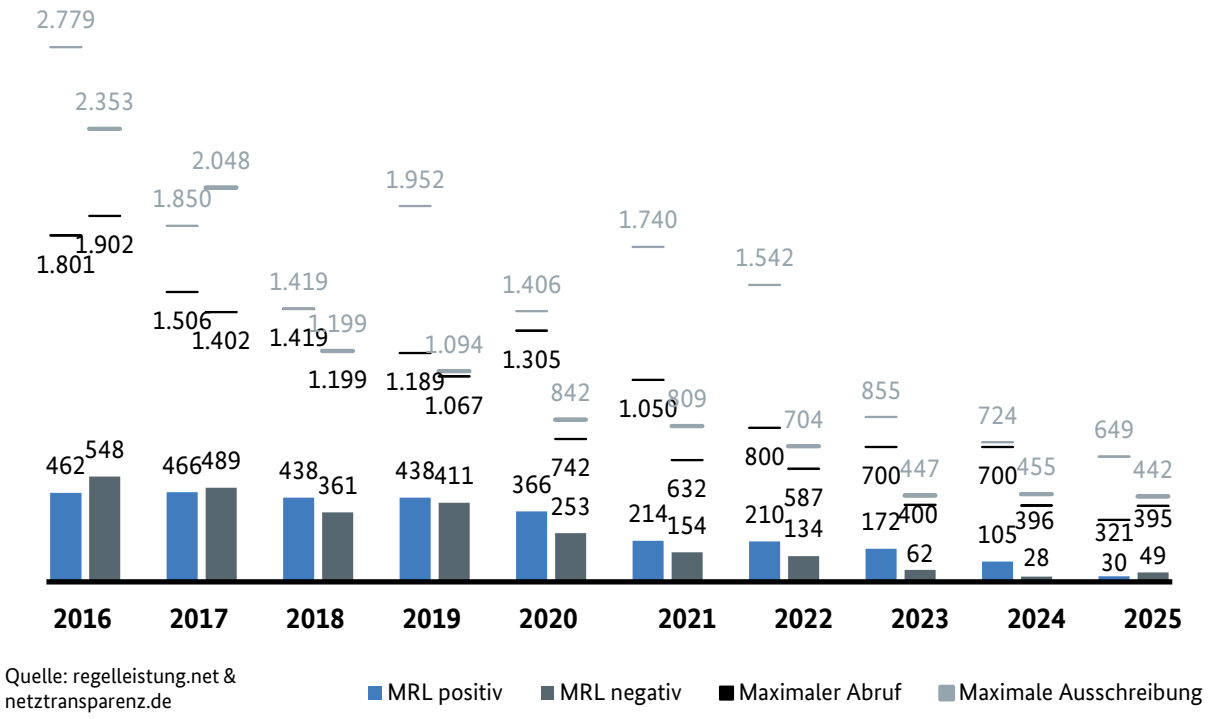


Abbildung 60: Durchschnittlicher Einsatz von Minutenreserveleistung im NRV

Strom: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung (SRL und MRL)
in MW



Quelle: netztransparenz.de

Abbildung 61: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung

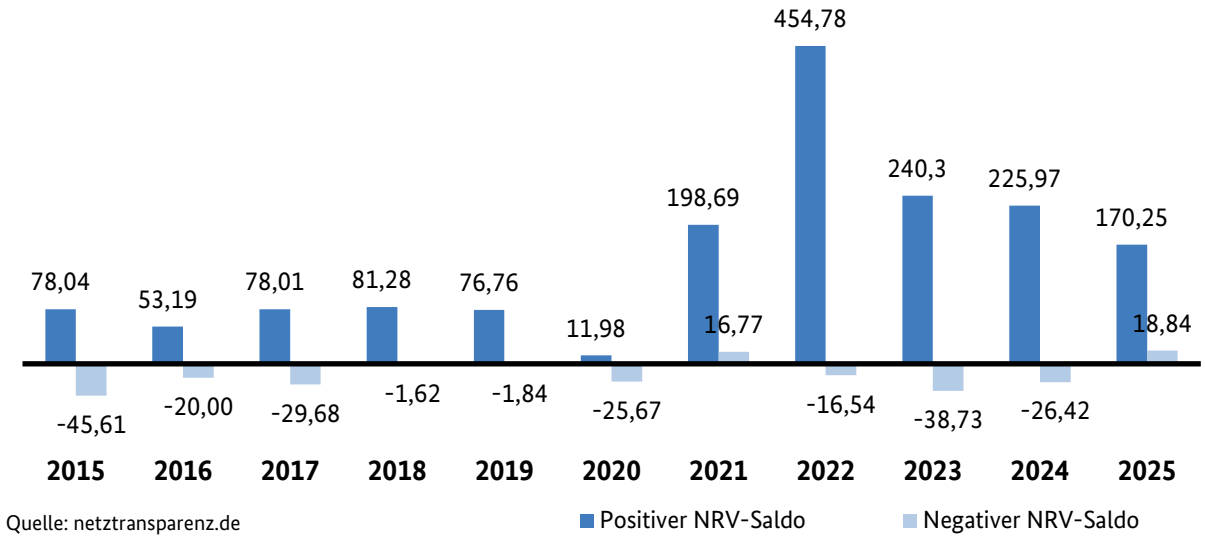
Strom: Maximale Ausgleichsenergiepreise

Jahr	reBAP in Euro/MWh
2016	1.212,80
2017	24.455,05
2018	2.013,51
2019	2.865,11
2020	15.859,10
2021	3.804,59
2022	11.443,11
2023	13.609,40
2024	14.999,99
2025	5.399,93

Quelle: netztransparenz.de

Tabelle 29: Maximale Ausgleichsenergiepreise

Strom: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise
in Euro/MWh



Quelle: netztransparenz.de

Abbildung 62: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise

E. Grenzüberschreitender Handel und europäische Integration

In Europa sind die Länder elektrisch in Verbundsystemen miteinander gekoppelt. Deutschland agiert hier als eine zentrale Drehscheibe. Im Rahmen der Weiterentwicklung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes wachsen die Strommärkte noch enger zusammen, wodurch der grenzüberschreitende Handel erleichtert und eine sichere, kosteneffiziente und nachhaltige Stromversorgung gewährleistet wird.

Der europäische Strombinnenmarkt ist in einzelne Gebotszonen aufgeteilt, in denen Angebot und Nachfrage die Preise für den Strom bestimmen. Deutschland bildet zusammen mit Luxemburg eine gemeinsame Gebots- und damit eine einheitliche Preiszone. Innerhalb der Gebotszone wird der Stromhandel ohne Kapazitätsrestriktionen vom Erzeuger zum Verbraucher abgewickelt. Um dies zu ermöglichen, werden im Fall von physikalischen Engpässen innerhalb der Zone kurzfristig durch Redispatch-Maßnahmen und mittel- bis langfristig durch den Ausbau des Stromnetzes behoben.

Der europäische Rechtsrahmen gibt Mindestkapazitäten von 70 Prozent für gebotszonenübergreifenden Handel vor. Deutschland befindet sich mit seinem Aktionsplan auf einem linearen Anstiegspfad zur Erreichung dieses Ziels im Jahre 2026. Die Einhaltung der jeweils geltenden Mindestkapazitäten wird durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen eines Berichts dargelegt und von der Bundesnetzagentur genehmigt. Der aktuelle Bericht zeigt erneut die Erfüllung der Vorgaben und unterstreicht das Engagement Deutschlands, den europäischen Energiemarkt zu stärken.

Der kurzfristige Stromhandel am Spotmarkt erfolgt hauptsächlich in zwei Zeitscheiben:
Im vortägigen Handel (Day-Ahead) wird der Strom für den nächsten Tag auktioniert. Die Auktion läuft nach dem Markträumpreis-Verfahren (marginal pricing) ab, bei dem das letzte bezuschlagte Gebot den Preis für alle anderen Gebote festlegt. Zum 30.09.2025 wurde die Marktzeiteinheit von 60 Minuten auf 15 Minuten verkürzt. Somit können die Marktteilnehmer ihre Bedarfe granularer decken.

Im untertägigen Handel (Intraday) wird der Strom hauptsächlich kontinuierlich gehandelt (in Stunden, halben Stunden und Viertelstunden als Erfüllungszeiträume). Dabei erhält jedes bezuschlagte Gebot seinen eigenen Preis (pay as bid).

In Europa sind sowohl der Day-Ahead- als auch der Intraday-Markt größtenteils gekoppelt. Dies bedeutet, dass freie Netzkapazität zwischen Gebotszonen direkt in den Stromauktionen an den Börsen berücksichtigt wird. Dieses Verfahren, bei dem sich beide Handelspartner in unterschiedlichen Gebotszonen befinden und ohne weitere Schritte miteinander Handel betreiben, nennt sich implizite Kapazitätsvergabe. Ziel dieser

Marktkopplung ist die effiziente Nutzung der begrenzten Übertragungskapazitäten zwischen den Gebotszonen. Im SDAC (Single Day Ahead Coupling) sind mittlerweile sämtliche Länder der Europäischen Union miteinander verbunden. Das Single Intraday Coupling (SIDC) schafft einen einheitlichen grenzüberschreitenden Intraday-Strommarkt, der es den Akteuren ermöglicht, flexibel und bis kurz vor Echtzeit Strom zu kaufen und zu verkaufen. Mit steigender Produktion aus erneuerbaren Quellen sind die Marktteilnehmer zunehmend auf den Intraday-Handel angewiesen.

Limitierte Kuppelkapazitäten und bestimmte interne Netzelemente können den grenzüberschreitenden Stromhandel physikalisch beschränken. Die im Day-Ahead-Markt zur Verfügung gestellten Kapazitäten werden in Europa auf zwei Arten ermittelt:

Net Transfer Capacity (NTC)
Hierbei stimmen die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber die zur Verfügung stehenden Handelskapazitäten pro Gebotszonengrenze untereinander ab. Der für alle Parteien größtmöglich realisierbare Wert bestimmt die verfügbare Handelskapazität. Hierzu werden Erfahrungswerte für die Belastbarkeit des zur Grenze hinführenden Teils des jeweiligen Netzes herangezogen

Flow-Based Market Coupling (FBMC)
Die Verordnung (EU) 2015/1222 legt als Zielmodell in Zentraleuropa die lastflussbasierte Marktkopplung fest. Dieses Modell ermöglicht eine effizientere Bestimmung grenzüberschreitender Stromaustausche und fördert damit die Integration erneuerbarer Energien im gemeinsamen Strombinnenmarkt. Sie wurde im Jahr 2022 in der Core-Region[36] für den vortägigen Handel und im Jahr 2024 für den untertägigen Handel eingeführt. In der lastflussbasierten Marktkopplung (Flow-Based Market Coupling, FBMC) wird die Übertragungskapazität algorithmisch berechnet. Anhand eines Netzmodells und des Handelsergebnisses wird eine wohlfahrtsoptimierte Kapazitätsverteilung erreicht. Bei dieser Berechnungsmethode sind alle relevanten Gebotszonengrenzen, Stromflüsse und Netzelemente einzubeziehen.

Zur Validierung und zum Vergleich modellierter Kapazitätswerte ist die maximale bilaterale Austauschmenge ("MaxBex") eine wichtige Kenngröße. Dieser Wert gibt an, wie viel Leistung maximal zwischen zwei Gebotszonen in einer einzelnen Stunde ausgetauscht werden kann. Dabei wird angenommen, dass sämtliche anderen bilaterale Nettostromflüsse auf null gesetzt sind. Dies bedeutet, dass die Austauschmengen für jeweils zwei Zonen gelten, aber nicht alle gleichzeitig im vollen Umfang realisierbar sind, da sich die Kapazitäten gegenseitig begrenzen. Es handelt sich somit um eine theoretische Kenngröße.

Handelsflüsse zwischen Gebotszonen stehen gemessenen physikalischen Lastflüssen gegenüber. Da der physikalische Stromfluss immer den Weg des geringsten Widerstandes nimmt, entstehen ungeplante Flüsse (z.B.

[36] Bestehend aus den Ländern Belgien, Deutschland, Frankreich, Kroatien, Luxemburg, die Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Slowenien, Slowakei, Tschechien und Ungarn.

Ring- und Transitflüsse). Zusätzlich zu diesen führen Übertragungsverluste, grenzüberschreitender Redispatch und Messtoleranzen zu Abweichungen zwischen physikalischen Lastflüssen und realisierten Handelsflüssen an einer Grenze. Die ungeplanten Flüsse werden pro Grenze als Differenz der saldierten physikalischen Flüsse zu den saldierten realisierten Handelsflüssen berechnet und beziehen die zuvor genannten Effekte mit ein. Die realisierten Handelsflüsse bilden die Basis für die Betrachtung der Nettostrombilanz an den einzelnen Außengrenzen und in der Gesamtheit der deutschen Grenzen. Für eine Bewertung der Importe und Exporte wurden die Handelsvolumina der realisierten Handelsflüsse mit dem Day-Ahead Preis der Gebotszone Deutschland/ -Luxemburg multipliziert. Für die Ermittlung der monetären Werte für den im- und exportierten Strom werden Importe als Kosten und Exporte als Erlöse angesehen.

Die Kosten, welche Übertragungsnetzbetreibern durch grenzüberschreitende Elektrizitätsflüsse über ihre Netze („Transite“) entstehen, werden gemäß Artikel 1 der Verordnung (EU) Nr. 838/2010 durch den ITC-Fonds der ENTSO-E kompensiert (Inter-TSO-Compensation – ITC). Dieser Fonds deckt Verlustenergiekosten und Infrastrukturkosten für grenzüberschreitende Stromflüsse ab. ACER veröffentlicht jährlich einen Bericht zur ITC-Mechanismus-Umsetzung

1. Mittlere zur Verfügung gestellte Übertragungskapazität

Entwicklung der Export und Importkapazitäten

	2024		2025	
	Export	**Import**	**Export**	**Import**
NTC				
CH	1.075	3.525	1.143	3.865
DK	3.638	3.201	3.673	3.606
NO	1.212	992	1.196	1.151
SE	456	532	436	471
Flow Based*				
AT	5.436	4.758	5.420	4.719
BE	964	964	963	963
CZ	3.776	4.951	3.251	5.190
FR	7.619	4.487	7.661	3.516
NL	3.091	4.621	3.444	5.423
PL	2.478	3.480	2.711	3.975

* Kapazitäten im Flow Based beruhen auf MaxBex Werten

Quelle: ÜNB

Abbildung 63: Entwicklung der Export- und Importkapazitäten

2. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Handelsflüsse

Strom: Export- und Importleistung

in GW

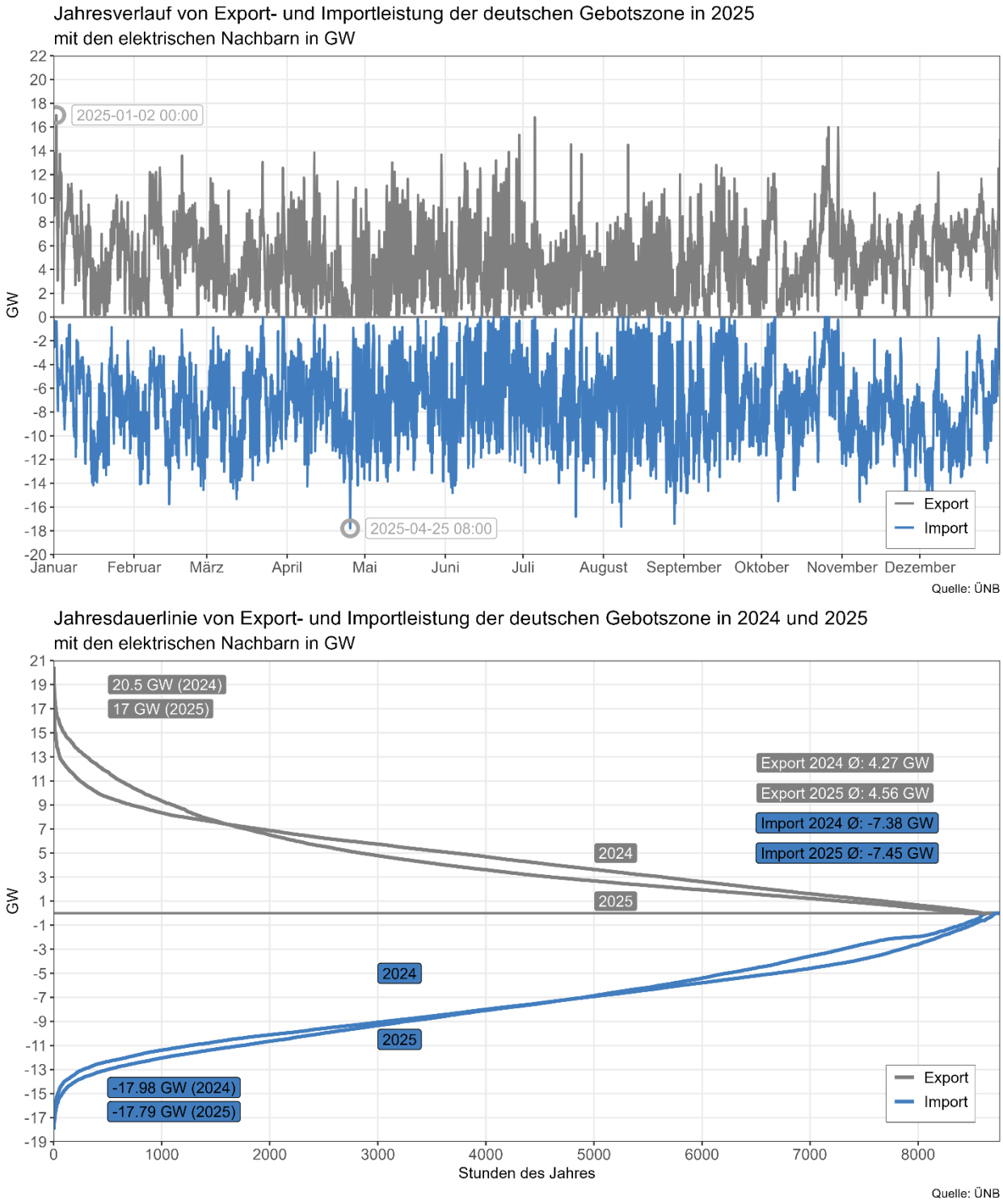


Abbildung 64: Export- und Importleistung

Strom: Verbundaustauschfahrpläne und physikalische Lastflüsse
in TWh

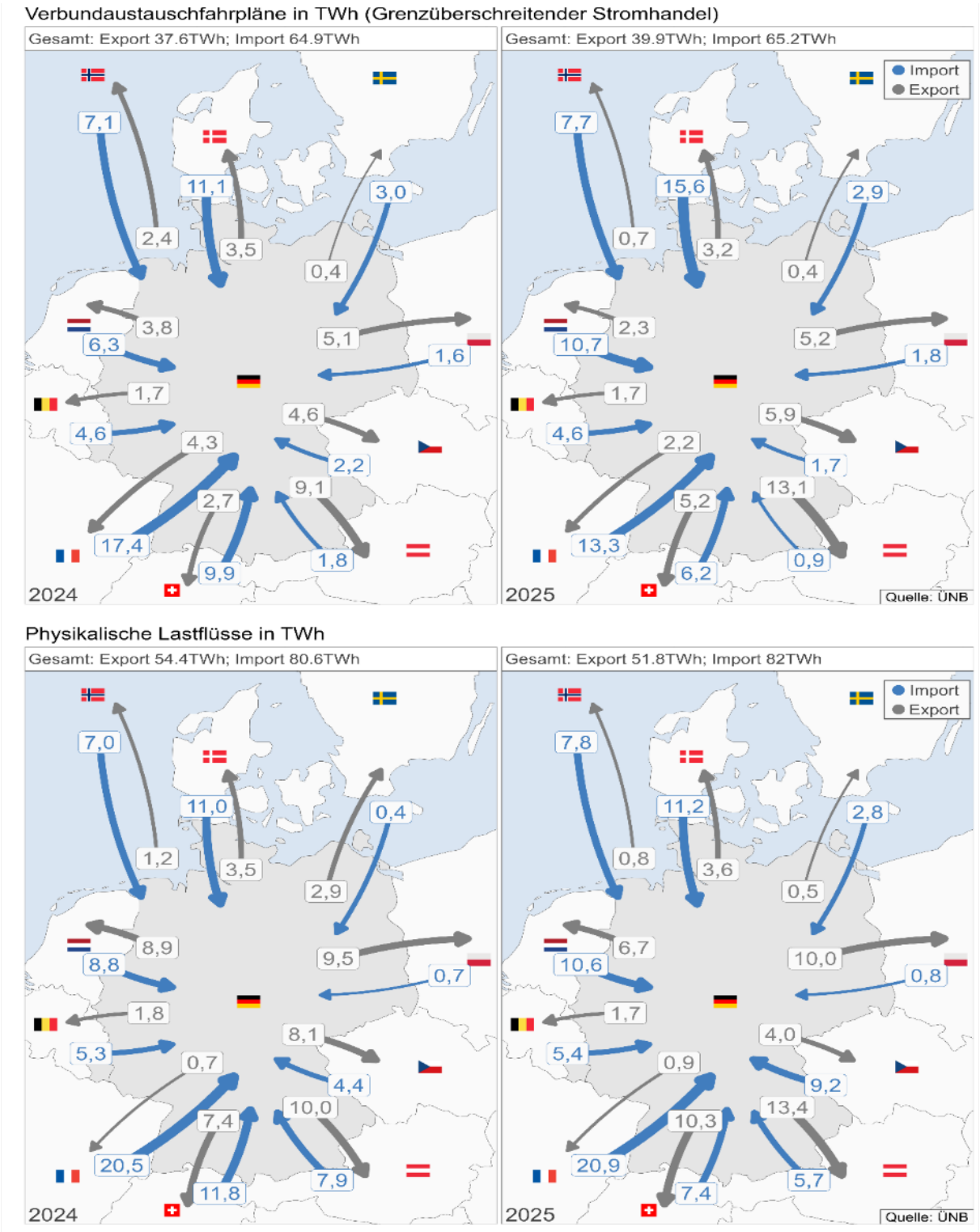


Abbildung 65: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel) und physikalische Lastflüsse

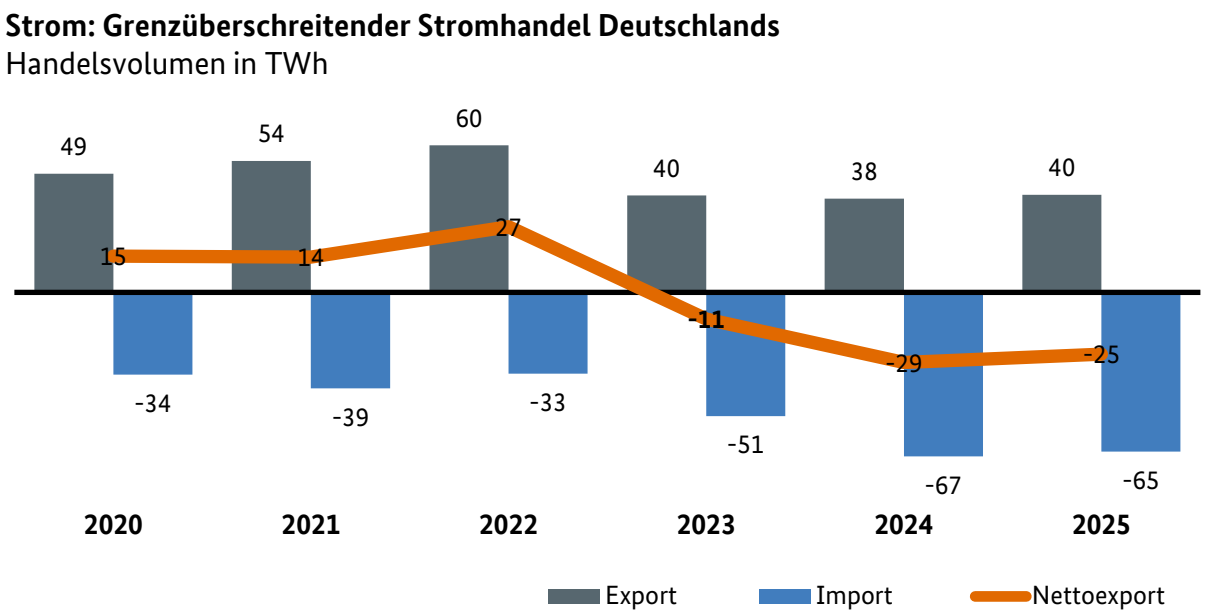


Abbildung 66: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands

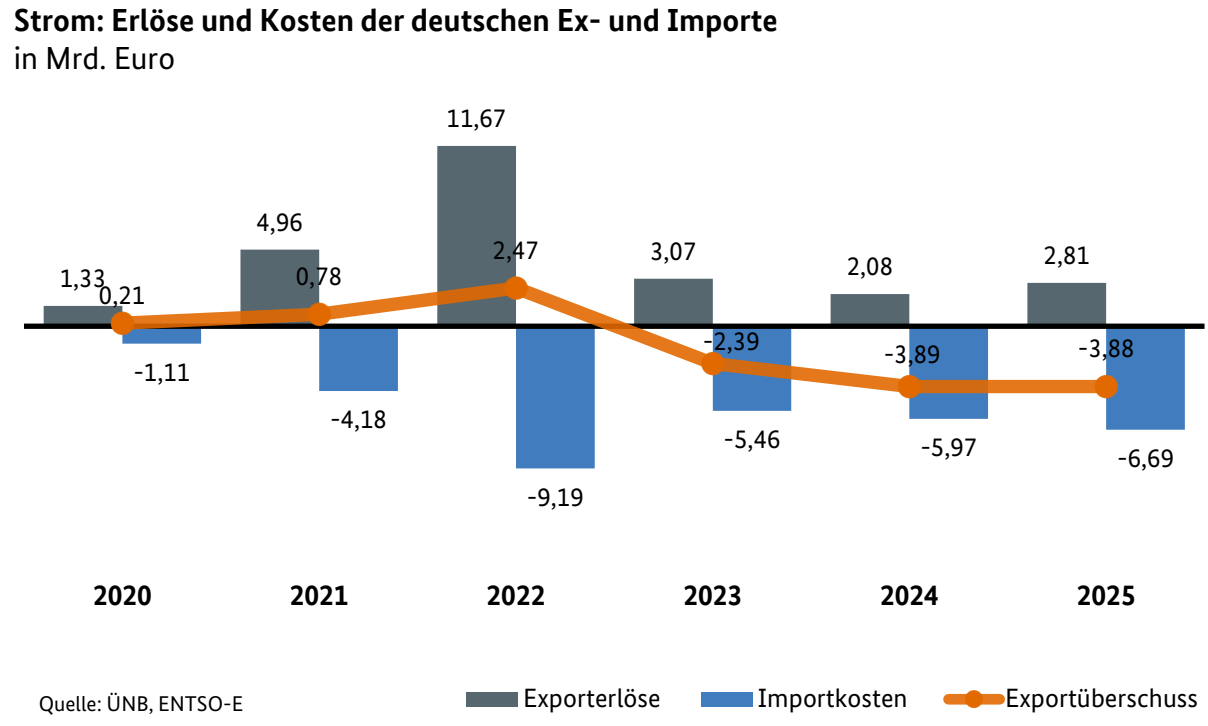


Abbildung 67: Erlöse und Kosten der deutschen Ex- und Importe

3. Ungeplante Flüsse

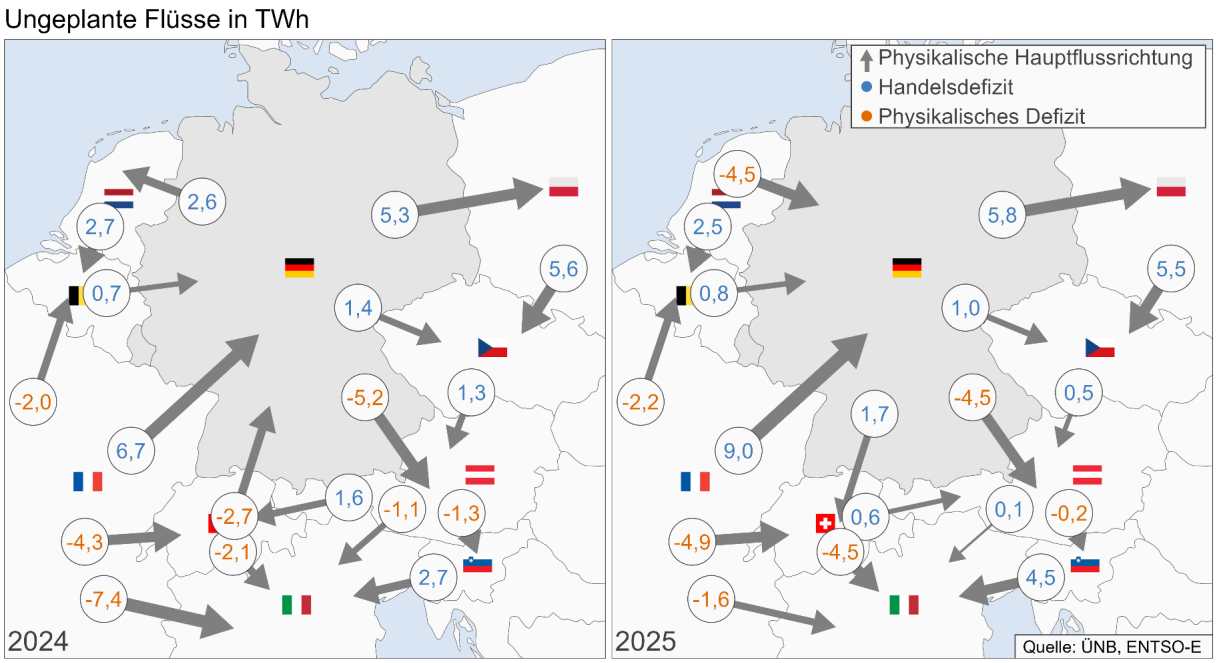
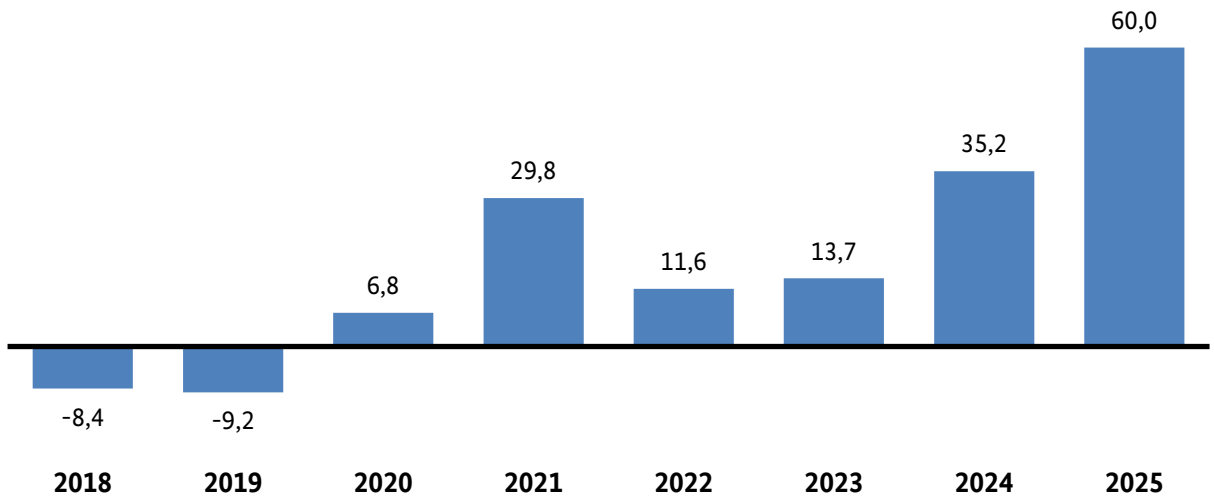


Abbildung 68: Ungeplante Flüsse

4. Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse

Strom: Nettokompensationszahlungen aus dem ITC-Fonds an die 4 ÜNB
in Mio. Euro



Quelle: ÜNB

Abbildung 69: Nettokompensationszahlungen aus dem ITC-Fonds an die 4 ÜNB

F. Großhandel Strom

Ein liquider Großhandelsmarkt – sowohl an den Strombörsen als auch im Rahmen des außerbörslichen Handels – ist für den Wettbewerb im Strombereich unerlässlich. Ausreichende Liquidität, also eine dauerhaft hinreichend hohe Menge im Stromgroßhandel, verbessert die Markteintrittsmöglichkeiten für neue Anbieter und Abnehmer. Darüber hinaus werden den Marktteilnehmern Möglichkeiten eröffnet, ihre Auswahl an Handelspartnern und -produkten sowie Handelsformen und -verfahren zu diversifizieren.

Bei den Strombörsen spielen sowohl der Spotmarkt, auf dem kurzfristig benötigte oder angebotene Strommengen beschafft bzw. abgesetzt werden können, als auch der Terminmarkt, der eine langfristige Absicherung von Preisrisiken ermöglicht, eine wichtige Rolle. Für den außerbörslichen Bereich ist der sogenannte OTC-Handel („over the counter"), teilweise vermittelt durch Broker, von erheblicher Bedeutung.

1. Börslicher Großhandel

Die Erhebungen im Bereich des börslichen Stromhandels umfassen das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg sowie die Börsenplätze in Leipzig (European Energy Exchange AG – EEX), Paris (EPEX SPOT SE), Wien (EXAA-Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG) und Berlin/Oslo (Nord Pool AS), die sich auch in diesem Jahr an der Datenerhebung im Energie-Monitoring beteiligt haben. Erstmals wurden außerdem die Zahlen der Intercontinental Exchange (ICE) erhoben, Die EEX und die ICE bieten Produkte im Terminhandel an, die EPEX SPOT, die Nord Pool und die EXAA hingegen Handel im Spotmarktbereich. Akteure an den Börsen sind registrierte Stromhandelsteilnehmer.[37]

[37] Nicht jedes Unternehmen bedarf eines eigenen Zugangs zur Börse, vielmehr kann auch auf Dienstleistungsangebote börslich registrierter Händler zurückgegriffen werden. Größere Konzerne bündeln ihre Handelsaktivitäten oftmals in einer Konzerngesellschaft, die über eine entsprechende Börsenregistrierung verfügt.

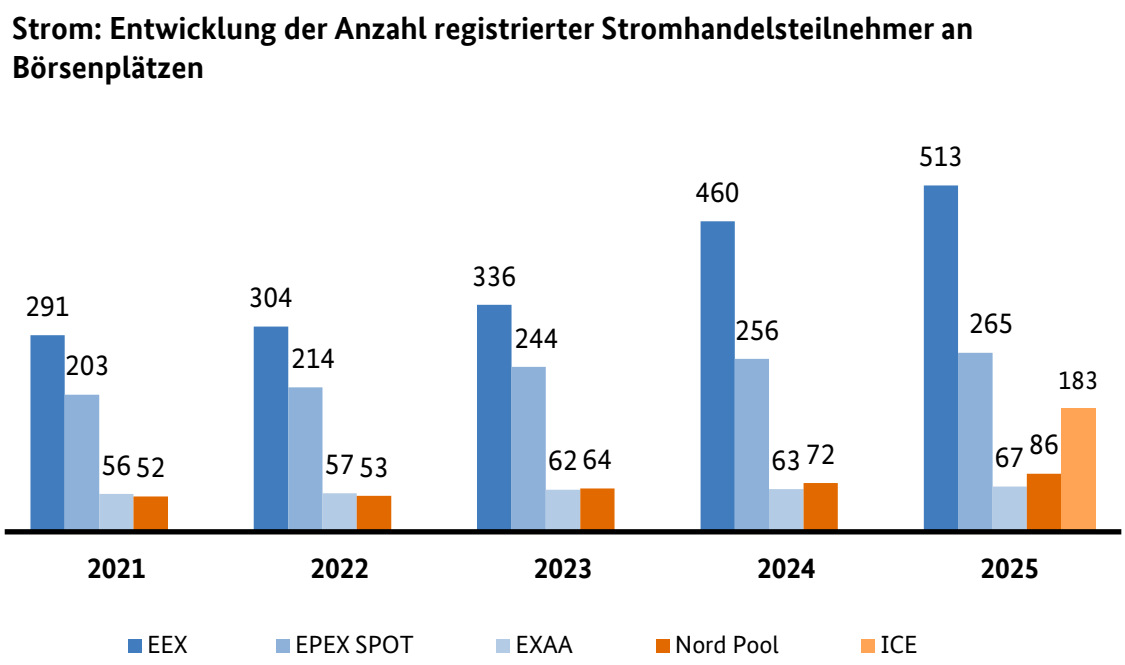


Abbildung 70: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an Börsenplätzen gemäß Angaben der Börsen[38]

Börslicher Stromhandel findet als Spot- oder Terminhandel statt, welche unterschiedliche, überwiegend komplementäre Funktionen erfüllen. Während am Spotmarkt die physische Erfüllung des Stromliefervertrages (Lieferung in den Bilanzkreis) im Vordergrund steht, werden börsliche Terminkontrakte überwiegend finanziell erfüllt. Dies bedeutet, dass zwischen den Vertragspartnern zum vereinbarten Erfüllungstermin letztlich keine Stromlieferung, sondern ein Barausgleich in Höhe der Differenz des vorab vereinbarten Terminpreises und des Spotmarktpreises erfolgt. Bei Terminkontrakten können die Käufer i.d.R. zwischen physischer oder finanzieller Erfüllung wählen.

1.1 Spotmärkte

Börsliche Spotmärkte gliedern sich in zwei Teilmärkte: Am sogenannten Day-Ahead-Markt wird täglich zur Mittagszeit Strom für den Folgetag auktioniert. Am Intraday-Markt wird Strom noch kurzfristiger gehandelt mit einer Vorlaufzeit von 5 Minuten bis zu einem Tag. Von den hier betrachteten Strombörsen EPEX SPOT, Nord Pool und EXAA bieten alle Day-Ahead-Handel an. Darüber hinaus bieten EPEX SPOT und Nord Pool

[38] In diesem Jahr mit Berücksichtigung der Intercontinental Exchange (ICE).

auch einen kontinuierlichen Intraday-Handel sowie Intraday-Auktionen an. Die physische Erfüllung der Kontrakte durch Stromlieferung ist an den hier betrachteten börslichen Spotmärkten nach Luxemburg (Creos) und in die vier deutschen Regelzonen (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) möglich.

Spotmärkte – Day-Ahead Handel

Seit Juli 2019 ist in allen Gebotszonen der Region Westeuropa (und damit auch in der deutschen Gebotszone) der grenzüberschreitende Day-Ahead Handel im Rahmen der einheitlichen europäischen Day-Ahead Marktkopplung (SDAC) möglich.[39] Seit Juni 2022 wurde die lastflussbasierte Marktkopplung (Flow-Based Market Coupling) im Day-Ahead Handel für die Core capacity calculation region (Core CCR) in Betrieb genommen. Damit wurde die grenzüberschreitende Kapazitätsvergabe im Day-Ahead Handelsbereich innerhalb der Core Region auf ein flow-basiertes Verfahren umgestellt. Die Core-Region geht über Westeuropa hinaus und umfasst Gebotszonengrenzen zwischen insgesamt 13 Ländern in Zentralwest- und Ost-Europa, nämlich: Belgien, Deutschland, Frankreich, Kroatien, Luxemburg, die Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Slowenien, Slowakei, Tschechien und Ungarn.[40] Über die für das für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg zugelassenen Börsen[41] (NEMO – Nominated Electricity Market Operator) können Marktteilnehmer dadurch an der gekoppelten Day-Ahead-Auktion um 12 Uhr teilnehmen. In dieser Auktion wird aus der Gesamtheit der rechtzeitig abgegebenen Aufträge unter Berücksichtigung der verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten durch einen zentralen Auktionsalgorithmus für jede Gebotszone ein gebotszoneneinheitlicher Day-Ahead Preis (SDAC-Preis) errechnet. Der so ermittelte SDAC-Preis ist der verbindliche Auktionspreis für jede Strombörse innerhalb einer Gebotszone, so dass es im Regelfall nicht darauf ankommt, an welcher Strombörse ein Marktteilnehmer handelt.

Zum 1. Oktober 2025 erfolgte eine wesentliche Änderung des Marktdesigns. Die gekoppelte Day-Ahead-Auktion wurde EU-weit von Stundenprodukten auf 15-Minuten-Produkte umgestellt. Das bedeutet, sie werden statt mit einer zuvor verwendeten Market Time Unit (MTU) von 60 Minuten seit diesem Zeitpunkt grundsätzlich in 15-Minuten-MTUs durchgeführt. Die Änderung erfolgte im Rahmen der Umsetzung der EU-Verordnungen zur Elektrizitätsbinnenmarktgestaltung (Verordnung EU 2019/943)[42] und zur Strombilanzierung (Verordnung EU 2017/2195)[43], die einheitliche Abrechnungsintervalle von 15 Minuten vorschreiben. Betroffen sind alle SDAC-gekoppelten Gebotszonen – mit Ausnahme von Irland und Großbritannien, die weiterhin 30-

[39] Rechtsgrundlage: Verordnung (EU) 2015/1222 der Europäischen Kommission vom 24. Juli 2015 (CACM-Verordnung).

[40] https://www.nemo-committee.eu/assets/files/successful-go-live-of-the-core-fb-mc-project-.pdf, aufgerufen am 30.08.2023

[41] https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/Electricity/MARKET-CODES/CAPACITY-ALLOCATION-AND-CONGESTION-MANAGEMENT/Documents/NEMOs-list-January-2026.pdf, aufgerufen am 16. September 2026.

[42] Europäische Union, *Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt,* Amtsblatt der Europäischen Union, L 158/54, 2019. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943

[43] Europäische Union, *Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Strombilanzausgleich,* Amtsblatt der Europäischen Union, L 312/6, 2017. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32017R2195

Minuten-Intervalle nutzen. Die feinere zeitliche Auflösung soll die Integration erneuerbarer Energien erleichtern, da deren Erzeugung innerhalb einer Stunde stark schwanken kann. Sie soll eine genauere Abbildung der Lastprofile ermöglichen und damit die Steuerbarkeit von Angebot und Nachfrage verbessern, was zu einer höheren Netzstabilität und Flexibilität bei kurzfristigen Änderungen beitragen kann. Neben den Viertelstundenprodukten können im gekoppelten Day-Ahead-Markt weiterhin andere Gebotsformen, insbesondere (standardisierte sowie selbstgewählte benutzerdefinierte) Blockgebote, gehandelt werden. Bei EPEX SPOT ermöglicht das sogenannte Cross-Product Matching zudem die Abgabe von Geboten mit unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen. Sie veröffentlichen zudem einen 60-Minuten-Preisindex als arithmetischen Durchschnitt der entsprechenden Viertelstundenpreise.[44]

Ferner können Gebote für eine vollständige oder teilweise physische Erfüllung von an der EEX gehandelten Terminkontrakten (Futures-Positionen) eingereicht werden.

Die EXAA bietet neben der gekoppelten SDAC-12:00-Uhr-Auktion (seit Oktober ebenfalls MTU 15) weiterhin eine zeitlich vorgelagerte, unabhängige Day-Ahead-Auktion um 10:15 Uhr (sogenannte „Classic Auction“) für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg an. Sie kann den Händlern insbesondere als frühes Preissignal für den weiteren Handelstag dienen. In der 10:15-Auktion können inzwischen neben Stunden- und Blockprodukten auch die 96 Viertelstunden des folgenden Liefertages gehandelt werden.[45]

Spotmärkte – Intraday Handel

Durch die einheitliche europäische Intraday-Marktkopplung (SIDC =Single Intraday Coupling)[46] bekommen Marktteilnehmer der Gebotszone Deutschland/Luxemburg Zugang zur gesamten europäischen Marktliquidität, egal über welche Börse gehandelt wird. In der deutschen Gebotszone bieten sowohl Nord Pool, die EPEX SPOT als auch seit dem 1. September 2023 die ETPA Holding B.V. einen Zugang zum gebotszonenübergreifenden Intradayhandel an.[47] Gegenstand des kontinuierlichen Intraday-Handels an EPEX SPOT und Nord Pool sind neben Einzelstunden und 15-Minuten-Perioden ebenfalls standardisierte Blöcke. Die Stromkontrakte für die deutschen Regelzonen können bis 30 Minuten (gekoppelt im Rahmen des SIDC nur bis 60 Minuten) vor Lieferbeginn bei der EPEX SPOT und bis 20 Minuten vor Lieferbeginn bei der Nord Pool gehandelt werden; innerhalb der Regelzonen bis zu 5 Minuten vor Lieferung bei der EPEX SPOT bzw. bis direkt zum Lieferzeitpunkt bei der Nord Pool.[48] Die deutschen ÜNB haben sich verpflichtet, bereits von 15 bis 18 Uhr des Vortags

---

[44] EPEX SPOT 2025: 15-minute products in Market Coupling, abrufbar unter: https://www.epexspot.com/en/news/intraday-auctions-idas-were-implemented-across-europe-13-june-2024 aufgerufen am 27. August 2026

[45] EXAA 2026: abrufbar unter: https://www.exaa.at/en/energytrading/handel-mit-exaa/ aufgerufen am 27. August 2026

[46] Österreich, Belgien, Dänemark, Estland, Finnland, Frankreich, Lettland, Litauen, Luxemburg, Norwegen, Niederlande, Portugal, Spanien, Schweden, Bulgarien, Kroatien, Tschechien, Ungarn, Polen, Rumänien und Slowenien sowie Italien.

[47] Weitere Informationen dazu siehe BNetzA, Beschlüsse BK6-18-098, sowie BK6-16-017 (Vorgängerentscheidung noch für Gebotszone DE/AT/LU), siehe: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-098/BK6-18-098_beschluss_vom_04_10_2018.html?nn=872010

[48] ACER 2018: Acer adopts a decision on intraday cross-zonal gate opening and closure time, abrufbar unter: https://documents.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-adopts-a-decision-on-intraday-cross-zonal-gate-opening-and-closure-time.aspx vom 07.05.2018, aufgerufen am 1. September 2022

unbegrenzte Intraday-Übertragungskapazitäten zwischen den vier deutschen ÜNB-Regelzonen zur Verfügung stellen, so dass in der SIDC-Plattform Handel in ganz Deutschland möglich ist. Essentiell für das SIDC sind die sogenannten Gemeinsamen Auftragsbücher (Shared Order Books – SOB).

In der CACM-Verordnung werden alle im Rahmen des SIDC tätigen NEMOs verpflichtet, die Aufträge ihrer Marktteilnehmer unmittelbar nach ihrem Eingang an das SOB zu übermitteln. Sofern Übertragungskapazität vorhanden ist, werden Handelsaufträge automatisiert auch über Gebotszonen hinweg zusammengeführt, um so eine vollständige Nutzung der Übertragungskapazitäten zu erreichen. Diese Verpflichtung der NEMOs zur Übermittlung ihrer Aufträge an das SOB endet allerdings zum Zeitpunkt der Schließung des gebotszonenübergreifenden Intraday-Marktes 60 Minuten vor Lieferbeginn, da dann der grenzüberschreitende Handel schließt und keine grenzüberschreitenden Kapazitäten mehr zur Verfügung stehen. Der Intraday-Handel innerhalb der Gebotszone Deutschland/Luxemburg geht dann bis zum tatsächlichen Lieferbeginn weiter, sodass hier insoweit für alle NEMOs in der Gebotszone Deutschland/Luxemburg der Zugang zu den Intraday-Aufträgen auch in den letzten 60 Minuten gleichermaßen notwendig ist.[49]

Bereits am 13. Juni 2024 wurden zur Weiterentwicklung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes zur Bepreisung der Innertageskapazität europaweit drei einheitliche Intraday Auktionen (IDAs) an der EPEX SPOT eingeführt. In Deutschland wurde die ursprüngliche Intraday-Auktion um 15:00 Uhr damit um eine weitere Auktion um 22:00 Uhr des Vortages, sowie eine um 10 Uhr des Liefertages ergänzt.[50] Die Einführung der drei Intraday-Auktionen zielte darauf ab, die Berechnung und Zuteilung grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten im Intraday-Handel europaweit zu harmonisieren. Durch die zusätzlichen Auktionszeitpunkte sollten Kapazitätspreise die aktuelle Netzknappheit präziser abbilden und damit aussagekräftigere Preissignale an den Markt gesendet werden. Gleichzeitig wurde erwartet, dass diese Maßnahme die Gesamteffizienz des Intraday-Handels erhöht.[51] Stand 2025 wurden die Erwartungen nur teilweise erfüllt. Das Kernziel, zusätzliche Liquidität in den Markt zu bringen, wurde zwar erreicht. Es zeigten sich jedoch starke regionale Unterschiede bei der Nutzung der Auktionen, und die dritte Auktion am Liefertag wurde von den Marktteilnehmern kaum genutzt.[52]

---

[49] Die CACM-Richtlinie wird derzeit überarbeitet. ACER schlägt vor, das Teilen der Handelsbücher auf den gesamten Zeitraum des Intraday-Handels auszuweiten und nicht nur, wenn grenzüberscheitende Kapazitäten zur Verfügung stehen.

[50] EPEX SPOT 2024: Intraday Auctions (IDAs) were implemented across Europe on 13 June 2024, abrufbar unter: https://www.epexspot.com, aufgerufen am 30. September 2026

[51] EPEX SPOT 2025: 15-minute products in Market Coupling, abrufbar unter: https://www.epexspot.com/en/news/intraday-auctions-idas-were-implemented-across-europe-13-june-2024 aufgerufen am 27. August.2026

[52] https://www.energate-messenger.de, 12.02.2025, Interview mit Kora Töpfer, EPEX SPOT.

1.1.1 Handelsvolumen

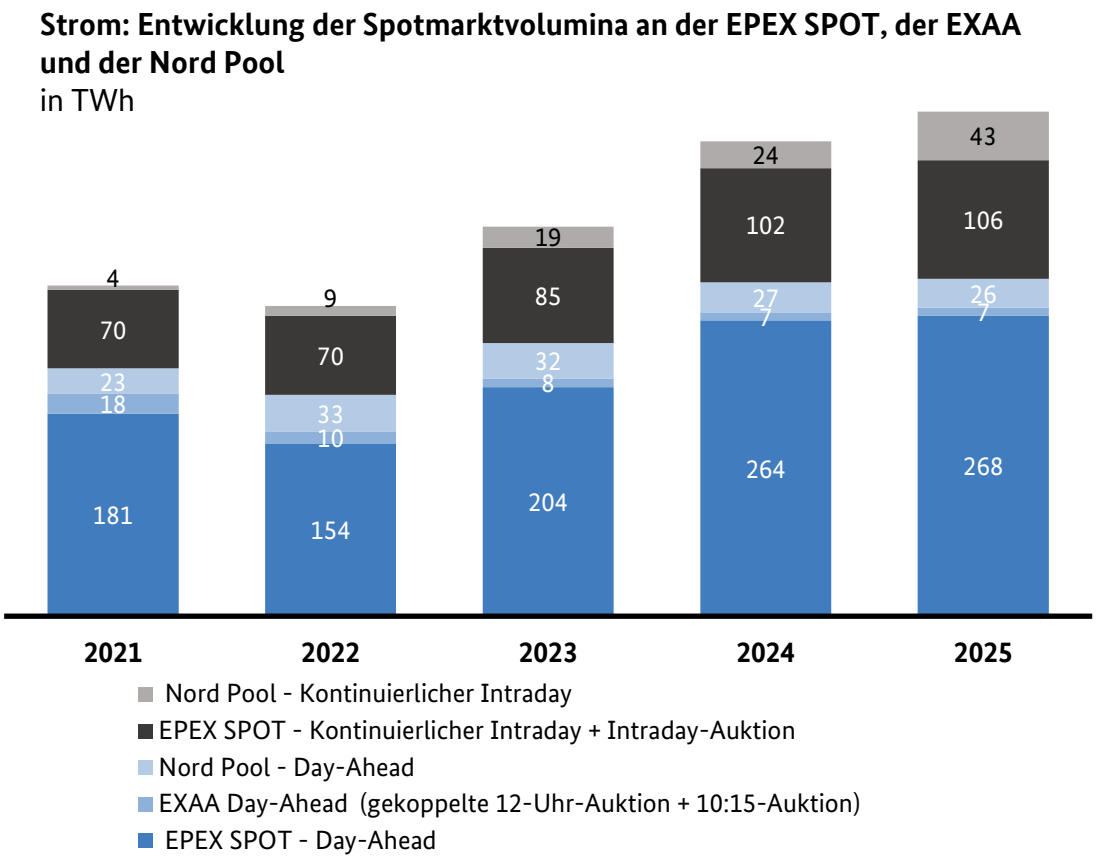


Abbildung 71: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT, der Nord Pool und der EXAA gemäß Angaben der Börsen

1.1.2 Preisniveau

Der für das Marktgebiet Deutschland gängigste Preisindex für den Spotmarkt ist der SDAC. Die Day-Ahead-Baseload ist das arithmetische Mittel der 24 Einzelstunden-Preise der gekoppelten Day-Ahead-Auktion eines Tages, während der Day-Peakload das arithmetische Mittel der Stunden 9 bis 20 eines Tages, d. h. von 8:00 Uhr bis 20:00 Uhr, bildet.

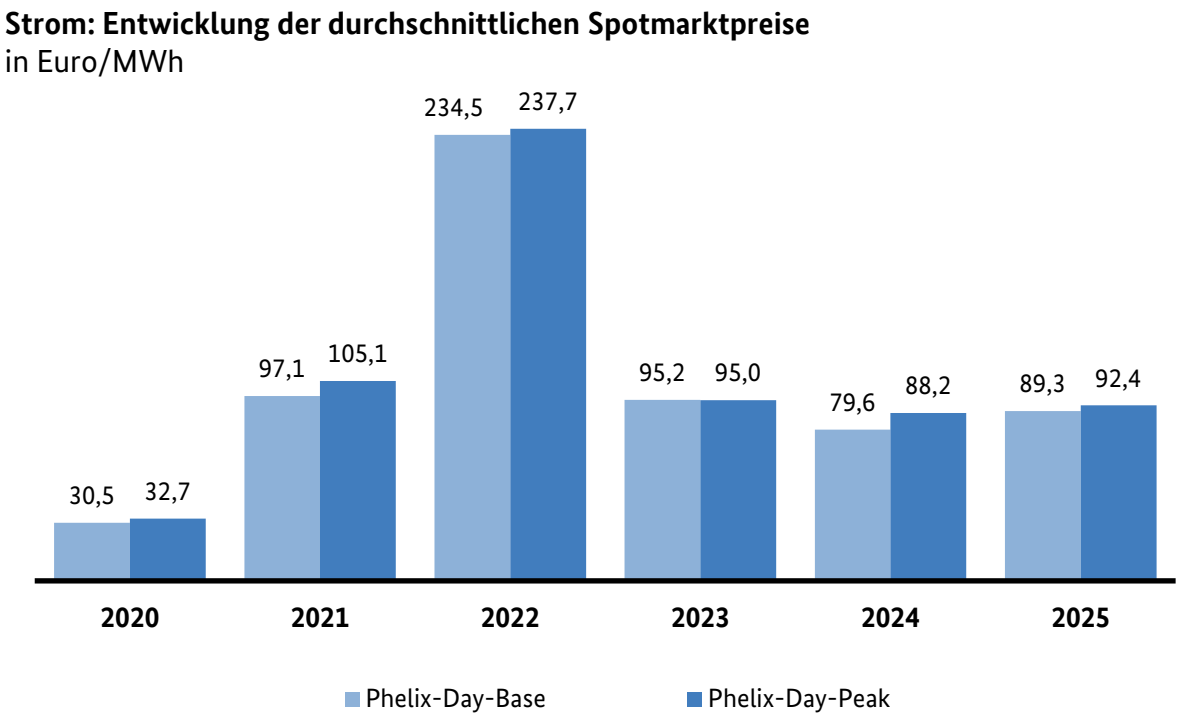


Abbildung 72: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise der gekoppelten Auktion

Spotmärkte – Preisstreuung

Die Preise der SDAC weisen im Jahresverlauf weiterhin eine erhebliche Streuung auf, und die Spanne der mittleren 80 Prozent hat im Vergleich zum Vorjahr leicht zugenommen. Die Preisspitzen im Januar und November sind auf Phasen mit sehr niedrigem Angebot von Wind- und Solarstrom („Dunkelflauten“) zurückzuführen.

Strom: Preisspannen des Phelix-Day-Base und des Phelix-Day-Peak in Euro/MWh

	Mittlere 80 Prozent	**Spanne der mittleren 80 Prozent**	Extremwerte	**Spanne der Extremwerte**
	10%-90 % der größensortierten Werte		**Min – Max**	
Base 2023	45,97 – 136,25	90,28	-53,87 – 202,73	256,6
Base 2024	36,71 – 112,53	52,96	1,78 – 492,04	490,26
Base 2025	53,96 – 131,15	77,18	-0,29 – 231,36	231,65
Peak 2023	35,99 – 147,72	111,72	-137,3 – 235,99	373,29
Peak 2024	19,13 – 122,00	102,88	-40,79 – 605,93	646,72
Peak 2025	20,27 – 138,88	118,61	-56,57 – 312,70	369,27

Tabelle 30: Spannen der Base- und Peakload-Preise in den Jahren 2023 bis 2025 gemäß Angaben der EPEX

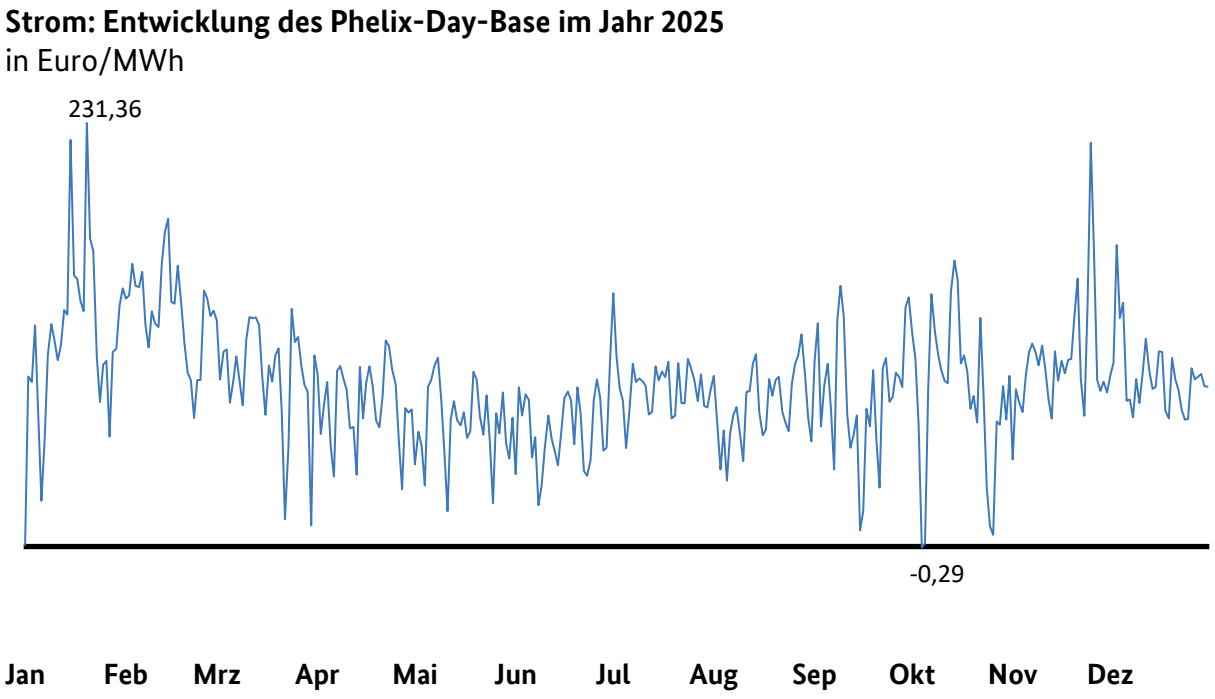


Abbildung 73: Entwicklung des Day-Baseload im Jahr 2025 gemäß Angaben der EPEX

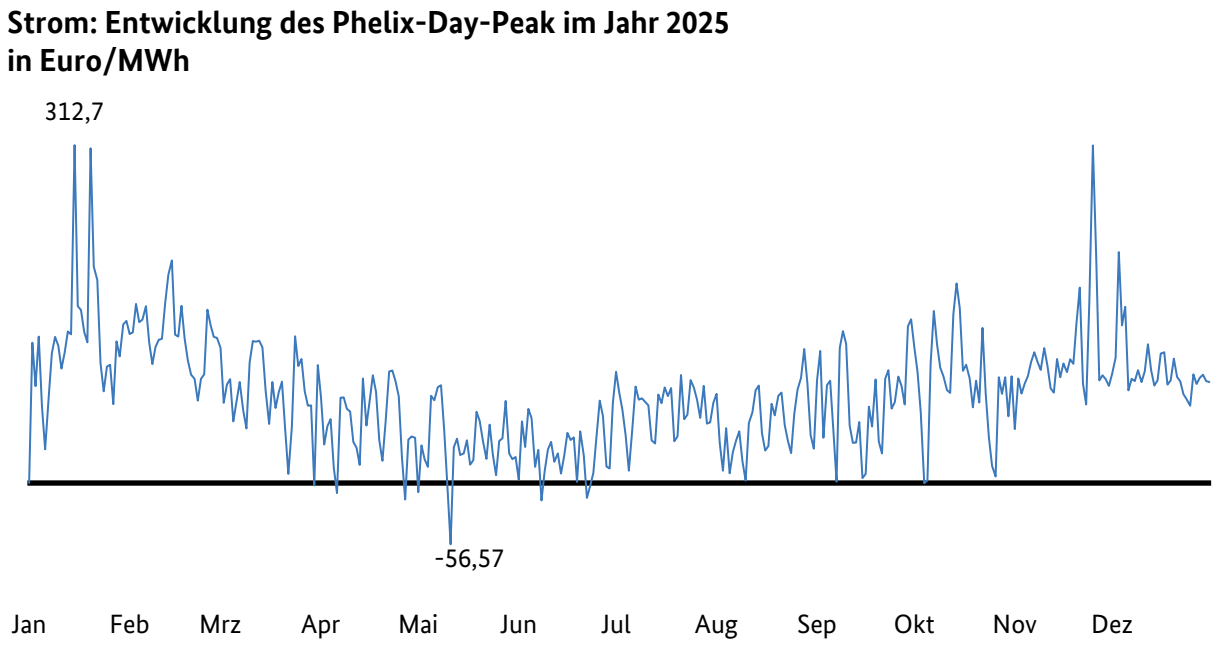


Abbildung 74: Entwicklung des Day-Peakload im Jahr 2025 gemäß Angaben der EPEX

1.2 Terminmärkte

An der EEX sind für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg Terminkontrakte, sogenannte Futures mit standardisierten Fälligkeiten, handelbar. Im folgenden Abschnitt wird ausschließlich auf die börslichen Transaktionsvolumina im Terminmarkt ohne OTC-Clearing abgestellt. Aus den von der EEX an den einzelnen Handelstagen festgestellten Preisen der German Power Futures für das Folgejahr kann ein Jahresmittelwert berechnet werden. Dieser Mittelwert entspräche dem durchschnittlichen Strombeschaffungspreis bzw. Stromveräußerungspreis eines Marktteilnehmers, wenn dieser den Strom im Vorjahr kontinuierlich beschafft bzw. veräußert hätte.

1.2.1 Handelsvolumen

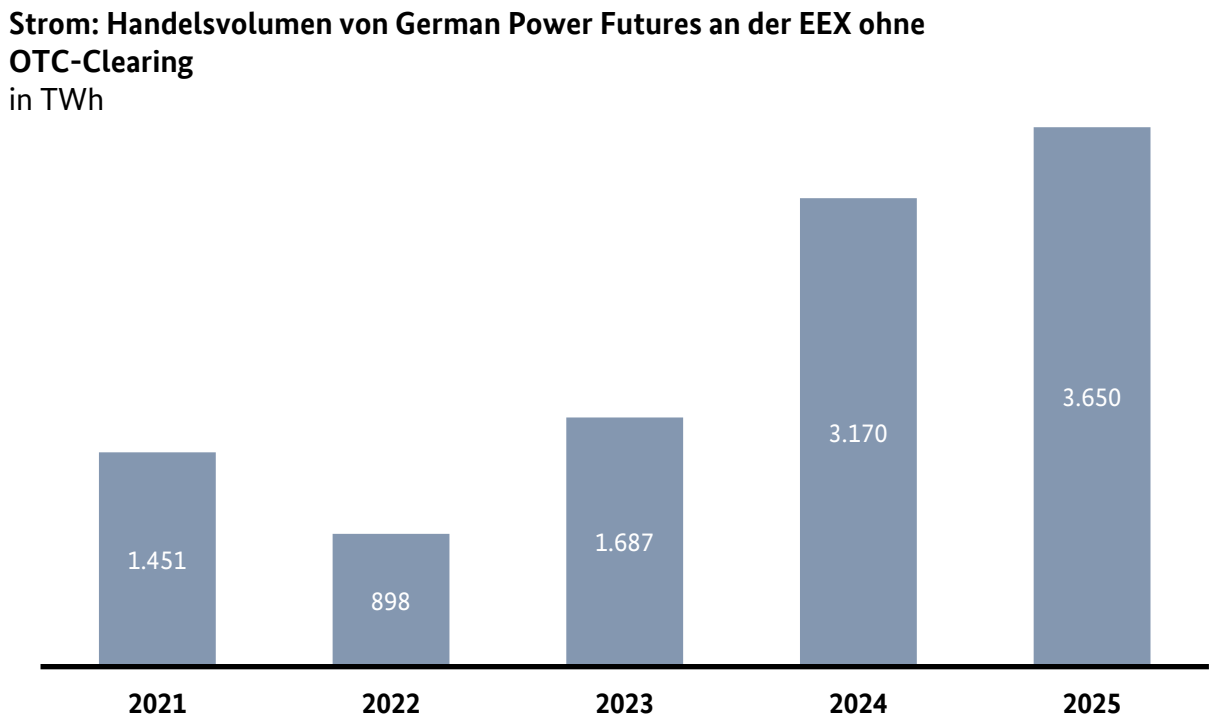


Abbildung 75: Handelsvolumen von German/Austria Power Futures sowie German Power Futures an der EEX

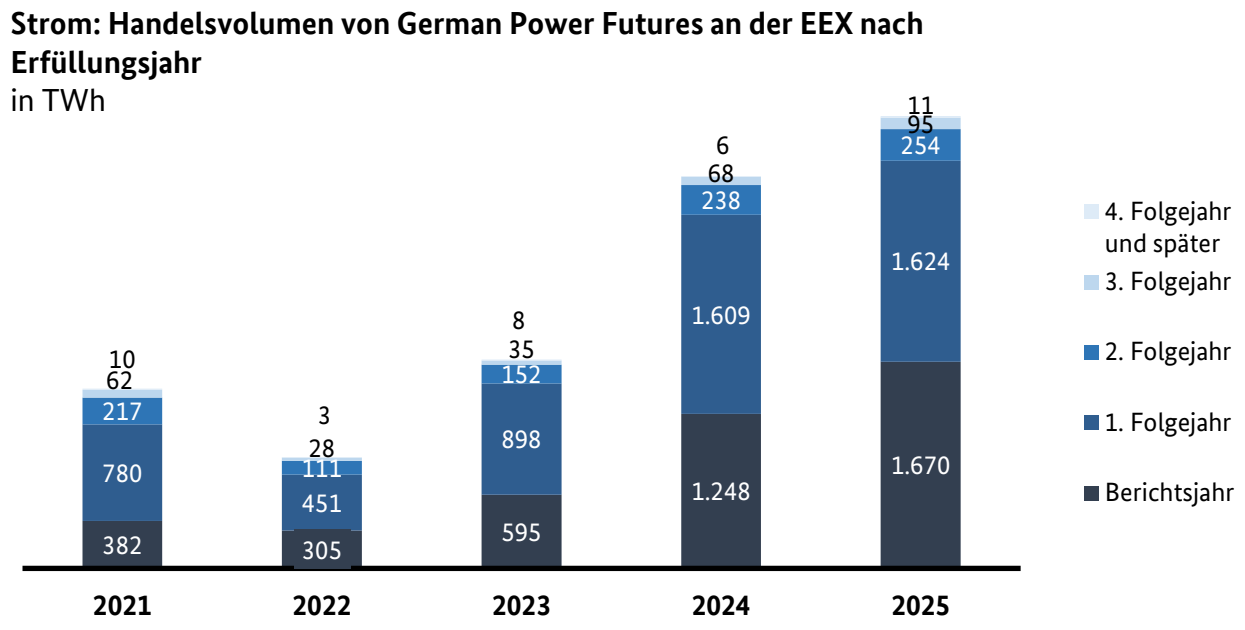


Abbildung 76: Handelsvolumen von German Power Futures nach Erfüllungsjahr gemäß Angaben der EEX

1.2.2 Preisniveau

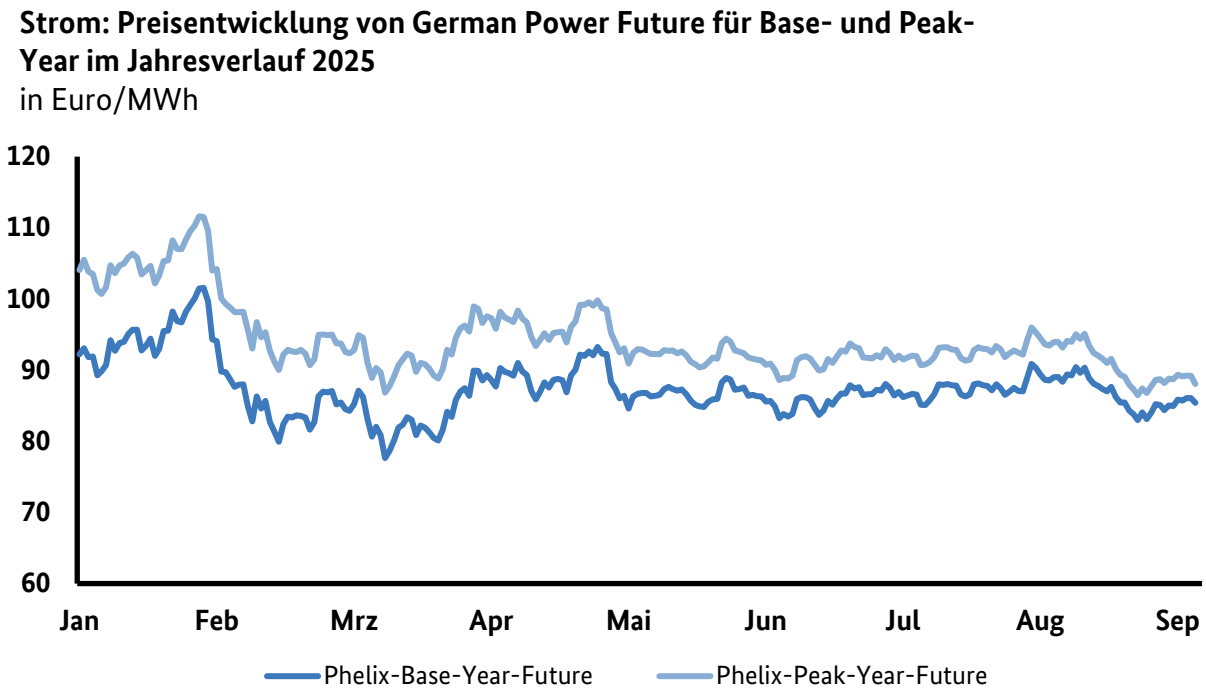


Abbildung 77: Preisentwicklung der German Power Future Base- und Peak-Year im Jahresverlauf 2025 gemäß Angaben der EEX

Strom: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-Frontjahresfuture an der EEX
in Euro/MWh

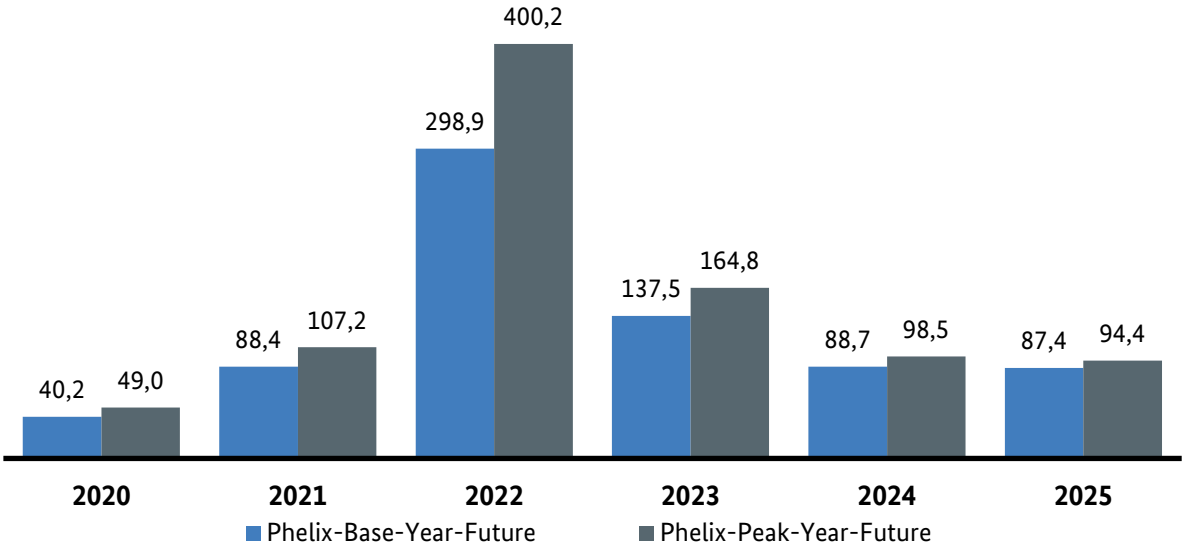


Abbildung 78: Entwicklung der Jahresmittelwerte der German Power Futures-Preise an der EEX

2. Außerbörslicher Großhandel

Kennzeichnend für den außerbörslichen Großhandel – auch OTC-Handel genannt – ist, dass klassischerweise die Vertragspartner einander bekannt sind bzw. spätestens bei Handelsabschluss einander bekannt werden, um die Kreditwürdigkeit des Vertragspartners einschätzen zu können. Charakteristisch ist zudem, dass die Parteien die Vertragsdetails grundsätzlich flexibel und individuell gestalten können. Die Erhebungen im Energie-Monitoring für den Bereich des OTC-Handels zielen darauf ab, Höhe, Struktur und Entwicklung des (bilateralen) Handelsvolumens zu erfassen. Im Unterschied zum Börsenhandel ist aber keine lückenlose Abbildung des Großhandels möglich, da es außerbörslich weder eindeutig abgrenzbare Marktplätze noch einen starren Kanon an Kontraktarten gibt. Zudem haben sich die Handelsplätze von der bilateralen Seite eher hin zu multilateralen Handelsplätzen entwickelt, wo nicht nur ein Käufer und ein Verkäufer agieren, sondern auch noch Zwischenhändler und Handelsvermittler („Broker“).

Im bilateralen Großhandel und multilateralen Großhandel spielen Broker eine wichtige Rolle. Sie dienen als Intermediäre zwischen Käufer und Verkäufer und bündeln Informationen zu Angebot und Nachfrage von Strom-Handelsgeschäften. Auf elektronischen Brokerplattformen wird die Zusammenführung von Interessenten auf Angebots- und Nachfrageseite formalisiert und die Chance des Übereinkommens zweier oder mehrerer Parteien erhöht.

Nachfolgend wurde für das Jahr 2025 für den Bereich des außerbörslichen Großhandels erneut eine Erhebung bei verschiedenen Brokerplattformen durchgeführt. Darüber hinaus wurden Daten zum OTC-Clearing an der EEX abgefragt.

2.1 Brokerplattformen

Im Monitoring werden Betreiber von Brokerplattformen zu den von ihnen vermittelten Kontrakten befragt. Viele Broker stellen zur Unterstützung ihres Vermittlungsgeschäfts eine elektronische Plattform bereit. An der diesjährigen Datenerhebung zum Großhandel haben sich wie im Vorjahr acht Broker beteiligt, die Stromhandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland vermittelten.

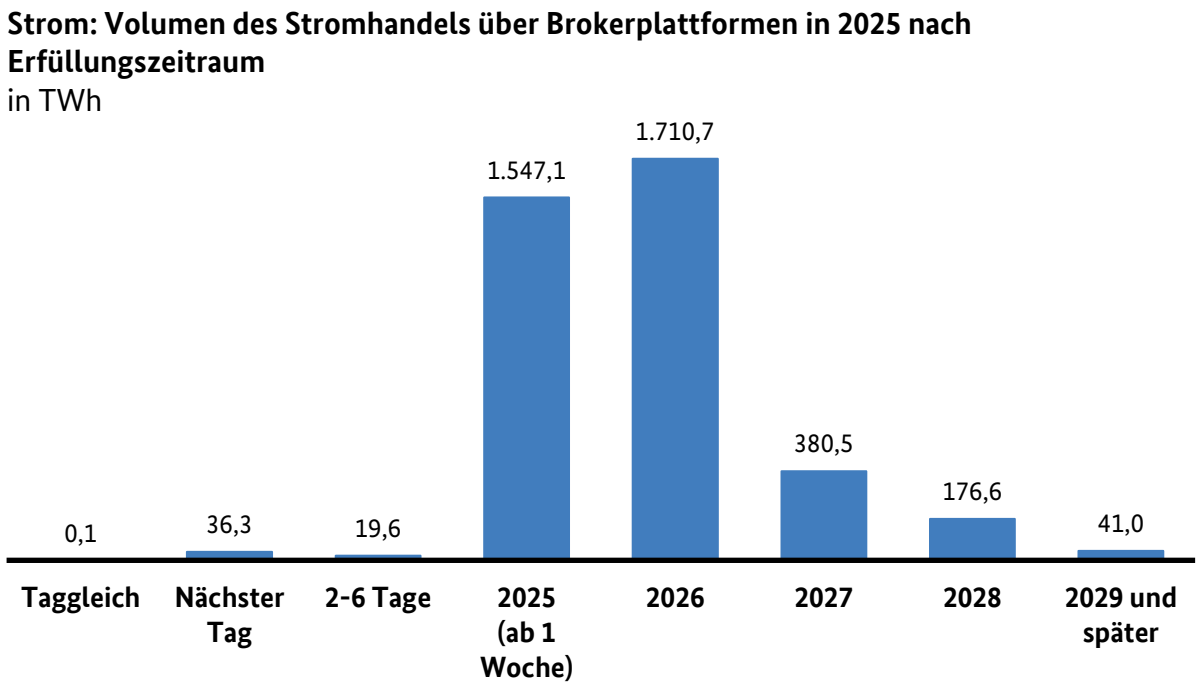


Abbildung 79: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2025 nach Erfüllungszeitraum gemäß Angaben befragter Broker

2.2 OTC-Clearing

Neben dem börslichen Handel spielt das OTC-Clearing an einer Börse eine spezielle Rolle für den außerbörslichen Großhandel. OTC-Handelsgeschäfte, die börslichen Standardprodukten entsprechen, können an der Börse registriert werden, womit die Börse bzw. deren Clearing-Haus zum Vertragspartner der Handelsteilnehmer wird und das Kontrahenten-Ausfallrisiko (Counterpart-Risiko) trägt. Ohne dieses Instrument kann das Ausfallrisiko im außerbörslichen Handel durch verschiedene Maßnahmen zwar reduziert oder abgesichert,

aber nicht völlig ausgeschlossen werden. Gemäß EMIR ist ein OTC-Clearing für die Handelspartner in bestimmten Fällen verpflichtend. Hinzu kommt, dass in manchen Fällen durch Einbeziehung der OTC-Geschäfte die bei der Clearing-Bank zu hinterlegenden nötigen Sicherheiten für den Börsenhandel, etwa mit Futures, geringer ausfallen können.

Mit der börslichen Registrierung sorgen die Vertragspartner dafür, dass ihr Kontrakt im Weiteren wie ein börslich zustande gekommenes Geschäft behandelt wird, d. h. die beiden Parteien stellen sich so, als ob sie jeweils ein entsprechendes Terminmarktprodukt an der Börse gekauft bzw. verkauft hätten. Das OTC-Clearing stellt somit eine Schnittstelle zwischen dem börslichen und dem nicht-börslichen Stromgroßhandel dar. Die EEX bzw. deren Clearing-Haus European Commodity Clearing AG (ECC) ermöglicht das OTC-Clearing (bzw. Trade Registration[53]) für alle Terminmarktprodukte, die auch an der EEX für den Börsenhandel zugelassen sind, sowie für die EPEX SPOT.

Da das OTC-Clearing eine (nachträgliche) Gleichstellung mit an der Börse abgeschlossenen Terminkontrakten bewirkt, ist es sinnvoll, die Entwicklung des OTC-Clearing-Volumens auch im Kontext des börslichen Terminmarktvolumens zu betrachten:

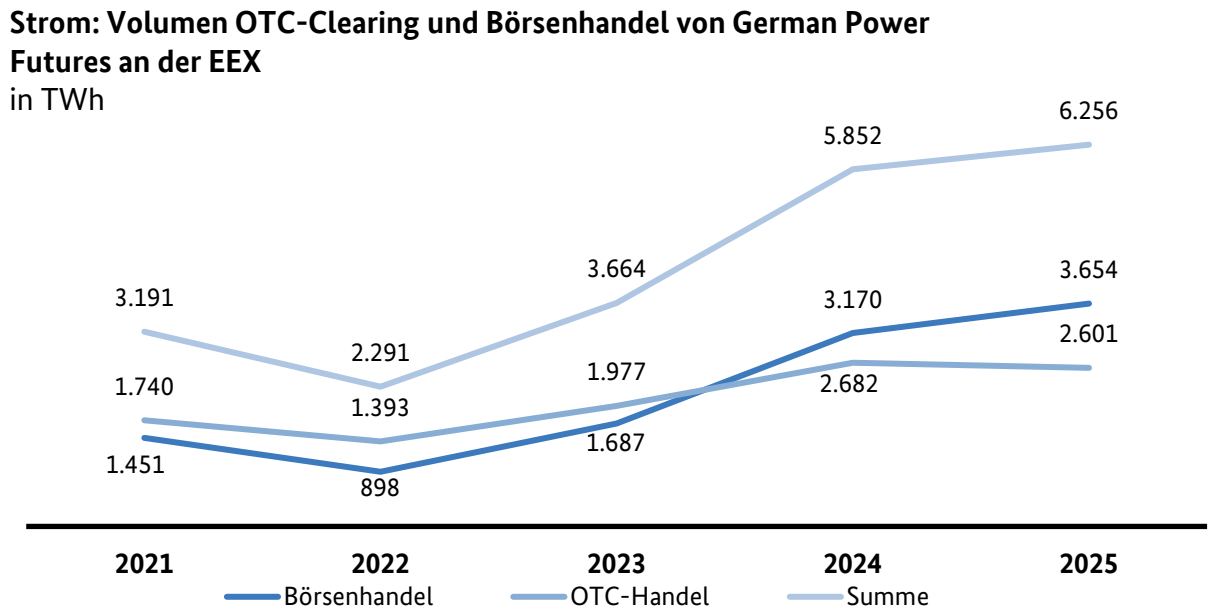


Abbildung 80: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von German-Power-Futures gemäß Angaben der EEX

[53] Die EEX bezeichnet diese Dienstleistung inzwischen nicht mehr als „OTC-Clearing“, sondern als „Trade Registration“. Im Monitoring-Bericht wird die ursprüngliche Bezeichnung beibehalten.

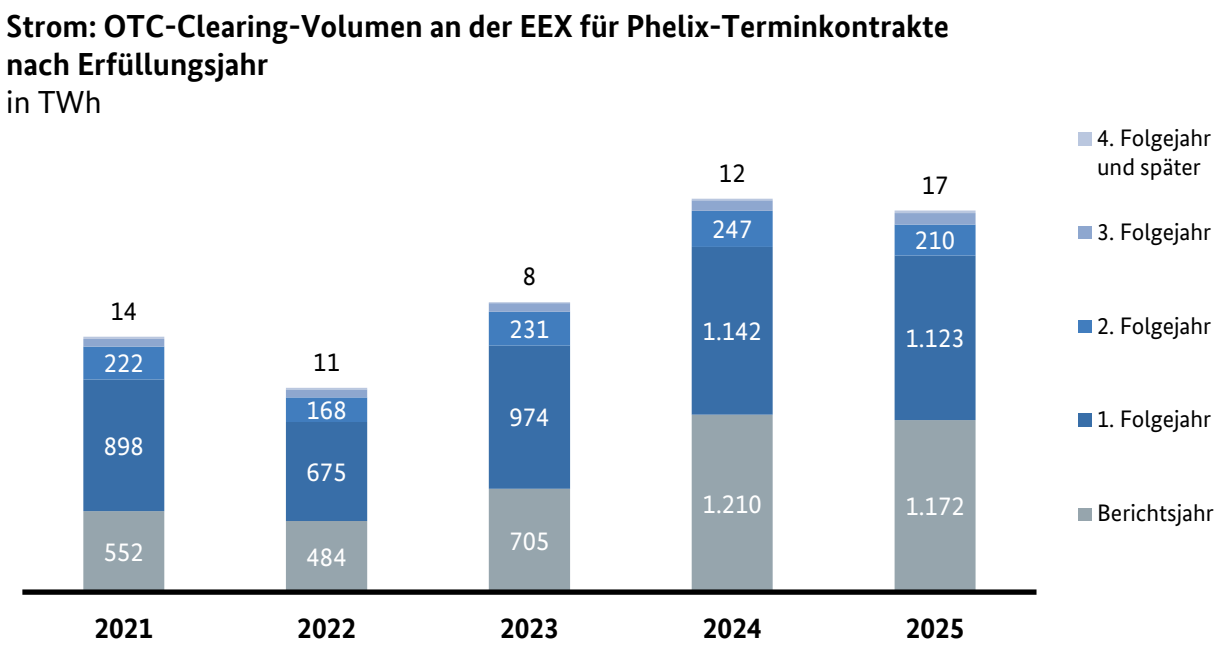


Abbildung 81: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr gemäß Angaben der EEX

G. Einzelhandel Strom

Im Bereich des Stromeinzelhandels - außerhalb der Grund- und Ersatzversorgung - können private Haushalte, Unternehmen und industrielle Kunden je nach ihren individuellen Bedürfnissen und Vorlieben Strom von verschiedenen Anbietern beziehen und den für sie am besten geeigneten Tarif auswählen. Die bundesweiten Märkte sind durch eine relativ hohe Wettbewerbsintensität geprägt. Kunden haben die Möglichkeit, ihren Stromlieferanten aus einer Reihe von Anbietern frei zu wählen und zu wechseln. Stromversorger bieten unterschiedliche Tarife an, die verschiedene Preisstrukturen und Vertragsbedingungen aufweisen können. Die Tarife können unterschiedliche Preisgestaltungen aufweisen, beispielsweise als Fixpreistarife oder dynamische Tarife mit einer an die Großhandelspreise gekoppelten Preisbildung.

Die Energieversorgungsunternehmen müssen im Einzelhandel, vor allem gegenüber Haushaltskunden, rechtliche und regulatorische Anforderungen erfüllen. Die Regulierungsbehörden überwachen den Markt, um sicherzustellen, dass die Anbieter transparente Tarife und Vertragsbedingungen anbieten. Das Bundeskartellamt hat die Aufgabe, durch Fusionskontrolle sowie gemeinsam mit den Landeskartellbehörden durch Kartell- und Missbrauchsaufsicht, einen funktionierenden Wettbewerb sicherzustellen.

Insgesamt bieten die Einzelhandelsmärkte für Strom den Verbrauchern in Deutschland die Möglichkeit, ihren Stromlieferanten nach ihren Bedürfnissen und Präferenzen auszuwählen und von Wettbewerb und einer breiten Palette von Angeboten zu profitieren. Weitergehende Erläuterungen finden Sie im Glossar dieser Publikation. Weitere Daten finden Sie auf www.smard.de.

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

Für die Belieferung der Letztverbraucher mit Elektrizität sind über 1.400 Elektrizitätslieferanten zuständig, die Stromverbrauchsstellen, die sog. Marktlokationen mit Elektrizität beliefern. Im Normalfall kann der Stromkunde aus einer Vielzahl von verschiedenen regionalen oder bundesweiten Anbietern seinen Elektrizitätslieferanten wählen. Schließen Verbraucher keinen Belieferungsvertrag mit ihrem Wunschlieferanten ab, werden sie vom Grundversorger versorgt. Grundversorger ist immer das Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das im Netzgebiet vor Ort die meisten Haushaltskunden mit Strom beliefert. Grundversorger können darüber hinaus auch weitere Stromlieferverträge außerhalb der Grundversorgung anbieten.

Strom: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen im Jahr 2025 belieferten
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

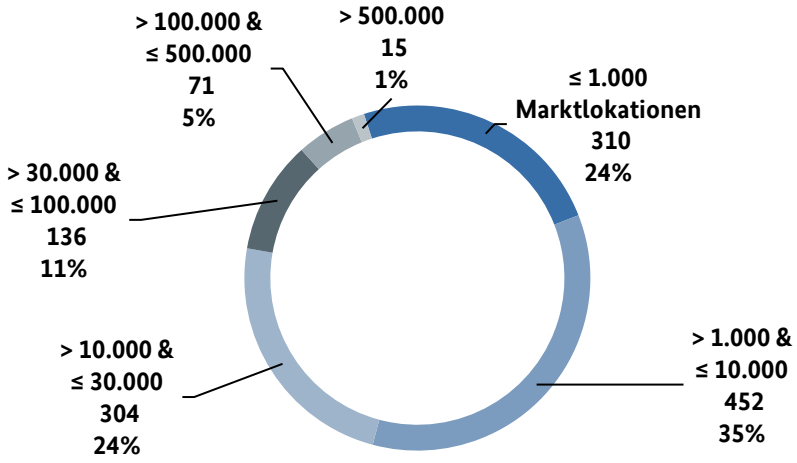


Abbildung 82: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen im Jahr 2025 belieferten

Strom: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten im Jahr 2025 belieferten
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

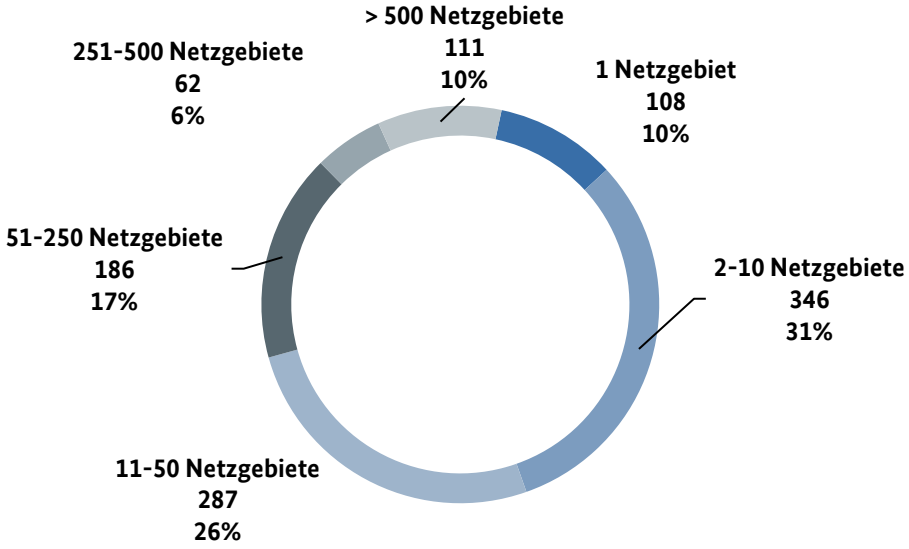


Abbildung 83: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten im Jahr 2025 belieferten

Strom: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist
in Prozent, ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

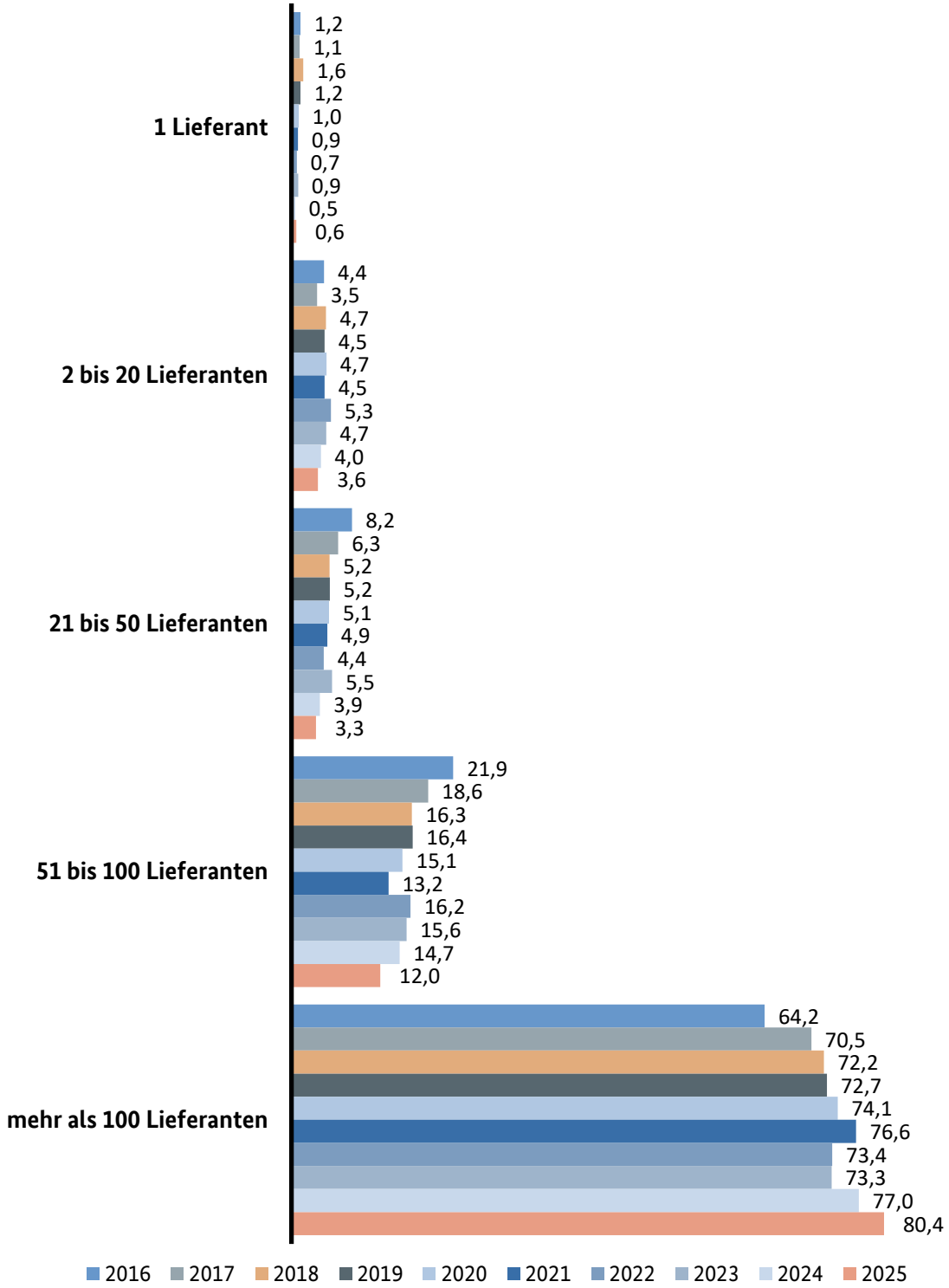


Abbildung 84: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Die Stromletztverbraucher werden nach Art der Verbrauchserfassung in Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) und Kunden ohne registrierende Leistungsmessung unterschieden. Bei Letzteren wird die zeitliche Verteilung des Verbrauchs über ein Standardlastprofil geschätzt (SLP-Kunden). Daneben können die Stromletztverbraucher in Haushalts- und Nicht-Haushaltskunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden wird im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) im Wesentlichen nach qualitativen Merkmalen definiert.[54] Nicht-Haushaltskunden umfassen Gewerbe- und Industriekunden. Eine allgemein anerkannte Definition von Gewerbekunden einerseits und Industriekunden andererseits hat sich bislang nicht durchgesetzt. Ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal für die Zwecke des Monitorings ist die Stromabnahmemenge. So befinden sich in der Verbrauchskategorie von über 2 GWh/Jahr typischerweise große Industriekunden und in der Verbrauchskategorie von 10 MWh/Jahr bis 2 GWh/Jahr verschiedenste Gewerbekunden, wie beispielsweise Restaurants, Bürogebäude oder Krankenhäuser.[55]

Bei Stromlieferverträgen wird zwischen drei Vertragsarten unterschieden, die sich hinsichtlich der Vertragsmodalitäten und Verpflichtungen der Lieferanten und der Preise unterscheiden:

- Vertrag mit dem Grundversorger innerhalb der Grundversorgung,
- Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (sog. Sondervertrag) und
- Vertrag (ebenfalls Sondervertrag) mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Vertragswechsel und Lieferantenwechsel sind eine Möglichkeit für Verbraucher, je nach ihren individuellen Bedürfnissen und Vorlieben den für sie am besten geeigneten Tarif und ggf. Versorger auswählen. Als Vertragswechsel wird in diesem Zusammenhang der Wechsel beim gleichen Stromlieferanten in einen anderen Tarif bezeichnet z.B, von einem Grundversorgungsvertrag zu einem Sondervertrag beim Grundversorger. Als Lieferantenwechsel wird der Vorgang bezeichnet, bei dem die Marktlokation eines Letztverbrauchers einem neuen Lieferanten zugeordnet wird.

[54] Nach § 3 Nr. 57 EnWG sind Haushaltskunden Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen.

[55] In die Kategorie „Gewerbekunden“ werden i. d. R. auch Kunden aus den Bereichen freie Berufe, Landwirtschaft, Dienstleistungen und öffentliche Verwaltung einbezogen, wenn deren Jahresverbrauch mehr als 10.000 kWh beträgt.

Strom: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2025
Menge und Verteilung

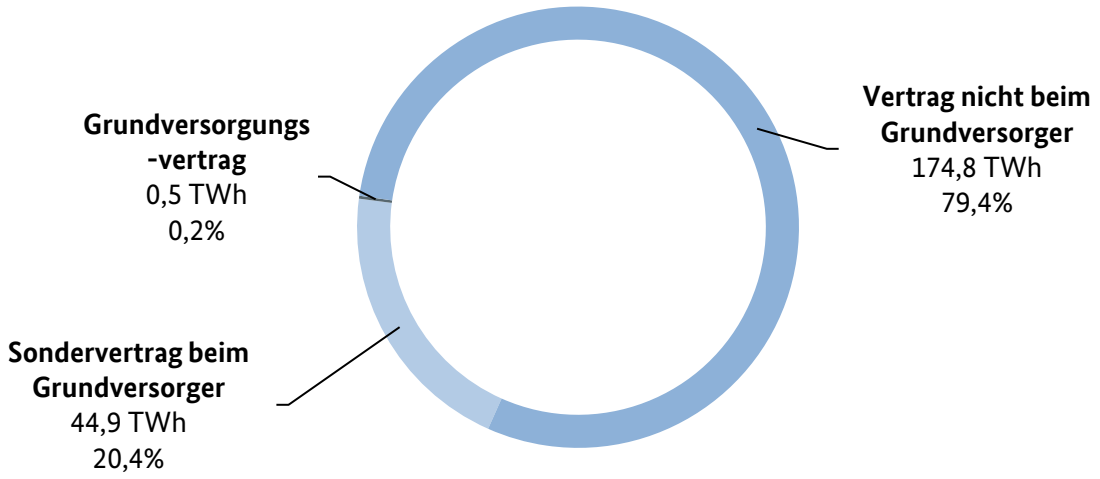


Abbildung 85: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2025 gemäß Angaben der Stromlieferanten

Strom: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2025

Letztverbraucher-kategorie	Anzahl der Marktlokationen mit Lieferanten-wechseln	Anteil an allen Marktlokationen der Verbrauchs-kategorie	Entnahmemenge an Marktlokationen mit Lieferanten-wechseln in TWh	Anteil an Entnahmemenge der Verbrauchs-kategorie
>10 MWh/Jahr – 2 GWh/Jahr	221.888	11,4%	12,8	11,4%
> 2 GWh/Jahr	1.698	10,0%	17,2	8,6%
Gesamt Nicht-Haushaltskunden	**223.586**	**11,4%**	**30,0**	**9,6%**

Tabelle 31: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2025 gemäß Angaben der Netzbetreiber[56]

[56] Für das Jahr 2025 haben rund 1.283 Stromlieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Marktlokationen und Ausspeisemengen bei RLM-Kunden gemacht (Vorjahr: 1.345). Unter den Stromlieferanten bestehen zum Teil Konzernverbindungen, so dass diese Zahl nicht mit der Anzahl der unabhängig voneinander agierenden Wettbewerber gleichzusetzen ist.

Strom: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden
Mengenbezogene Quote für alle Verbraucher >10 MWh/Jahr in Prozent

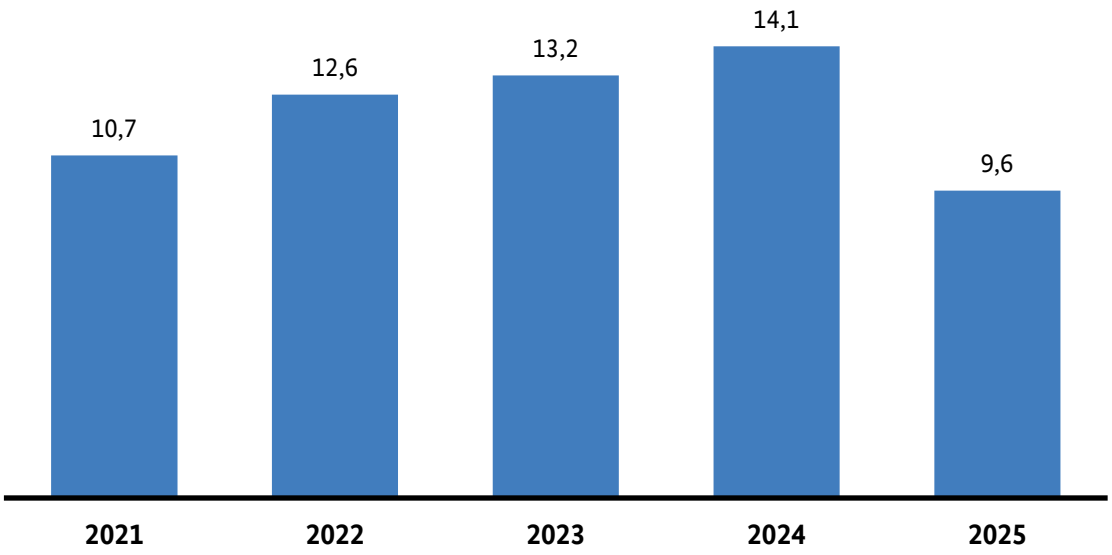


Abbildung 86: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden gemäß Angaben der Netzbetreiber[57]

[57] Sollte es an derselben Marktlokation innerhalb des Kalenderjahres mehrfach zu Lieferantenwechseln kommen, werden die Vorfälle einzeln in die Analyse miteinbezogen.

Strom: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2025
Menge in TWh und Verteilung

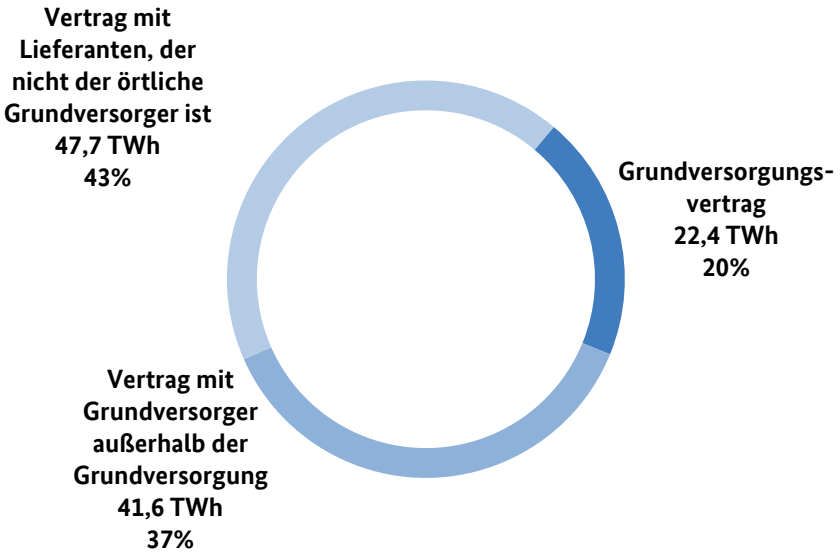


Abbildung 87: Vertragsstruktur von Haushaltskunden differenziert nach Abnahmemenge im Jahr 2025

Strom: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2025
Anzahl der Marktlokationen in Mio. und Verteilung

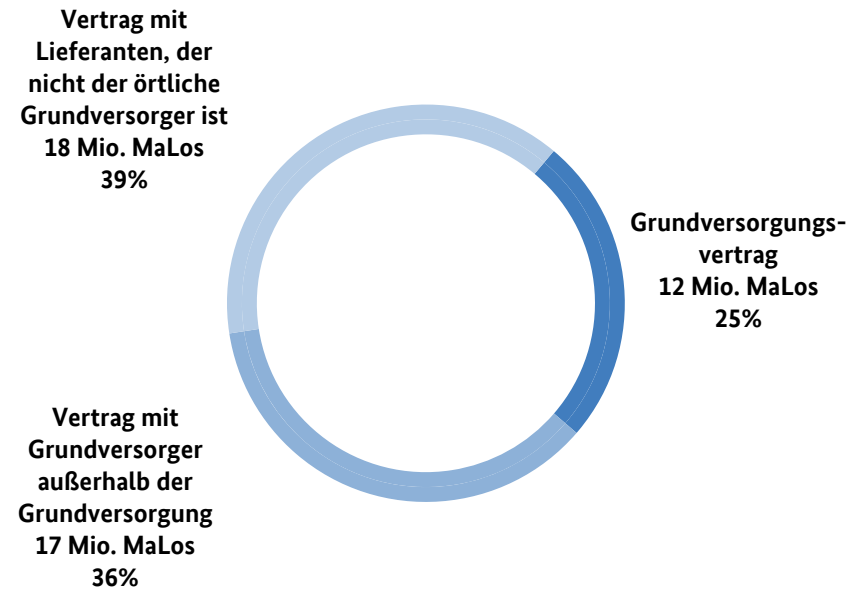


Abbildung 88: Vertragsstruktur von Haushaltskunden differenziert nach Marktlokationen im Jahr 2025

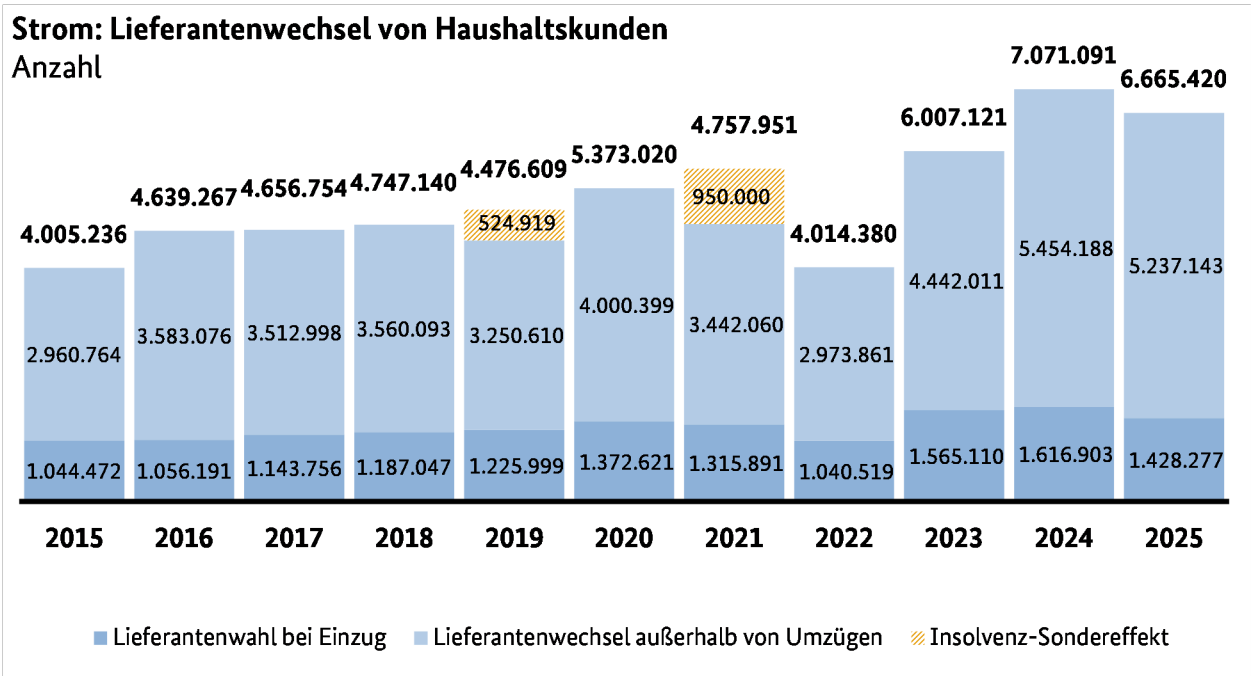


Abbildung 89: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden

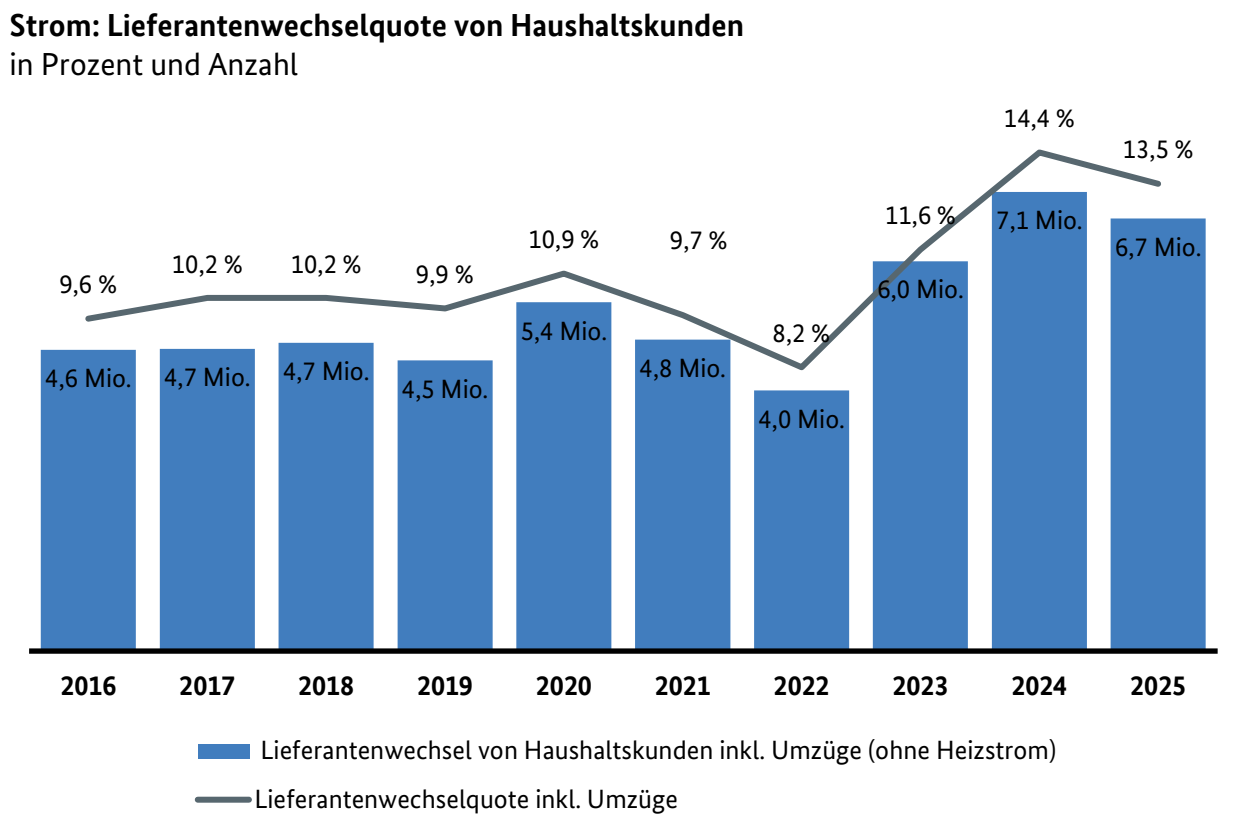


Abbildung 89: Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden

Strom: Vertragswechsel Haushaltskunden in den Jahren 2025 bis 2021

Kategorie	Vertrags-wechsel in TWh	Anteil an Gesamt-entnahmemenge in Prozent	Vertrags-wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtanzahl Haushaltskunden in Prozent
2025 Haushaltskunden, die bei ihrem Lieferanten den bestehenden Energieliefervertrag gewechselt haben	8,9 TWh	7,2%	3,43 Mio	8,0%
2024 Haushaltskunden, die bei ihrem Lieferanten den bestehenden Energieliefervertrag gewechselt haben	9,2 TWh	8,3%	3,33 Mio.	6,8%
2023 Haushaltskunden, die bei ihrem Lieferanten den bestehenden Energieliefervertrag gewechselt haben	7,8 TWh	7,0%	3,04 Mio.	5,9%
2022 Haushaltskunden, die bei ihrem Lieferanten den bestehenden Energieliefervertrag gewechselt haben	7,5 TWh	6,5%	3,03 Mio.	6,4%
2021 Haushaltskunden, die bei ihrem Lieferanten den bestehenden Energieliefervertrag gewechselt haben	3.7 TWh	3.1%	1,53 Mio.	3.3%

Tabelle 32: Vertragswechsel von Haushaltskunden in den Jahren 2025, 2024, 2023, 2022 und 2021

3. Stromsperrungen und Kündigungen

Grundversorger sind grundsätzlich verpflichtet, alle Haushaltskunden in dem jeweiligen Netzgebiet zu den Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preisen der Grundversorgung zu versorgen. Eine Ausnahme besteht dann, wenn ihnen die Versorgung aus wirtschaftlichen Gründen nicht zumutbar ist (§ 36 Abs. 1 EnWG). Eine Kündigung des Grundversorgungsvertrags durch den Lieferanten ist nur zulässig, soweit keine Pflicht zur Grundversorgung besteht (§§ 20 Abs. 1 StromGVV/GasGVV). Ausnahmsweise kann ein Grundversorger den Vertrag fristlos kündigen, wenn die Voraussetzungen zur Unterbrechung der Belieferung (§§ 19StromGVV/GasGVV) wiederholt vorliegen. Die fristlose Kündigung muss der Grundversorger dann zwei Wochen vorher androhen (§§ 21 StromGVV/GasGVV). Energielieferanten außerhalb der Grundversorgung

können bestehende Energielieferverträge unter Berücksichtigung der vertraglichen Vereinbarungen und zivilrechtlichen Regelungen kündigen. Sowohl in der Grundversorgung als auch im Falle eines wettbewerblichen Vertrags muss die Kündigung durch den Energielieferanten gegenüber Haushaltskunden in Textform erfolgen (§ 41b Abs. 1 S. 1 EnWG bzw. §§ 20 Abs. 2 S. 1 StromGVV/GasGVV).

Um eine Sperrung nach § 24 Abs. 3 NAV zu beauftragen, muss der Lieferant gegenüber dem Netzbetreiber glaubhaft versichern, dass die vertraglichen Voraussetzungen für eine Unterbrechung der Versorgung zwischen Lieferanten und Anschlussnutzer vorliegen. Die Rechte und Pflichten der Netzbetreiber und Netznutzer sind in dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Netznutzungsvertrag/ Lieferantenrahmenvertrag (Strom) geregelt, der die Möglichkeit der Sperrung auf Anweisung eines (jeden) Lieferanten regelt.

Der Grundversorger hat das Recht, die Grundversorgung insbesondere bei Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in Höhe von zwei Monatsabschlägen (alternativ ein Sechstel des Jahresbetrags), mindestens 100 Euro und nach einer Verhältnismäßigkeitsprüfung sowie nach entsprechender Androhung und Ankündigung zu unterbrechen. Bei wettbewerblichen Lieferanten sind Regelungen zur Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in den Verträgen festgeschrieben. Seit Dezember 2025 gelten die Voraussetzungen für eine Unterbrechung der Versorgung wegen Zahlungsverzug einheitlich für wettbewerbliche Verträge und die Grundversorgung (§ 41f EnWG). Für Haushaltskunden in der Grundversorgung bestehen noch weitere Regelungen (§ 41g EnWG). Der Grundversorger muss eine Abwendungsvereinbarung anbieten, die eine Ratenzahlungsvereinbarung zur Vermeidung der Sperrung beinhaltet. Zudem können sie unter bestimmten Voraussetzungen Kontakt mit dem Sozialhilfeträger aufnehmen.

Strom: Anzahl der Kündigungen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung
(Angaben der Lieferanten)

Jahr	Anzahl der Kündigungen in der Grundversorgung	Anzahl der Kündigungen außerhalb der Grundversorgung
2018	185.989	
2019	221.209	
2020	173.627	
2021	18.673	169.985
2022	18.183	186.900
2023	14.895	244.014
2024	20.146	216.049
2025	18.410	265.986

Tabelle 33: Anzahl der Kündigungen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung

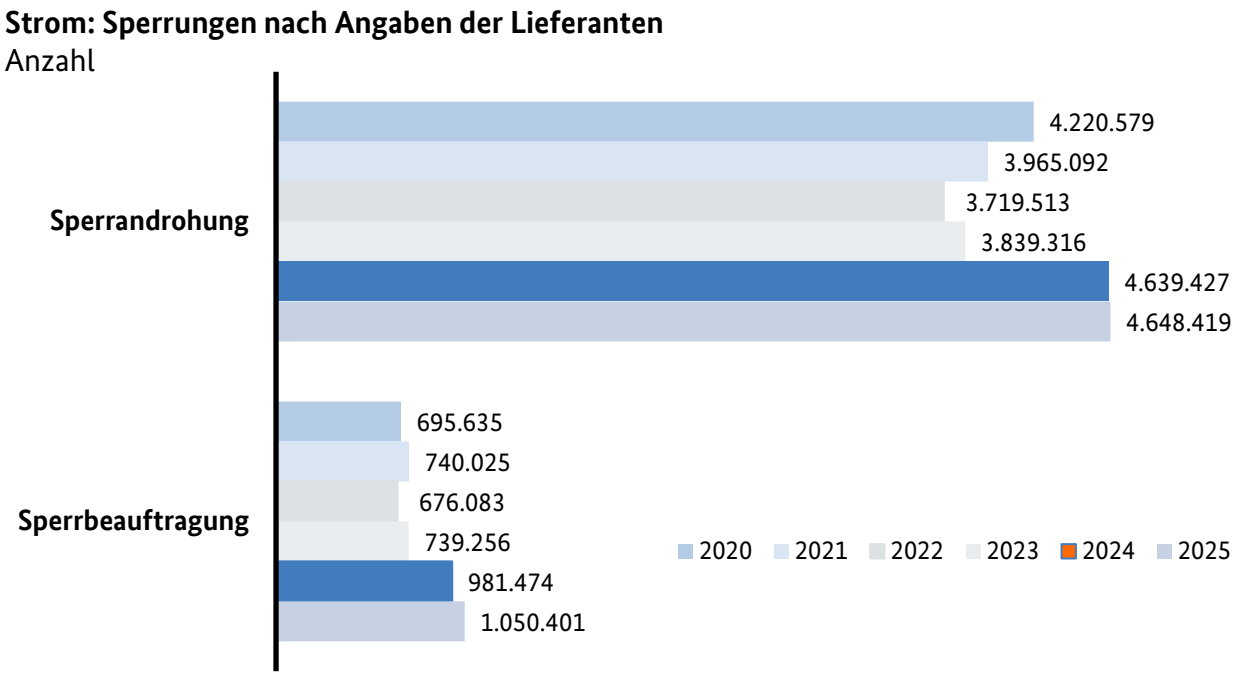


Abbildung 90: Sperrungen nach Angaben der Lieferanten

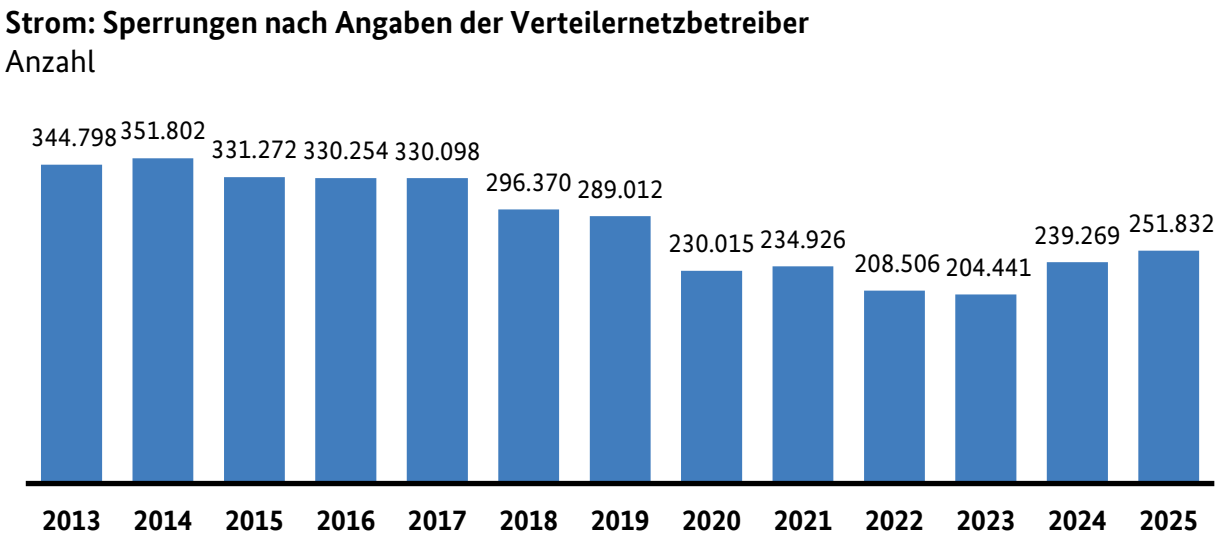


Abbildung 91: Sperrungen nach Angaben der Verteilernetzbetreiber

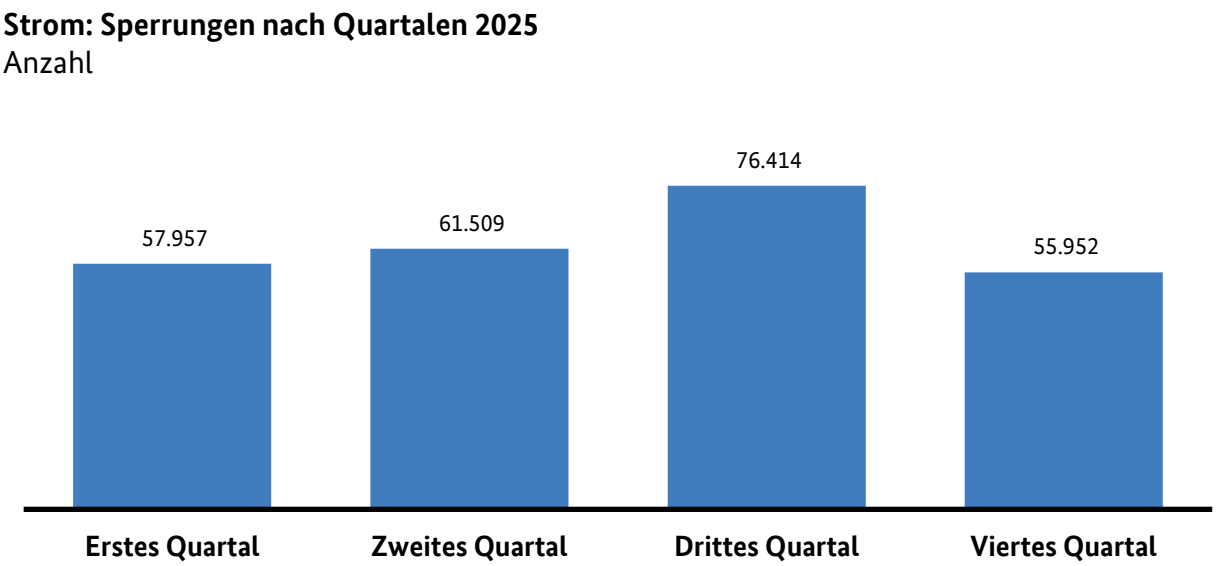


Abbildung 92: Sperrungen nach Quartalen 2025

Strom: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2025 (VNB Angaben)

	Anzahl Sperrungen (inner- und außerhalb der Grundversorgung)	Anteil an Marktlokationen von Letztverbrauchern im Bundesland in Prozent
Nordrhein-Westfalen	87.912	0,77%
Sachsen	17.418	0,60%
Sachsen-Anhalt	9.082	0,59%
Hamburg	6.832	0,56%
Thüringen	6.728	0,48%
Hessen	18.219	0,48%
Berlin	11.683	0,47%
Saarland	3.006	0,46%
Mecklenburg-Vorpommern	5.231	0,45%
Rheinland-Pfalz	10.075	0,39%
Schleswig-Holstein	7.108	0,38%
Niedersachsen	18.249	0,37%
Baden-Württemberg	24.736	0,37%
Bremen	1.456	0,33%
Brandenburg	4.799	0,28%
Bayern	22.090	0,27%
Gesamt Deutschland	**254.624**	0,48%

Tabelle 34: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2025

4. Tarife

Stromlieferanten müssen für Letztverbraucher, wenn dies technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar ist, lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife anbieten (§ 41a Abs. 1 EnWG). Gemäß § 41a Abs. 2 S. 2 EnWG sind alle Stromlieferanten seit dem 1. Januar 2025 verpflichtet, den Abschluss eines Stromliefervertrages mit dynamischen Tarifen für Letztverbraucher anzubieten, die über ein intelligentes Messsystem verfügen. Ein dynamischer Stromtarif (§ 3 Nr. 95 EnWG) setzt sich, analog zu dem statischen Stromtarif, aus einem monatlichen Grundpreis und einem Arbeitspreis pro verbrauchter Kilowattstunde zusammen. Während der monatliche Grundpreis die festen Kosten für den Stromanschluss und den Zähler abdeckt, beinhaltet der Arbeitspreis die

Kosten für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge, Netzentgelte, sowie diverse Steuern, Abgaben und Umlagen. Die Besonderheit eines dynamischen Tarifs liegt in der Kopplung der im Arbeitspreis enthaltenen Energiebeschaffungskosten an den Stromgroßhandelspreis am Spotmarkt der European Power Exchange (EPEX-Spot). Dadurch werden die dortigen Preisschwankungen unmittelbar abgebildet. Dies ermöglicht es, zeitlich variierende Strompreise direkt an die Endkunden weiterzugeben, sodass diese ihren Verbrauch flexibel an die aktuellen Marktpreise anpassen können.

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht Informationen zu den modellierten Preisen für dynamische Tarife auf der Transparenzplattform SMARD. Der Veröffentlichung liegt ein modellierter dynamischer Strompreis zu Grunde. Während Umlagen, Steuern, Netzentgelte und Abgaben jährlich im Rahmen des Monitorings erhoben bzw. vorgegeben werden, erfolgt die Berechnung der Beschaffungskosten auf Basis eines idealtypischen SLP-Verbrauchs und der Day-Ahead-Preise der EPEX-Spot. Da sich die Modellierung am standardisierten SLP-Lastprofil orientiert, wird dabei jedoch keine Anpassung des Verbrauchsverhaltens an die tatsächlichen Preisimpulse des Day-Ahead-Marktes berücksichtigt. In der Praxis könnte eine solche flexible Verbrauchsgestaltung den von Endkunden zu zahlenden Strompreis reduzieren. Weitere Kostenbestandteile, wie beispielsweise die Beschaffung von Herkunftsnachweisen oder monatlich anfallende Servicegebühren, werden ebenfalls im Rahmen des Monitorings erfasst. Die Komponente „Modellierte Beschaffungskosten & Vertrieb/Marge“ umfasst dabei die modellierten Beschaffungskosten, sonstige Beschaffungskosten sowie die Servicegebühren.

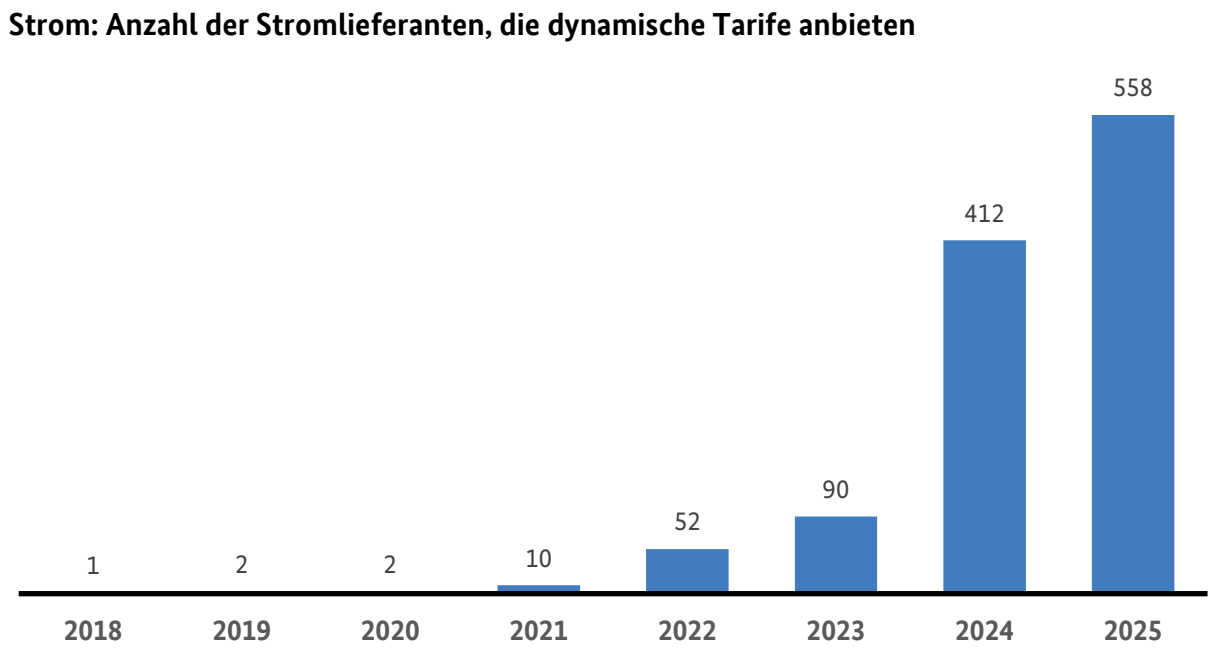


Abbildung 93: Anzahl der Stromlieferanten, die dynamische Tarife anbieten

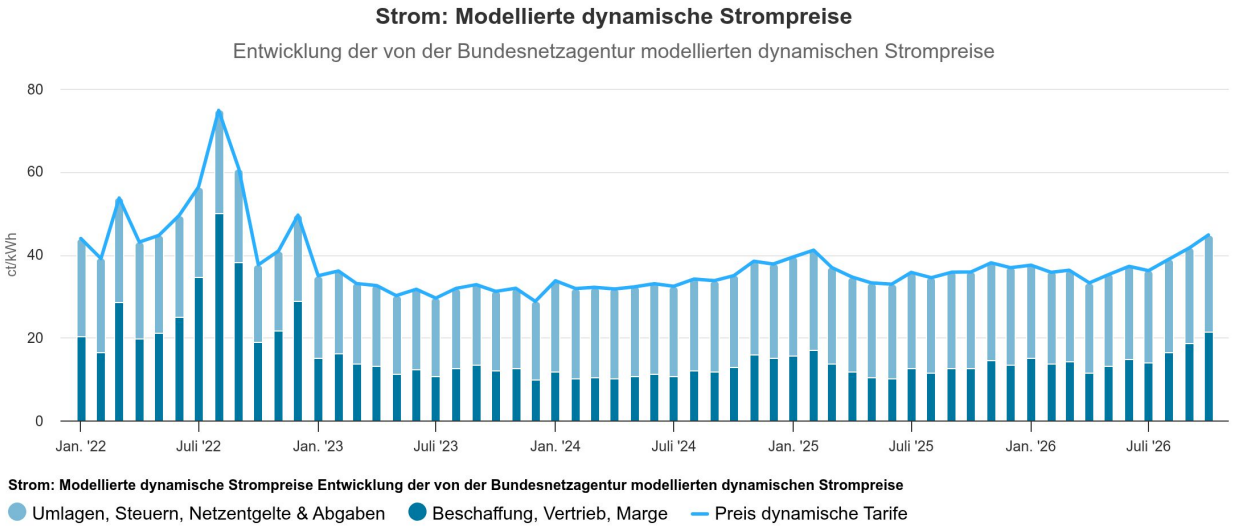


Abbildung 94: Modellierte dynamische Strompreise

5. Preisniveau

Der Strompreis bildet sich im Marktgeschehen und setzt sich aus vom Lieferanten beeinflussbaren Faktoren, den Strombeschaffungskosten, Vertriebskosten und der Marge sowie vom Lieferanten nicht beeinflussbaren Faktoren zusammen. Zu diesen Faktoren zählen insbesondere Netzentgelte, Konzessionsabgaben und Entgelte für Messstellenbetrieb, Umlagen und Steuern.

Stromlieferanten können wählen, inwieweit sie ihren Strom über langfristige Verträge oder auf dem Spotmarkt beschaffen. Langfristige Verträge bieten eine gewisse Preisstabilität, wenn die Preise für einen längeren Zeitraum vereinbart werden. Auf dem Spotmarkt können die Preise hingegen stark schwanken, abhängig von der jeweiligen Entwicklung von Angebot und Nachfrage. Die individuelle Beschaffungsstrategie kann den durchschnittlichen Bezugspreis beeinflussen. In diesem Zusammenhang betrachtet die Bundesnetzagentur die Entwicklung und die Beziehung zwischen Großhandels- und Einzelhandelspreisen.

Die Netzentgelte, die Konzessionsabgabe und das Entgelt für den Messstellenbetrieb können zwischen den Netzgebieten variieren, der Lieferant kann sie nicht beeinflussen. Stromlieferanten berechnen in der Regel einen Arbeitspreis pro verbrauchter Kilowattstunde und einen monatlichen Grundpreis. Kunden mit niedrigem Verbrauch profitieren eher von einem Vertrag mit niedrigem Grundpreis, während Kunden mit hohem Verbrauch von einem niedrigen Arbeitspreis profitieren.

Um eine Vergleichbarkeit der Strompreise zu gewährleisten, wurden neben dem Abnahmefall des Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh noch zwei weitere typisierte Abnahmefälle definiert: Bei Abnehmern mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh wurde ein Abnahmefall mit einer Jahresnutzungsdauer von 6.000 Stunden (Jahreshöchstlast 4.000 kW; Versorgung in Mittelspannung 10 oder 20 kV) definiert. Hierbei

handelt es sich ausschließlich um leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden), i. d. R. um Industriekunden. Abnehmer mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh und einer Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden (Jahreshöchstlast 50 kW; Versorgung in Niederspannung 0,4 kV) entsprechen dem Abnahmeprofil eines Gewerbekunden. Für die Berechnung des nachfolgend ausgewiesenen Preisniveaus wurde der Grundpreis bei der Mittelwertbildung berücksichtigt.

Preisniveau Nicht-Haushaltskunden - Abnahmefall 24 GWh pro Jahr („Industriekunde")

Bei diesen RLM-Kunden spielt die Vielfalt der vertraglichen Gestaltungsmöglichkeiten eine bedeutende Rolle. Die Lieferanten legen grundsätzlich keine Tarifgruppen für Abnehmer im Verbrauchsbereich des Abnahmefalls von 24 GWh pro Jahr zu Grunde, sondern unterbreiten kundenindividuelle Angebote. So steht etwa der Kunde mit Vollversorgung neben dem Kunden, für den die verhandelte Abnahmemenge nur Teil seines Beschaffungsportfolios ist. Oftmals werden die Lieferpreise mit den Großhandelspreisen indiziert. In manchen Fällen erfolgt die Netzentgeltabrechnung des Netzbetreibers direkt mit dem Kunden. Solche Vertragsmodelle können im Extremfall so weit reichen, dass der „Lieferant" im wirtschaftlichen Ergebnis für den Kunden nur die Dienstleistung des Bilanzkreismanagements anbietet. Im Falle der größten Stromverbraucher sind somit die Übergänge vom Einzel- zum Großhandel fließend. Eine große Bedeutung für den individuellen Preis eines Industriekunden haben spezielle gesetzliche Regelungen zur möglichen Reduktion bestimmter Preisbestandteile. Diese Regelungen zielen überwiegend auf eine Preisreduktion für stromintensive Unternehmen ab. Je nachdem, welche Vergünstigungen für ein Unternehmen in der Kategorie des Abnahmefalls von 24 GWh pro Jahr maximal möglich sind, ergeben sich stark unterschiedliche Belastungen durch nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile und entsprechende Auswirkungen auf den individuellen Preis. Bei der Preisabfrage wurde jedoch die Annahme vorgegeben, dass für den betreffenden Kunden keine dieser Vergünstigungsmöglichkeiten einschlägig ist (Aufschlag für besondere Netznutzung bzw. vor 2025 § 19 Abs. 2 StromNEV, § 31 EnFG). Bei diesem Abnahmefall wird die Umsatzsteuer wegen des Vorsteuerabzuges nicht ausgewiesen.

Angesprochen waren nur solche Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 10 GWh und 50 GWh haben. Aufgrund dieser Kundenmerkmale geht es um einen begrenzten Kreis von Lieferanten.

Bei Industriekunden entfallen vom Gesamtpreis einige Kosten auf Positionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind. Wenn Stromverbraucher die Voraussetzungen der in den entsprechenden Verordnungen und Gesetzen vorgesehenen Regelungen erfüllen, ergeben sich Reduzierungen bei den Netzentgelten, der Konzessionsabgabe, bei der Stromsteuer sowie bei den Umlagen bspw. nach § 19 StromNEV bzw. seit 2025 der Aufschlag für besondere Netznutzung und § 31 EnFG. Die Anspruchsvoraussetzungen sind für die verschiedenen Reduktionsmöglichkeiten unterschiedlich ausgestaltet.

Strom: Preisniveau am 1. April 2026 für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr ohne Vergünstigungen

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh	**Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh
Beschaffungskosten	8,15 - 11,15	9,53
Nettonetzentgelt	2,04 - 6,31	3,78
Messung, Messstellenbetrieb	0,00 - 0,02	0,02
Konzessionsabgabe	0,08 - 0,11	0,11
Umlagen[1]		1,50
Stromsteuer		2,05
Vertrieb und Marge	0,00 - 3,5	1,35
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	15,59 - 22,13	**18,34**

[1] Umlage nach KWKG (0,446 ct/kWh), Umlage nach § 19 StromNEV (0,113 ct/kWh - wie folgt berechnet: (1x1,559+23x0,05)/24)), Offshore-Netzumlage (0,941 ct/kWh)

Tabelle 35: Preisniveau am 1. April 2026 für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr ohne Vergünstigungen gemäß Angaben der Stromlieferanten

Strom: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr
in ct/kWh

Preisabfrage zum 1. April 2026	Angenommener Wert	Mögliche Reduktion	Verbleibender Betrag
Stromsteuer	2,05	-2,00	0,05
Nettonetzentgelt	3,78	-3,02	0,76
weitere Umlagen	1,50	-1,20	0,30
Konzessionsabgabe	0,11	-0,11	0,00
Summe	**7,44**	**-6,34**	**1,10**

Tabelle 36: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr zum 1. April 2026 gemäß Angaben der Stromlieferanten

Preisniveau Nicht-Haushaltskunden - Abnahmefall 50 MWh pro Jahr („Gewerbekunde")

Der Abnahmefall eines Jahresverbrauchs von 50 MWh wurde mit einer Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden (Jahreshöchstlast 50 kW; Versorgung in Niederspannung 0,4 kV) definiert, was z. B. dem Abnahmeprofil eines Gewerbekunden entsprechen kann. Der Jahresverbrauch von 50 MWh beträgt etwa das 14-fache des Abnahmefalls 3.500 kWh pro Jahr („Haushaltskunde") und rund zwei Tausendstel des Abnahmefalls 24 GWh pro Jahr („Industriekunde"). Da es sich hier um einen mäßigen Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich kleinere Rolle als beim Abnahmefall 24 GWh pro Jahr. Die Lieferanten sollten eine plausible Abschätzung für die Abrechnung ihrer Kunden mit einer dem Abnahmefall ähnlichen Abnahmestruktur vornehmen. Angesprochen waren dabei Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 10 MWh und 100 MWh haben. Der Abnahmefall betrifft eine Verbrauchsmenge, die unter dem Schwellenwert von 100 MWh liegt, ab dem der Netzbetreiber grundsätzlich eine registrierende Leistungsmessung vorzusehen hat. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass bei dem gewählten Abnahmefall häufig eine Verbrauchserfassung über ein Standard-Lastprofil erfolgt.

Strom: Preisniveau am 1. April 2026 für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 % der größensortierten Angaben in ct/kWh	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis
Beschaffungskosten	8,26 - 12,38	9,73	36%
Nettonetzentgelt	5,22 - 10,75	7,97	30%
Messstellenbetrieb	0,02 - 0,94	0,39	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,59	0,91	3%
Umlagen[1]		2,95	11%
Stromsteuer		2,05	8%
Vertrieb und Marge	0,03 - 7,35	2,99	11%
Netto-Gesamtpreis	23,19 - 31,06	26,99	**100%**

[1] Umlage nach KWKG (0,446 ct/kWh), Umlage nach § 19 StromNEV (1,559 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,941 ct/kWh)

Tabelle 37: Preisniveau am 1. April 2026 für den Abnahmefall 50 MWh pro Jahr gemäß Angaben der Stromlieferanten

Preisniveau Haushaltskunden

Gemäß § 3 Abs. 57 EnWG werden Haushaltskunden als Letztverbraucher definiert, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen. Im Folgenden werden die Bestandskundenpreise eines durchschnittlichen Haushalts zum Stichtag 1. April 2026 betrachtet, der typischerweise zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh verbraucht.

Zusätzlich modelliert die Bundesnetzagentur die Strompreise für Neukunden. Der modellierte Preis setzt sich dabei aus Umlagen, Steuern, Netzentgelten und Abgaben, Vertriebskosten und Marge sowie den Beschaffungskosten zusammen. Während Vertriebskosten und Marge sowie Umlagen, Steuern, Netzentgelte und Abgaben im Rahmen des Monitorings abgefragt oder vorgegeben werden, werden die Beschaffungskosten monatlich modelliert. Grundlage dafür ist die jährlich im Monitoring bei Stromlieferanten erhobene Beschaffungsstrategie. Dabei werden die durchschnittlichen Preise der verschiedenen Stromprodukte – wie DayAhead-, Monats- und Quartalsprodukte sowie 1-, 2- und 3-Jahres-Futures – entsprechend ihrem Anteil an der gesamten Strombeschaffung gewichtet und zusammengerechnet.

Weitere Informationen zu den modellierten Strompreisen sind auf der Transparenzplattform SMARD unter https://www.smard.de/sharing/page/8060 verfügbar.

Strom: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr über alle Vertragskategorien mengengewichtet (Band III; Eurostat:DC)
Preisstand: 1. April 2026
in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Vertrieb und Marge	4,74	12,5
Energiebeschaffung	10,45	27,5
Nettonetzentgelt	9,45	24,9
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,57	1,5
Konzessionsabgabe	1,68	4,4
Umlage nach KWKG	0,45	1,2
Aufschlag für besondere Netznutzung	1,56	4,1
Umlage Offshore-Netz	0,94	2,5
Stromsteuer	2,05	5,4
Umsatzsteuer	6,06	16,0
Gesamt	**37,96**	**100,0**

Tabelle 38: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr über alle Vertragskategorien mengengewichtet (Band III; Eurostat: DC)

Strom: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2025 zum 1. April 2026 für das Abnahmenband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr (Band III; Eurostat:DC) für Haushaltskunden
in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Veränderung in Bezug auf die Höhe des Preisbestandteils	
		in ct/kWh	in Prozent
Vertrieb und Marge	4,74	0,29	6,5
Energiebeschaffung	10,45	-0,93	-8,2
Nettonetzentgelt	9,45	-1,57	-14,3
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,57	0,09	18,4
Konzessionsabgabe	1,68	0,08	4,9
Umlage nach KWKG	0,45	0,17	61,0
Aufschlag für besondere Netznutzung	1,56	0,00	0,1
Umlage Offshore-Netz	0,94	0,12	15,3
Stromsteuer	2,05	0,00	0,0
Umsatzsteuer	6,06	-0,33	-5,2
Gesamt	**37,96**	**-2,09**	**-5,2**

Tabelle 39: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2024 zum 1. April 2025 für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr (Band III; Eurostat: DC) für Haushaltskunden

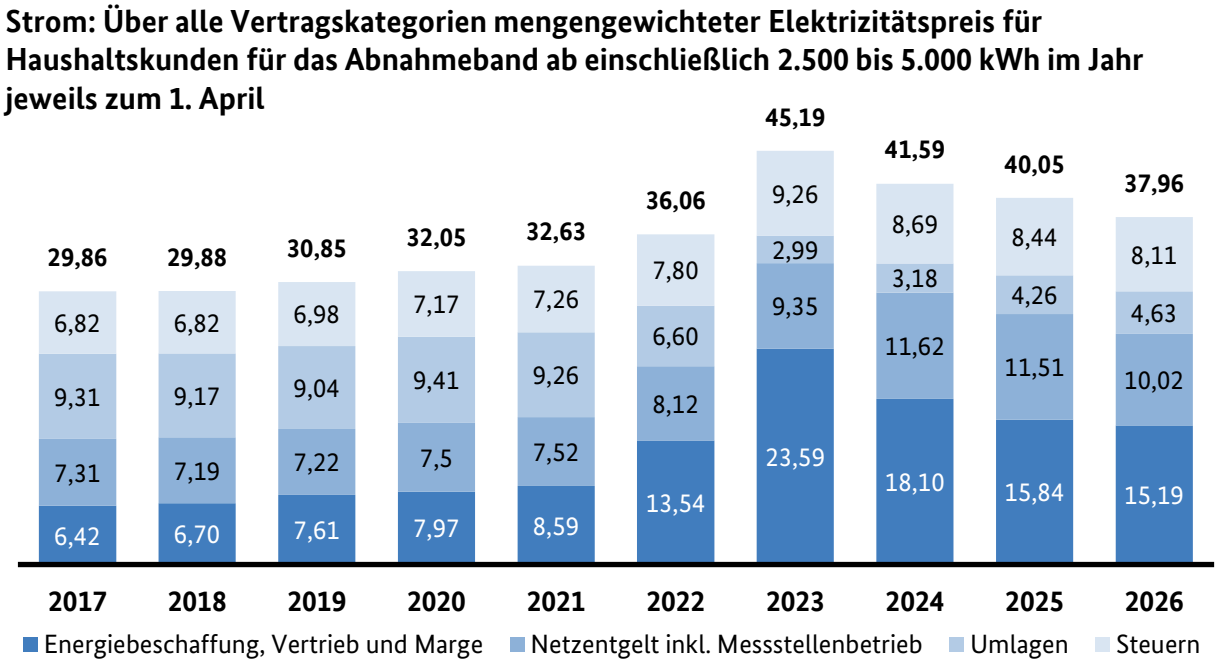


Abbildung 95: Über alle Vertragskategorien mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr

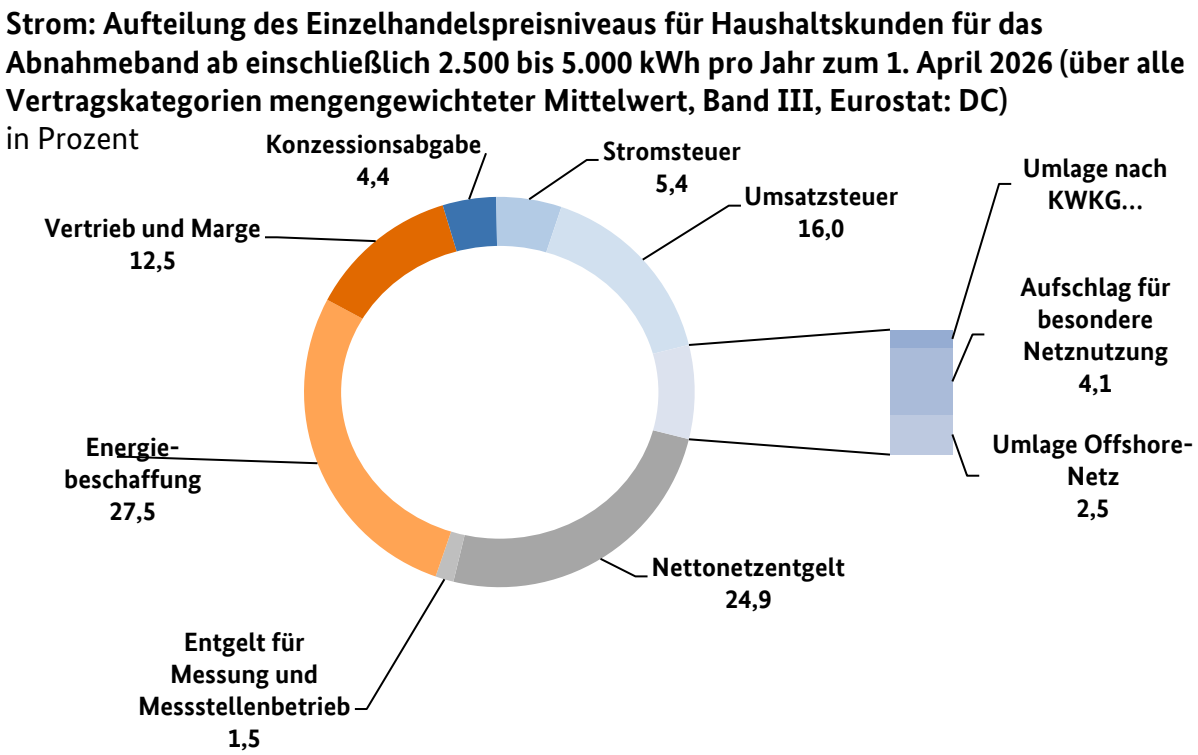


Abbildung 96: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr zum 1. April 2026

Strom: Entwicklung des Netzentgelts für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr jeweils zum 1. April (über alle Vertragskategorien mengengewichtet)
in ct/kWh

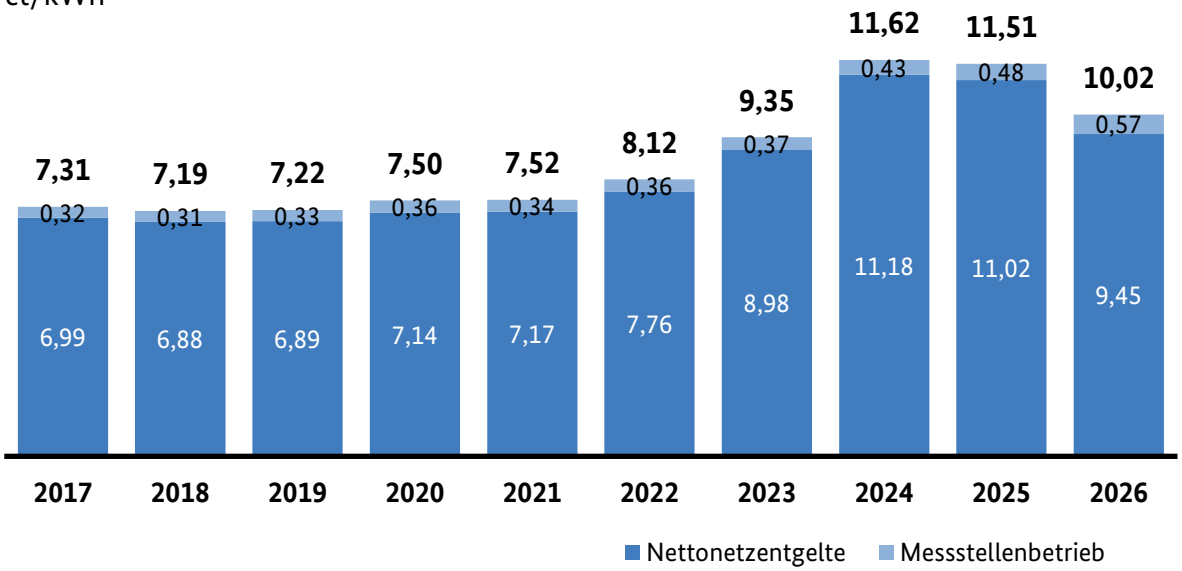


Abbildung 97: Entwicklung des Netzentgelts für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr jeweils zum 1. April

Strom: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr (Band III; Eurostat:DC)
Preisstand: 1. April 2026
in ct/kWh

Preisbestandteil	Ersatzversorgungsvertrag	Grundversorgungsvertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Vertrieb und Marge	8,40	6,87	4,54	4,00
Energiebeschaffung	10,82	10,34	10,65	10,35
Nettonetzentgelt	9,09	10,06	9,26	9,35
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,58	0,66	0,56	0,55
Konzessionsabgabe	1,74	1,73	1,61	1,72
Umlage nach KWKG	0,45	0,45	0,45	0,45
Aufschlag für besondere Netznutzung	1,56	1,56	1,56	1,56
Umlage Offshore-Netz	0,94	0,94	0,94	0,94
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	6,77	6,58	6,01	5,88
Gesamt	**42,39**	**41,23**	**37,62**	**36,85**

Tabelle 40: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr (Band III; Eurostat: DC)

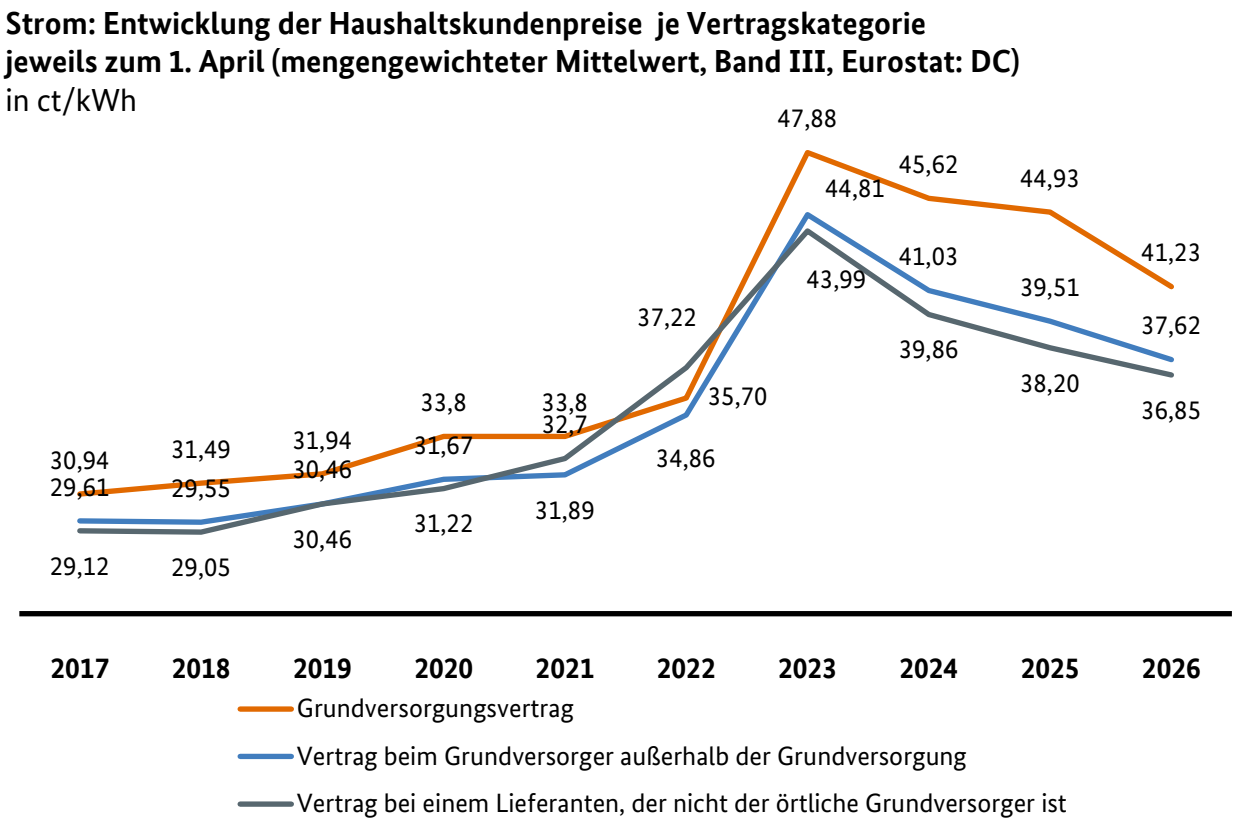


Abbildung 98: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie

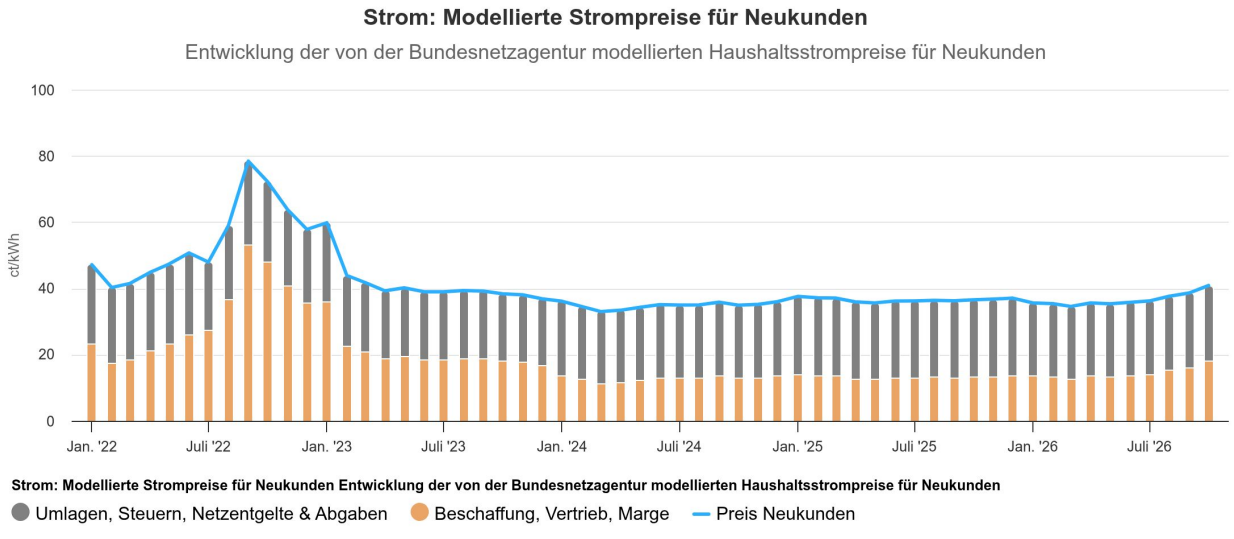
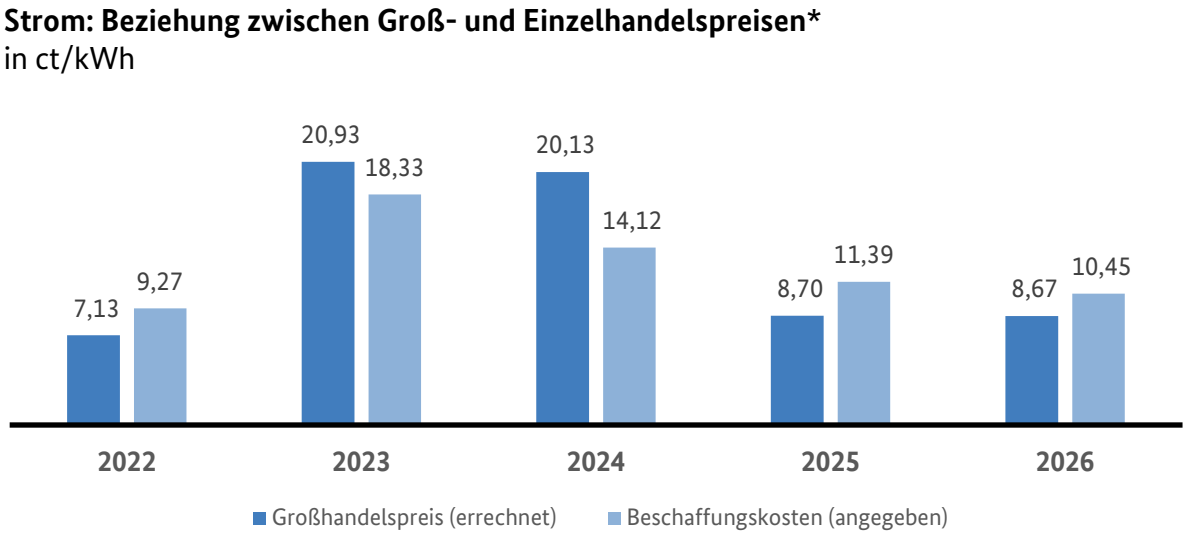


Abbildung 99: Modellierte Strompreise Neukunden



*Der hier aufgeführte Großhandelspreis wird anhand der durchschnittlichen Beschaffungsstrategie der Stromlieferanten gebildet

Abbildung 100: Beziehung zwischen Groß- und Einzelhandelspreisen

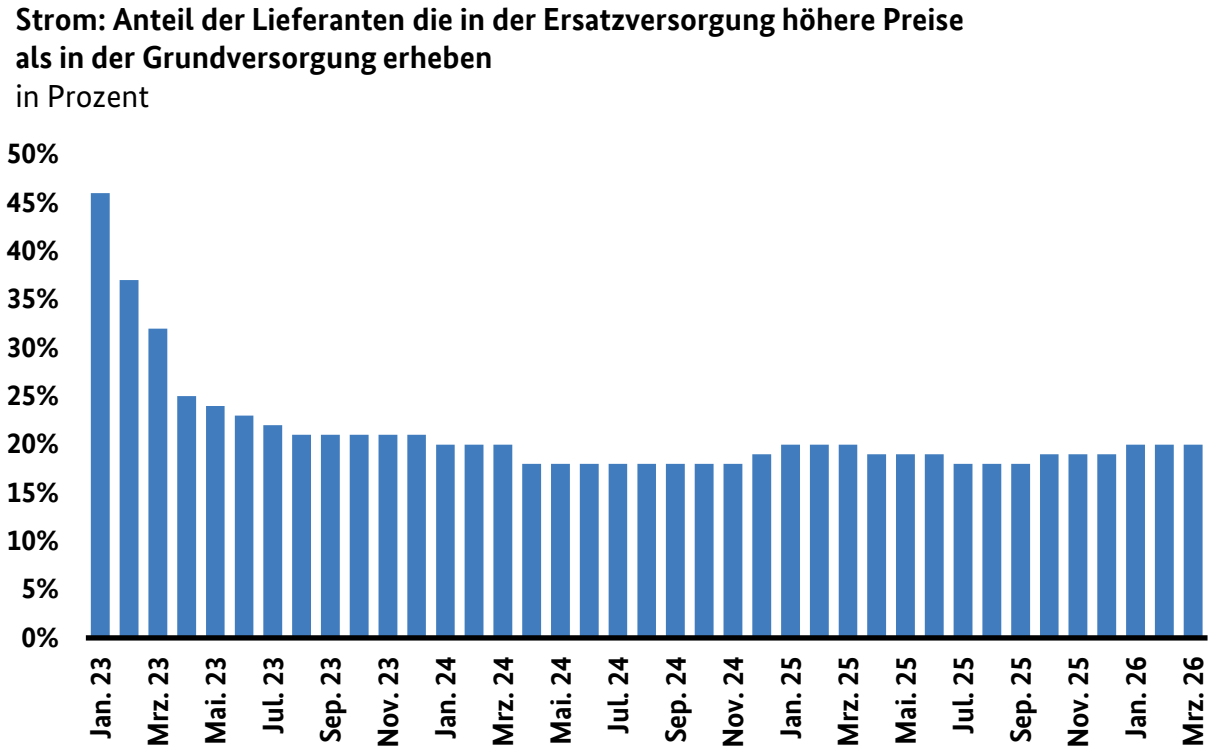


Abbildung 101: Anteil der Lieferanten, die erhöhte Ersatzversorgungspreise im Vergleich zur Grundversorgung erheben

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen

Verträge außerhalb der Grundversorgung können neben dem Gesamtpreis eine Reihe weiterer Merkmale aufweisen, mit deren Hilfe Lieferanten in den Wettbewerb um Kunden treten. Dabei kann es sich um Merkmale handeln, die entweder dem Kunden Sicherheit bieten (z. B. Preisstabilitätsgarantie) oder aber dem Lieferanten (z. B. Vorauskasse, Mindestvertragslaufzeit), wobei ein entsprechender Ausgleich zwischen den Vertragspartnern an anderer Stelle (Gesamtpreis) erfolgt.

Strom: Sonderbonifikationen für Haushaltskunden

1. April 2026	**Haushaltskunden**		
	Durchschnittliche Höhe des Bonus in Euro	**Durchschnittliche Verweildauer der in 2025 beendeten Verträge** in Monaten	**Durchschnittliche tatsächliche Laufzeit der zum 31.12.2025 bestehenden Verträge** in Monaten
im eigenen Grundversorgungsgebiet	36	24	34
außerhalb des Grundversorgungsgebiets	176	24	26

Tabelle 41: Sonderbonifikationen für Haushaltskunde

Ökostromtarife

Ein Ökostromtarif ist im Sinne dieses Monitorings ein Stromtarif, der aufgrund von Ökostrom-Labeln oder Stromkennzeichnung als Stromtarif mit besonderer Relevanz des Anteils/der Förderung der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung ausgewiesen und zu einem gesonderten Tarif angeboten/gehandelt wird. Wie auch beim Bezug von konventionellem Strom bieten viele Lieferanten ihren Kunden eine Reihe von Sonderbonifikationen an, die den Preis der unterschiedlichen Tarife weiter beeinflussen können.

Strom: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher in 2025 (nach Angaben der Lieferanten)

Kategorie		Gesamte Elektrizitätsabgabe	Gesamte Ökostromabgabe	Anteil der Abgabemenge und der Zählpunkte von Ökostrom in Prozent
Haushaltskunden	TWh	111,8	74,3	66,5%
	Marktlokationen (Tsd.)	47.409	30.062	63,4%
Weitere Letztverbraucher	TWh	247,0	68,1	27,6%
	Marktlokationen (Tsd.)	4.073	1.480	36,3%
Gesamt	TWh	358,8	142,4	39,7%
	Marktlokationen (Tsd.)	51.482	31.543	61,3%

Tabelle 42: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher in 2025

Strom: Anteil der Abgabemenge bzw. Anzahl von Haushaltskunden, die mit Ökostrom beliefert werden
in Prozent

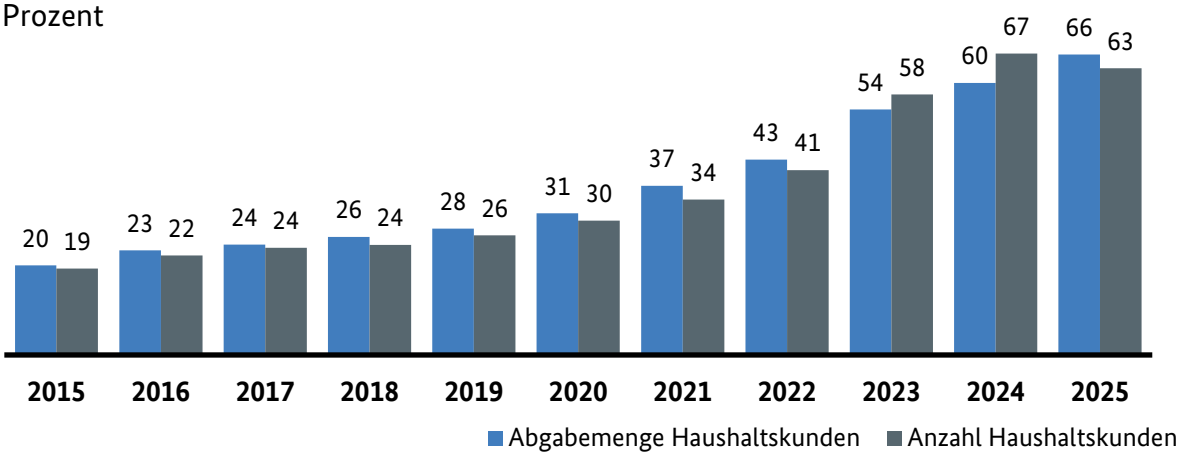


Abbildung 102: Anteil der Abgabemenge bzw. Anzahl von Haushaltskunden, die mit Ökostrom beliefert werden

Strom: Veränderung des mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2025 zum 1. April 2026 für das Abnahmenband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr für Ökostrom (Band III; Eurostat:DC) für Haushaltskunden

Preisbestandteil	mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Veränderung in Bezug auf die Höhe des Preisbestandteils	
		in ct/kWh	in Prozent
Vertrieb und Marge	4,37	0,01	0,2
Energiebeschaffung	10,44	-0,44	-4,2
Nettonetzentgelt	9,39	-1,58	-16,8
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,59	0,06	10,1
Konzessionsabgabe	1,56	-0,04	-2,3
Umlage nach KWKG	0,45	0,17	37,9
Aufschlag für besondere Netznutzung	1,56	0,00	0,1
Umlage Offshore-Netz	0,94	0,13	13,3
Stromsteuer	2,05	0,00	0,0
Umsatzsteuer	5,96	-0,32	-5,4
Gesamt	**37,31**	-2,01	**-5,4**

Tabelle 43: Veränderung des mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2025 zum 1. April 2026 für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr für Ökostrom (Band III; Eurostat: DC) für Haushaltskunden

Strom: Aufteilung der Einzelpreisbestandteile für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh (DC) im Jahr für Ökostrom, Preisstand 1. April 2026

in Prozent

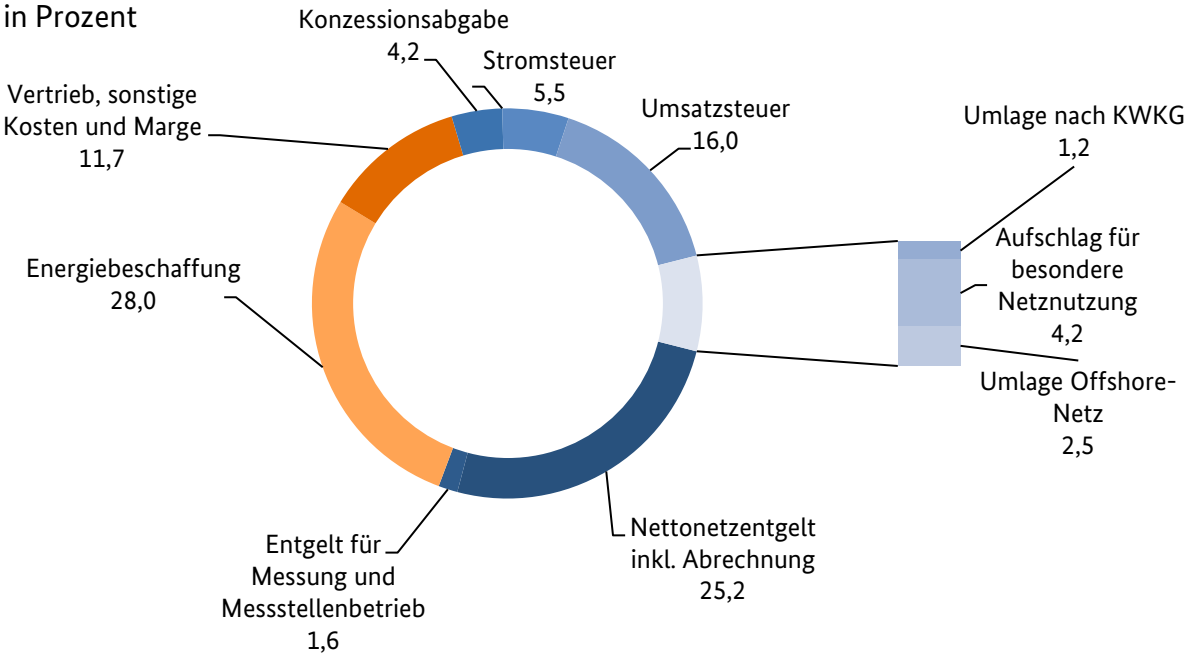


Abbildung 103: Aufteilung der Einzelpreisbestandteile für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh (DC) im Jahr für Ökostrom

6. Verbraucherservice und Verbraucherschutz

Der Verbraucherservice Energie ist für Verbraucher die nationale Kontaktstelle bei der Bundesnetzagentur, bei der sie Informationen zu ihren Rechten im Energiebereich, den geltenden Rechtsvorschriften und den Möglichkeiten der Schlichtung erhalten.

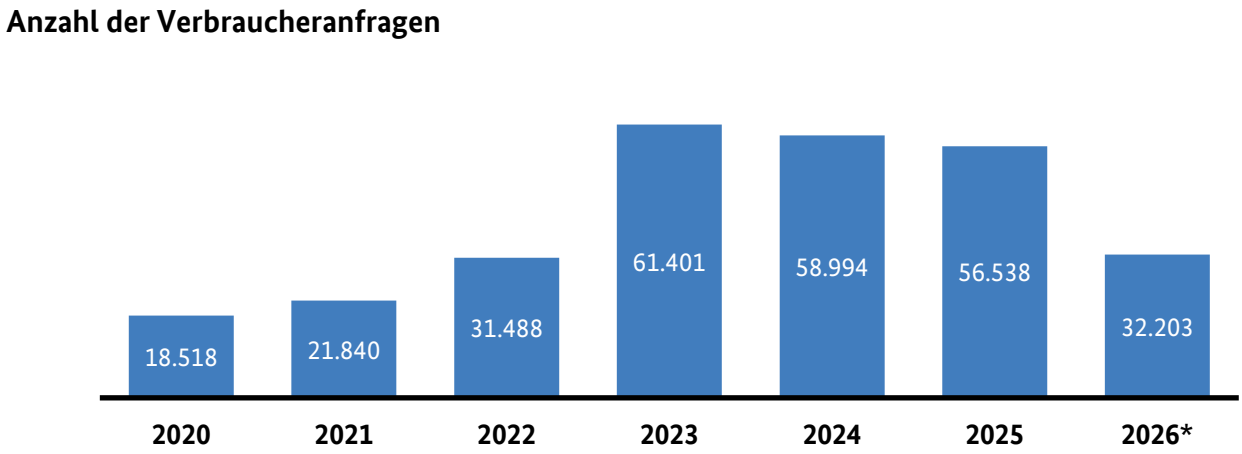


Abbildung 104: Anzahl der Verbraucheranfragen

7. Heizstrom

Heizstrom bezeichnet Strom, der zum Betrieb elektrischer Heizsysteme zur Raumheizung bezogen wird. Hierzu zählen im Wesentlichen Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen. Aufgrund des unterschiedlichen Verbrauchszwecks bestehen wesentliche Unterschiede im Abnahmeverhalten im Vergleich zu gewöhnlichem Haushaltsstrom. Heizstromtarife sind häufig günstiger als allgemeine Haushaltsstromtarife.

Gesonderte Heizstromtarife können insbesondere bei einer separaten Messung der Heizungsanlage angeboten werden. Bei einer getrennten Messung wird der Stromverbrauch der Heizungsanlage über einen eigenen Zählpunkt erfasst, während der Haushaltsstrom über einen separaten Zähler gemessen wird. Die Messung des Heizstroms kann dabei über einen Eintarifzähler oder über einen Zweitarifzähler erfolgen. Bei Zweitarifmessungen wird zwischen Verbrauch in Schwachlastzeiten (Niedertarif; NT-Tarif) und Verbrauch in den übrigen Zeiten (Hochtarif; HT-Tarif) unterschieden.

Für steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Sinne des § 14a EnWG können aufgrund der Möglichkeit einer netzdienlichen Steuerung reduzierte Netzentgelte gewährt werden. Bei einer getrennten Messung über einen

eigenen Zählpunkt entfällt gemäß § 22 EnFG zudem die Zahlungspflicht für die KWK-Umlage und die Offshore-Netzumlage für den darüber bezogenen Wärmepumpenstrom. Darüber hinaus kann bei einer getrennten Messung eine geringere Konzessionsabgabe anfallen. Alternativ kann die Messung gemeinsam mit dem Haushaltsstrombezug über einen Doppeltarifzähler erfolgen.

Erhebung der Heizstrompreise

Die Monitoring-Erhebung bei Stromlieferanten umfasst Nachtspeichertarife und Wärmepumpentarife zum Stichtag 1. April 2026. Ergänzend wurde der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall „Wärmepumpe mit getrennter Messung“ erhoben. In diesem Fall wird der Stromverbrauch der Wärmepumpe über einen eigenen Zählpunkt erfasst. Für den darüber bezogenen Wärmepumpenstrom entfällt gemäß § 22 EnFG die Zahlungspflicht für die KWK-Umlage und die Offshore-Netzumlage.

Den Angaben sollten die Lieferanten jeweils einen Jahresverbrauch von 7.500 kWh zugrunde legen. Nahezu alle Heizstromanbieter beliefern sowohl Kunden mit Nachtspeicherheizungen als auch Kunden mit Wärmepumpen. Einige Lieferanten gaben an, keine genaue Zuordnung der Absatzmengen und Marktlokationen zu den beiden Kategorien vornehmen zu können. In diesen Fällen wurde die Aufteilung geschätzt oder der Gesamtwert nur einer Kategorie zugeordnet.

Vertragsstruktur

Die Belieferung von Heizstromkunden erfolgt grundsätzlich analog zu anderen Letztverbrauchern über unterschiedliche Vertragsarten. Dabei kann die Versorgung im Rahmen der Grundversorgung, über einen Sondervertrag beim örtlichen Grundversorger oder über einen Vertrag mit einem anderen Lieferanten erfolgen.

Wie in den Vorjahren wurden die Lieferanten dazu befragt, wie sich ihre Heizstromabgabe auf diese verschiedenen Versorgungsformen verteilt. Die Zuordnung erfolgt anhand des Grundversorgerstatus des beliefernden Lieferanten im jeweiligen Netzgebiet. Konzernverbindungen werden dabei nicht berücksichtigt.

Im Unterschied zur Auswertung im Abschnitt „Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel“ wird bei Heizstrom nicht zwischen Grundversorgungsverträgen und Sonderverträgen beim örtlichen Grundversorger unterschieden. Beide Vertragsarten werden bei der Heizstromauswertung gemeinsam der Belieferung durch den örtlichen Grundversorger zugeordnet.

Lieferantenwechsel

Bei Heizstromkunden beschreibt ein Lieferantenwechsel den Wechsel des Lieferanten für eine Marktlokation, über die Heizstrom bezogen wird. Die Versorgung erfolgt anschließend durch einen anderen Lieferanten; die

netzseitige Zuordnung der Marktlokation bleibt unverändert. Die Angaben zu Lieferantenwechseln bei Heizstromkunden werden bei den Verteilernetzbetreibern erhoben und umfassen die Anzahl der Wechsel sowie die zugehörigen Energiemengen.

Strom: Übersicht Abgabemenge Heizstrom

	2025			2024		
	Nacht-speicher-heizung	**Wärme-pumpe***	**Gesamt**	**Nacht-speicher-heizung**	**Wärme-pumpe***	**Gesamt**
Menge in TWh	6,6	4,6	11,2	6,8	4,3	11,0
Anzahl Marktokationen in Mio.	1,07	0,83	1,90	1,13	0,83	1,96
Anteile Menge an Gesamt in %	59,2%	40,8%	100%	57,7%	42,3%	100%
Anteile Marktlokationen an Gesamt in %	56,1%	43,9%	100%	61,2%	38,8%	100%
Durchschnitt pro Marktlokation in kWh		5.872			5.643	

* Die Zahlen zu Wärmepumpen umfassen die Anzahl der Marktlokationen sowie die Verbrauchsmengen von Letztverbrauchern, die über einen speziellen Wärmepumpentarif verfügen. Letztverbraucher, die keinen separaten Stromzähler für ihre Wärmepumpe haben und daher keinen eigenständigen Wärmepumpenvertrag abgeschlossen haben, sind in diesen Zahlen nicht enthalten.

Tabelle 44: Übersicht Abgabemenge und Anzahl Marktlokationen Heizstrom gemäß Angaben der Stromlieferanten

Strom: Belieferung von Heizstromkunden durch Nicht-Grundversorger
Mengen- und marktlokationsmäßiger Anteil an der gesamten Heizstromabgabe in Prozent

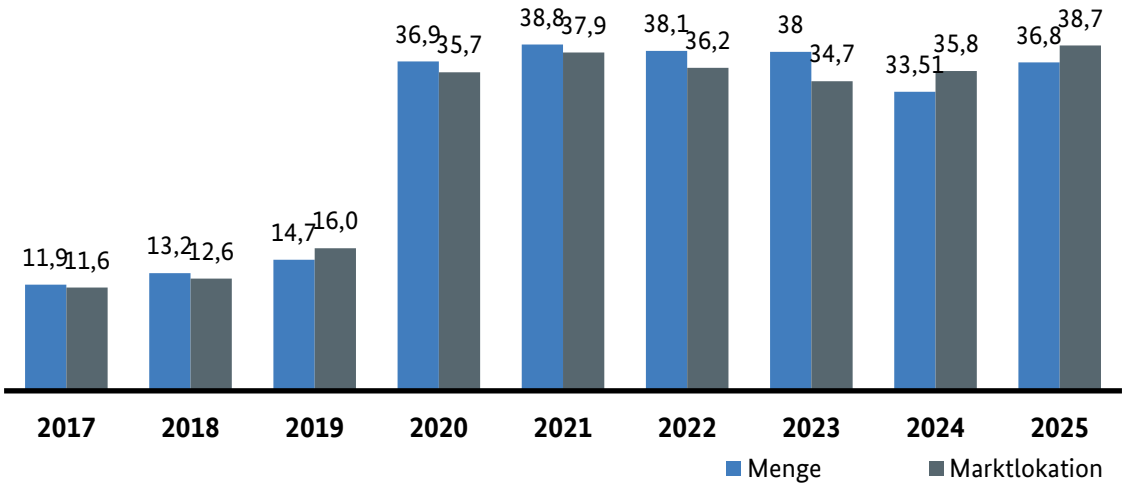


Abbildung 105: Entwicklung des Anteils der Heizstrommenge und -marktlokationen, die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger beliefert werden gemäß Angaben der Stromlieferanten

Strom: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Heizstromkunden
Mengen- und marktlokationbezogene Quote in Prozent

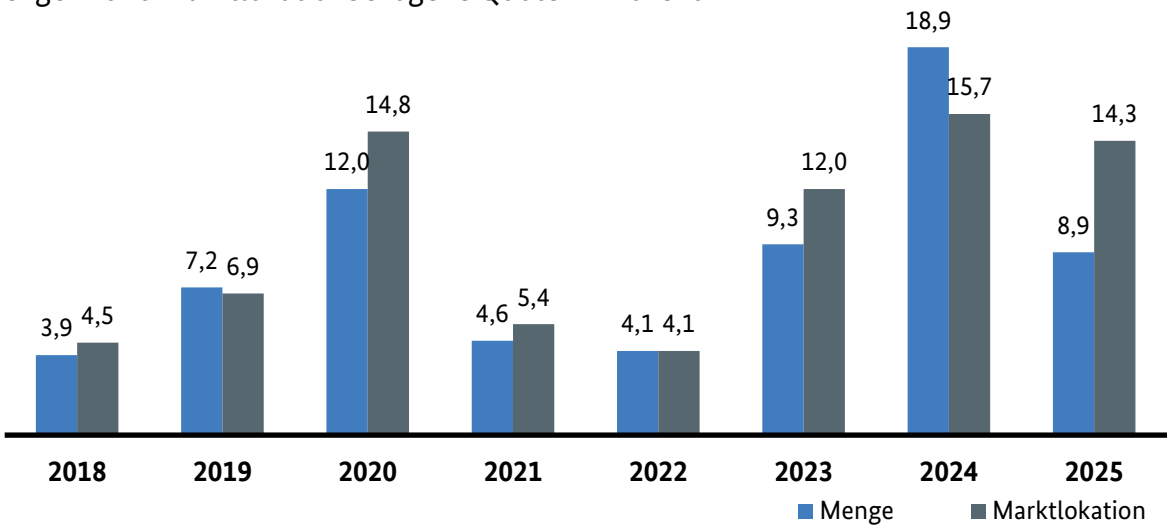


Abbildung 106: Entwicklung der Lieferantenwechselquote bei Heizstromkunden gemäß Angaben der VNB Strom

Strom: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Heizstromkunden mit einem Jahresstromverbrauch von 7.500 kWh/Jahr
Preisstand: 1. April 2026
in ct/kWh

Preisbestandteil	Nachtspeicher-heizung	Wärmepumpe (gemeinsame Messung)	Wärmepumpe (getrennte Messung)
Vertrieb und Marge	4,26	3,67	4,28
Energiebeschaffung	9,93	10,41	10,45
Nettonetzentgelt	3,35	5,79	2,94
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,32	0,41	0,42
Konzessionsabgabe	0,32	0,90	0,11
Umlage nach KWKG	0,45	0,45	0,00
Aufschlag für besondere Netznutzung	1,56	1,56	1,56
Umlage Offshore-Netz	0,94	0,94	0,00
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	4,40	4,98	4,18
Gesamt	**27,58**	**31,16**	**25,99**

Tabelle 45: Durchschnittliche mengengewichtete Preise am 1. April 2026 für die Abnahmefälle Nachtspeicherheizung und Wärmepumpe mit gemeinsamer und getrennter Messung mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh/Jahr gemäß Angaben der Stromlieferanten

H. Mess- und Zählwesen

Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende und dem darin enthaltenen Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) wurde der Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen (sog. Smart Meter) in Deutschland gesetzlich vorgegeben. Der Einbau von intelligenten Messsystemen konnte grundsätzlich mit der Zertifizierung des ersten Smart Meter Gateway durch das BSI am 12. Dezember 2018 starten. Ende Oktober und im Dezember 2019 erfolgten die Zertifizierungen des zweiten und dritten Gateways. Am 31. Januar 2020 folgte die Veröffentlichung der formalen Markterklärung durch das BSI, mit der festgestellt wurde, dass die "Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme" besteht. Am 24. Februar 2020 wurde eine entsprechende Allgemeinverfügung bekanntgegeben und deren sofortige Vollziehung angeordnet. Für die grundzuständigen Messstellenbetreiber begann damit die Pflicht zum Rollout intelligenter Messsysteme. Durch die Neuerungen des Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) im Mai 2023 hat der Gesetzgeber einen systemischen Wechsel vollzogen. Mit dem GNDEW wurde auf die formale Markterklärung des BSI zu Gunsten eines agilen Rollouts mit gesetzlich festgelegten Zeitvorgaben verzichtet.

Vom verpflichtenden Einbau i. S. d. § 29 i. V. m. §§ 31, 32 MsbG sind Letztverbraucher in unterschiedlichen Verbrauchskategorien betroffen. Bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von 6.000 kWh und weniger sowie bei Betreibern von Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 7 Kilowatt hat der grundzuständige Messstellenbetreiber nach dem MsbG die Möglichkeit, selbst zu entscheiden, ob er intelligente Messsysteme installiert (sog. optionale Einbaufälle) oder nur eine moderne Messeinrichtung einbaut. Für Messstellen mit einem durchschnittlichen Jahresstrombedarf von mehr als 6.000 kWh sowie bei Letztverbrauchern, mit denen eine Vereinbarung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes besteht, schreibt das MsbG den verpflichtenden Rollout von intelligenten Messsystemen vor. Auf eigenen Wunsch können Energieversorgungsunternehmen, Direktvermarktungsunternehmer, Letztverbraucher, Anschlussbegehrende nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, Anlagenbetreiber und Anschlussnehmer ab 2025 nach den Neuerungen des GNDEW darüber hinaus auch beim Messstellenbetreiber den Einbau eines intelligenten Messsystems veranlassen. Mit einer weiteren Anpassung des Messtellenbetriebsgesetzes im Februar 2025 hat der Gesetzgeber den Zeitrahmen zur Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen sowie die Höhe der durch den Messstellenbetreiber zu verlangenden Entgelte angepasst.

Der Messstellenbetrieb wird überwiegend vom Netzbetreiber als grundzuständigem Messstellenbetreiber durchgeführt. Der grundzuständige Messstellenbetreiber kann den Messstellenbetrieb allerdings auch auf ein anderes Unternehmen übertragen. Unternehmen, die den grundzuständigen Messstellenbetrieb übernehmen möchten und vorher über keine Genehmigung nach § 4 EnWG als Netzbetreiber verfügten, müssen bei der Bundesnetzagentur eine Genehmigung nach § 4 MsbG einholen. Zum Messstellenbetrieb gehören neben dem Einbau der Messeinrichtungen auch der Betrieb, die Wartung und die Abrechnung des Messstellenbetriebs sowie die Smart-Meter-Gateway-Administration. Die Unternehmen können dabei frei entscheiden, ob sie diese Aufgaben selbst durchführen oder Teile davon an einen Dienstleister übertragen wollen.

Das MsbG regelt die Ausstattung von Messstellen der leitungsgebundenen Energieversorgung mit modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen im Strombereich. Neue Messeinrichtungen für Gas dürfen nach dem MsbG nur verbaut werden, wenn sie sicher mit einem Smart-Meter-Gateway verbunden werden können. Werden Messstellen mit einem intelligenten Messsystem und damit mit einem Smart-Meter Gateway ausgestattet, haben grundzuständige Messstellenbetreiber eine Anbindungspflicht, wenn dies technisch möglich ist.

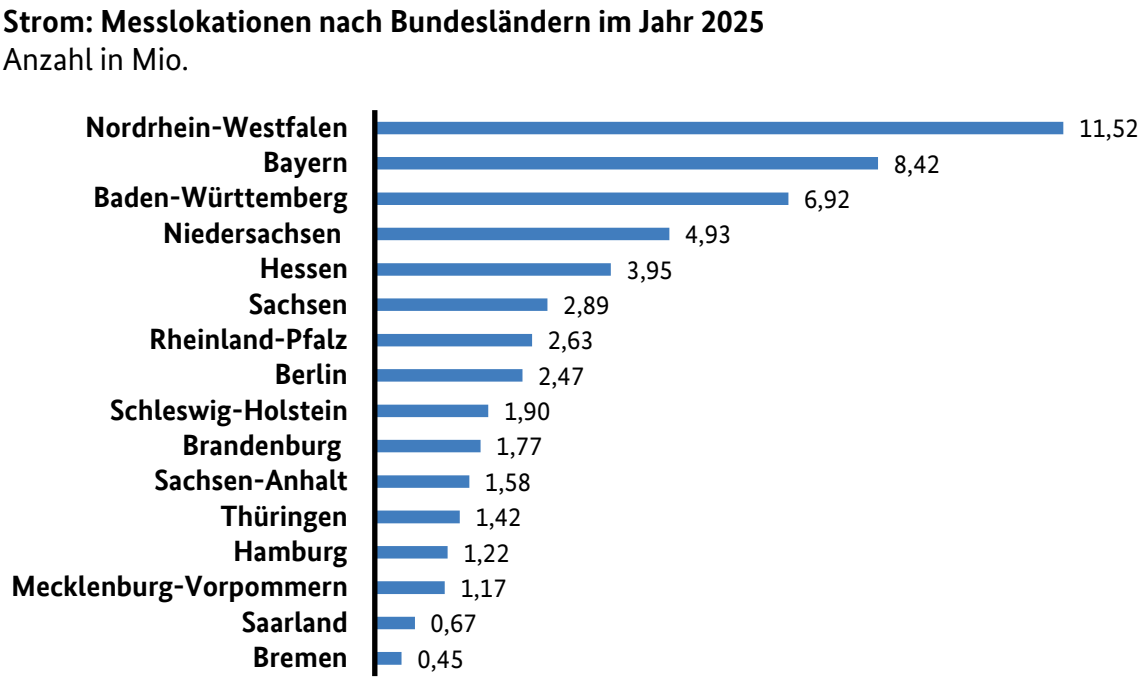


Abbildung 107: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern

Strom: Verpflichtender Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG a. F. im Jahr 2025

Stichtag 31.12.2025	Anzahl der Messlokationen			
	Gesamt	**davon mit Mess-systemen gem. § 19 Abs. 5 MsbG ausgestattet**	**davon mit modernen Messeinrich-tungen i.S.d. MsbG ausgestattet**	**davon mit intelligenten Messsystemen i.S.d. MsbG ausgestattet**
Letztverbraucher mit Jahresstromverbrauch				
> 6.000 kWh & ≤ 10.000 kWh	1.941.791	87.460	869.281	856.135
> 10.000 kWh & ≤ 20.000 kWh	952.003		424.138	298.942
> 20.000 kWh & ≤ 50.000 kWh	480.034		174.176	142.247
> 50.000 kWh & ≤ 100.000 kWh	144.224		35.477	24.754
> 100.000 kWh	275.745	110.752	19.874	2.380
Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG	1.378.542	9.085	719.926	207.193
davon Messlokationen an Ladepunkten für Elektromobile	78.175		53.866	12.280
Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG				
> 7 kW & ≤ 15 kW	1.923.810	54.448	1.150.426	482.376
> 15 kW & ≤ 25 kW	486.963		257.171	116.710
> 25 kW & ≤ 100 kW	404.588		166.826	38.991
> 100 kW	129.183	71.106	8.002	479

Tabelle 46: Verpflichtender Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG a. F. - Stand 31. Dezember 2025

Strom: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG a. F. im Jahr 2025

	Anzahl der Messlokationen			
	Gesamt	**davon mit Messsystemen gem. § 19 Abs. 5 MsbG ausgestattet**	**davon mit modernen Messeinrichtungen i.S.d. MsbG ausgestattet**	**davon mit intelligenten Messsystemen i.S.d. MsbG ausgestattet**
Letztverbraucher mit Jahresstromverbrauch:				
< 6.000 kWh	46.869.542		25.508.579	852.437
Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG				
< 7 kW	1.478.559		1.059.265	71.703

Tabelle 47: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG a. F. - Stand 31. Dezember 2025

Strom: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway im Jahr 2025
Anzahl

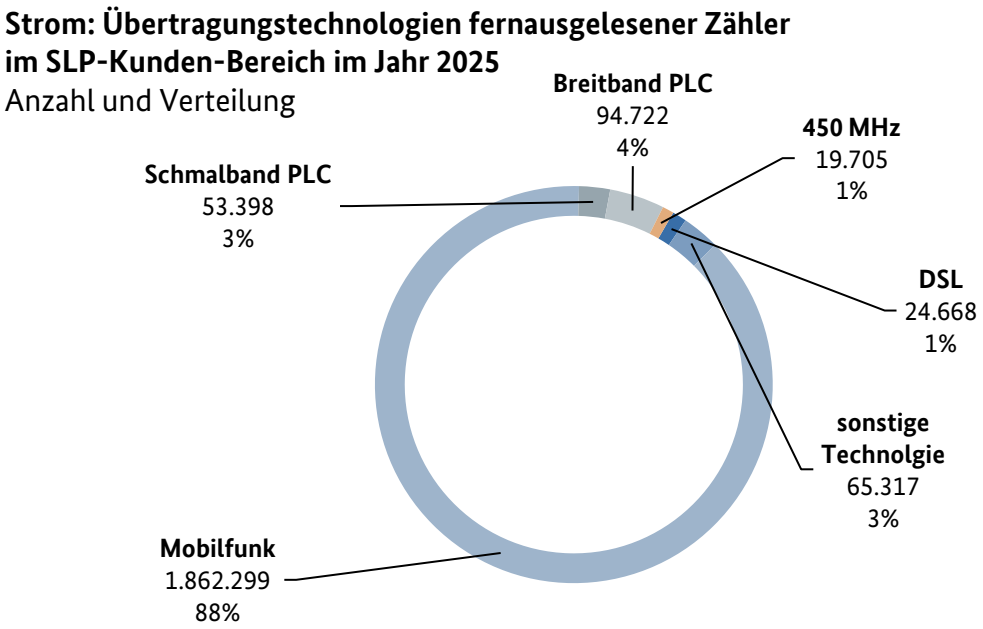


Abbildung 108: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway - Stand 31. Dezember 2025

Strom: Eingesetzte Technologien bei Zählern/ Messeinrichtungen sowie Messsystemen im SLP-Kundenbereich

Anforderung	Messlokationen 2024	Messlokationen 2025
elektromechanische Zähler (Wechsel- und Drehstromzähler nach Ferraris-Prinzip)	21.084.569	17.785.261
davon Zwei- bzw. Mehrtarifzähler (Ferraris-Prinzip)	1.294.093	1.054.523
elektronische Messeinrichtung (Basiszähler, der nicht kommunikativ angebunden ist)	4.971.220	4.322.750
moderne Messeinrichtung (die nicht in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG	25.004.743	28.136.751
Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme gemäß § 2 Nr. 7 MsbG sind (z. B. EDL40)	333.849	311.231
intelligente Messsysteme gem. § 2 Nr. 7 MsbG	1.108.822	2.091.191

Tabelle 48: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2025



*inkl. Betriebsfunk, GSM/GPRS und UMTS/LTE

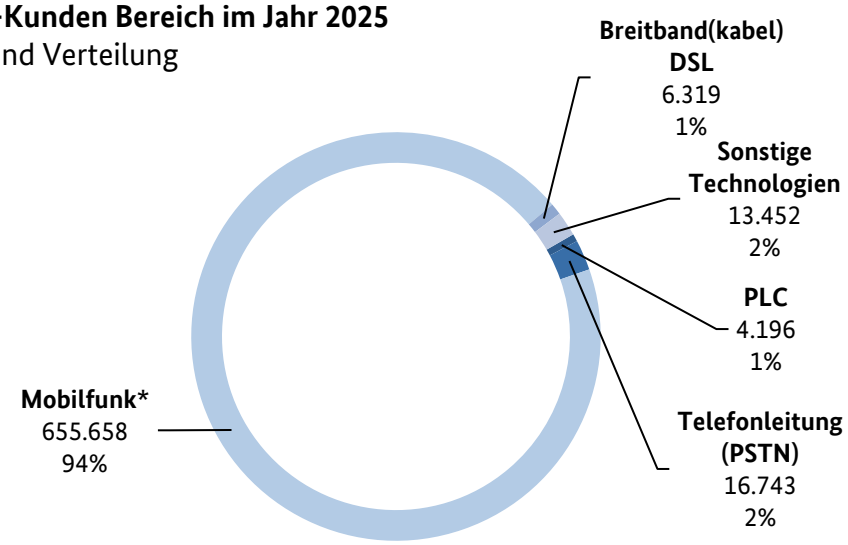
Abbildung 109: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2025

Strom: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich

Anforderung	Messlokationen 2025
Zähl- und Messeinrichtungen im RLM-Bereich (> 100.000 kWh/Jahr)	416.406
Messsysteme gemäß $ 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme gemäß § 2 Nr. 7 MsbG sind (z.B. EDL 40) (≤ 100.000 kWh/Jahr)	210.560
freiwilliger Einbau mit BSI-zertifizierten intelligenten Messsystemen	458.042
Sonstige	5.218

Tabelle 49: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2025

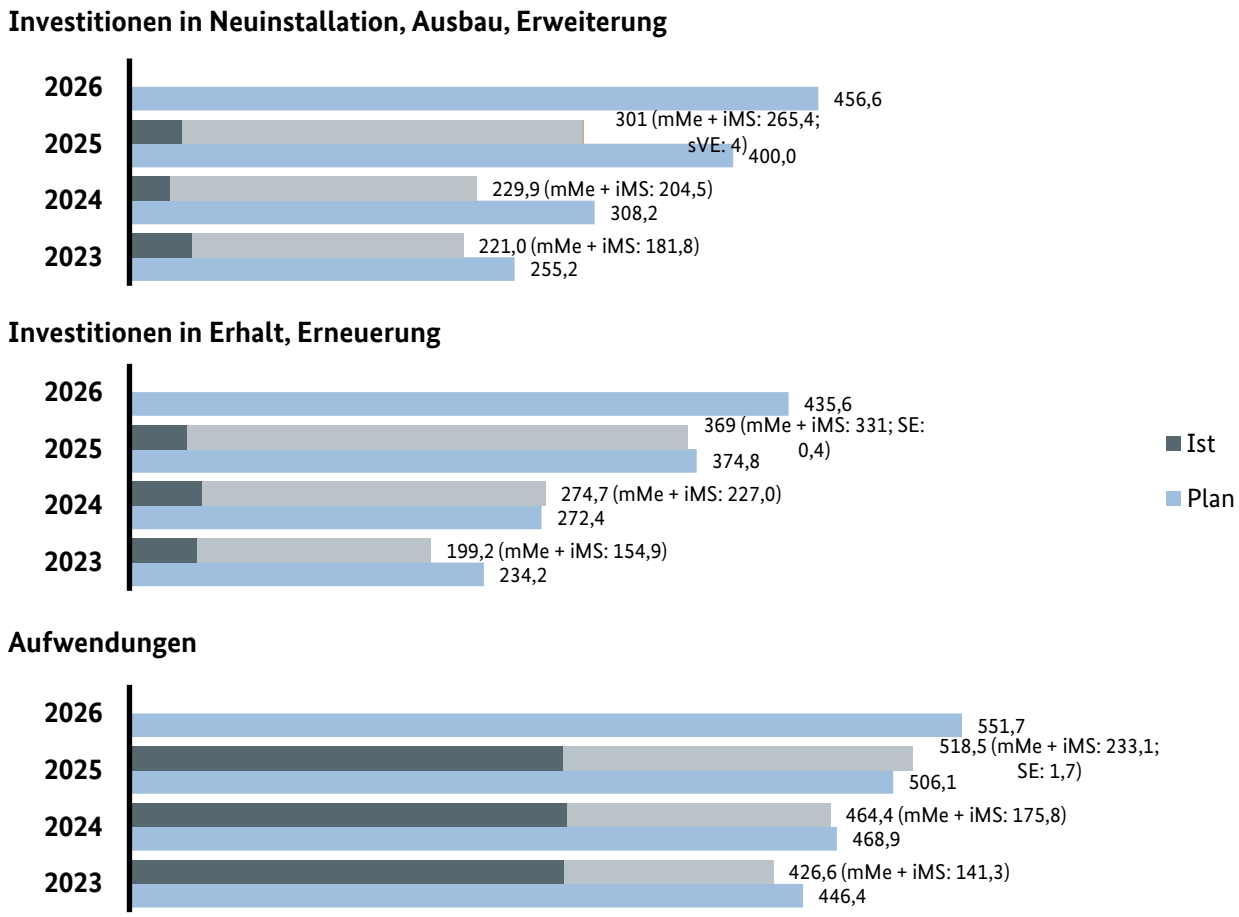
Strom: Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im RLM-Kunden Bereich im Jahr 2025
Anzahl und Verteilung



*inkl. Betriebsfunk, GSM/GPRS und UMTS/LTE

Abbildung 110: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im RLM-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2025

Strom: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen
in Mio. Euro



* Mit der Umstellung des Meldeverfahrens werden die Ist-Werte ab 2019 und die Plan-Werte ab 2020 für Investionen und Aufwendung anteilig für intelligente Messsysteme (hellgrau) abgefragt. Ferner werden die Ist-Werte ab 2025 und die Plan-Werte ab 2026 ür Steuerungseinrichtungen (orange) abgefragt. Die Einzelwerte stehen in Klammern.

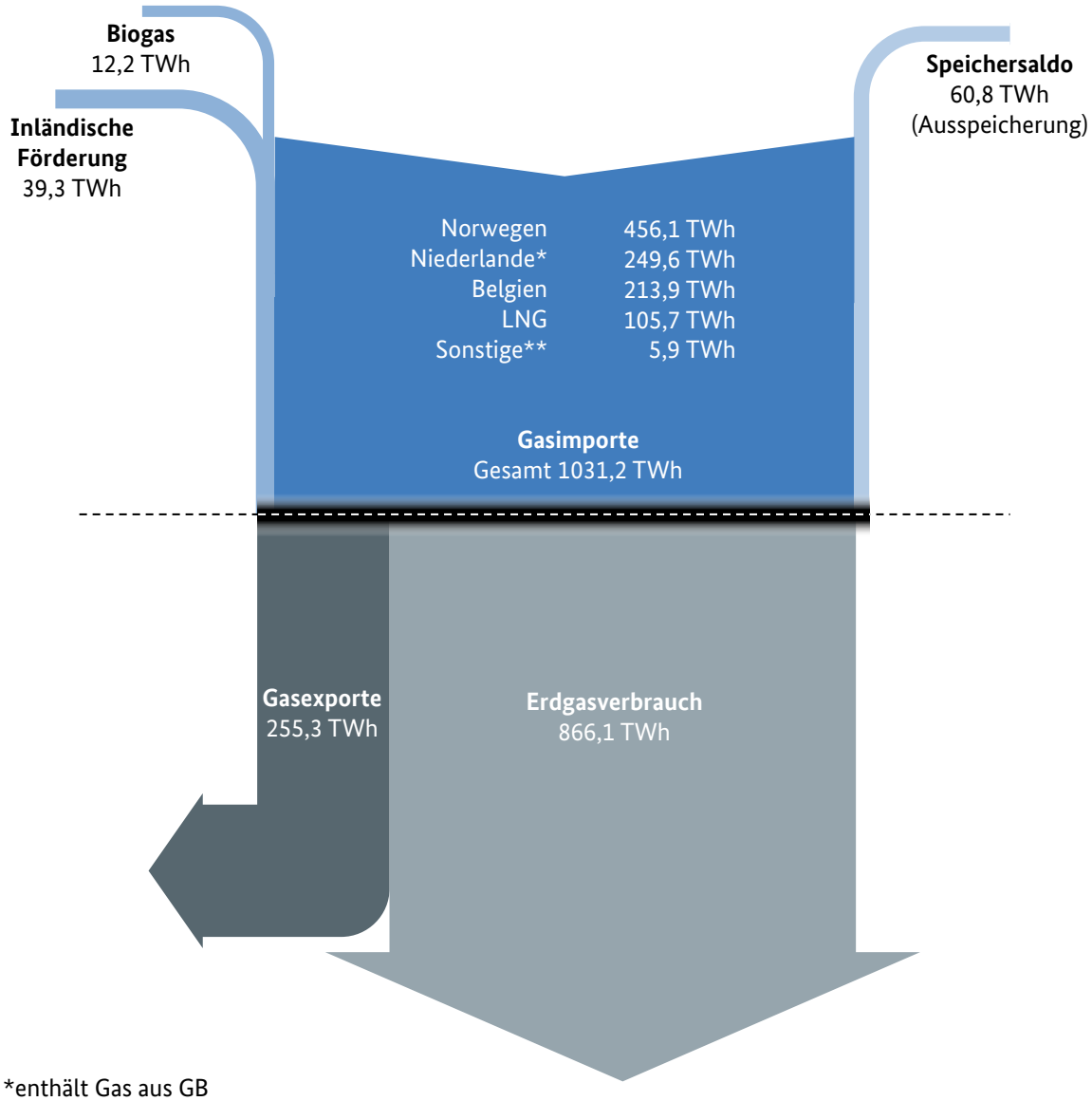
Abbildung 111: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

III. Kennzahlen Gas

A. Situation auf den Gasmärkten

1. Netzübersicht

Gas: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz für das Jahr 2025
in TWh



*enthält Gas aus GB
**sonstige Länder: Österreich, Schweiz, Dänemark

Abbildung 112: Netzübersicht 2025

Gas: Gasausspeisemenge der FNB und VNB jeweils nach Kundenkategorien der Letztverbraucher in 2025

	Ausspeise-mengen FNB in TWh	Ausspeise-mengen VNB in TWh	Ausspeisemenge Gesamt in TWh
≤ 300 MWh/Jahr	0,0	308,4	308,4
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	0,5	119,1	119,6
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	5,5	94,8	100,3
> 100.000 MWh/Jahr	116,6	112,9	229,5
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	51,6	56,7	108,3
Gesamtsumme	**174,2**	**691,9**	**866,1**

Tabelle 50: Gasausspeisemenge der FNB und VNB jeweils nach Kundenkategorien der Letztverbraucher in 2025[58]

Gas: Gasverbrauch jeweils nach Kundenkategorien der Letztverbraucher in 2025

	Gasverbrauch in TWh	Anteil am Gesamtverbrauch
≤ 300 MWh/Jahr	336,9	38,9%
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	118,7	13,7%
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	96,1	11,1%
> 100.000 MWh/Jahr	222,6	25,7%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	91,8	10,6%
Gesamtsumme	**866,1**	**100,0%**

Tabelle 51: Gasverbrauch jeweils nach Kundenkategorien der Letztverbraucher in 2025[59]

[58] Eigenberechnung basierend auf den Daten der Trading Hub Europe (THE) und den Daten aus der Monitoring-Datenerhebung.
[59] Eigenberechnung basierend auf den Daten der Trading Hub Europe (THE) und den Daten aus der Monitoring-Datenerhebung.

2. Marktkonzentration

Der Grad der Marktkonzentration ist auch im Gasbereich ein wichtiger Wettbewerbsindikator. Marktanteile bilden in diesem Bereich einen geeigneten Ausgangspunkt zur Einschätzung von Marktmacht, da sie abbilden, in welchem Umfang die Nachfrage auf dem relevanten Markt im Bezugszeitraum von einem Unternehmen tatsächlich bedient wurde.

Zur aggregierten Darstellung der Marktanteilsverteilung– d. h. der Marktkonzentration – werden nachfolgend CR3-Werte bzw. CR4-Werte[60] verwendet: Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist die Marktkonzentration.

Gasgroßhandel

Hier erfolgt eine quantitative Betrachtung der relativen Bedeutung der Großhandelsunternehmen gemessen an verschiedenen Indikatoren (Entry-Nominierungen, Beschaffung, Absatz), ohne dass eine abschließende sachliche Marktabgrenzung getroffen wird.[61]

Situation bei den Entry-Nominierungen

Die Untersuchung der Entry-Nominierungen erlaubt zum einen die Bestimmung wichtiger Gasimporteure und zum anderen Rückschlüsse auf die Entwicklung des Gasgroßhandels insgesamt. Während im Jahr 2023 rund 660 TWh Einspeisekapazität an den GÜP nominiert wurden, waren es im Folgejahr nur noch 610 TWh. 2025 stieg dieser Wert wieder leicht auf 628 TWh. Dabei entfielen allein auf die vier größten Unternehmen knapp 80 Prozent der nominierten Einspeisekapazitäten.

Bei Betrachtung der Netto-Entry-Nominierungen, also der Mengen, die im deutschlandweiten Marktgebiet THE (Trading Hub Europe) verbleiben[62], zeigt sich ebenfalls eine interessante Entwicklung. Während sich im Jahr 2023 die Netto-Entry-Nominierungen auf 657 TWh beliefen, lagen sie im Jahr 2024 bei 587 TWh und im Jahr 2025 bei gut 538 TWh. Die sich verändernde Rolle Deutschlands als Transitland zeigt sich daran, dass nach nur 3 TWh Ausspeisekapazität im Jahr 2023 im Jahr 2024 wieder 23 TWh nominiert wurden; im Jahr 2025 stieg dieser Wert weiter deutlich an auf 90 TWh.

Situation bei der Beschaffung

---

[60] Concentration ratio, hier als aggregierter Marktanteil der drei bzw. vier größten Anbieter.

[61] Das Bundeskartellamt hat wie auch im Vorjahr für die Zwecke des Monitorings die Gasgroßhändler Uniper und SEFE als verbundene Unternehmen behandelt, da sich beide seit 2023 im Bundeseigentum befinden.

[62] Differenz zwischen den nominierten Einspeisekapazitäten und den nominierten Ausspeisekapazitäten.

Im Hinblick auf die Beschaffungsseite war es möglich, auch die in Deutschland geförderten Mengen in die Betrachtung einzubeziehen, weil auch sie zum Beschaffungsportfolio der befragten Unternehmen gehören. Bei der Befragung der Gasgroßhändler nach ihren Beschaffungsmengen zeigte sich folgendes Bild: Ein Drittel der befragten Unternehmen verfügt über inländische Erzeugungskapazitäten, etwa die Hälfte über im Rahmen vertraglicher Beziehungen gesicherte Bezugsmengen für die kommenden fünf Jahre. Der prozentuale Anteil der Unternehmen nimmt über die sich daran anschließenden Jahre bis einschließlich 2035 kontinuierlich ab, liegt aber für das Jahr 2035 immer noch bei etwa einem Viertel. Die Vertragsdauern reichen dabei von durchschnittlich zwei bis sechs Jahren.

Situation beim Absatz

Gemessen an den Handelsabsätzen insgesamt (also den Absätzen an sämtliche Groß- und Einzelhändler einschließlich der Weiterverteiler[63]), die im Jahr 2025 bei etwa 1.033 TWh lagen, haben die drei wichtigsten Wettbewerber (CR3) gegenüber dem Vorjahr (2024: rd. 1.079 TWh) geringfügig an Absatz verloren. Die Anteile der drei wichtigsten Wettbewerber an den Absätzen an Weiterverteiler sanken gegenüber dem Vorjahr 2024 um 3 % auf nunmehr 60 % im Jahr 2025. Die Laufzeit der Verträge mit den Weiterverteilern beläuft sich auf durchschnittlich ein halbes Jahr bis durchschnittlich viereinhalb Jahre, wobei hier nur ca. 60 Prozent der Gasgroßhändler feste Laufzeiten angegeben haben.

[63] Nicht allen befragten Unternehmen war eine eindeutige Zuordnung ihre Absätze zu den Kundengruppen möglich.

Gas: Entwicklung der Anteile der drei absatzstärksten Unternehmen (CR3) am Gasabsatz an Handelskunden und Weiterverteiler
in %

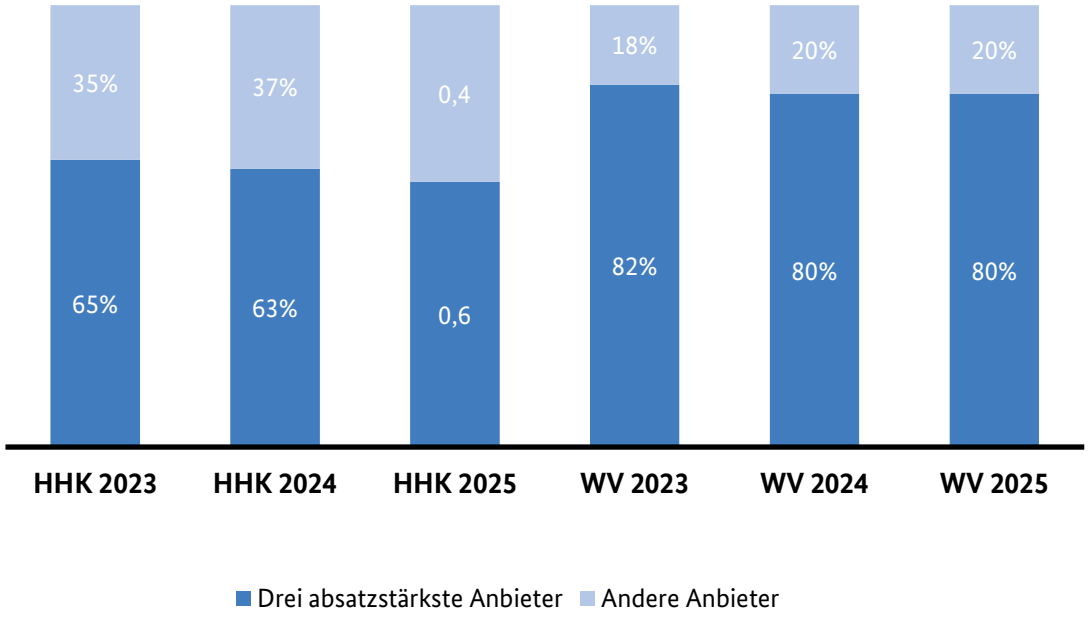


Abbildung 113: Entwicklung der Anteile der drei absatzstärksten Unternehmen (CR3) am Gasabsatz an Handelskunden und Weiterverteiler

Untertageerdgasspeicher

Ein weiterer Indikator für die Beurteilung der Wettbewerbssituation auf den Gasmärkten ist der Grad der Marktkonzentration im Bereich der Untertagegasspeicher. Das Bundeskartellamt grenzt in seiner Entscheidungspraxis einen sachlichen relevanten Markt für den Betrieb von Untertagegasspeichern ab, der sowohl Poren- als auch Kavernenspeicher umfasst. In räumlicher Hinsicht erfolgt die Abgrenzung bundesweit, und für die Zwecke der Konzentrationsdarstellung im Monitoring auf dem Markt für den Betrieb von Untertagegasspeichern werden im Folgenden auch die in Österreich befindlichen Speicher „Haidach" und „7Fields" in die Betrachtung einbezogen.[64] Bei diesen beiden Speichern handelt es sich um in Österreich in Grenznähe zu Deutschland gelegene Speicher, die unmittelbar oder mittelbar an die deutschen Gasnetze angeschlossen sind. Auch die Europäische Kommission hat zuletzt diese Marktabgrenzungsalternative – und einige weitere Alternativen – in Betracht gezogen und die genaue Abgrenzung im Ergebnis offengelassen.[65] Die Konzernzurechnung erfolgt anhand der Dominanzmethode. Es wurden Angaben von 24 juristischen Personen erhoben.

[64] Die Speicherkapazität der beiden Speicher „Haidach (SEFE)" und „7Fields (Uniper)" beträgt rund 37 TWh Arbeitsgasvolumen. Zum Ende des Jahres 2022 wurde der Speicher Haidach über die Penta West-Leitung an das österreichische Marktgebiet (Fernleitungsebene) angeschlossen, wodurch eine gewisse Unschärfe in dem berücksichtigten Gesamtarbeitsgasvolumen entsteht. Die Regelungen beider Länder sehen keine mengenmäßige Abgrenzung der Speicherkapazität vor, sondern beziehen sich auf zu treffende fallweise gemeinsame Entscheidungen.

[65] Vgl. COMP M./9641 – SNAM/FSI/OLT vom 11. Februar 2020, Rn. 30.

Gas: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern in TWh und des Anteils der drei größten Anbieter von Speicherkapazität

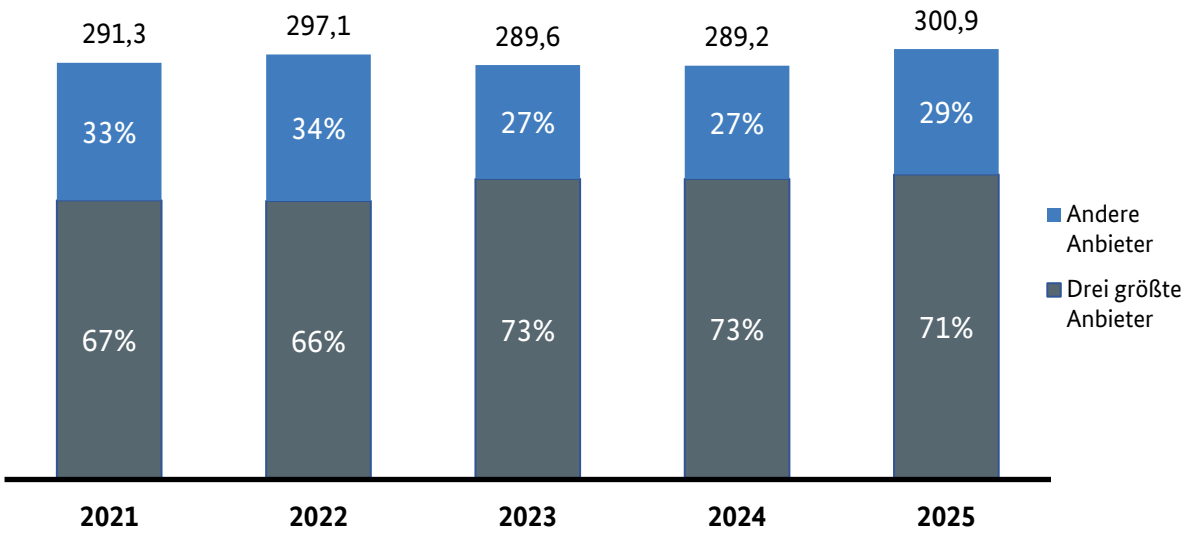


Abbildung 114: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter (CR3) mit den größten Speicherkapazitäten mit angepassten Werten für 2025.

Gasendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet auf den Gasletztverbrauchermärkten sachlich zwischen sogenannten RLM- und SLP-Kunden, wobei der Markt für die Belieferung von RLM-Kunden sowie der Markt für die Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen bundesweit abgegrenzt wird. Bei der Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen der Grundversorgung handelt es sich um einen sachlich getrennten Markt, der weiterhin nach dem jeweiligen Netzgebiet abgegrenzt wird.[66]

Die Absätze der Lieferanten werden im Energie-Monitoring auf der Ebene der einzelnen Gesellschaften (juristische Personen) als bundesweite Summenwerte erhoben, wobei für die Absätze an SLP-Kunden auch zwischen der Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und der Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen unterschieden wird. Der Auswertung liegen die Angaben von 910 Gaslieferanten (juristische Personen) zu Grunde (im Vorjahr: 991).[67]

[66] Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Dezember 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 129-214.

[67] Die im Rahmen des Monitorings festgestellte Gesamtabsatzmenge weicht im Berichtsjahr signifikant vom THE-Wert in Höhe von 864 TWh ab. Dies erklärt sich durch die Eigenbeschaffung von Verbrauchern sowie Unschärfen in den Meldungen der Lieferanten. Aufgrund der Abweichung sind in diesem Bericht die erhobenen Werte auf Basis des absoluten Gesamtwertes anteilig hochgerechnet worden.

Die Zuteilung der Absatzmengen zu Unternehmensgruppen erfolgte erneut anhand der Dominanzmethode, welche für die Zwecke des Energie-Monitorings hinreichend genaue Ergebnisse liefert und insbesondere Vorjahresvergleiche auf homogener und fortlaufender Berechnungsbasis zulässt.

Gas: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2025

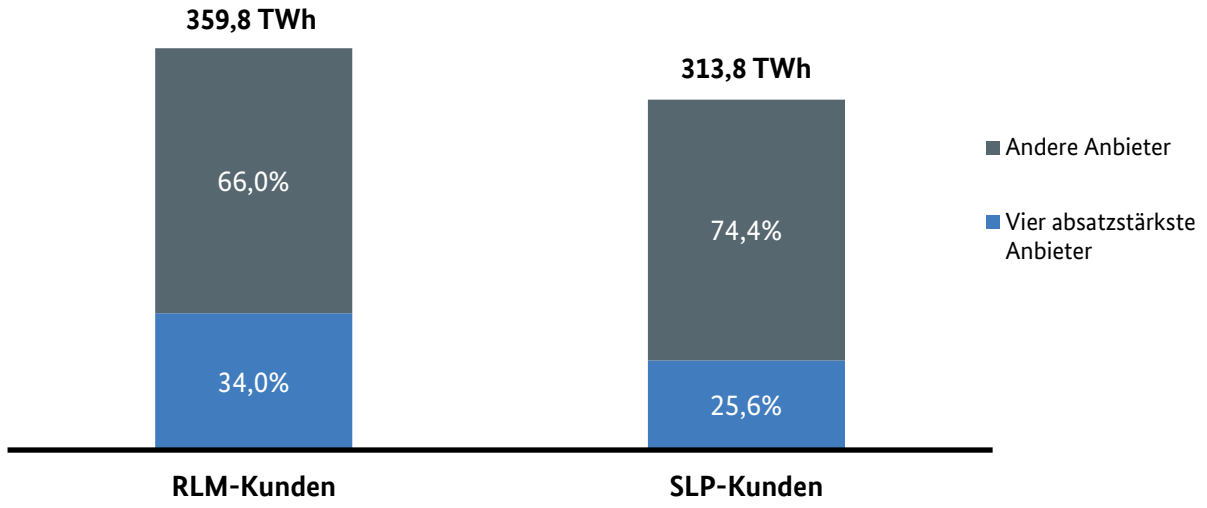


Abbildung 115: Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2025 gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM-Kunden

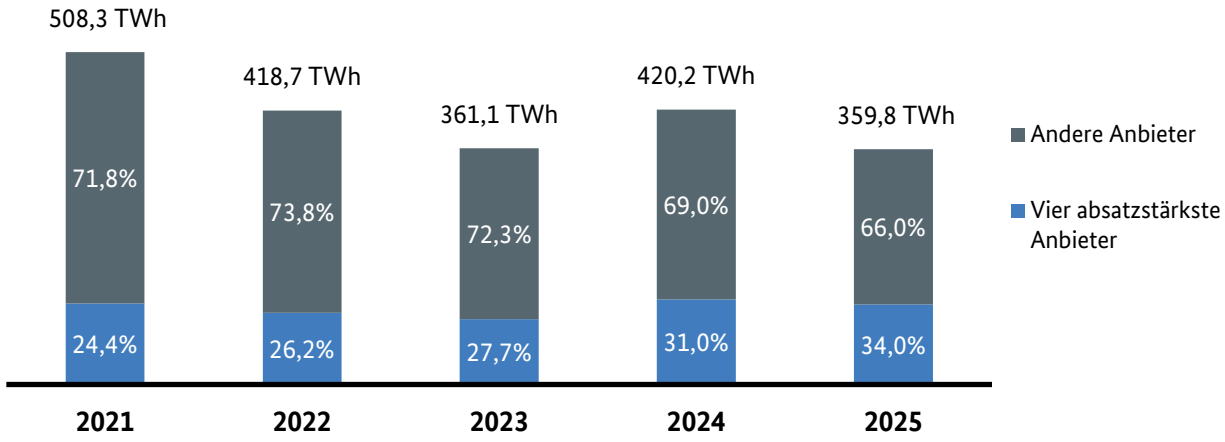


Abbildung 116: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM-Kunden gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an SLP-Kunden

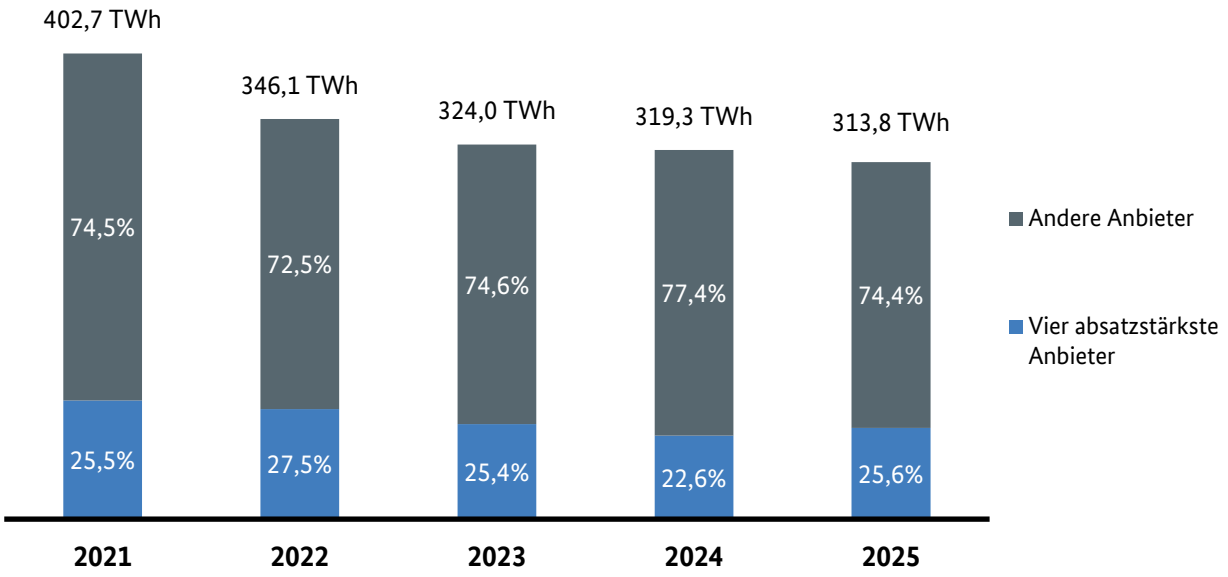


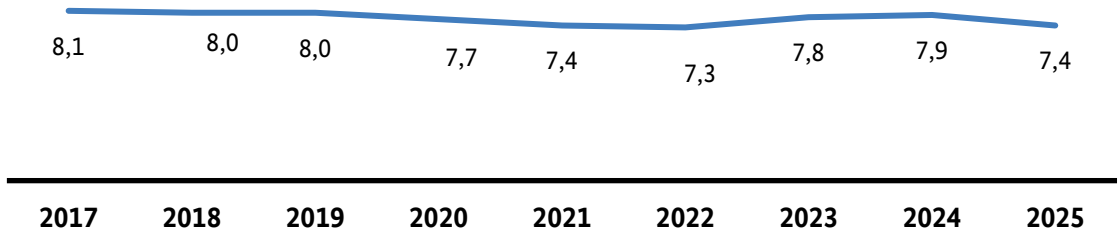
Abbildung 117: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an SLP-Kunden gemäß Angaben der Gaslieferanten

B. Aufkommen von Gas

1. Förderung von Erdgas in Deutschland

Deutschland besitzt landeseigene Gasförderquellen, jedoch sinkt deren Bedeutung aufgrund der Erschöpfung der großen Lagerstätten sowie durch den damit einhergehenden natürlichen Förderabfall von Jahr zu Jahr. Das Verhältnis Reserven/Produktion (früher als statische Reichweite bezeichnet) sinkt zum Stichtag der Reservenberechnung 1. Januar 2026 auf 7,4 Jahre. Errechnet wird dieser Wert aus den sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven und der letztjährigen Fördermenge für Rohgas. Er berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten oder andere variable Faktoren und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und Orientierungsgröße zu sehen.

Gas: Verhältnis zwischen Reserve und Produktion der deutschen Erdgasreserven
in Jahren



Quelle: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen

Abbildung 118: Verhältnis zwischen Reserve und Produktion der deutschen Erdgasreserven seit 2017

2. Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas

Zur Beurteilung der Im- und Exporte werden die physikalischen Gasflüsse an den Grenzübergangspunkten (GÜP) herangezogen, die die FNB täglich an die Bundesnetzagentur melden. Jedoch ist es möglich, dass die hier erfassten Import- und Exportmengen infrastrukturbedingt auch Ringflüsse beinhalten.[68]
Deutschland bezieht den Großteil seines benötigten Gases aus dem Ausland. Durch seine geografische Lage im Zentrum Europas kommt Deutschland zudem die Funktion einer Gasdrehscheibe zu. Die an den GÜP ankommenden Gasimporte werden zu großen Teilen durchgeleitet. Bis zum Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine stammte der überwiegende Teil der deutschen Gasimporte aus russischen Förderquellen. Im Jahr 2022 wurde der Bezug russischer Pipelinegaslieferungen nach und nach gestoppt und ist nun komplett eingestellt. Die dadurch entfallenden Gasmengen konnten u.a. durch zusätzliche Gaslieferungen aus den Niederlanden, Belgien und Norwegen und den Aufbau einer LNG-Gasinfrastruktur abgefedert werden. Bei der Betrachtung der Exporte wird auf die Länder abgestellt, die das Gas am jeweiligen Grenzübergangspunkt übernehmen.

[68] Ein Beispiel für Ringflüsse sind Gasmengen, die über die Gasleitung GAZELLE am GÜP Olbernhau Deutschland verlassen und am GÜP Waidhaus wieder das deutsche Netz erreichen. Um eine Doppelzählung der Mengen zu vermeiden, werden diese Mengen herausgerechnet.

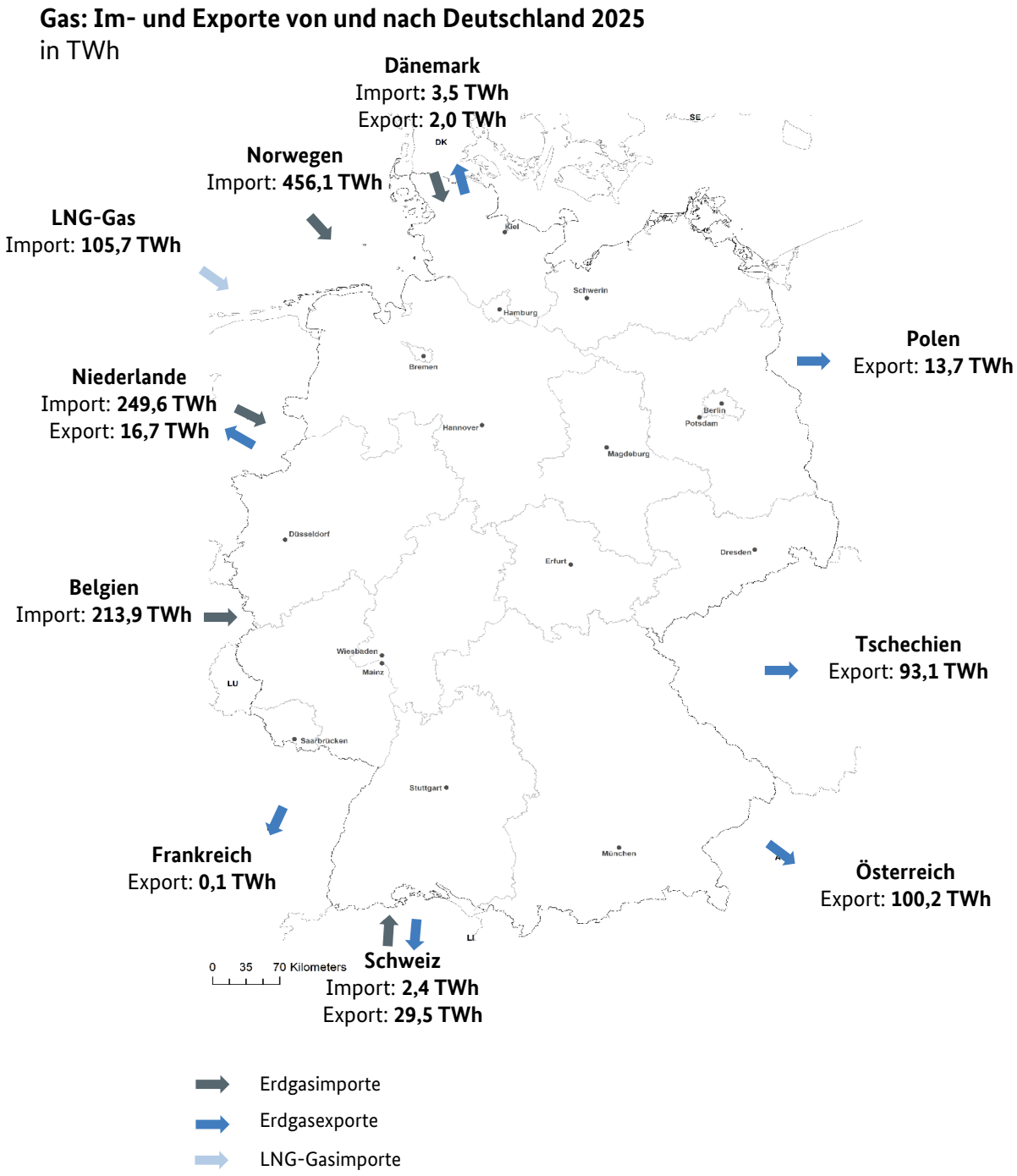


Abbildung 119: Im- und Exporte von und nach Deutschland 2025

3. Marktraumumstellung

Die Marktraumumstellung, d. h. die von den Fernleitungsnetzbetreibern koordinierte Umstellung von niedrigkalorischem Erdgas (L-Gas) auf hochkalorisches Erdgas (H-Gas) ist ein zentrales Thema der Gasversorgung. Das H-Gas wird überwiegend aus Norwegen importiert und hat im Vergleich zu L-Gas einen höheren Brennwert. Nötig wird die Umstellung der L-Gas-Gebiete im Norden und Westen Deutschlands durch den kontinuierlichen Rückgang der deutschen L-Gas-Produktion und die sinkenden Importe von L-Gas aus den Niederlanden. Bis 2030 wird L-Gas weitgehend aus dem deutschen Gasmarkt verschwunden sein. Aus diesem Grund treffen die verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber und die betroffenen Verteilernetzbetreiber Maßnahmen, die verhindern sollen, dass die rückläufige L-Gas-Verfügbarkeit zu einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit führt. Von der veränderten Erdgasversorgungsstruktur sind über vier Millionen Haushaltskunden, Gewerbe- und Industriekunden mit geschätzten 4,9 Mio. Gasverbrauchsgeräten betroffen.

Gas: Umzustellende RLM-Kunden
Anzahl

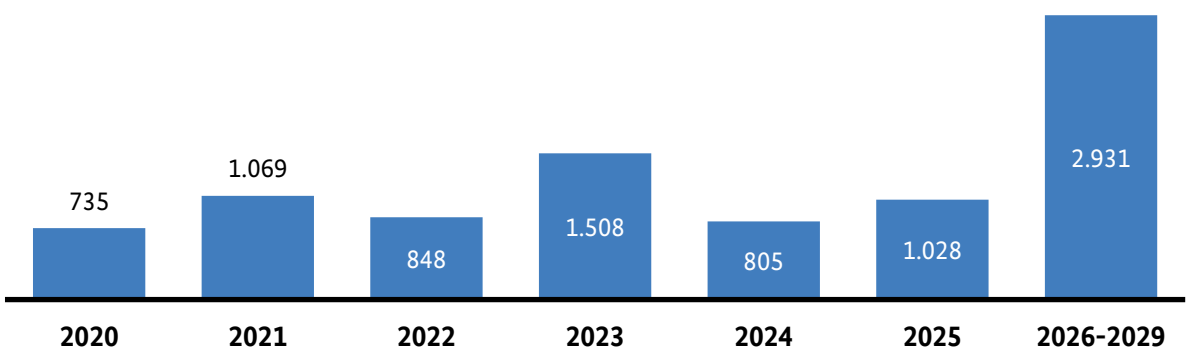


Abbildung 120: Umzustellende RLM-Kunden

Gas: Umzustellende SLP-Kunden
Anzahl

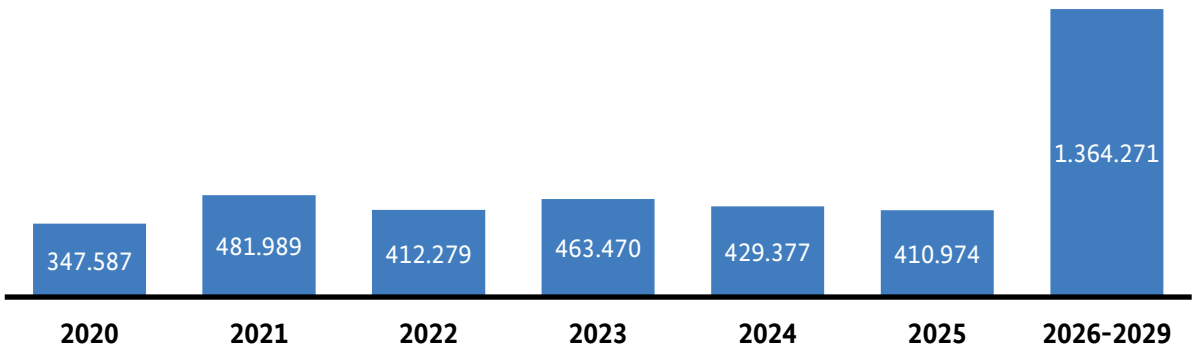


Abbildung 121: Umzustellende SLP-Kunden

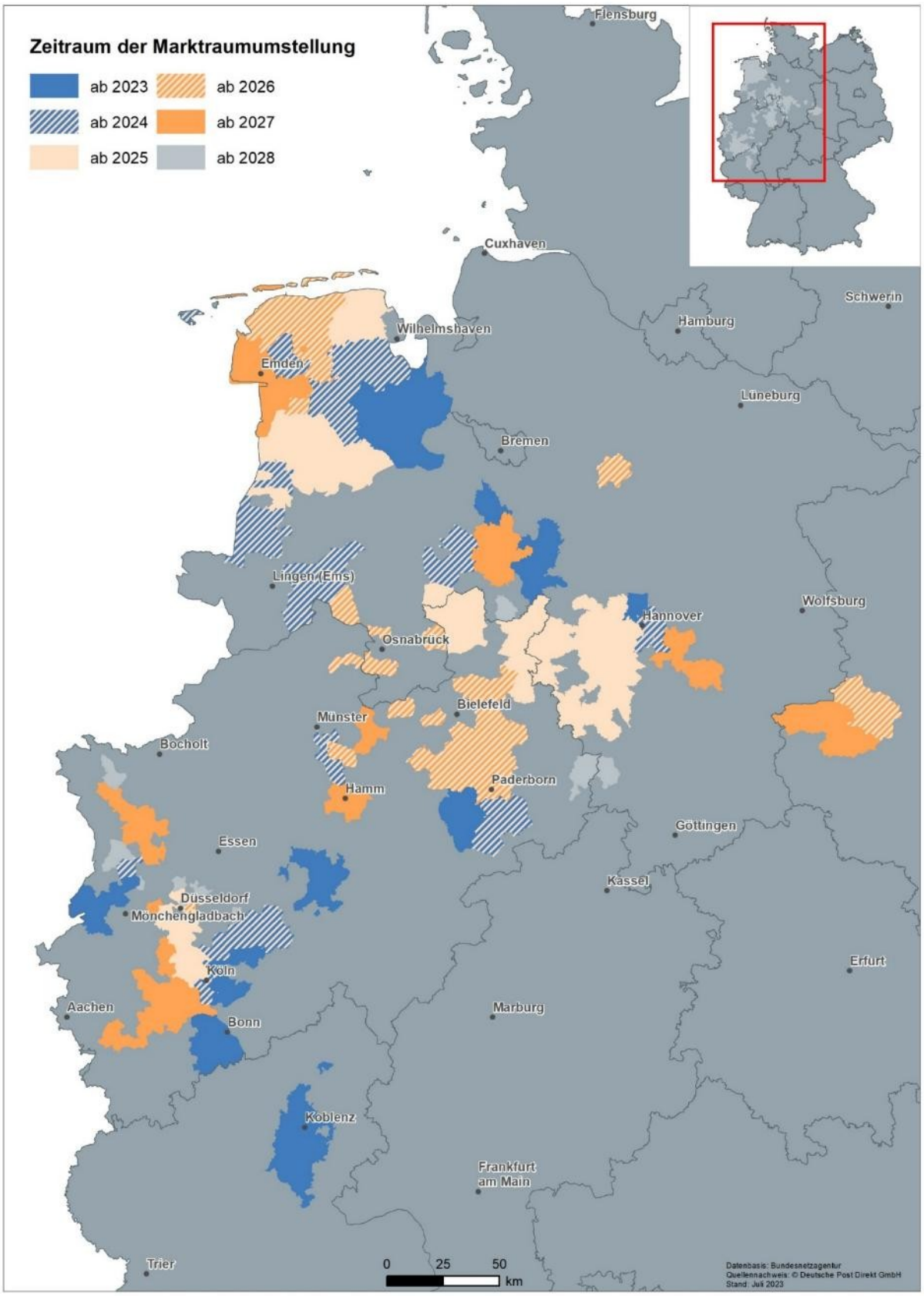


Abbildung 122: Zeitraum der Marktraumumstellung

4. Biogas

Biogas[69] kann fermentativ oder thermisch erzeugt werden. Biogas, das zurzeit in das Gasversorgungsnetz eingespeist wird, ist in der Regel fermentativ - zum Beispiel über anaerobe Vergärung - erzeugt. Als Substrate kommen vor allem Energiepflanzen (z.B. Mais), Gülle und Bioabfälle zum Einsatz. Bei der Vergärung von Biomasse besteht das erzeugte Biogas aus maximal 60 Prozent Methan. Damit das Gas den entsprechenden Anforderungen[70] entspricht und in das Erdgasnetz eingespeist werden kann, muss der Methangehalt durch CO2-Abtrennung erhöht werden. Derzeit gibt es im Wesentlichen drei Aufbereitungsverfahren: Druckwechselabsorption, Druckwasserwäsche oder chemische Wäschen.

Nach der Aufbereitung wird das Biogas in die Anschluss- und Einspeiseanlagen übergeben. Im Rahmen dieser Einspeisung wird die Menge, der Brennwert und die sonstige Gasbeschaffenheit gemessen.
Je nachdem, ob das Aufbereitungsverfahren mit einer Druckerhöhung arbeitet und welche Druckstufe das jeweilige Gasnetz vorweist, ist noch eine Druckerhöhung mittels eines Verdichters oder eine Druckreduzierung mittels einer Gasdruckregelanlage erforderlich.

Per 31. Dezember 2025 ergeben sich bei der Einspeisung von Biogas im Sinne des § 3 Nr. 23 EnWG folgende Kennzahlen:

[69] Unter Biogas versteht man im Sinne des § 3 Nr. 23 EnWG Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG in der Fassung vom 23. April 2009 stammt.

[70] Gemäß den Arbeitsblättern G 260 und G 262 des DVGW e.V.

Gas: Kennzahlen Biogaseinspeisung in 2025

	Vertraglich vereinbarte Einspeise-leistung in Mio. kWh/h	Einspeisung in Mio. kWh/a	Anlagen-anzahl
Biomethan	4,820	11.706,5	273
Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt.[1]	0,013	2,3	9
Synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt.[1]	0,004	0,0	1
Sonstige (Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas, Grubengas)	0,076	467,6	19
Gesamt	4,913	12.176,4	302

[1] im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (Abl. L 140 vom 5. Juni 2009, S. 16)

Tabelle 52: Kennzahlen Biogaseinspeisung in 2025

5. Gasspeicher

Gasspeicher spielen eine zentrale Rolle für die Versorgungssicherheit, auch wenn sich ihre Funktion gewandelt hat. Während sie früher die einzige Möglichkeit zur flexiblen Versorgung darstellten, fungiert heute auch verflüssigtes Erdgas (LNG) als Flexibilitätsquelle. Beide Säulen ergänzen sich: Speichermengen lassen sich kurzfristiger abrufen, wohingegen LNG-Importe zwar eine gewisse Vorlaufzeit benötigen, sich dafür aber je nach Bedarf und Preislage flexibel in größeren Mengen nachbestellen lassen. Die Speicherfüllstände ergeben sich somit aus dem marktgesteuerten Einspeichern. Dabei unterscheiden sich die einzelnen Gasspeicher in ihrer Flexibilität und besitzen entsprechend einen unterschiedlichen Marktwert. Um die Gasversorgung abzusichern, betrachten und kombinieren die Marktakteure Pipeline-Lieferungen, LNG-Importe und Speichermengen stets als Gesamtsystem.

Deutschland verfügt aufgrund günstiger geologischer Gegebenheiten über gute Bedingungen für die Einrichtung von Erdgasspeichern. Zu den deutschen Untergrundspeichern gehören Kavernenspeicher, Porenspeicher und sonstige Speicheranlagen für Erdgas. Die vorhandenen Gasspeicher sind ausreichend dimensioniert, um

die Versorgung auch während intensiver Winterphasen oder bei Lieferausfällen zu gewährleisten (die maximale Speicherkapazität reicht gegenwärtig statistisch gesehen für eine Vollversorgung von 80 Tagen). Voraussetzung hierfür ist ein adäquater Füllstand der Erdgasspeicher.

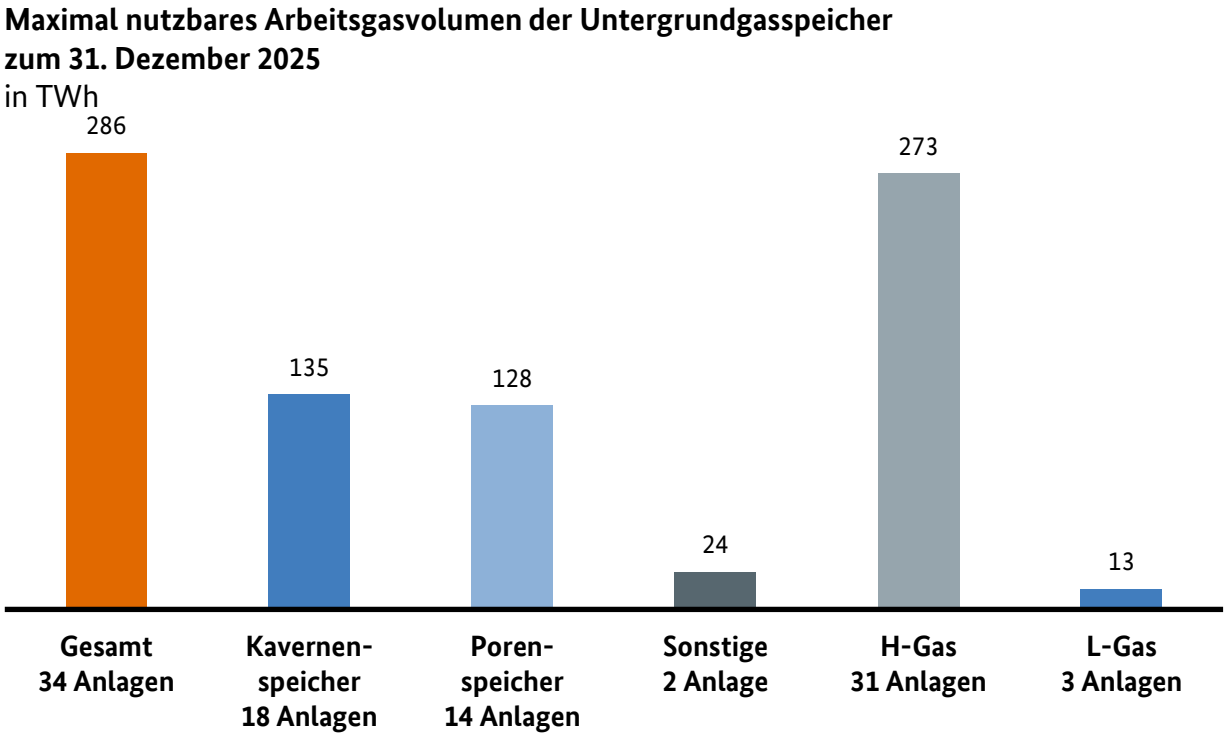


Abbildung 123: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2025

Gas: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber

Anzahl der Speicherunternehmen

Anzahl Kunden	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	10	11	9	10	11	9	11	9	9	11	9
2	2	2	2	4	2	3	2	3	2	2	1
3 - 9	4	6	6	4	6	4	4	6	5	4	7
10 - 15	3	1	3	4	3	3	2	2	1	2	1
16 - 20	1	2	3	2	1	2	1	4	1	1	3
> 20	2	2	0	0	1	2	4	0	5	4	3

Tabelle 53: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber

Gas: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2021 bis 2025
in TWh

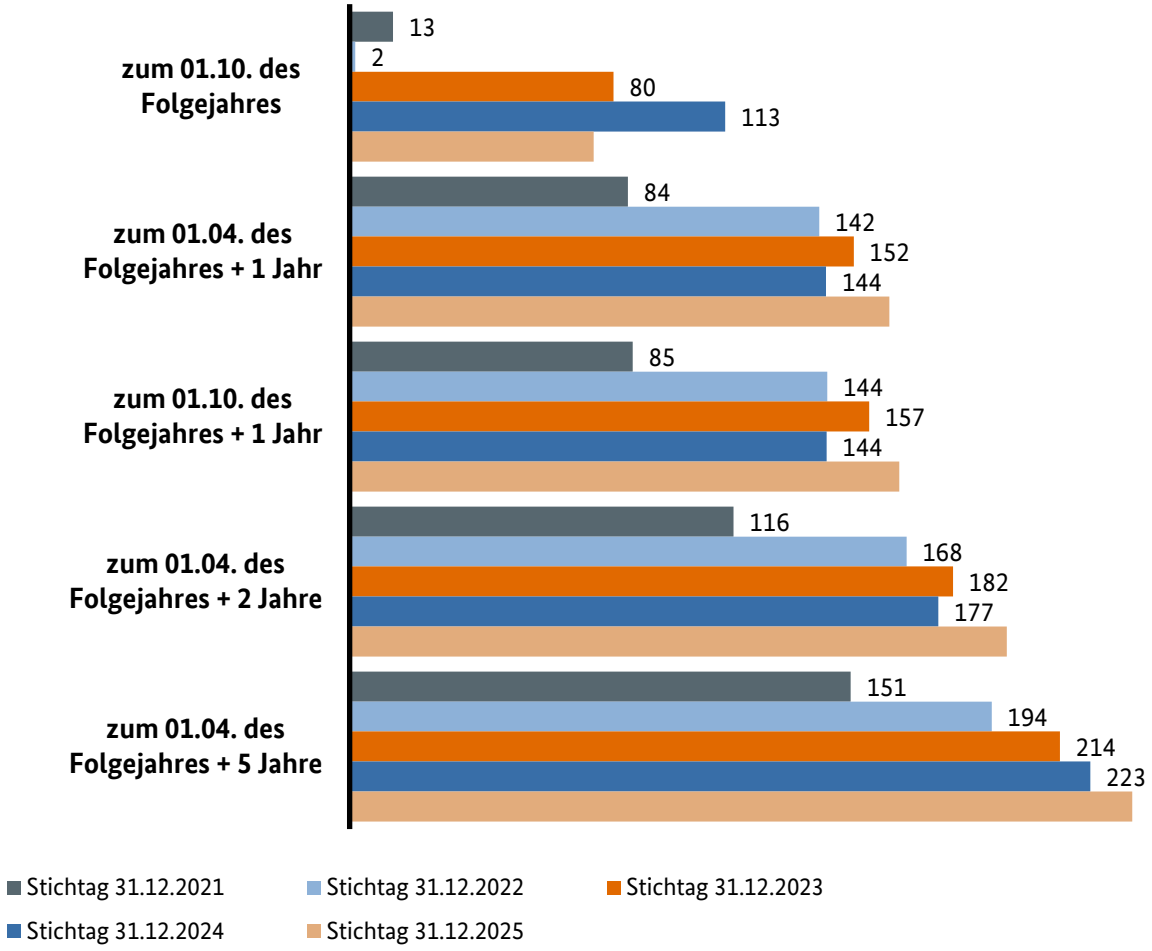


Abbildung 124: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden

C. Netze

Für Transport und Verteilung des Erdgases sind die Rohrleitungen, aus denen sich das Gasnetz zusammensetzt, von wesentlicher Bedeutung. Fernleitungsnetze bilden dabei das Rückgrat des Gastransportsystems in Deutschland. Sie übernehmen den Transport von Erdgas über weite Strecken und ermöglichen den Transit von Erdgas durch Deutschland in angrenzende Staaten. Verteilernetze dienen der Verteilung von Erdgas an Endverbraucher. Sie stellen auch den Anschluss der Gaskunden an das Gasnetz her. Gasnetze können in verschiedene Druckbereiche unterteilt werden. Dabei wird zwischen Niederdruck (<= 100 mbar), Mitteldruck (> 100 mbar bis <= 1 bar) und Hochdruck (> 1 bis 100 bar) unterschieden.

1. Netzstrukturdaten

Die Marktlokation ist die Einheit im Energiemarkt, in der seit dem Jahr 2018 die Anschlüsse für die Belieferung und Bilanzierung gezählt werden. Sie wird also immer dann verwendet, wenn es sich nicht um den technischen Anschluss handelt, sondern um die hinter dem technischen Anschluss stehenden vertraglichen Beziehungen. Die Anzahl der Kunden wird bspw. über die Marktlokationen gezählt, die Anzahl der installierten Zähler hingegen über die Messlokation. Die Messlokation bildet also das technische Pendant zur Marktlokation, allerdings existiert hier keine 1:1 Beziehung. Einer Marktlokation können mehrere Messlokationen zugeordnet sein, in einer anderen Fallkonstellation werden einer Messlokation mehrere Marktlokationen zugeordnet.

Gas: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Netzbetreiber in Deutschland

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Fernleitungs-netzbetreiber	16	16	16	16	15	15
Verteiler-netzbetreiber	703	702	704	699	699	696
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	676	674	675	670	670	666
davon VNB mit weniger als 15.000 angeschlossenen Kunden	534	532	532	532	525	525

Tabelle 54: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland

Gas: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge (Stand 31.12.2025)
Anzahl und Verteilung

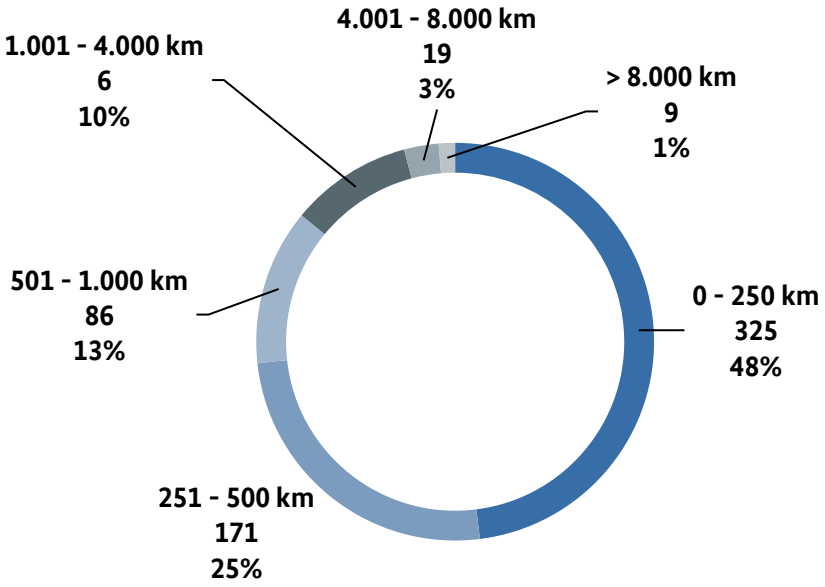


Abbildung 125: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Angaben das meldende VNB-Gas – Stand 31. Dezember 2025

Gas: Netzstrukturdaten 2025

	FNB	VNB [1]	Gesamtsumme FNB und VNB
Netzbetreiber (Anzahl)	**15**	**677**	**692**
Netzlänge (in Tsd. km) inkl. Hausanschlussleitung bei VNB	**43,1**	**563,9**	**607,0**
davon ≤ 0,1 bar	0,0	205,2	205,2
davon > 0,1 – 1 bar	0,0	276,2	276,2
davon > 1 – 5 bar	0,1	32,1	32,2
davon > 5 – 16 bar	2,9	30,1	33,0
davon > 16 bar	40,1	20,3	60,4
Ausspeisepunkte Gesamt (in Tsd.)	**3,4**	**11.097,8**	**11.101,2**
davon ≤ 0,1 bar	0,0	5.952,7	5.952,7
davon > 0,1 – 1 bar	0,0	4.920,6	4.920,6
davon > 1 – 5 bar	0,0	211,7	211,7
davon > 5 – 16 bar	1,2	10,3	11,5
davon > 16 bar	2,2	2,5	4,7
Marktlokationen von Letztverbrauchern (in Tsd.)	0,5	14.160,2	14.160,7
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	0,5	1.425,5	1.426,0
davon Haushaltskunden	0,0	12.734,7	12.734,7

[1] Die Auswertung beruht auf Angaben von 692 Netzbetreibern

Tabelle 55: Netzstrukturdaten 2025 gemäß Angaben der FNB und VNB-Gas, Stand 31. Dezember 2025

Gas: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene (Stand 31.12.2025)
Anzahl in Mio.

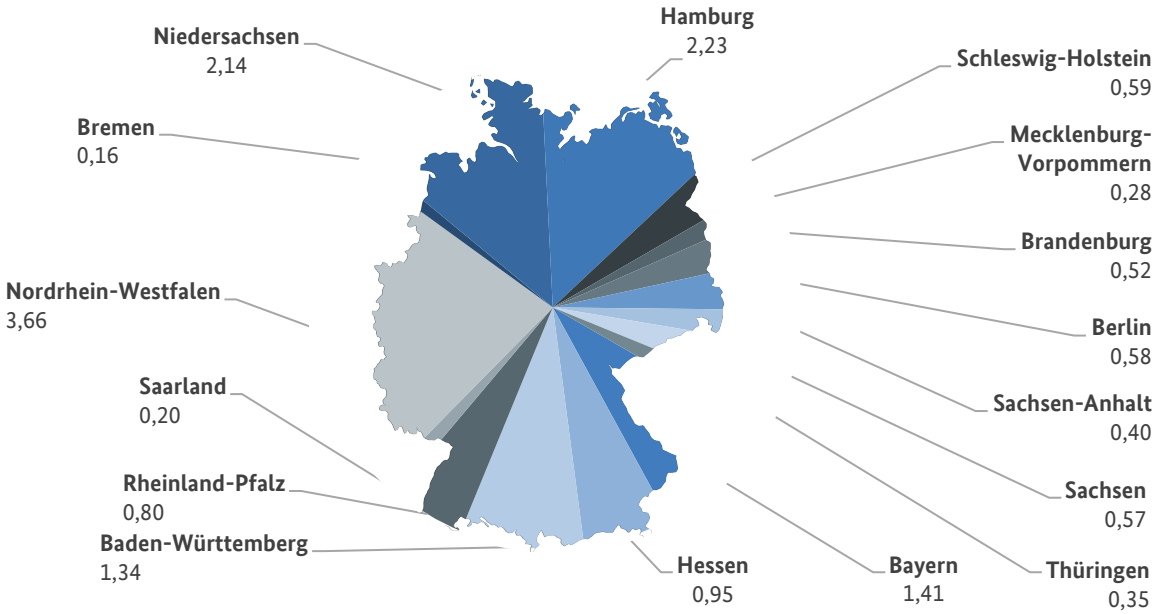


Abbildung 126: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene gemäß Angaben das VNB-Gas – Stand 31. Dezember 2025

Gas: Marktlokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene (Stand 31.12.2025
Anzahl

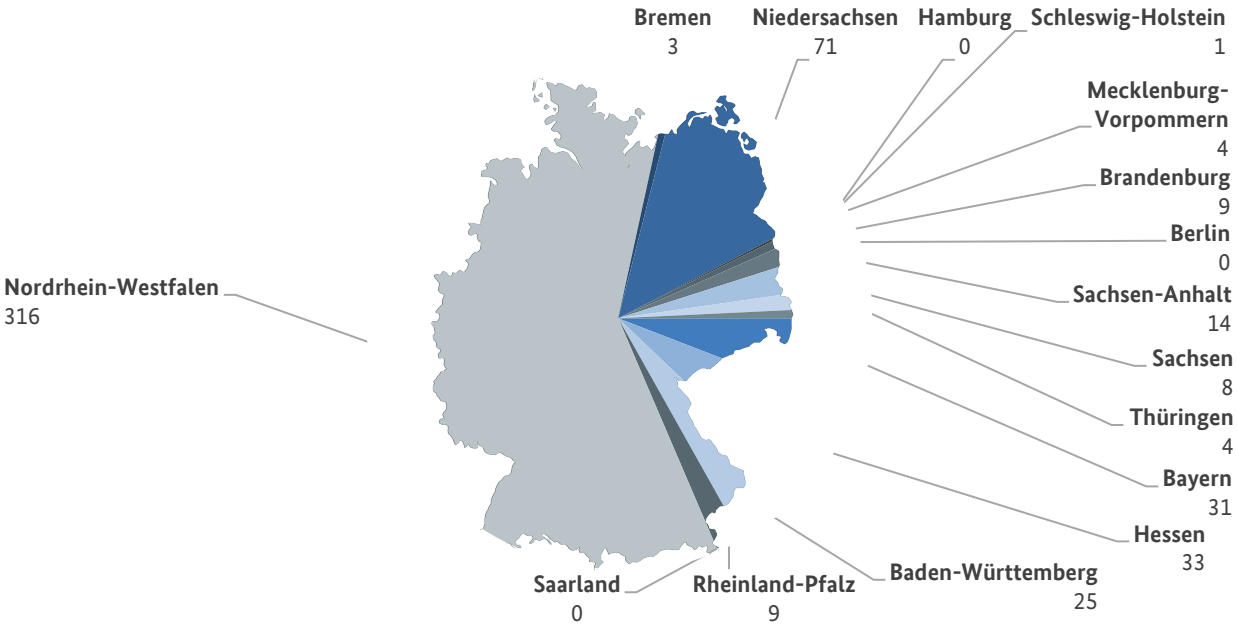


Abbildung 127: Marktlokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene gemäß Angaben das FNB-Gas – Stand 31. Dezember 2025

Gas: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen (Stand 31.12.2025)
Anzahl und Verteilung

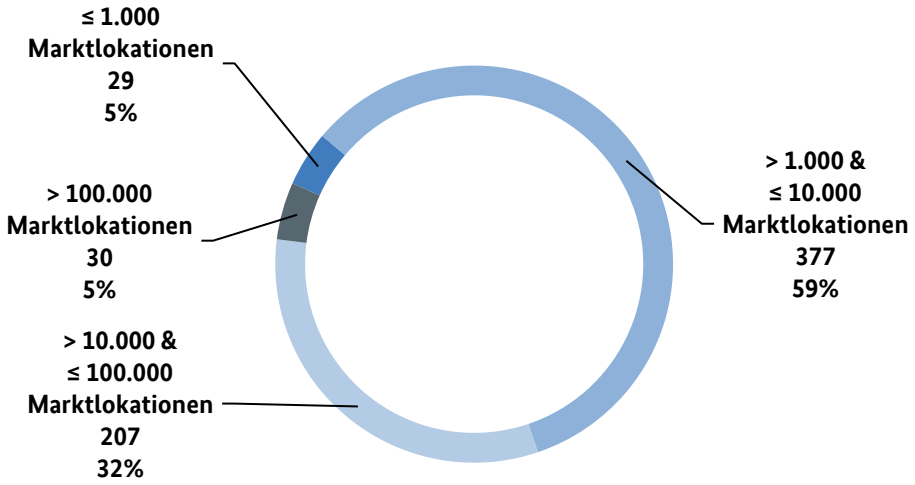


Abbildung 128: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen gemäß Angaben das meldende VNB-Gas – Stand 31. Dezember 2025

2. Netzausbau - Netzentwicklungsplan Gas

Für den letzten NEP Gas 2022-2032 wurde das Änderungsverlangen durch die BNetzA am 21.12.2023 erlassen. Mit der EnWG Novelle 2024 wurde der Netzentwicklungsplan Gas auch auf den Bereich Wasserstoff ausgeweitet zum Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff. Des Weiteren wurde der Prozess dabei an den Prozess der Netzentwicklungsplanung Strom angepasst und soll so systemübergreifend Netzentwicklungen berücksichtigen können.

Das Verfahren startete mit dem Szenariorahmen 2025-2037/2045. Auf dessen Grundlage modellierten die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und die regulierten Wasserstofftransportnetzbetreiber (WTNB) den Netzausbaubedarf. Die FNB/WTNB haben den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025-20237/2045 am 03. März 2026 veröffentlicht. Anschließend haben sie ihn im März 2026 konsultiert. Begleitend fand ein Workshop der FNB/ WTNB am 11. März 2026 statt. Die Vorlage des 2. Entwurfs erfolgte am 01. Juni 2026. Er wurde anschließend durch die Bundesnetzagentur konsultiert.

Parallel zum Genehmigungsprozess des NEP wurde der neue Szenariorahmen zum NEP Gas und Wasserstoff 2027-2040/2045 gemeinsam mit dem Szenariorahmen Strom der ÜNB am 30. Juni 2026 durch die FNB und WTNB der BNetzA zur Genehmigung vorgelegt.

Erster Entwurf des NEP Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045

Auf Grundlage des genehmigten Szenariorahmens (2025-2037/2045) erarbeiteten die FNB und WTNB den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff. Im Hinblick auf Wasserstoff entspricht das von den FNB und WTNB vorgeschlagene Netz mit 9.241 km für das Zieljahr 2037 in modifizierter Weise dem genehmigten Kernnetz (9.040 km). Im Vergleich zum Kernnetz werden 28 zusätzliche Leitungen vorgeschlagen, dafür entfallen drei im Kernnetz genehmigte Leitungen. Insgesamt erhält der Ausbauvorschlag 212 Maßnahmen sowie Verdichterleistungen in Summe von 255 MW. Bei 56 Maßnahmen, die bereits in der Kernnetzgenehmigung enthalten waren, nehmen die FNB und WTNB Anpassungen von technischen Parametern (Leitungslänge, Druckstufe, Durchmesser) vor. Auch werden Inbetriebnahmedaten angepasst. Für knapp die Hälfte der genehmigten Kernnetzmaßnahmen verschiebt sich das Inbetriebnahmedatum nach hinten (im Durchschnitt circa um 1,1 Jahre mit einer Bandbreite von wenigen Monaten bis 7 Jahren), aber auch für 11 Maßnahmen nach vorne (zwischen 2029-2032). Für 120 Maßnahmen bleiben die Planungen im Vergleich zur Kernnetzgenehmigung bestehen. Die Gesamtkosten für die vorgeschlagenen Wasserstoffnetzmaßnahmen betragen 24,3 Mrd. Euro.

In Hinblick auf Erdgas enthält der Ausbauvorschlag überwiegend Maßnahmen aus dem NEP 2022, sowie Maßnahmen im geringfügigen Umfang für Kraftwerke und Industrie. Darüber hinaus sind weitere Maßnahmen im Erdgasnetz notwendig. Durch diese können Leitungen von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt und so noch bestehende Erdgasbedarfe bedient werden.

Der Ausbauvorschlag enthält 134 Maßnahmen mit einer Leitungslänge von 364 km sowie keine zusätzliche Verdichterleistung. Die Gesamtkosten für die 2037 vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen im Erdgasnetz betragen 2,9 Mrd. Euro.

Die Modellierungsergebnisse sehen im Zieljahr 2045 ein verbleibendes Erdgas-Netz mit einer Leitungslänge von 5.700 km vor, welches insbesondere dem Transit zur Versorgung der Nachbarländer dient.

Netzausbauvorschlag Wasserstoff

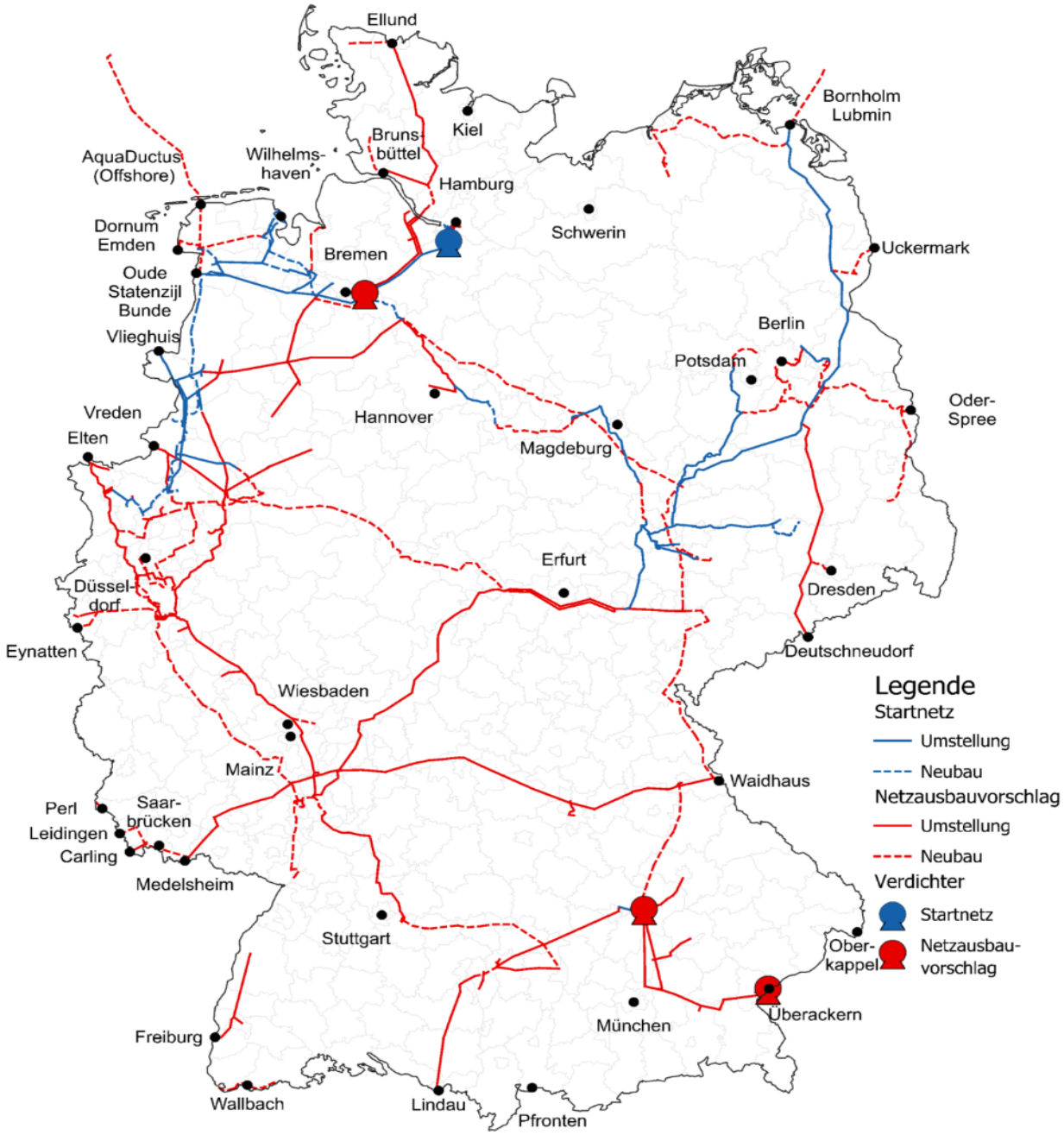


Abbildung 129: Netzausbauvorschlag Wasserstoff

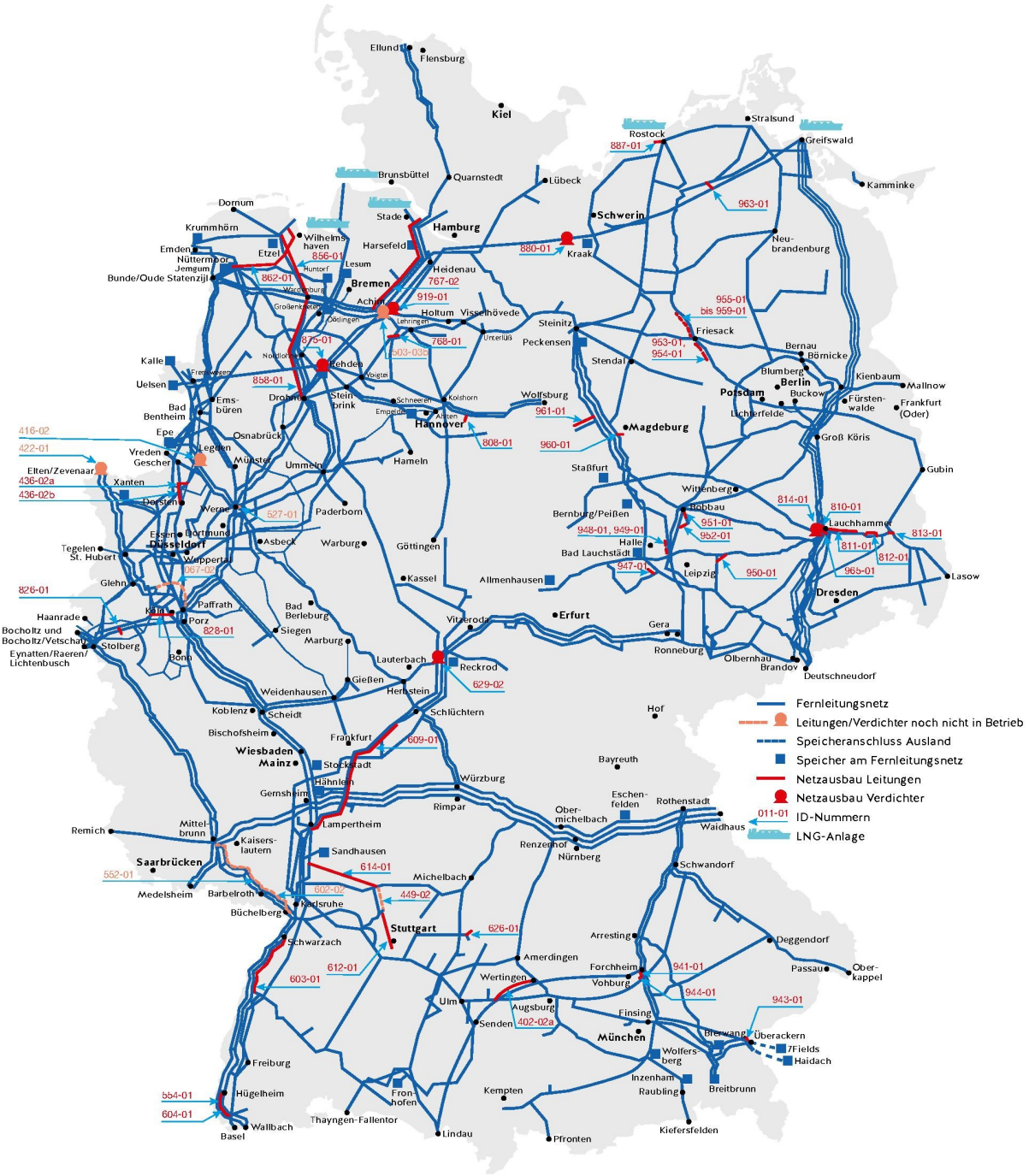
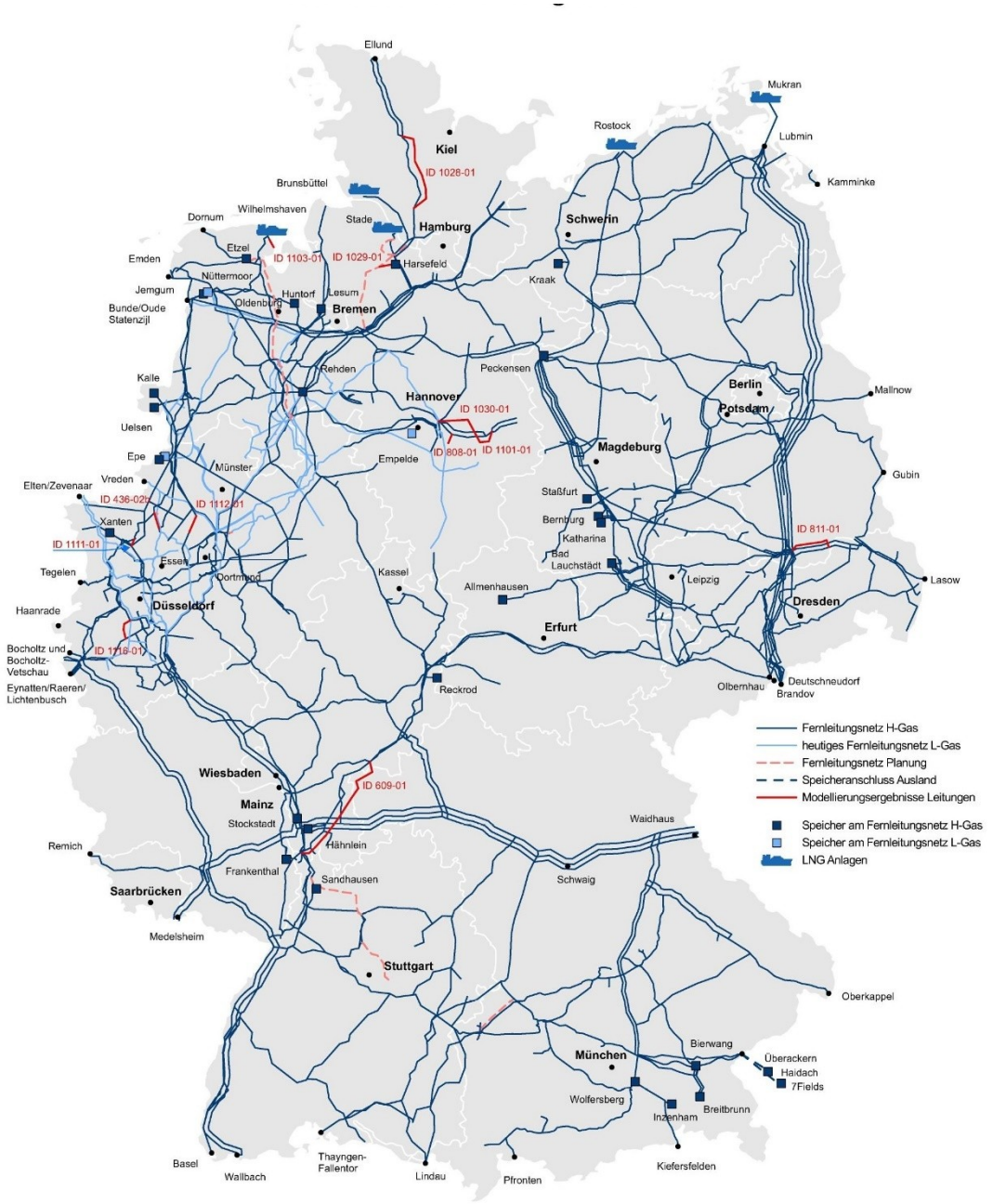


Abbildung 130: Netzausbaumaßnahmen bis Ende 2032 laut Kap. 10 des NEP Gas 2022-2032 vom 20.03.2024 gemäß Änderungsverlangen der BNetzA



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Abbildung 131: Ausbauvorschlag der FNB im Überarbeiten Entwurf NEP Gas und Wasserstoff vom 01.06.2026

3. Investitionen

Als Investitionen im Sinne des Monitorings gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der Wert der im Berichtsjahr neu gemieteten und gepachteten Sachanlagen der Netzbetreiber. Die Aufwendungen umfassen alle technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Manage-

ments, die während des Lebenszyklus eines Anlagengutes ergriffen werden. Die Maßnahmen müssen zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes des Anlagengutes oder der Rückführung in diesen dienen, so dass es die geforderte Funktion erfüllen kann. Bei den nachfolgend dargestellten Ergebnissen handelt es sich um die handelsrechtlichen Werte der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber aus den jeweiligen Bilanzen der Unternehmen. Die handelsrechtlichen Werte entsprechen nicht den kalkulatorischen Werten, die nach der Systematik der GasNEV und ARegV in die Erlösobergrenze der Netzbetreiber einberechnet werden.

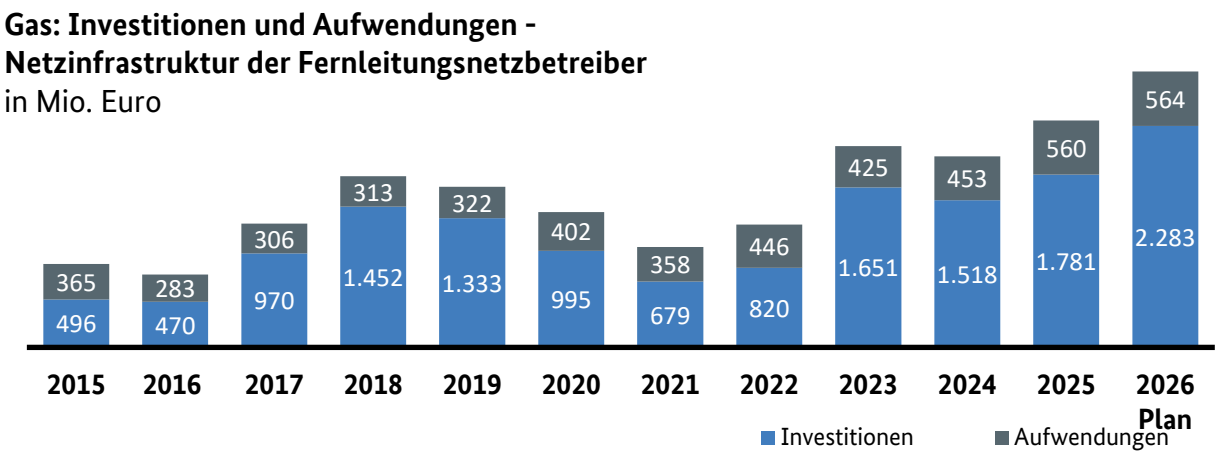


Abbildung 132: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber

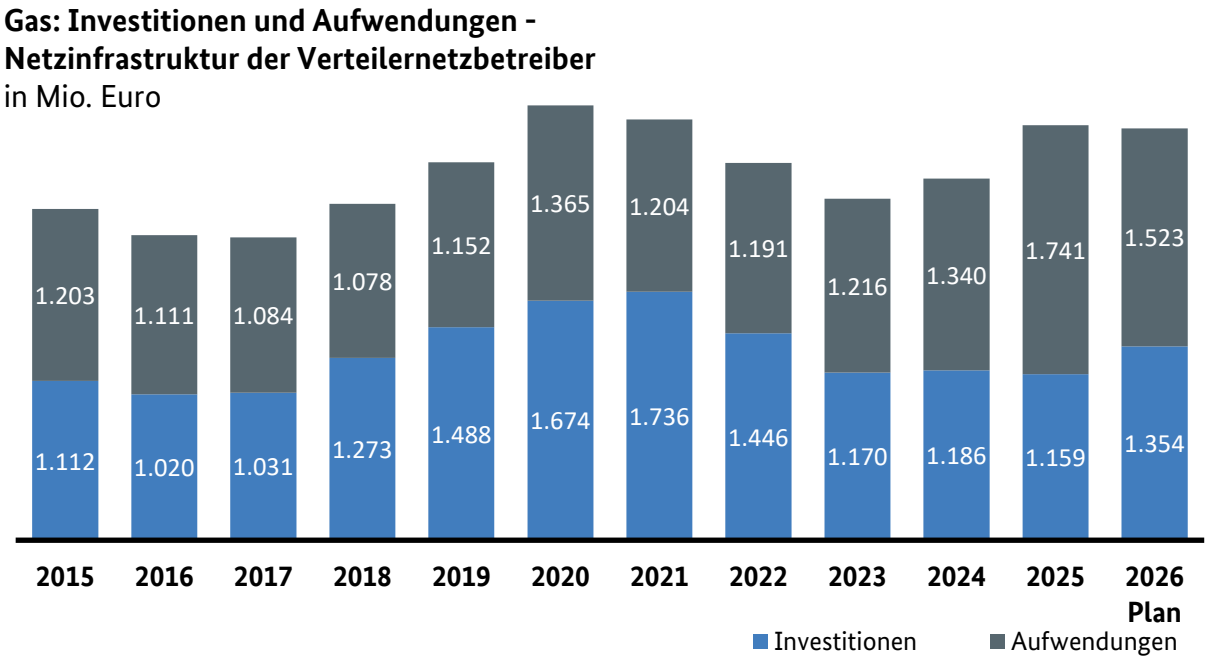


Abbildung 133: Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Gas

Gas: Aufteilung der Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen in 2025
Anzahl und Verteilung

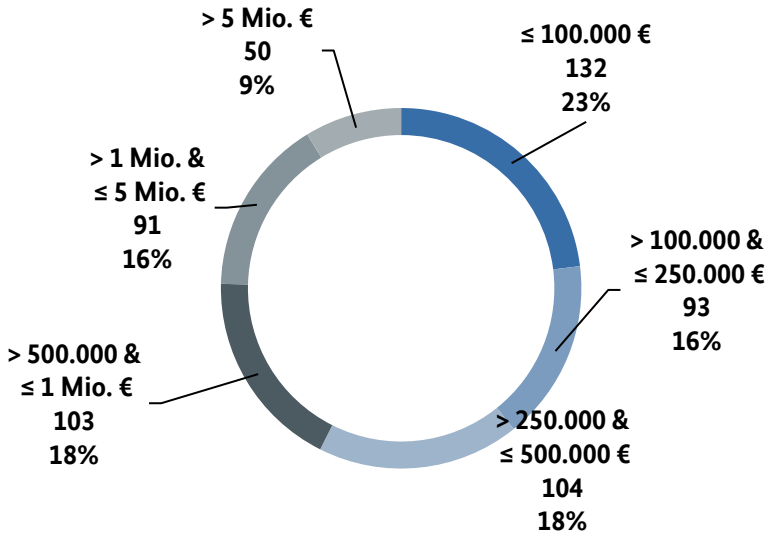


Abbildung 134: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2025

Gas: Aufteilung der Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen in 2025
Anzahl und Verteilung

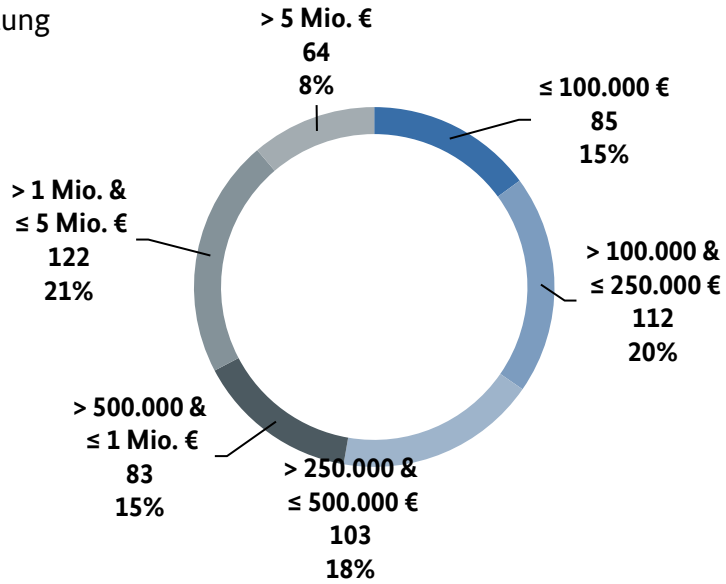


Abbildung 135: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2025

4. Kapazitätsangebot und Vermarktung

Bei den Transportkapazitäten handelt es sich um das Recht, in das Fernleitungsnetz ein- und ausspeisen zu dürfen. Die unter Nutzung dieses Rechts zu transportierende Gasmenge wird durch den Transportkunden

durch die sogenannte Nominierung angemeldet. Nachfolgend wird nach den verschiedenen am Markt angebotenen Kapazitätsprodukten unterschieden. Dabei wird nach der Laufzeit der entsprechenden Ein- und Ausspeisekapazitätsprodukte differenziert. Die Angaben beziehen sich insbesondere auf das mittlere Angebot von bzw. der Nachfrage nach festen Kapazitäten an Grenzübergangspunkten sowie auf die Nachfrage nach Kapazitäten an buchbaren Netzanschlusspunkten zu Speichern, Kraftwerken und Letztverbrauchern.
Die im Rahmen der internen Bestellung mit nachgelagerten Netzbetreibern vereinbarten Vorhalteleistungen der FNB sind hier nicht inkludiert, da die Netzkopplungspunkte zu Verteilernetzen nicht direkt an Transportkunden vermarktet werden.

Die verschiedenen Kapazitätsprodukte werden in der Festlegung zur Standardisierung von Kapazitätsprodukten im Gassektor (Kapazitätsproduktestandardisierung, „KASPAR“) definiert:

FZK	Feste, frei zuordenbare Kapazitäten	ermöglichen es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads auf unbeschränkt fester Basis zu nutzen.
bFZK	Bedingt feste, frei zuordenbare Kapazitäten	ermöglichen es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads auf fester Basis zu nutzen, soweit eine vorab definierte, externe Bedingung erfüllt ist.
DZK	Feste, dynamisch zuordenbare Kapazitäten	ermöglichen es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten auf fester Basis zu nutzen, soweit im Falle der Einspeisekapazität am gebuchten Einspeisepunkt Gas für die Ausspeisung an einem vorab bestimmten Ausspeisepunkt desselben Marktgebiets bereitgestellt wird bzw. im Falle der Ausspeisekapazität am gebuchten Ausspeisepunkt das an einem vorab bestimmten Einspeisepunkt desselben Marktgebiets bereitgestellte Gas entnommen wird. Im Übrigen ermöglichen sie es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads auf unterbrechbarer Basis zu nutzen.
uFZK	Unterbrechbare, frei zuordenbare Kapazitäten	ermöglichen es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads auf unterbrechbarer Basis zu nutzen.

Nicht definiert in der Festlegung KASPAR werden beschränkt zuordenbare Kapazitäten (im Weiteren: „BZK“). Das Angebot dieser Kapazitäten ist seit dem 1. Oktober 2021 nicht mehr erlaubt. Im vorliegenden Betrach-

tungszeitraum wurde es dagegen noch angeboten und wird daher in den folgenden Auswertungen berücksichtigt. Die Definition des Produktes entspricht grundsätzlich der des DZK-Produkts, jedoch mit dem Unterschied, dass die Nutzung ohne Festlegung eines Transportpfads (Zugang zum Virtuellen Handelspunkt (VHP)) ausgeschlossen ist.

Über welchen Zeitraum eine Kapazität zugesichert wird, richtet sich nach der Vermarktung des entsprechenden Kapazitätsprodukts. Grundsätzlich wird das gesamte Kapazitätsangebot zuerst für ein gesamtes Gaswirtschaftsjahr angeboten. Sofern die Nachfrage nach diesen Kapazitäten geringer als das Angebot ist, vermarkten die Fernleitungsnetzbetreiber die verbleibende Kapazität auf Quartalsbasis eines Gaswirtschaftsjahres. Können die Kapazitäten aufgrund zu geringer Nachfrage auch für diesen Zeithorizont nicht oder nur unvollständig vermarktet werden, versteigern die FNB die restliche Kapazität auf Monats-, dann auf Tages- und zuletzt auf untertägiger Basis.

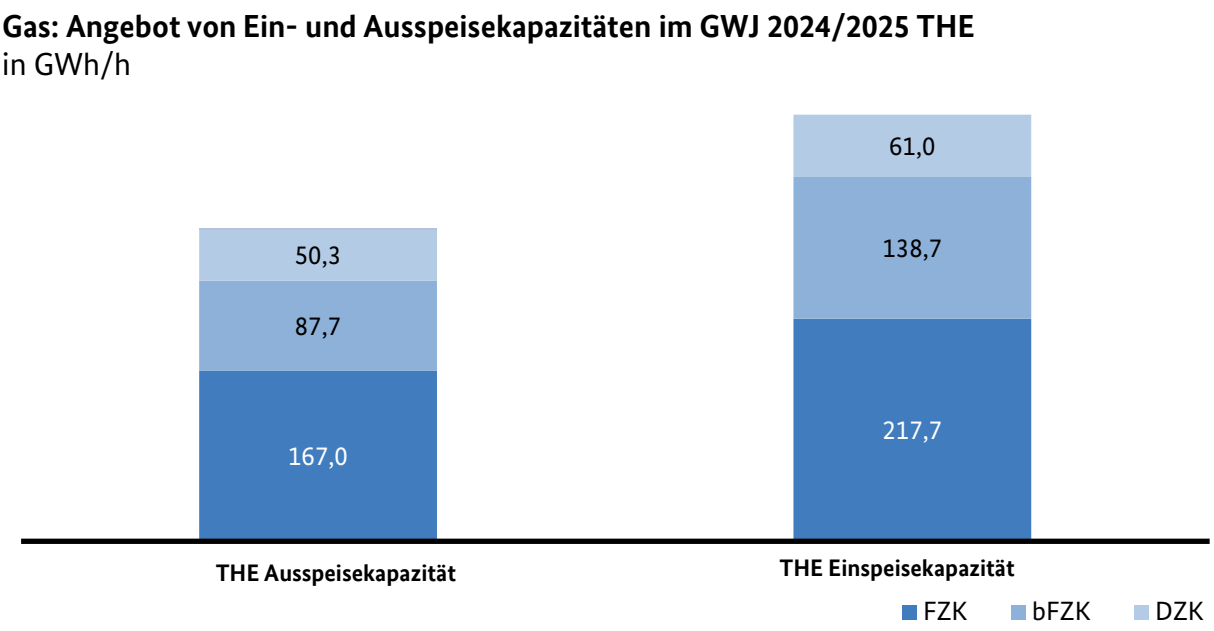


Abbildung 136: Angebot von Ein- und Ausspeisekapazitäten im GWJ 2024/2025

Gas: Nominierungen von Transportkunden an Ein- und Ausspeisepunkte im GWJ 2024/2025
in TWh/h

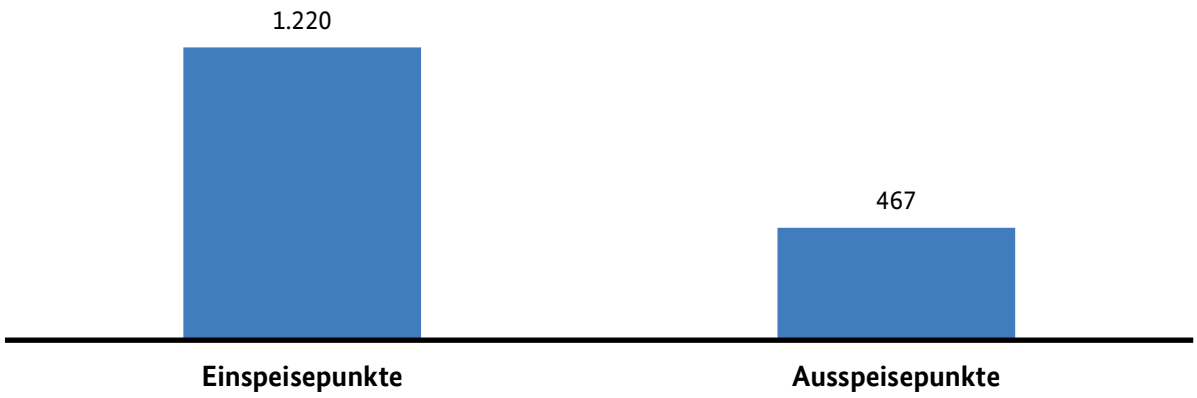


Abbildung 137: Buchung der nominierungspflichtigen Ein- und Ausspeisepunkte im GWJ 2024/2025

5. Netzentgelte

Netzentgelte für Gas werden von den Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern erhoben und stellen einen regulierten Bestandteil des Endkundenpreises dar. Sie decken die Kosten für Betrieb, Unterhaltung und Ausbau der Gasnetze ab und werden verursachungsgerecht auf alle Netznutzer verteilt. Die Entgelte werden diskriminierungsfrei und unter Beachtung einer jährlichen Erlösobergrenze gemäß der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) festgelegt.

Die Ermittlung der Erlösobergrenze erfolgt unter Anwendung der Instrumente der Anreizregulierung auf Basis einer zuvor durchgeführten Kostenprüfung. Hierbei werden die Kosten des Netzbetriebs durch die zuständige Regulierungsbehörde erhoben und geprüft. Die Kostenprüfung erfolgt vor Beginn einer Regulierungsperiode, das heißt alle fünf Jahre, auf Basis des testierten Jahresabschlusses des vorvorletzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Davon ausgehend ergeben sich die Netzkosten als Summe der aufwandsgleichen Kosten, der kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sowie den kalkulatorischen Steuern abzüglich kostenmindernder Erlöse und Erträge. Ausgehend von den ermittelten Werten für das Basisjahr[71] erfolgt die Bestimmung der Erlösobergrenzen unter Anwendung verschiedener Regulierungsfaktoren (z. B. sektorale Produktivitätsentwicklung, Verbraucherpreisindex, individuelle Effizienzvorgaben, Kapitalkostenabzug wegen zwischenzeitlich abgeschriebener Anlagen sowie Kapitalkostenaufschlag für neu getätigte

[71] Das Basisjahr ist das Geschäftsjahr, das drei Jahre vor Beginn einer Regulierungsperiode liegt.

Investitionen etc.). Die Netzkosten werden hierfür in unterschiedliche Kostenanteile aufgeteilt. Hervorzuheben sind dabei die sogenannten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, die nicht den Instrumenten der Anreizregulierung unterliegen. Als solche gelten auf Fernleitungsnetzebene u. a. Kosten für Investitionsmaßnahmen gem. § 23 ARegV. Für die Verteilernetzbetreiber gelten u. a. vorgelagerte Netzkosten als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile“. Die Erlösobergrenze wird für bestimmte Kostenbestandteile jährlich angepasst. Ein Abgleich von Plan- und Ist-Werten erfolgt über das Regulierungskonto des Netzbetreibers. Mittels der Netzentgeltsystematik werden die für den jeweiligen Netzbetreiber zugelassenen Erlöse auf die Netznutzer, also die Gaskunden, umgelegt. Ausgehend von den Erlösobergrenzen werden die von den Netznutzern zu entrichtenden Netzentgelte festgelegt. Hierfür sieht der Abschnitt 3 der GasNEV im Rahmen der Kostenträgerrechnung grundsätzlich zwei unterschiedliche Entgeltsysteme vor. Als Regelfall sind in § 13 GasNEV Ein- und Ausspeise-Kapazitätsentgelte vorgesehen. Diese kommen bei den Fernleitungsnetzbetreibern und den Verteilernetzbetreibern, die Kapazitätsentgelte ausweisen, zur Anwendung. Seit dem 1. Januar 2020 gelten für die Fernleitungsnetzbetreiber die Vorgaben der Verordnung (EU) 2017/460 (NC TAR), in den europaweit harmonisierten Vorgaben für die Entgeltstruktur vorgegeben werden.

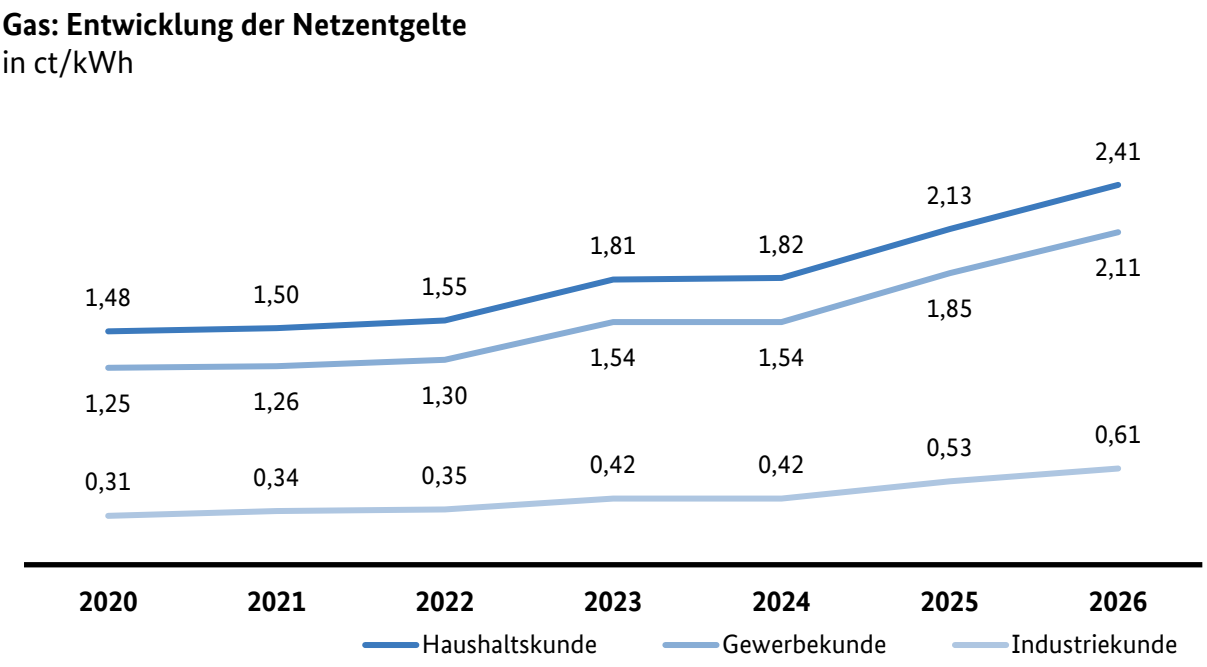


Abbildung 138: Entwicklung der Netzentgelte Gas gemäß Angaben der Verteilernetzbetreiber

Gas: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2026

Bundesland	Gewichteter Mittelwert	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Bremen	2,93	2,82	3,04	2
Saarland	2,93	1,94	4,15	16
Sachsen	2,71	1,64	4,28	37
Sachsen-Anhalt	2,60	1,29	3,51	28
Baden-Württemberg	2,60	1,54	5,07	105
Brandenburg	2,52	1,77	4,63	27
Schleswig-Holstein	2,51	1,69	3,98	43
Rheinland-Pfalz	2,48	1,67	3,74	32
Thüringen	2,44	1,63	3,06	29
Mecklenburg-Vorpommern	2,38	1,67	3,27	22
Nordrhein-Westfalen	2,28	1,27	3,72	117
Bayern	2,27	1,41	4,44	103
Hessen	2,24	1,46	3,08	44
Niedersachsen	2,13	0,71	3,60	63
Hamburg	1,99	1,99	1,99	1
Berlin	1,86	1,86	1,86	1

Tabelle 56: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2026 gemäß Angaben der VNB Gas

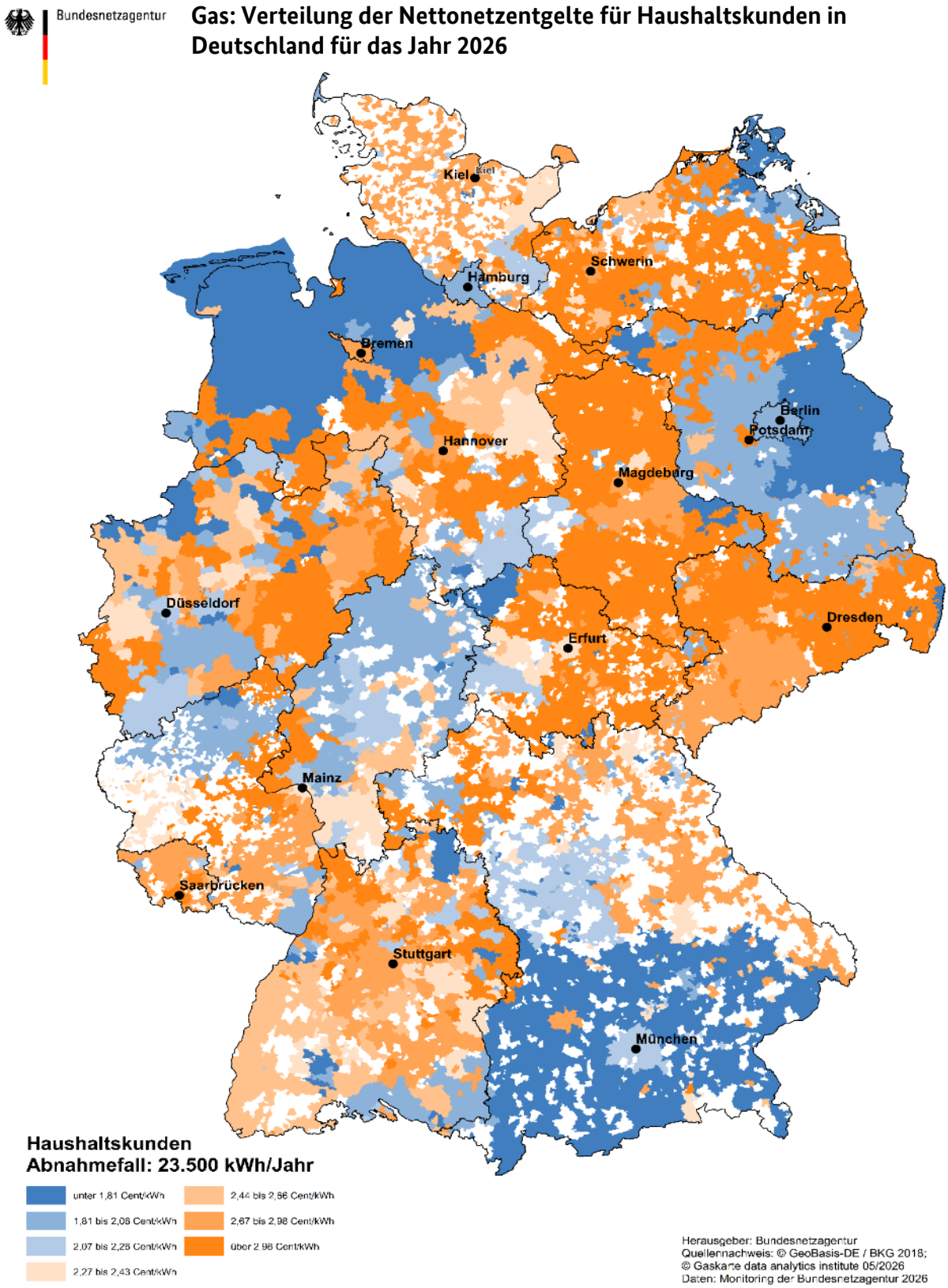


Abbildung 139: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ – Stand 1. Januar 2026 gemäß Angaben der VNB Gas

Gas: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2026
in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert [1]	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Saarland	2,68	1,84	3,93	16
Sachsen	2,37	1,44	3,93	37
Sachsen-Anhalt	2,30	1,23	3,23	28
Baden-Württemberg	2,28	1,31	4,44	105
Rheinland-Pfalz	2,25	1,52	3,53	32
Brandenburg	2,18	1,42	3,99	27
Thüringen	2,15	1,35	3,06	29
Schleswig-Holstein	2,13	0,91	3,24	43
Mecklenburg-Vorpommern	2,07	1,41	2,79	22
Bayern	1,99	1,05	3,95	103
Bremen	1,97	1,94	1,99	2
Nordrhein-Westfalen	1,96	0,53	3,32	117
Hessen	1,94	1,23	2,70	44
Niedersachsen	1,88	0,71	3,30	63
Hamburg	1,69	1,69	1,69	1
Berlin	1,62	1,62	1,62	1

Tabelle 57: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2026 gemäß Angaben der VNB Gas

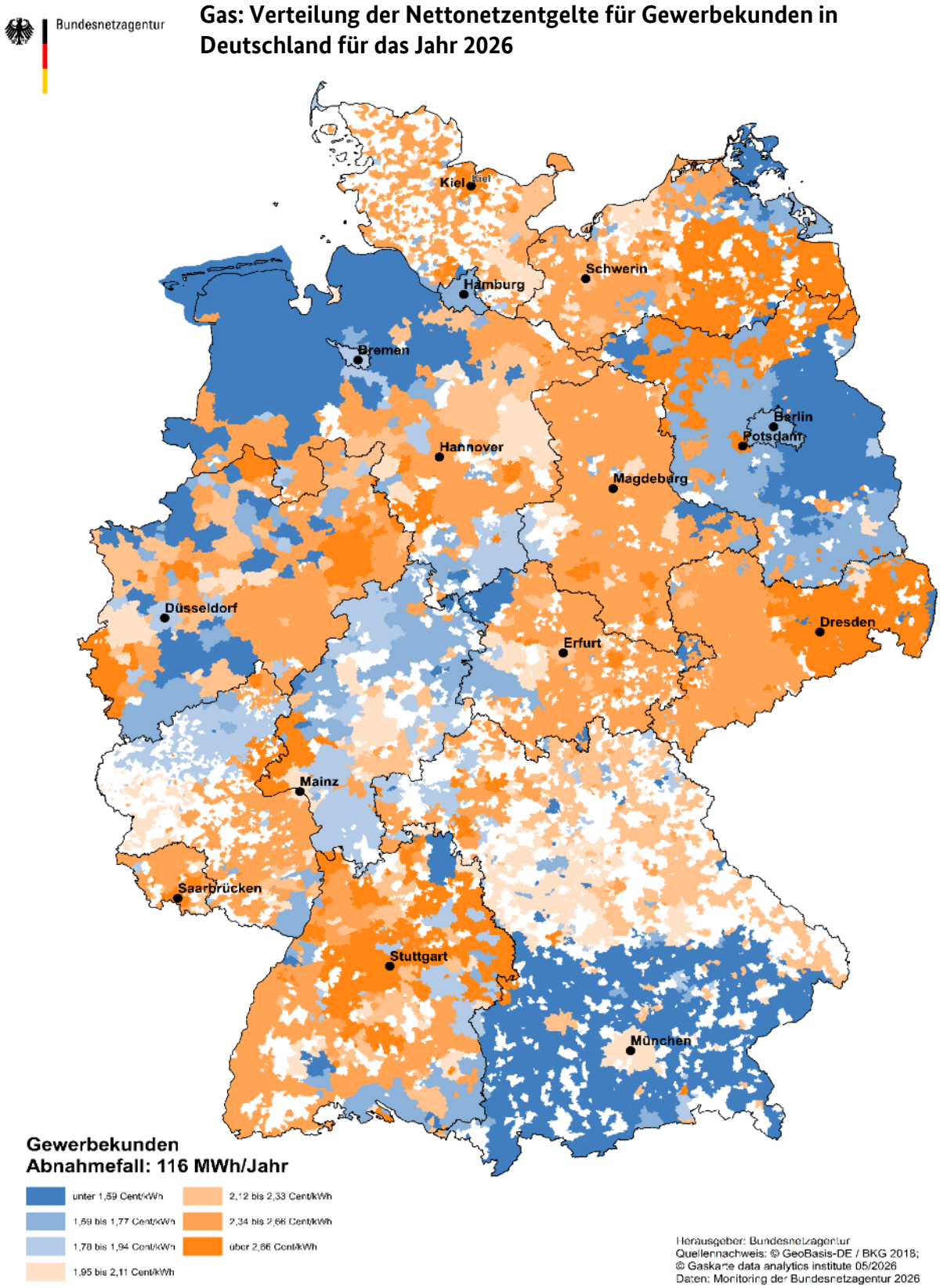


Abbildung 140: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2026 gemäß Angaben der VNB Gas

Gas: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2026
in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert [1]	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Saarland	0,92	0,44	1,42	6
Schleswig-Holstein	0,78	0,37	2,10	8
Thüringen	0,70	0,49	1,25	10
Baden-Württemberg	0,65	0,24	2,37	39
Rheinland-Pfalz	0,64	0,48	0,88	12
Mecklenburg-Vorpommern	0,61	0,33	1,20	7
Brandenburg	0,60	0,31	1,13	9
Sachsen-Anhalt	0,59	0,28	1,03	10
Sachsen	0,59	0,34	1,03	11
Nordrhein-Westfalen	0,58	0,24	1,26	49
Hessen	0,56	0,35	0,92	14
Niedersachsen	0,55	0,34	0,77	23
Bayern	0,54	0,29	0,84	25
Berlin	0,48	0,48	0,48	1
Bremen	0,44	0,36	0,51	2
Hamburg	0,38	0,38	0,38	1

Tabelle 58: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2026 gemäß Angaben der VNB Gas

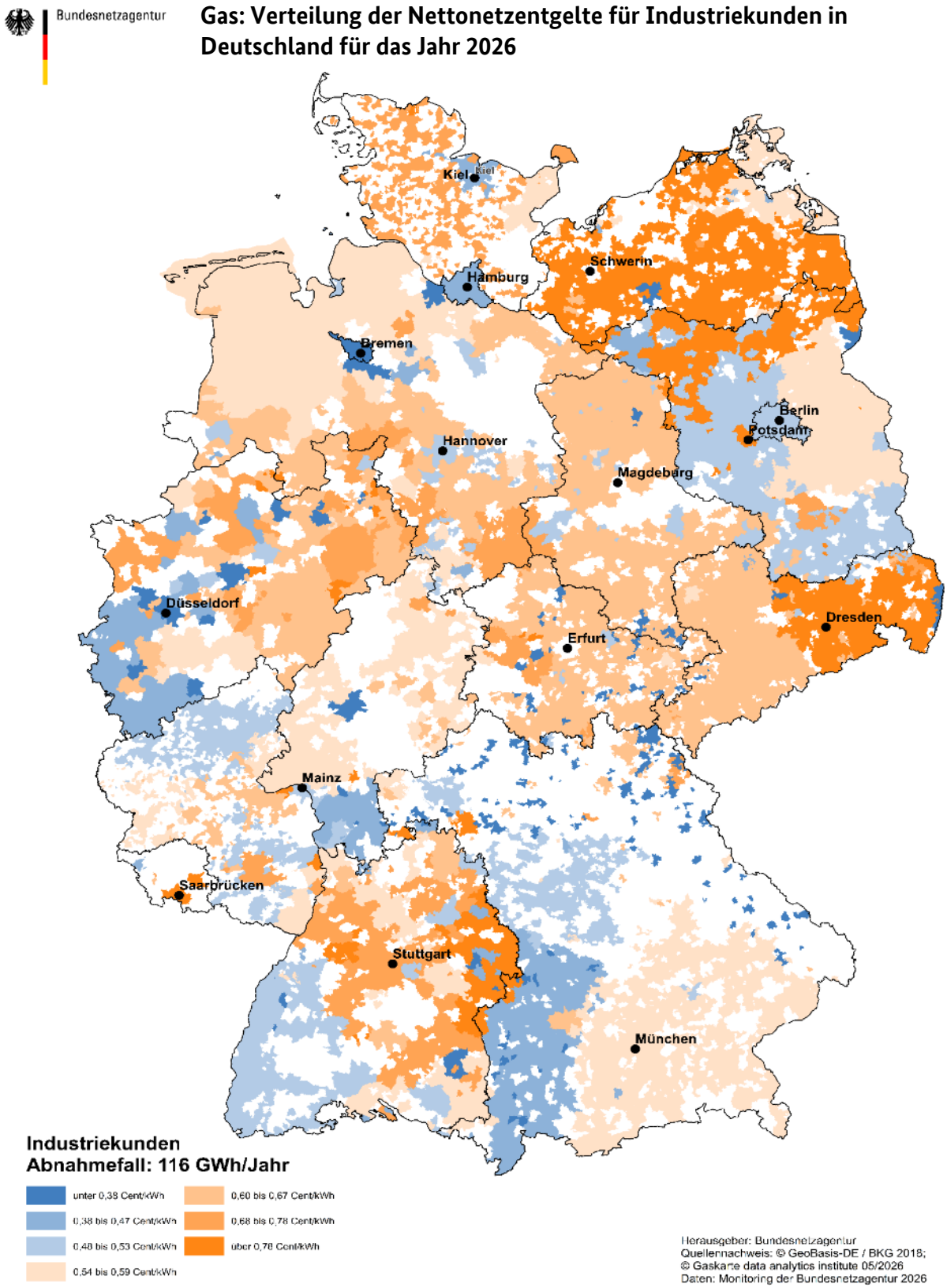


Abbildung 141: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2026 gemäß Angaben der VNB Gas

D. Regel- und Ausgleichsenergie

1. Regelenergie

Regelenergie dient der Stabilisierung des Gasnetzes im Marktgebiet und wird vom Marktgebietsverantwortlichen Trading Hub Europe (THE) eingesetzt, um Über- und Unterspeisungen physisch auszugleichen; dies gehört zu den Kernaufgaben aus GasNZV sowie den Festlegungen GaBi Gas/KoV". Es wird zwischen interner Regelenergie (netzinterne Ausgleichsmaßnahmen ohne externe Beschaffung) und externer Regelenergie (börsliche bzw. ausgeschriebene Beschaffung) unterschieden. Regelenergie ist bidirektional: Bei Überspeisung wird negative, bei Unterspeisung positive Regelenergie eingesetzt. Reicht interne Regelenergie nicht aus, beschafft THE externe Regelenergie entlang einer Merit-Order (MOL 1–4), wobei MOL 1 und MOL 2 börsliche Produkte umfasst (MOL 2 zusätzlich mit netztechnischen Kriterien) und MOL 4 über Ausschreibungen abgewickelt wird; MOL 3 ist aktuell nicht belegt, da frühere bilaterale Kurzfristprodukte durch börsliche ersetzt wurden. In Wintermonaten nimmt der Bedarf an externer Regelenergie erfahrungsgemäß zu, da Last- und Einspeiseschwankungen stärker ausfallen.

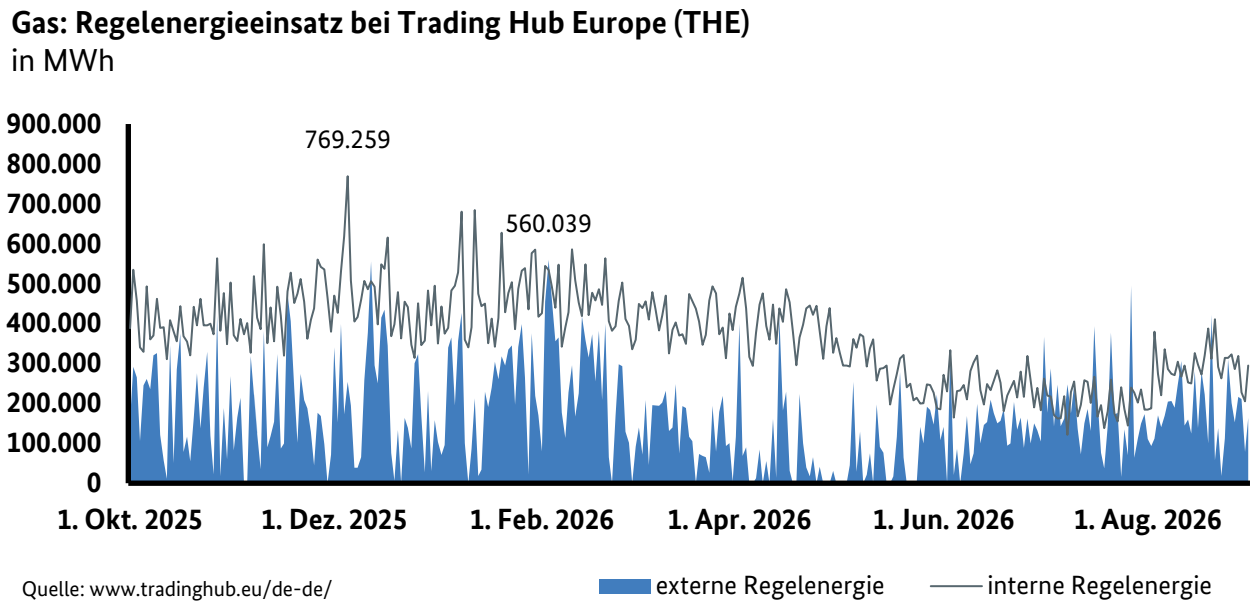


Abbildung 142: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2025 bei Trading Hub Europe (THE)

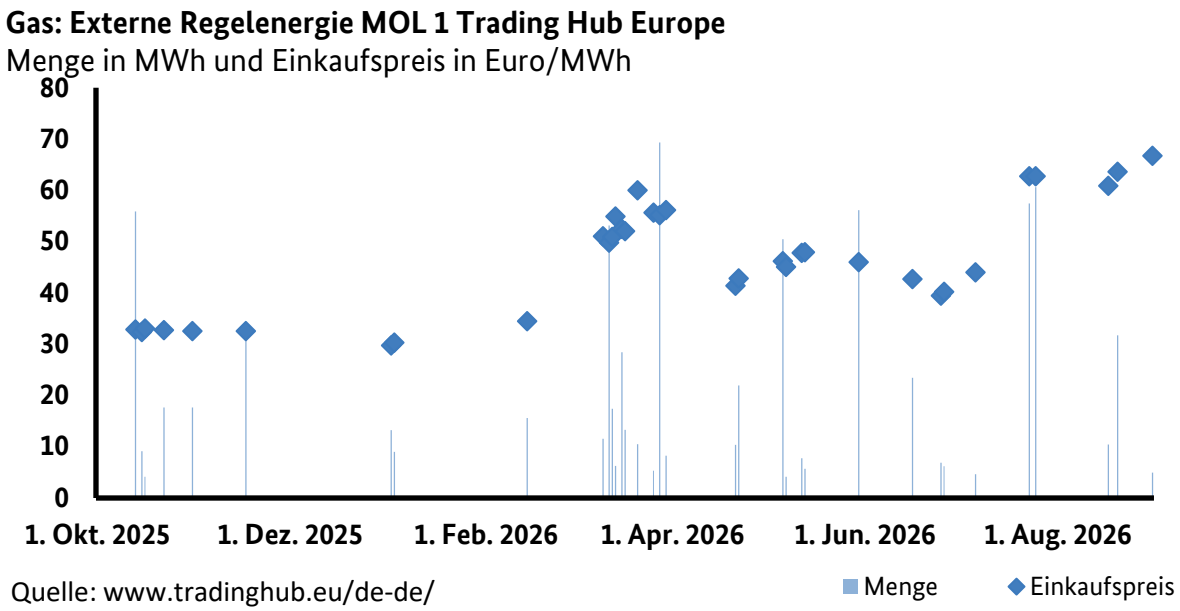


Abbildung 143: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2025 für MOL 1 im Marktgebiet Trading Hub Europe

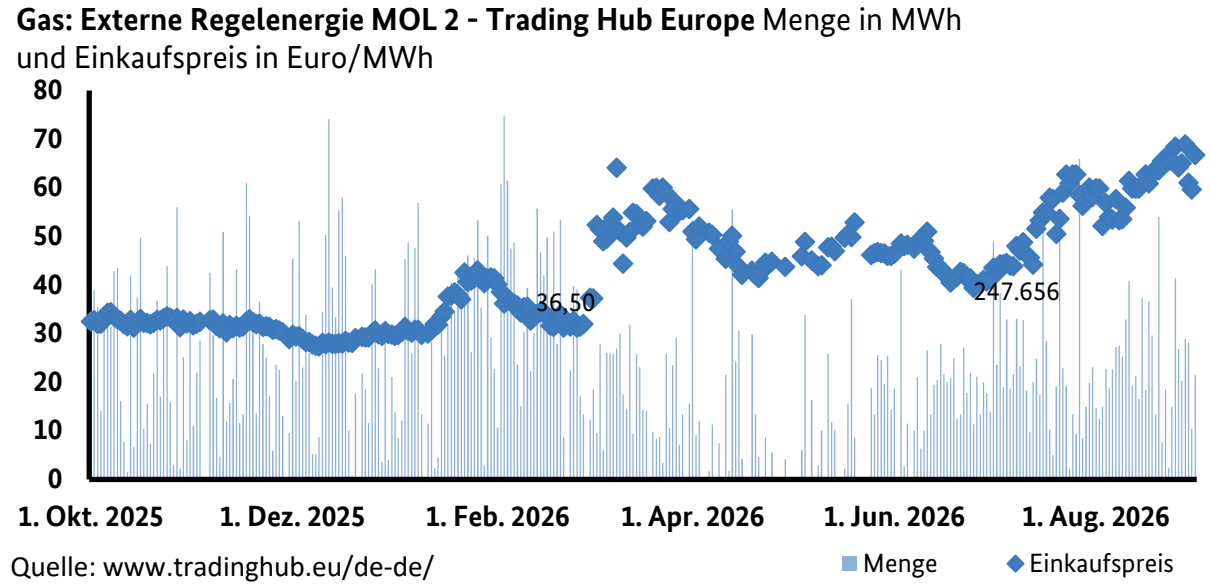


Abbildung 144: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2025 für MOL 2 im Marktgebiet Trading Hub Europe

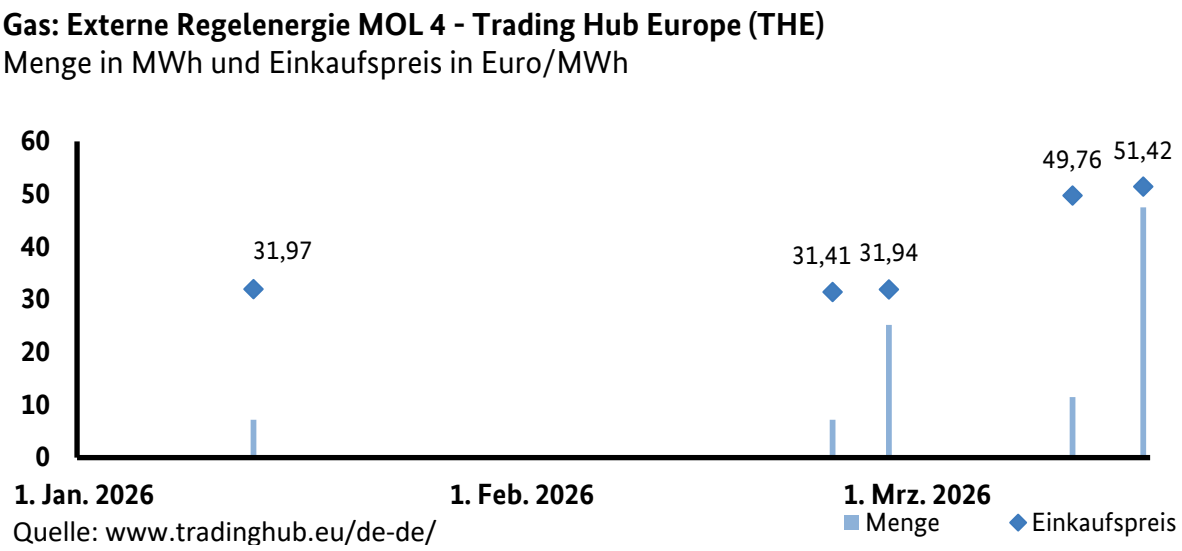
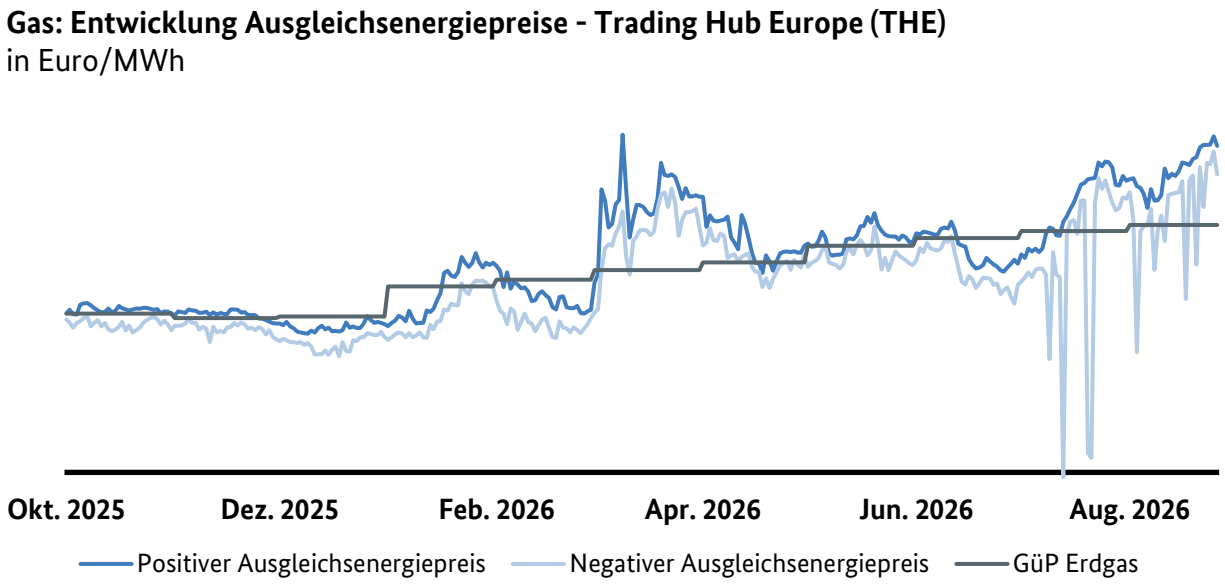


Abbildung 145: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2025 für MOL 4 im Trading Hub Europe

2. Ausgleichsenergie

Ausgleichsenergie ist die bilanzielle Differenz zwischen Ein- und Ausspeisemengen eines Bilanzkreises am Ende der Bilanzierungsperiode und entsteht aus Abweichungen zwischen prognostizierter und tatsächlich gemessener Gasmenge, für die der Bilanzkreisverantwortliche finanziell in Anspruch genommen wird.
Für Unterdeckungen eines Bilanzkreises wird ein positiver Ausgleichsenergiepreis, für Überdeckungen ein negativer Ausgleichsenergiepreis ermittelt und abgerechnet; die Abrechnung erfolgt gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen durch den Marktgebietsverantwortlichen Trading Hub Europe (THE).
Der positive Ausgleichsenergiepreis entspricht dem Maximum aus dem am betreffenden Gastag von THE bezahlten Regelenergiepreis (aus den börslichen MOL-Rängen 1 und 2 ohne lokale und Stundenprodukte) und dem mengengewichteten Gasdurchschnittspreis dieses Tages zuzüglich eines Zuschlags von zwei Prozent.
Der negative Ausgleichsenergiepreis entspricht dem Minimum aus dem am betreffenden Gastag von THE erzielten Verkaufspreis für Regelenergie und dem mengengewichteten Gasdurchschnittspreis dieses Tages abzüglich eines Abschlags von zwei Prozent.

Die Merit-Order-Logik der externen Regelenergie (MOL 1–4) wird von THE angewandt; MOL 1 und 2 basieren auf börslichen Produkten, wobei MOL 2 zusätzlich netztechnische Kriterien (z. B. Lage, Gasqualität) berücksichtigt, während frühere kurzfristige bilaterale Produkte aus MOL 3 durch börsliche Produkte ersetzt wurden und MOL 4 über Ausschreibungen abgewickelt wird.

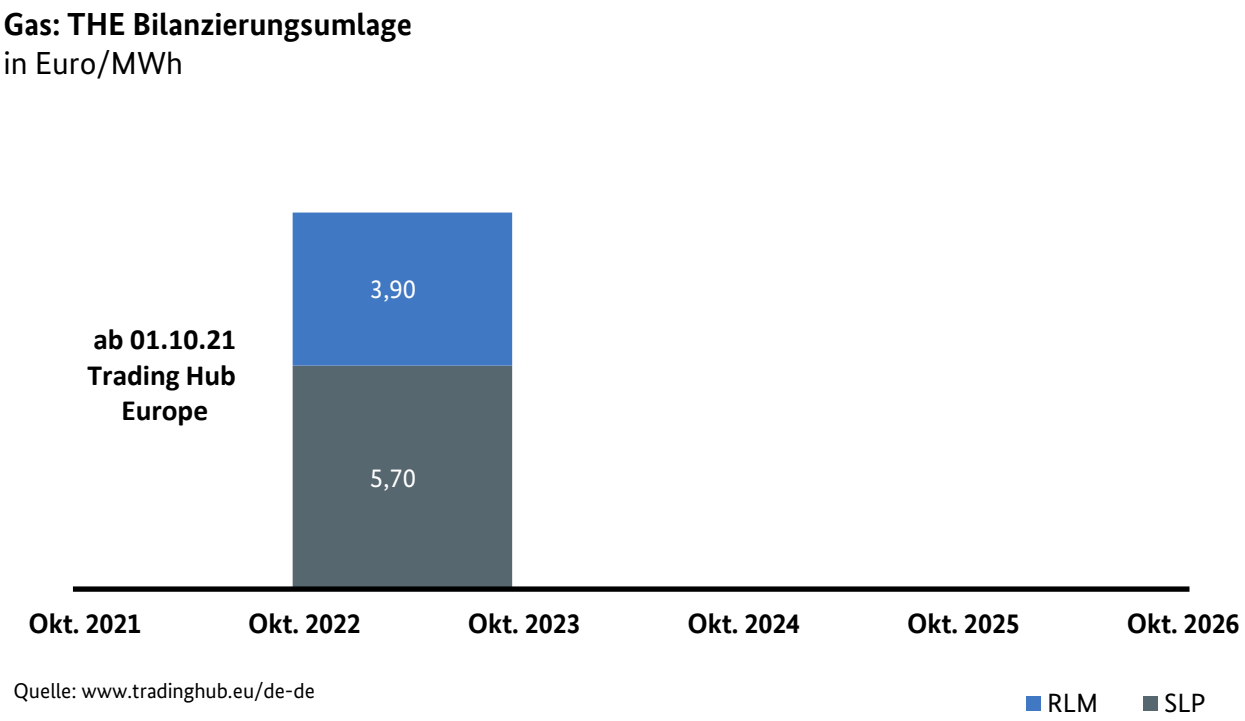


Quelle: Ausgleichsenergiepreis : www.tradinghub.eu/de/de-de/,

Abbildung 146: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise Trading Hub Europe ab 1. Oktober 2025

Die beim Marktgebietsverantwortlichen Trading Hub Europe (THE) anfallenden Kosten und Erlöse aus dem Regel- und Ausgleichsenergiesystem werden verursachungsgerecht über Bilanzierungsumlagen auf die Bilanzkreisverantwortlichen umgelegt. THE prognostiziert die zukünftigen Kosten und Erlöse in separaten Umlagekonten; übersteigen die erwarteten Kosten die Einnahmen, erhebt THE eine Bilanzierungsumlage gegenüber den betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen, um das Umlagekonto auszugleichen. Für Standardlastprofil-(SLP) und Registrierende-Leistungsmessungs-(RLM) Entnahmestellen werden getrennte Bilanzierungsumlagekonten geführt, und die Bilanzierungsumlagen (SLP und RLM) gelten seit dem 1. Oktober 2016 jeweils für ein Abrechnungsjahr.

Seit dem Start des einheitlichen deutschen Marktgebiets THE am 1. Oktober 2021 existieren bundesweit nur noch eine SLP-Bilanzierungsumlage und eine RLM-Bilanzierungsumlage; zuvor führten die Marktgebietsverantwortlichen Gaspool und NetConnect Germany jeweils eigene Bilanzierungsumlagekonten.



Quelle: www.tradinghub.eu/de-de

Abbildung 147: Bilanzierungsumlage im THE Marktgebiet

E. Großhandel

Liquide Großhandelsmärkte sind von zentraler Bedeutung für das Marktgeschehen entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Erdgassektor, von der Erdgasbeschaffung bis zur Endkundenversorgung. Dabei sind umso weniger Unternehmen darauf angewiesen, sich langfristig an einen oder mehrere Lieferanten zu binden, je zahlreicher die Möglichkeiten der kurz- und langfristigen Gasbeschaffung auf Großhandelsebene sind. So können Marktteilnehmer aus einer Vielzahl konkurrierender Handelspartner wählen und ein diversifiziertes Portfolio aus kurz- und langfristigen Kontrakten halten. Liquide Großhandelsmärkte erleichtern somit Markteintritte neuer Anbieter und fördern letztendlich auch den Wettbewerb um Letztverbraucher.

Der Gasgroßhandel wird einerseits börslich, andererseits außerbörslich („over the counter") abgewickelt. Ein Teil des außerbörslichen Großhandels wird aber bei den Börsen im Rahmen eines sogenannten OTC-Clearings registriert.[72]

1. Börslicher Großhandel

Produkte, Volumina
Der für den deutschen Erdgashandel bedeutendste Börsenhandelsplatz wird von der EEX betrieben. Ihr Handelsplatz umfasst unter anderem kurzfristige und langfristige Handelsgeschäfte (Spotmarkt und Terminmarkt). Darüber hinaus wurden in diesem Jahr erstmals für das Energiemonitoring die Zahlen der Intercontinental Exchange (ICE) erhoben.

Zum 31. Dezember 2025 belief sich die gesamte Anzahl der Handelsteilnehmer am Börsenhandel Gas der EEX auf 323 Akteure (ICE: 183 Akteure, ausschließlich auf dem Terminmarkt) im Vergleich zu 293 Akteuren im Jahr zuvor. Auf dem Spotmarkt stieg die Zahl der aktiven Teilnehmer[73] für THE-Kontrakte je Handelstag im Jahresmittel um 6 Teilnehmer auf 102 Teilnehmer. Auf dem Terminmarkt wurden durchschnittlich 38 (Vorjahr 31) Teilnehmer registriert. Bei der Bewertung dieser Zahlen ist zu berücksichtigen, dass ein Terminkontrakt laufzeitbedingt auf eine höhere Abnahmemenge ausgerichtet ist als ein Kontrakt im Spotbereich.

Am Spotmarkt ist der Erdgashandel für den aktuellen Gasliefertag mit einer Vorlaufzeit von drei Stunden (Within-Day-Kontrakt/Intraday-Produkt), für einen oder zwei Tage im Voraus (Day-Ahead-Kontrakt) und für das folgende Wochenende (Weekend-Kontrakt) kontinuierlich möglich (sog. 24/7-Handel). Die Mindestkontraktgröße liegt bei 1 MW, so dass auch kleinere Mengen Erdgas kurzfristig beschafft oder abgesetzt werden

[72] In diesem Bericht werden die an den Börsen geclearten OTC Mengen dem Börsenvolumen hinzugerechnet. Da das OTC-Clearing eine (nachträgliche) Gleichstellung mit an der Börse abgeschlossenen Terminkontrakten bewirkt, ist es sinnvoll, die Entwicklung des OTC Clearing-Volumens auch im Kontext des börslichen Terminmarktvolumens zu betrachten. Somit wird auch die Vergleichbarkeit zu den Vorjahren sichergestellt

[73] Ein Teilnehmer gilt als aktiv an einem Handelstag, wenn jedenfalls eines seiner Gebote ausgeführt worden ist.

können. Auch qualitätsspezifische Kontrakte (H-Gas bzw. L-Gas) sind handelbar. Im Terminhandel sind Terminkontrakte für Monate, Quartale, Jahreszeiten (Sommer/Winter, sogenannte seasons) und Jahre (sog. calendars) handelbar. Marktteilnehmer nutzen den Terminmarkt im Allgemeinen zur mittel- und langfristigen Preisabsicherung.

Im börslichen Gashandel ist 2025 eine Steigerung des Handelsvolumens im Spot- und Terminmarkt zu beobachten.

Gas: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete
in TWh

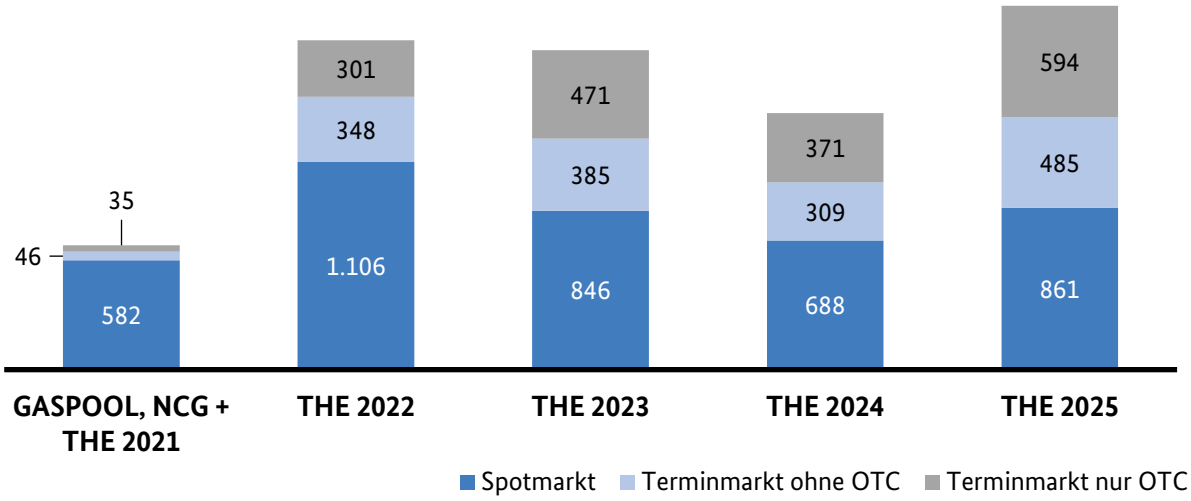


Abbildung 148: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete

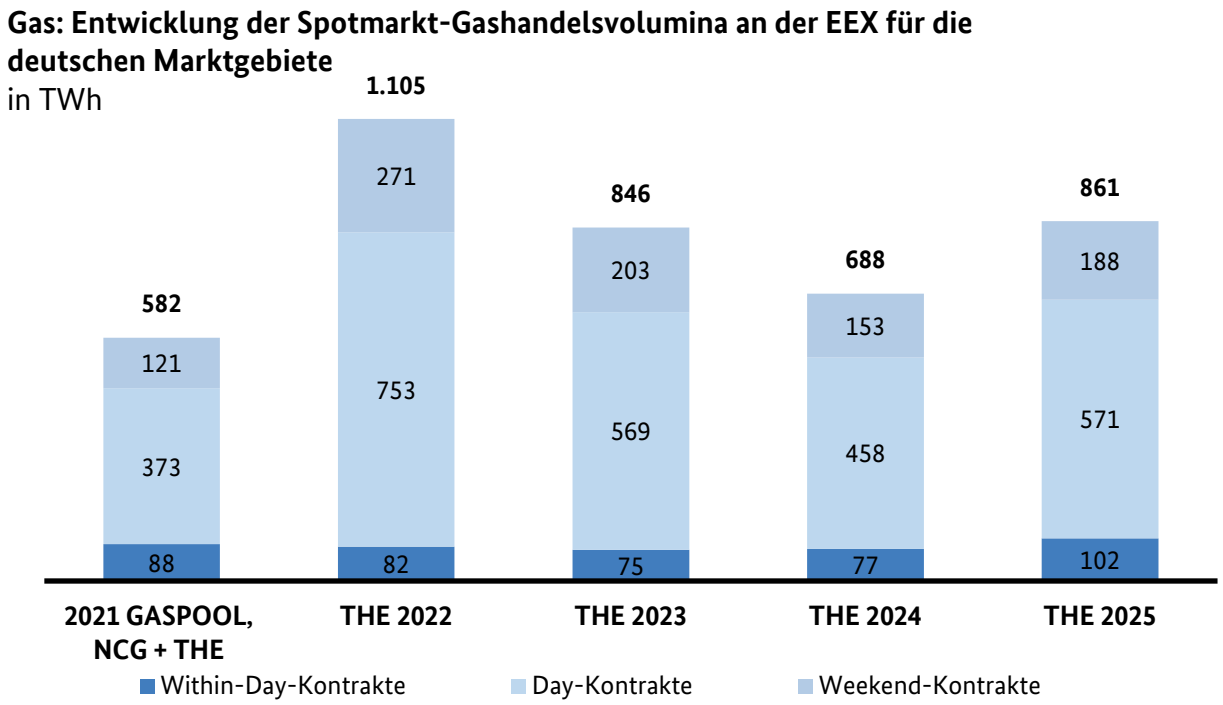


Abbildung 149: Entwicklung der Sportmarkt-Gashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete

Großhandelspreise

Als für den deutschen Erdgashandel bedeutsamer Börsenplatz veröffentlicht die EEX mehrere Preisindizes zur Bereitstellung von Referenzpreisen für Gaskontrakte unterschiedlicher Beschaffungszeiträume. Der von der EEX veröffentlichte EGSI bildet die durchschnittlichen Kosten der kurzfristigen Beschaffung von Erdgas ab, wodurch es den Marktteilnehmern ermöglicht wird, kurzfristige Preisentwicklungen besser in ihren Kontrakten abzubilden. Darüber hinaus steht mit dem EGIX ein Referenzpreis für die Beschaffung mit einem Zeithorizont von rund einem Monat zur Verfügung. Er basiert auf den börslichen Terminmarkthandelsgeschäften, die in den jeweils aktuellen Frontmonatskontrakten in den Marktgebieten abgeschlossen werden:

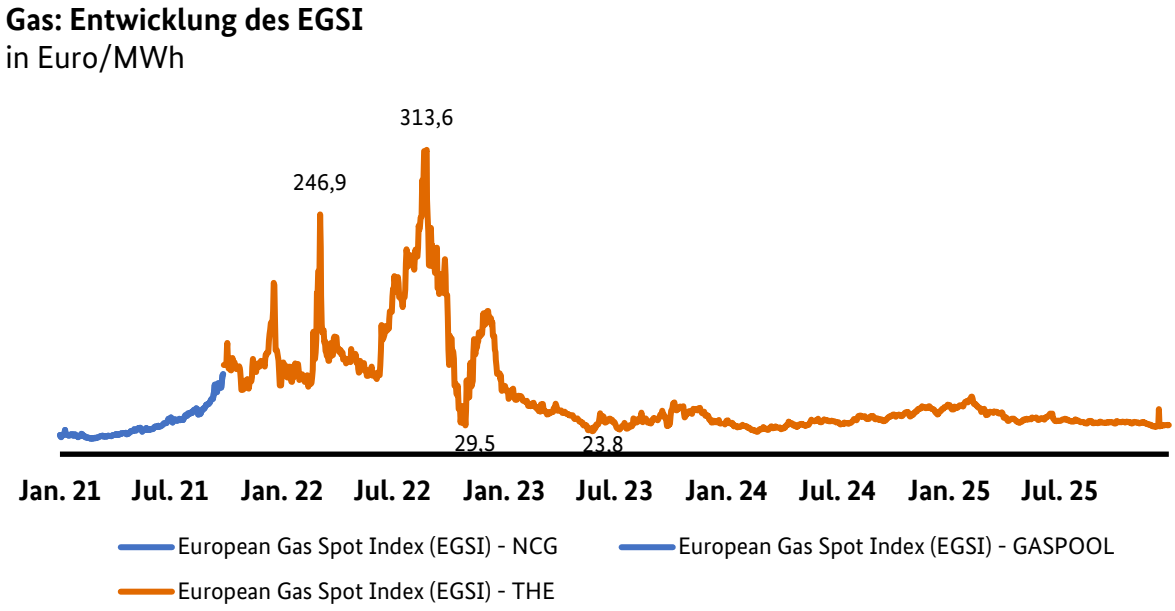


Abbildung 150: Entwicklung EGSI

2. Außerbörslicher Großhandel

Der weitaus überwiegende Teil des Großhandels mit Erdgas wird außerbörslich („over-the-counter" – OTC) abgewickelt. Der außerbörsliche Handel bietet den Vorteil, dass er – bilateral oder multilateral – flexibel durchgeführt werden kann, unter anderem ohne zwingenden Rückgriff auf am börslichen Markt übliche Standardisierungen in der Ausgestaltung der Kontrakte. Durch das börsliche OTC-Clearing kann das Kontrahentenausfallrisiko der Parteien abgesichert werden. Zum Teil ist ein Clearing nach EMIR verpflichtend. Eine bedeutende Rolle im OTC-Handel spielt die Handelsvermittlung durch Brokerplattformen. Hier agiert der Broker als Vermittler; das Erfüllungsrisiko bleibt zwischen den Parteien.

Brokerplattformen

Die Inanspruchnahme eines Brokers kann die Realisierung größerer Transaktionen erleichtern. Auf elektronischen Brokerplattformen wird die Zusammenführung von Interessenten auf Angebots- und Nachfrageseite formalisiert und die Chance des Übereinkommens der Parteien erhöht.

Gas: Erdgashandel über neun Brokerplattformen in 2025 nach Erfüllungszeitraum
in TWh

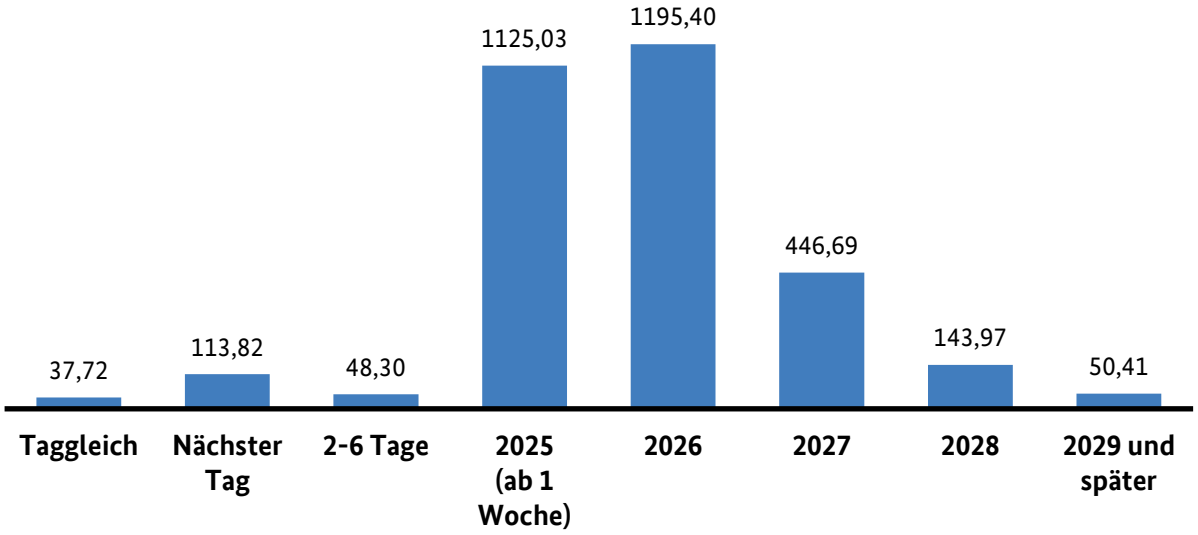
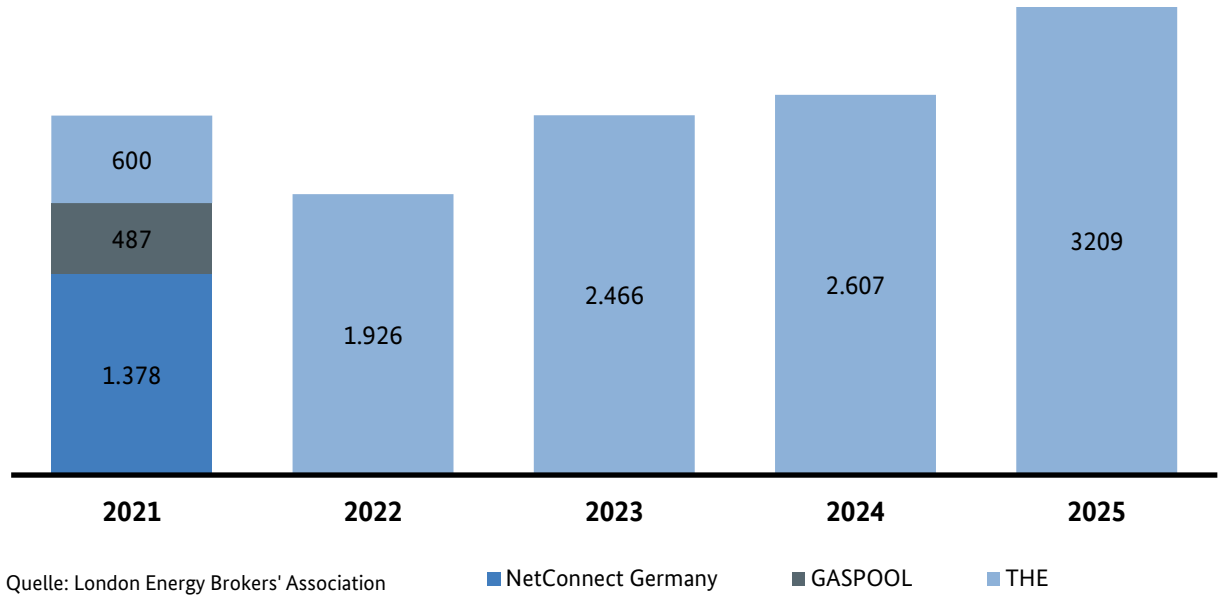


Abbildung 151: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über Brokerplattformen im Jahr 2025 nach Erfüllungszeitraum.

Die von der London Energy Brokers' Association (LEBA)[74] veröffentlichten Daten zum brokervermittelten Erdgashandel weisen eine Zunahme des Gas-Handelsvolumens im Jahr 2025 aus. Auf alle in der LEBA organisierten Brokerplattformen entfielen im Jahr 2025 für das deutsche Marktgebiet insgesamt 3.209 TWh (Vorjahr 2.607 TWh), was nach einem Anstieg aus dem Vorjahr in Höhe von 6 Prozent einem deutlichen erneuten Anstieg um ca. 23 Prozent entspricht.

[74] In der LEBA sind unter anderem mehrere Brokerplattformen organisiert, die separat befragt wurden und deren Angaben der Auswertung zu Grunde liegen.

Gas: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen
in TWh



Quelle: London Energy Brokers' Association

Abbildung 152: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für die deutschen Marktgebiete

Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten

Ebenfalls wichtige Indikatoren für die Liquidität der Erdgasgroßhandelsmärkte sind die Nominierungsmengen am deutschen virtuellen Handelspunkt (VHP).

Großhandelsgeschäfte mit physischer Erfüllung schlagen sich regelmäßig auch in Nominierungsmengen nieder. Da aber nur der Handelssaldo zwischen Parteien – bei Börsengeschäften also Marktteilnehmer auf der einen und Börse auf der anderen Seite – nominiert wird, ist das Nominierungsvolumen tendenziell geringer als das Handelsvolumen. Umgekehrt sind nicht alle Nominierungsmengen mit Transaktionen auf den Großhandelsmärkten verbunden, etwa bei Übertragungen zwischen Bilanzkreisen des gleichen Unternehmens.

Die Nominierungsvolumina an den virtuellen Handelspunkten zeigen im Jahr 2025 nach einer zuletzt fallenden Entwicklung wieder eine Steigerung, sowohl bei H- als auch bei L-Gas.

Gas: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den virtuellen Handelspunkten
in TWh

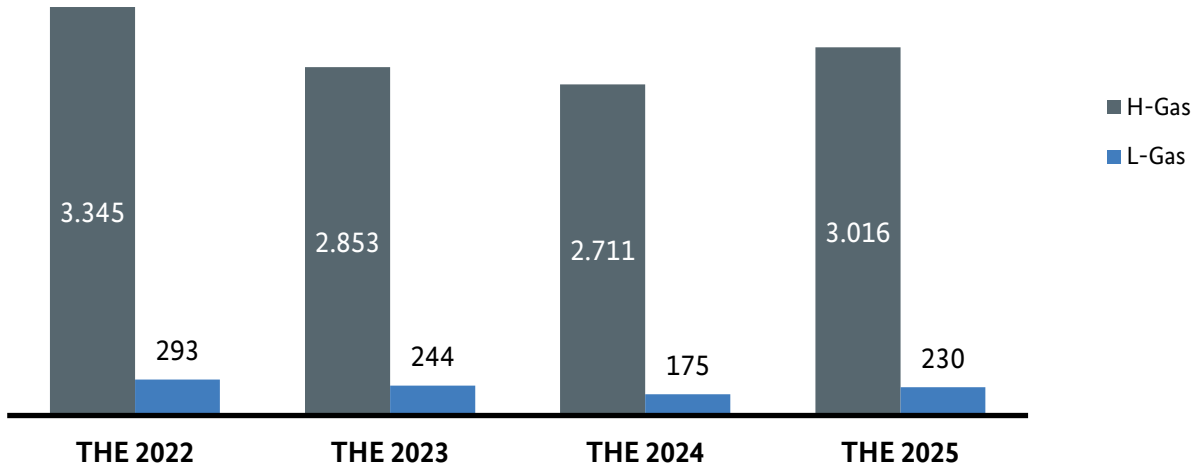


Abbildung 153: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten gemäß Angaben der Trading Hub Europe GmbH

Gas: Jahresverlauf der Nomierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2025
in TWh

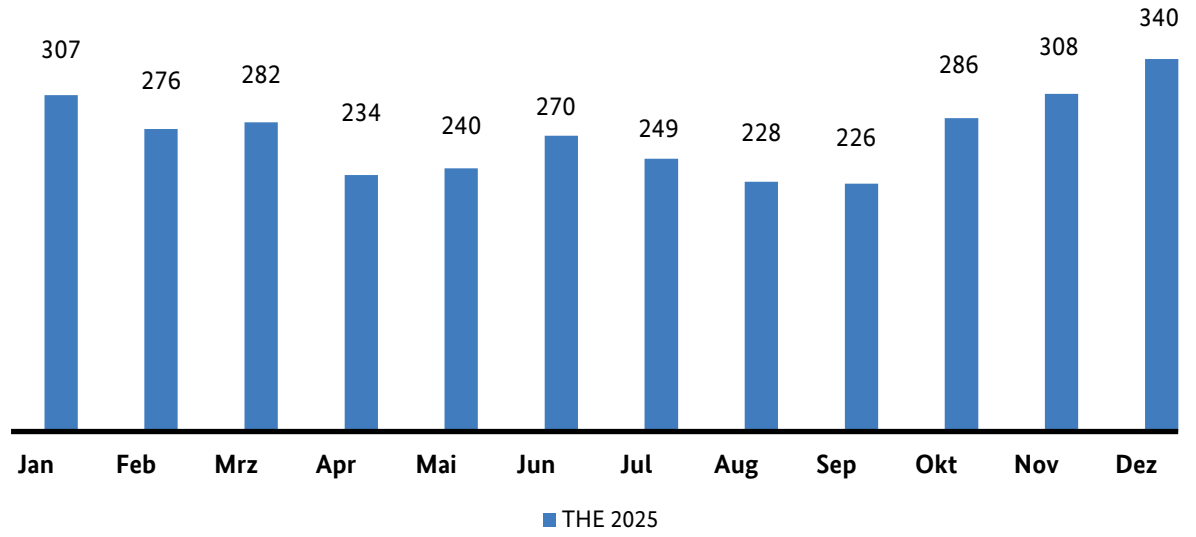


Abbildung 154: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2025 gemäß Angaben der Trading Hub Europe GmbH

F. Einzelhandel

Im Bereich des Gaseinzelhandels können private Haushalte, Unternehmen und industrielle Kunden Gas von verschiedenen Anbietern beziehen. Dieser Markt ist durch eine hohe Wettbewerbsintensität geprägt, da Kunden die Möglichkeit haben, ihren Gaslieferanten frei zu wählen. Gasversorger auf dem Einzelhandelsmarkt bieten unterschiedliche Tarife an, die verschiedene Preisstrukturen und Vertragsbedingungen aufweisen können. Die Tarife können auf Festpreis-, Arbeitspreis- oder Kombinationsbasis basieren. Kunden können je nach ihren individuellen Bedürfnissen und Vorlieben den für sie am besten geeigneten Anbieter und Tarif auswählen. Die Energieversorgungsunternehmen müssen auf dem Einzelhandelsmarkt strenge rechtliche und regulatorische Anforderungen erfüllen, um faire Bedingungen für die Verbraucher sicherzustellen. Die Regulierungsbehörden überwachen den Markt, um sicherzustellen, dass die Anbieter transparente Tarife anbieten und faire Praktiken einhalten. Insgesamt bietet der Einzelhandelsmarkt für Gas den Verbrauchern in Deutschland die Möglichkeit, ihren Gaslieferanten nach ihren Bedürfnissen und Präferenzen auszuwählen und von Wettbewerb und einer breiten Palette von Angeboten zu profitieren. Weitergehende Erläuterungen finden Sie im Glossar dieser Publikation. Weitere Daten finden Sie auf www.SMARD.de.

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

Für die Belieferung der Letztverbraucher mit Gas sind fast 1.100 Gaslieferanten zuständig, die Gasverbrauchsstellen, die sog. Marktlokationen, mit Gas beliefern. Im Normalfall kann der Gaskunde aus einer Vielzahl von verschiedenen regionalen oder bundesweiten Anbietern seinen Gaslieferanten wählen. Nur bei Belieferung im Rahmen der Grundversorgung, also durch das Gasversorgungsunternehmen, das im Netzgebiet vor Ort die meisten Haushaltskunden mit Gas beliefert, besteht kein Wahlrecht des Lieferanten. Darüber hinaus wird unterschieden zwischen dem Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und dem Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Gas: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen beliefern (Stand 31.12.2025)

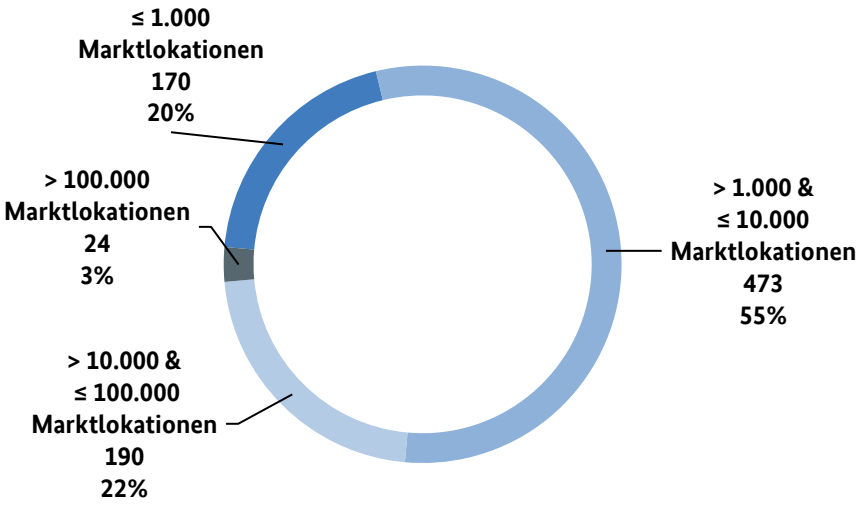


Abbildung 155: Anzahl und Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen beliefern – Stand 31. Dezember 2025

Gas: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellten Gruppen von Lieferanten tätig sind
in Prozent; Belieferung von Haushaltskunden; nach Angaben der VNB Gas

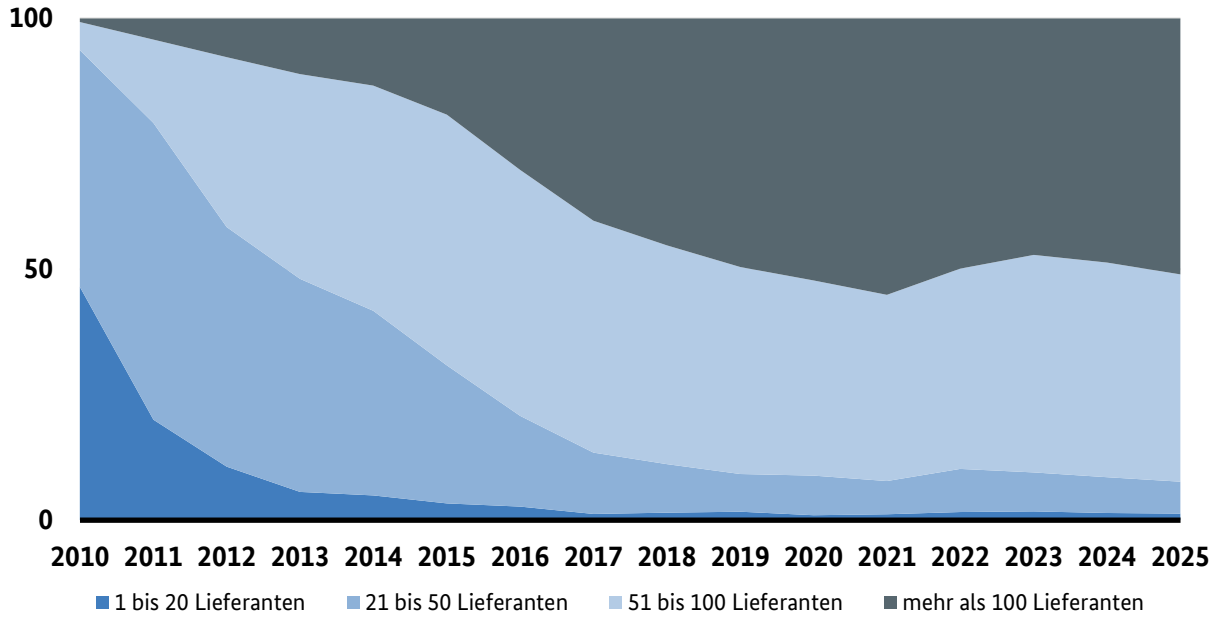


Abbildung 156: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2025

Gas: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die Haushaltskunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern
(Stand 31.12.2025; nach Angaben der Gaslieferanten)

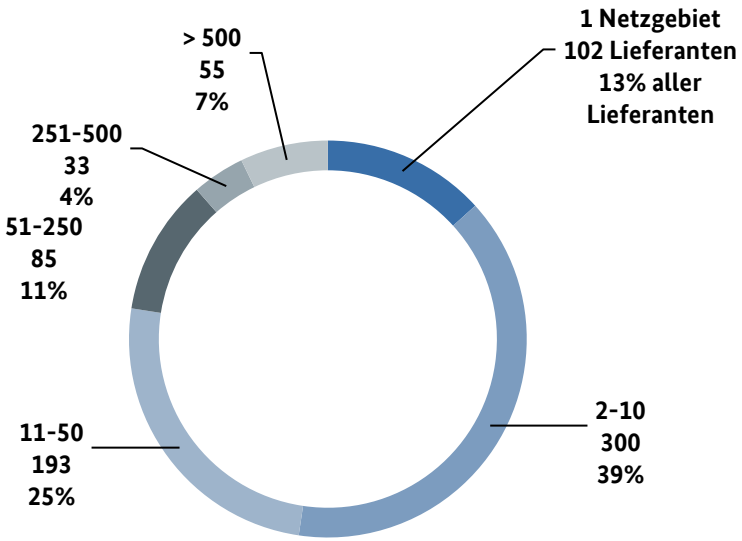


Abbildung 157: Anzahl und Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern gemäß Angaben der Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2025

2. Vertragsstruktur, Lieferanten- und Vertragswechsel

Vertragsstruktur/Kundenkategorien

Im Rahmen der Datenerhebung zum Monitoring erfolgt eine Unterteilung der Gasabgabemengen an Letztverbrauchergruppen in die Kategorien Grundversorgungsverträge, Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und Verträge bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, wobei die Kategorie „Grundversorgungsverträge“ für Auswertungszwecke Energielieferungen in der Ersatzversorgung (§ 38 EnWG) und Zweifelsfälle einschließt. Dabei ist zu beachten, dass als Vertragspartner auf juristische Personen abgestellt wird.

Bei Gasletztverbrauchern wird nach Art der Verbrauchserfassung zwischen Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) - d. h. die Gasentnahme wird in hoher zeitlicher Auflösung, beispielsweise im Viertelstundentakt, erfasst („Lastgang“) - und Kunden ohne registrierende Leistungsmessung unterschieden.

Bei den Kunden ohne Leistungsmessung wird die zeitliche Verteilung des Verbrauchs über ein Standardlastprofil geschätzt (SLP-Kunden). Bei RLM-Kunden handelt es sich durchweg um verbrauchsstarke Nicht-Haushaltskunden wie z. B. große Gewerbekunden, Industriekunden oder Gaskraftwerke.[75]

Daneben können die Gasletztverbraucher in Haushalts- und Nicht-Haushaltskunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden ist im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) im Wesentlichen nach qualitativen Merkmalen definiert[76]. Bei allen übrigen Kunden handelt es sich um Nicht-Haushaltskunden, zu denen insbesondere Gewerbe- und Industriekunden, aber auch Kunden aus den Bereichen Dienstleistungen, Landwirtschaft und öffentliche Verwaltung zählen. Die Abgabemengen an Nicht-Haushaltskunden entfallen wiederum überwiegend auf Abnehmer mit registrierender Leistungsmessung (RLM).

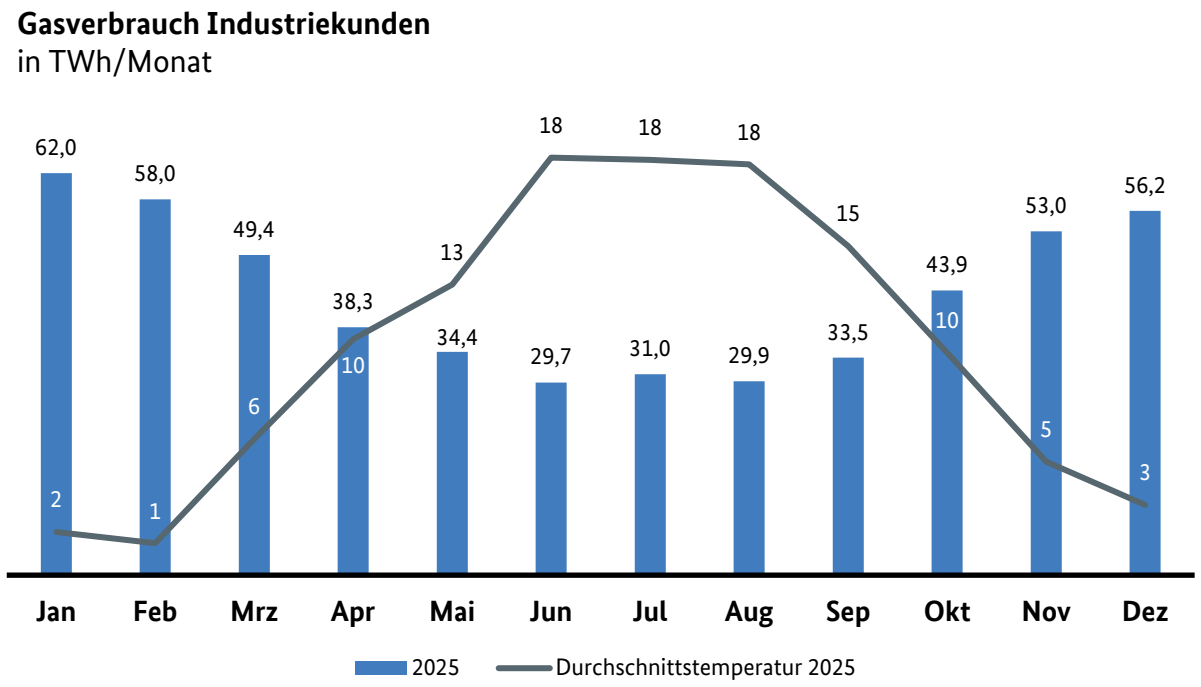


Abbildung 158: Gasverbrauch Industriekunden[77]

[75] Ab einer Verbrauchsmenge von 1,5 GWh hat der Netzbetreiber grundsätzlich eine registrierende Leistungsmessung vorzunehmen.

[76] Nach § 3 Nr. 57 EnWG sind Haushaltskunden Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen.

[77] Eigenberechnung der Bundesnetzagentur, basierend auf den Daten der Trading Hub Europe (THE). Wetterdaten beruhen auf Messungen des Deutschen Wetterdienstes (DWD).

Gas: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2025
Menge und Verteilung

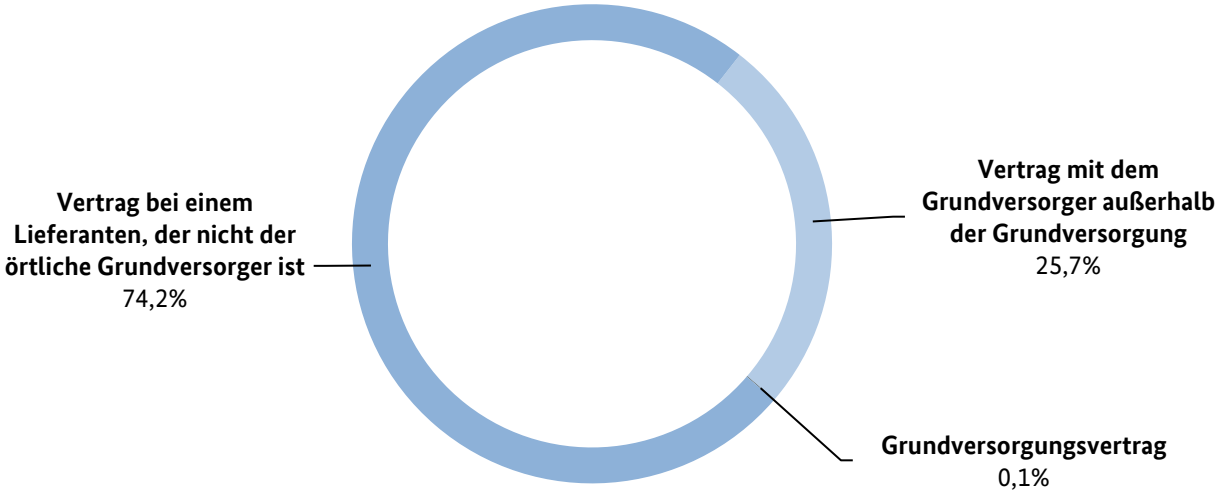


Abbildung 159: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2025

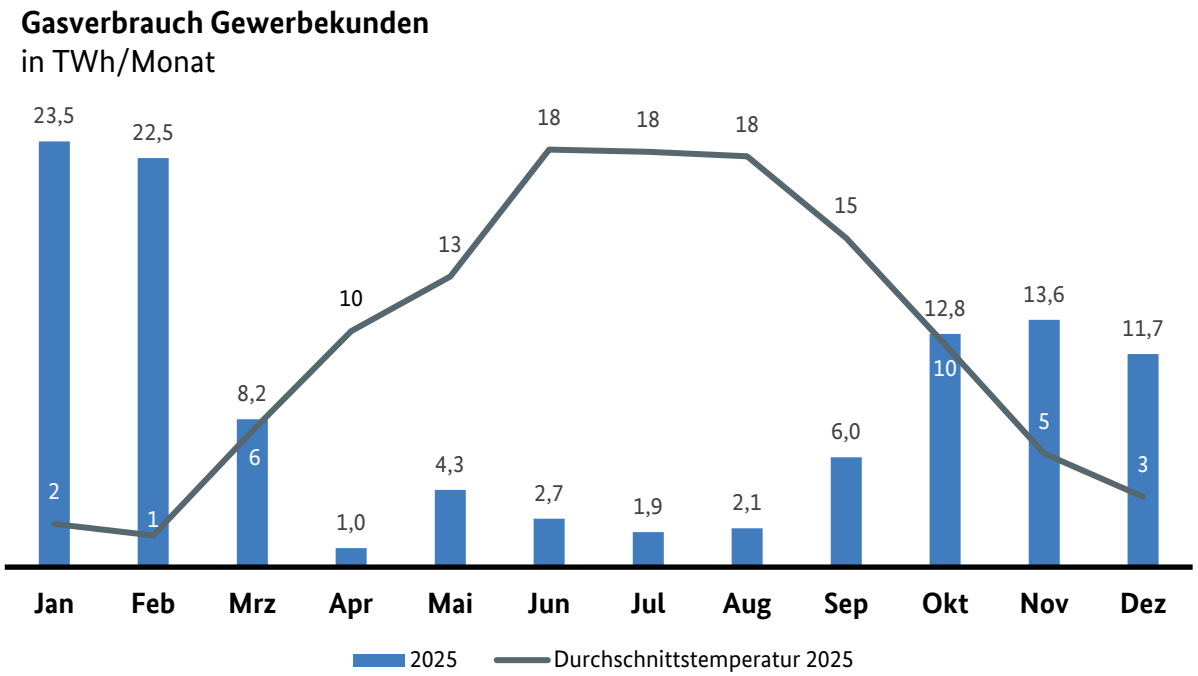


Abbildung 160: Gasverbrauch Gewerbekunden[78]

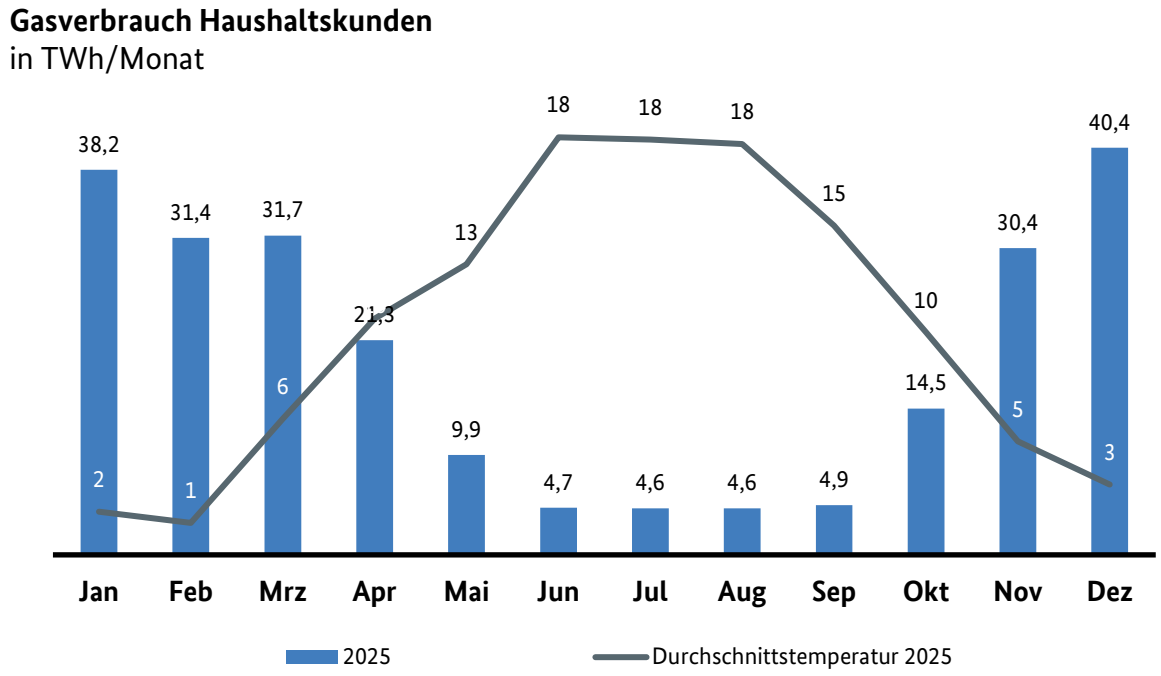


Abbildung 161: Gasverbrauch von Haushaltskunden[79]

[78] Eigenberechnung der Bundesnetzagentur, basierend auf den Daten der Trading Hub Europe (THE). Wetterdaten beruhen auf Messungen des Deutschen Wetterdienstes (DWD).

[79] Eigenberechnung der Bundesnetzagentur, basierend auf den Daten der Trading Hub Europe (THE). Wetterdaten beruhen auf Messungen des Deutschen Wetterdienstes (DWD).

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden nach Abgabemenge (Stand 31.12.2025)

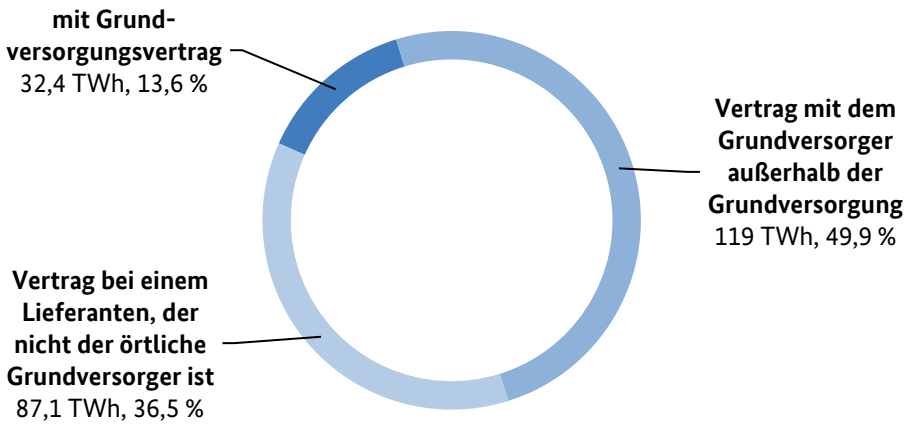


Abbildung 162: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2025 gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Anteile der Abgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart
in Prozent

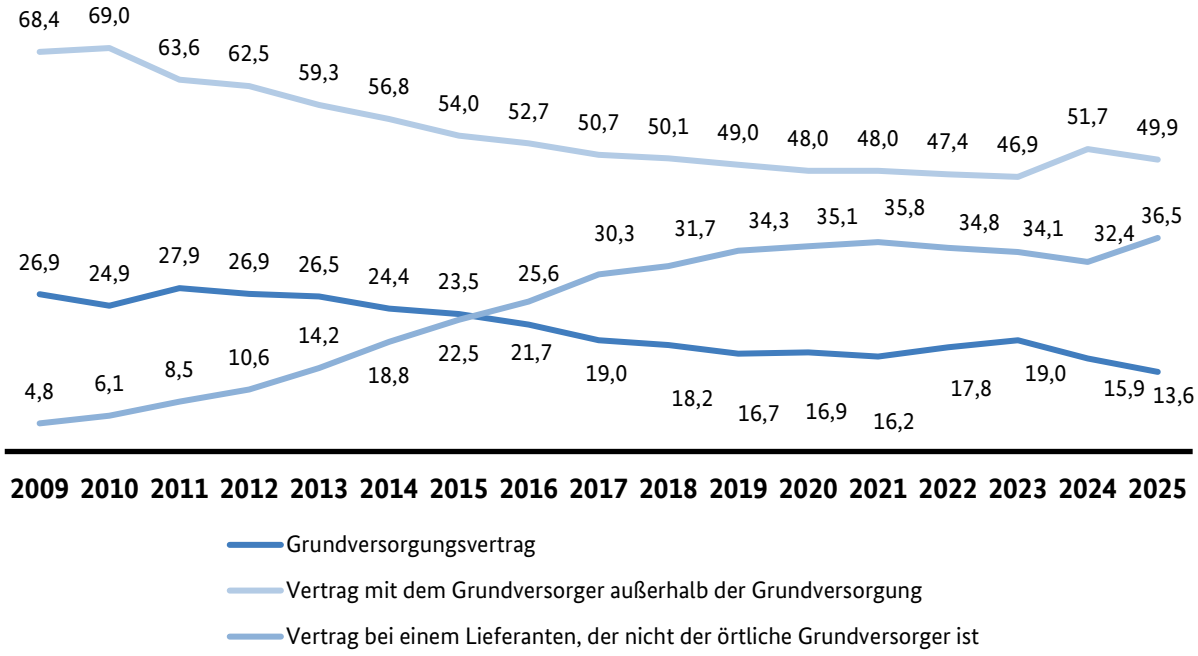


Abbildung 163: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart – Stand 31. Dezember 2025 gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge und Verteilung) nach Verbrauchsband II, D3

Vertragsart	Band II mit einem Verbrauch von ≥ 5.556 kWh (20 GJ) und < 55.556 kWh (200 GJ)			
	2024		2025	
	Menge in TWh	Verteilung in Prozent	Menge in TWh	Verteilung in Prozent
Grundversorgungsvertrag	25,8	16,1	22,0	14,0
Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	85,6	53,3	79,9	50,9
Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	49,1	30,6	55,2	35,1
Gesamtsumme	160,5	100,0	157,1	100,0

Tabelle 59: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge) für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) – Stand: 31. Dezember 2025 gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Stand 31.12.2025)
Anzahl in Mio. und Verteilung

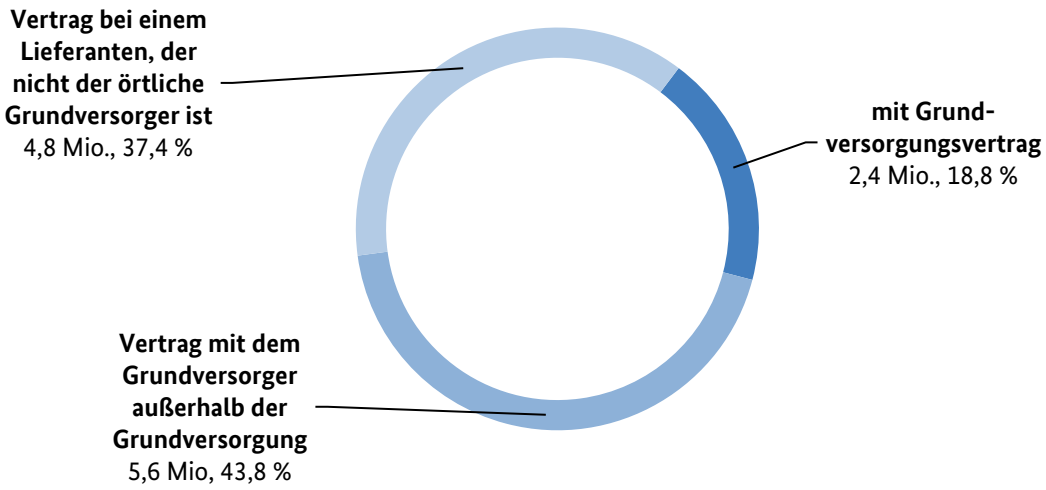


Abbildung 164: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) – Stand: 31. Dezember 2025 gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Anzahl und Verteilung) nach Verbrauchsband II, D3

Vertragsart	Band II mit einem Verbrauch von ≥ 5.556 kWh (20 GJ) und < 55.556 kWh (200 GJ)			
	2024		2025	
	Anzahl in Mio.	Verteilung in Prozent	Anzahl in Mio.	Verteilung in Prozent
Grundversorgungsvertrag	1,6	17,8	1,3	14,6
Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	4,3	47,8	4,2	47,2
Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	3,1	34,4	3,4	38,2
Gesamtsumme	9,0	100,0	8,9	100,0

Tabelle 60: Vertragsstruktur von Haushaltskunden Gas (Anzahl) für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) – Stand: 31. Dezember 2025 gemäß Angaben der Gaslieferanten

Lieferantenwechsel

Die Entwicklung der Wechselquoten ist ein wesentlicher Indikator für die wettbewerbliche Entwicklung. Als Lieferantenwechsel wird in diesem Zusammenhang der Vorgang bezeichnet, bei dem die Marktlokation eines Letztverbrauchers einem neuen Lieferanten zugeordnet wird, wobei Ein- und Auszüge nicht als Lieferantenwechsel gewertet werden. Im Rahmen der Datenerhebung bei Fernleitungs- und Verteilnetzbetreibern Gas wird ebenfalls nicht danach differenziert, welcher Anteil der Industrie- und Gewerbekunden im Jahresverlauf den Lieferanten mehrfach, einmal oder überhaupt nicht wechselt.

Die Erhebung umfasst die Abnahmen im gesamten Letztverbraucherbereich. Die Zahlen zum Lieferantenwechsel wurden nach fünf verschiedenen Verbrauchskategorien differenziert erhoben. Unter den Fall <0,3 GWh/Jahr fallen zwar im Wesentlichen Haushaltskunden, aber auch kleinere Nicht-Haushaltskunden, die nicht separiert werden konnten, so dass hier eine leichte Unschärfe bei der Differenzierung zwischen beiden Kundengruppen besteht. In den vier Abnahmekategorien von mindestens 0,3 GWh/Jahr (inkl. Gaskraftwerke) befinden sich ausschließlich Nicht-Haushaltskunden. Um eine eindeutige Zuordnung zu gewährleisten, wurden bei der Berechnung der Wechselquote im Bereich der Nicht-Haushaltskunden in der folgenden Abbildung nur die vier höchsten Abnahmekategorien mit einem Letztverbrauch von über 0,3 GWh/Jahr inkl. Gaskraftwerken berücksichtigt.

Gas: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2025

Letztverbraucher-kategorie	Anzahl der Marktlokationen, bei denen der Lieferant wechselte	Anteil an allen Marktlokationen der Verbrauchs-kategorie	Entnahmemenge an den Marktlokationen, bei denen der Lieferant wechselte	Anteil an Gesamt-entnahmemenge der Verbrauchs-kategorie
< 0,3 GWh/Jahr	1.473.588	10,5%	41,0 TWh	14,0%
≥ 0,3 GWh/Jahr < 10 GWh/Jahr	14.784	12,6%	14,1 TWh	12,4%
≥ 10 GWh/Jahr < 100 GWh/Jahr	374	10,0%	9,4 TWh	9,7%
≥ 100 GWh/Jahr	55	6,2%	13,1 TWh	5,8%
Gaskraftwerke	9	4,7%	13,4 TWh	12,7%
Gesamt	**1.488.810**		**91,1 TWh**	

Tabelle 61: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien 2025

Gas: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden
Mengenbezogene Quote für alle Verbraucher >300 MWh/Jahr

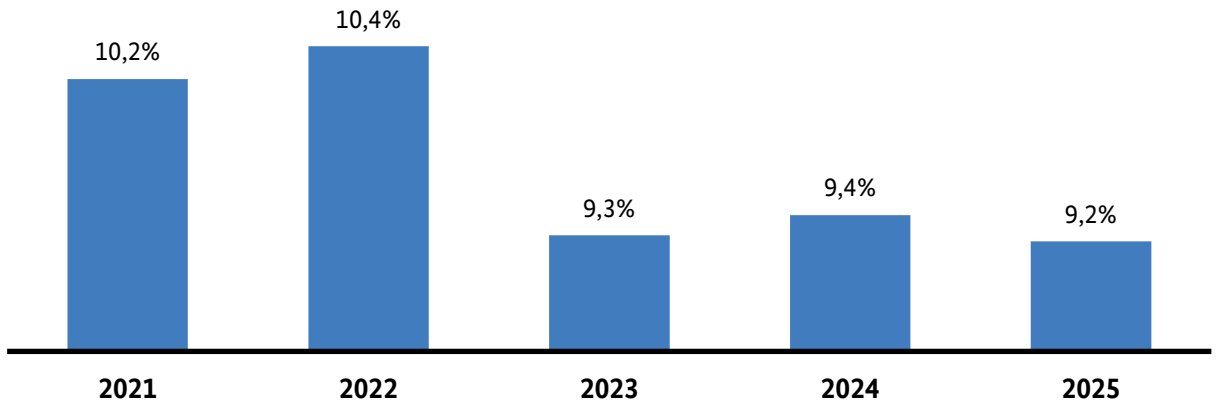


Abbildung 165: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

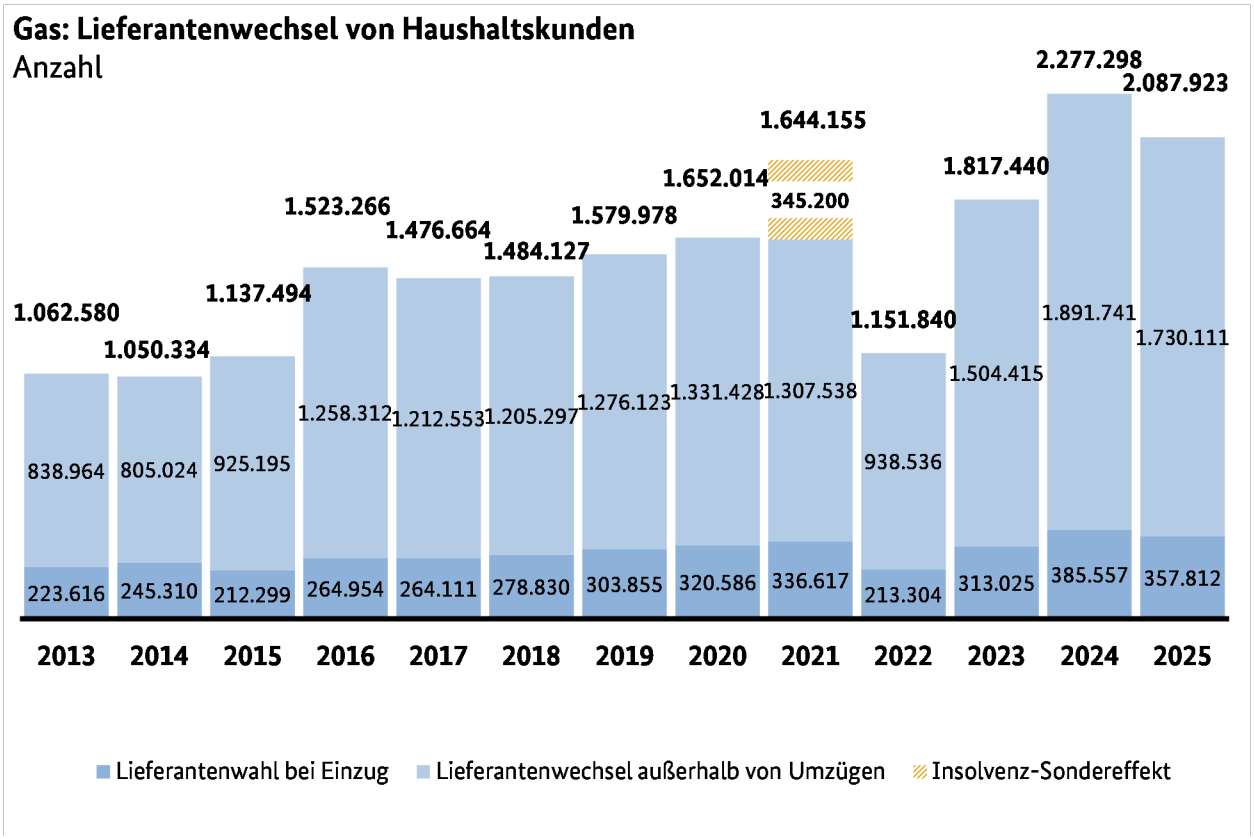


Abbildung 166: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Angaben der VNB Gas

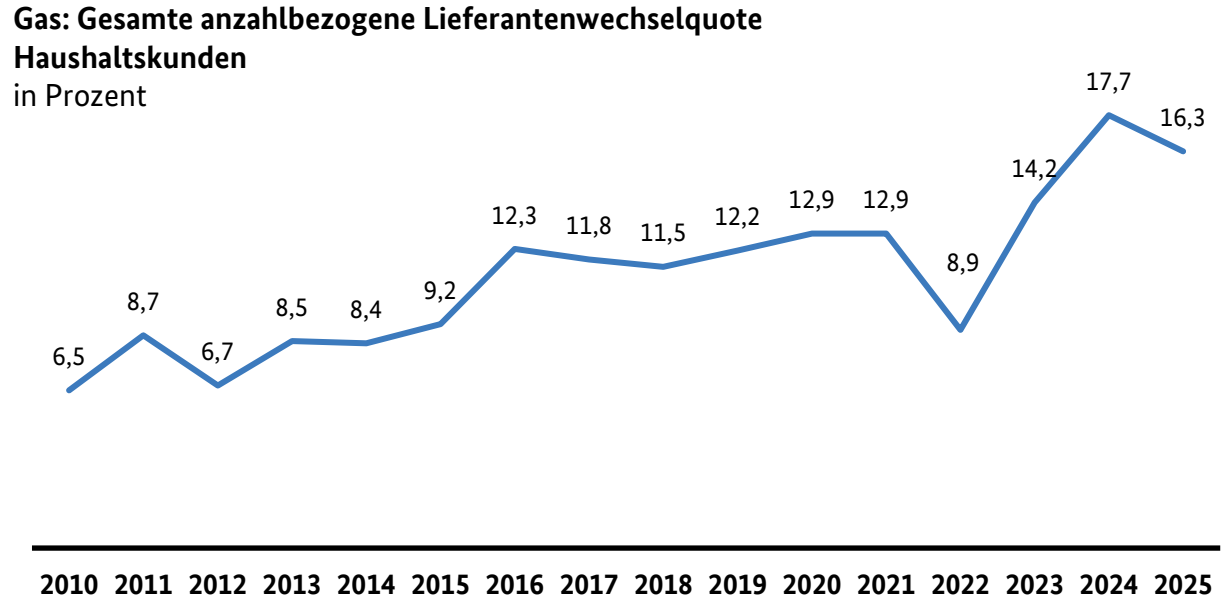


Abbildung 167: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Angaben der VNB Gas

Vertragswechsel

Gas: Vertragswechsel von Haushaltskunden im Zeitraum 2021 - 2025

Kategorie	Vertrags-wechsel in TWh	Anteil an Gesamtabgabemenge in Prozent	Vertrags-wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtzahl Haushaltskunden in Prozent
2021	8,5	3,1	0,54 Mio.	4,1
2022	13,4	5,5	0,76 Mio.	5,9
2023	16,8	7,7	1,04 Mio.	8,1
2024	18,9	8,8	1,15 Mio.	9,1
2025	16,1	7,4	1,01 Mio.	8,3

Tabelle 62: Vertragswechsel von Haushaltskunden Gas in den Jahren 2021-2025 gemäß Angaben der Gaslieferanten

3. Gassperrungen und Kündigungen

Zahlt ein Kunde eine fällige Forderung seines Lieferanten nicht, erhält er eine kostenpflichtige Mahnung. Zeitgleich mit der Mahnung oder im Anschluss kann eine sogenannte Sperrandrohung erfolgen. Bei ausbleibender Zahlung kann der Lieferant beim Netzbetreiber eine Sperrung (Unterbrechung der Energieversorgung) beauftragen. Grundversorger sind grundsätzlich verpflichtet, alle Haushaltskunden in dem jeweiligen Netzgebiet zu den Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preisen der Grundversorgung zu versorgen. Eine Ausnahme besteht dann, wenn ihnen die Versorgung aus wirtschaftlichen Gründen nicht zumutbar ist (§ 36 Abs. 1 EnWG). Eine Kündigung des Grundversorgungsvertrags durch den Lieferanten ist grundsätzlich nur zulässig, soweit keine Pflicht zur Grundversorgung besteht (§§ 20 Abs. 1 GasGVV). Ausnahmsweise kann ein Grundversorger den Vertrag fristlos kündigen, wenn die Voraussetzungen zur Unterbrechung der Belieferung (§§ 19 GasGVV) wiederholt vorliegen. Die fristlose Kündigung muss der Grundversorger dann zwei Wochen vorher androhen (§§ 21 GasGVV).

Energielieferanten außerhalb der Grundversorgung können bestehende Energielieferverträge unter Berücksichtigung der vertraglichen Vereinbarungen und zivilrechtlichen Regelungen kündigen. Sowohl in der Grundversorgung als auch im Falle eines wettbewerblichen Vertrags muss die Kündigung durch den Energielieferanten gegenüber Haushaltskunden in Textform erfolgen (§ 41b Abs. 1 S. 1 EnWG bzw. §§ 20 Abs. 2 S. 1 GasGVV). Um eine Sperrung nach § 24 Abs. 3 NDAV zu beauftragen, muss der Lieferant gegenüber dem Netzbetreiber glaubhaft versichern, dass die vertraglichen Voraussetzungen für eine Unterbrechung der Versorgung zwischen Lieferant und Anschlussnutzer vorliegen. Die Rechte und Pflichten der Netzbetreiber und

Netznutzer sind in dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Netznutzungsvertrag/ Lieferantenrahmenvertrag (Gas) geregelt, der die Möglichkeit der Sperrung auf Anweisung eines (jeden) Lieferanten regelt. Nach der GasGVV hat der Grundversorger das Recht, die Versorgung insbesondere bei Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in Höhe von zwei Monatsabschlägen (alternativ ein Sechstel des Jahresbetrags), mindestens 100 Euro und nach einer Verhältnismäßigkeitsprüfung sowie nach entsprechender Androhung und Ankündigung zu unterbrechen. Bei wettbewerblichen Lieferanten sind Regelungen zur Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in den Verträgen festgeschrieben. Für wettbewerbliche Lieferanten galten im Zeitraum Dezember 2022 bis April 2024 zudem die Regelungen des § 118b EnWG, die eine Pflicht für eine Abwendungsvereinbarung mit einer möglichen Ratenzahlung zur Vermeidung einer Sperrung vorsahen. Diese Pflicht besteht für die Grundversorger fort.

Gas: Anzahl der Kündigungen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung (Angaben der Lieferanten)

Jahr	Anzahl der Kündigungen in der Grundversorgung	Anzahl der Kündigungen außerhalb der Grundversorgung
2018	54.377	
2019	54.463	
2020	45.462	
2021	4.711	36.577
2022	3.904	51.329
2023	3.047	56.901
2024	4.893	62.640
2025	5.311	80.573

Tabelle 63: Anzahl der Kündigungen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung

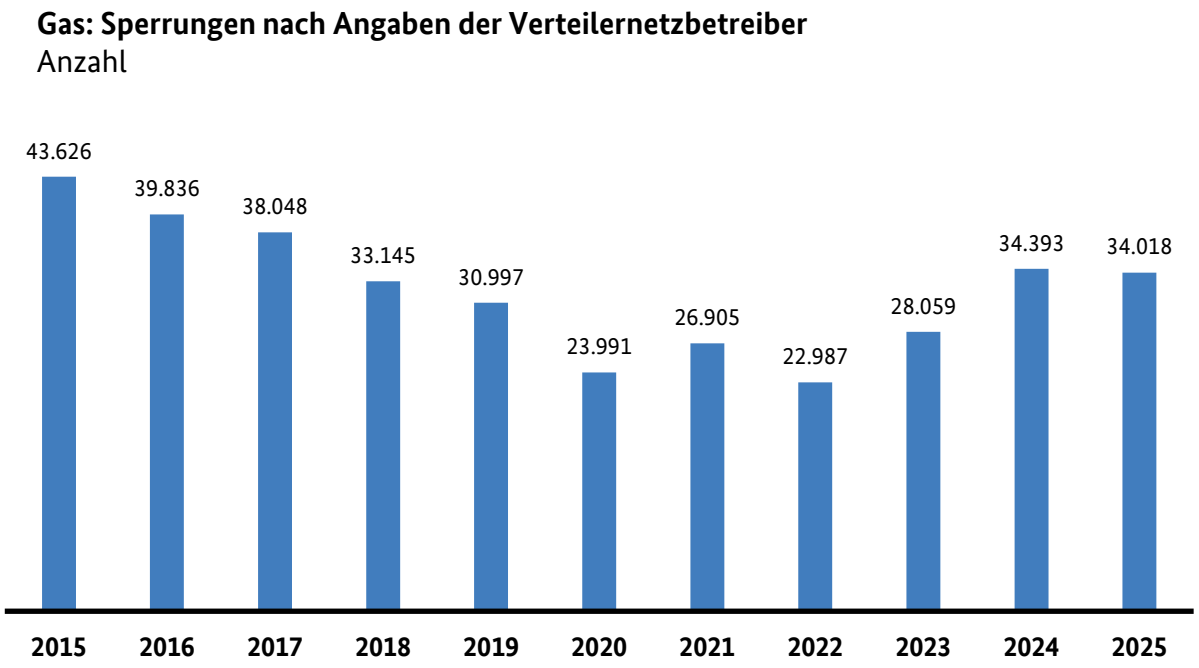


Abbildung 168: Gassperrungen in den Jahren 2015 bis 2025 gemäß Angaben der VNB Gas

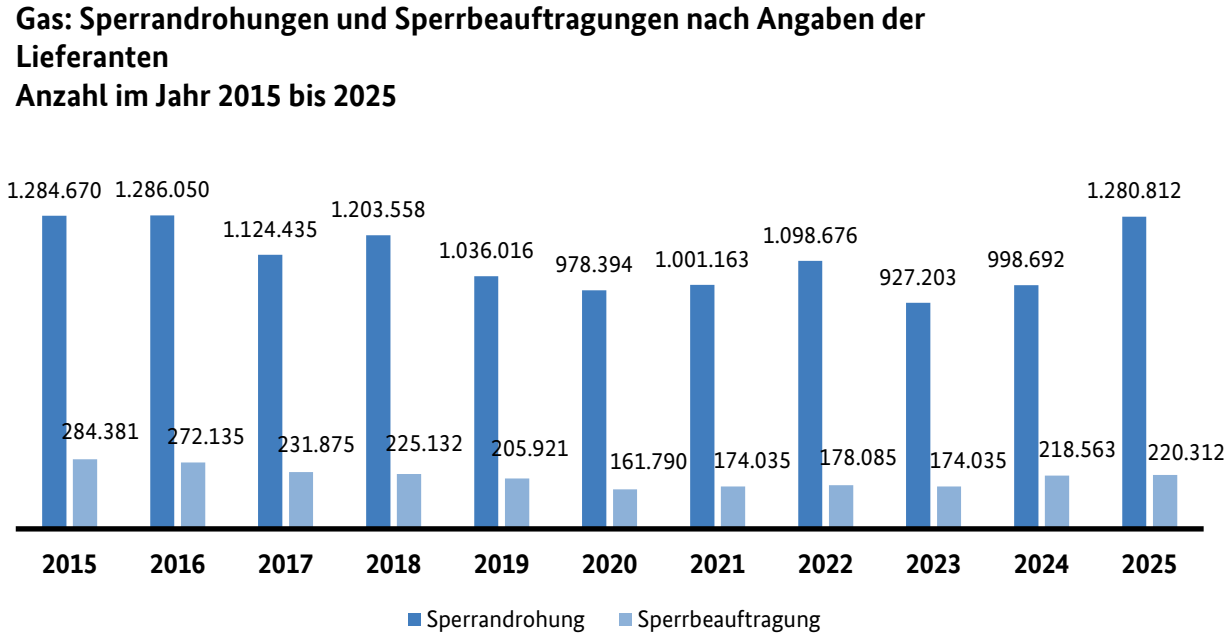


Abbildung 169: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen gemäß Angabe der Gaslieferanten

Gas: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2025 - nach Angaben der VNB

Bundesland	Anzahl Sperrungen (in- und außerhalb der Grundversorgung)	Anteil an Marktlokationen von Letztverbrauchern im Bundesland in Prozent
Nordrhein-Westfalen	16.186	0,44
Hessen	2.150	0,23
Niedersachsen	4.666	0,22
Baden-Württemberg	2.706	0,20
Sachsen-Anhalt	788	0,20
Berlin	1.020	0,18
Rheinland-Pfalz	1.397	0,17
Saarland	311	0,16
Thüringen	524	0,15
Bayern	1.939	0,14
Sachsen	776	0,14
Bremen	173	0,11
Schleswig-Holstein	573	0,10
Mecklenburg-Vorpommern	266	0,09
Brandenburg	471	0,09
Hamburg	72	0,03

Tabelle 64: Anzahl der Gassperrungen pro Bundesland im Jahr 2025 gemäß Angaben der VNB Gas

4. Preisniveau

Der Gaspreis bildet sich durch den Markt und setzt sich aus den vom Lieferanten beeinflussbaren Faktoren, wie unter anderem den Gasbeschaffungskosten, Vertriebskosten und der Marge, und aus den vom Lieferanten nicht beeinflussbaren Faktoren, wie insbesondere Netzentgelten[80], Konzessionsabgaben und Entgelten für Messung und Messstellenbetrieb, Umlagen und Steuern, zusammen.

Nicht-Haushaltskunden

[80] Der Preisbestandteil „Entgelt für Abrechnung“ ist seit dem 1. Januar 2017 Bestandteil der Netzentgelte und wird nicht mehr gesondert ausgewiesen.

Um eine Vergleichbarkeit der Gaspreise zu gewährleisten, wurden neben dem Abnahmefall des Haushaltskunden, welcher in das Eurostat Band II (D3) mit einem Verbrauch ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh) fällt, für die Zwecke des Monitoring zwei weitere Abnahmefälle definiert:

Bei Abnehmern mit einem Jahresverbrauch von 116 GWh handelt es sich durchgängig um leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden), i. d. R. um Industriekunden. Bei dieser Kundengruppe spielt die Vielfalt der vertraglichen Gestaltungsmöglichkeiten eine bedeutende Rolle. Die Lieferanten legen grundsätzlich keine Tarifgruppen für Abnehmer im Verbrauchsbereich des Abnahmefalls von 116 GWh/Jahr zugrunde, sondern unterbreiten kundenindividuelle Angebote. Der Abnahmefall 116 GWh wird mit einer Jahresnutzungsdauer von 250 Tagen (4.000 Stunden) definiert.[81]

Der Abnahmefall mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh, welcher ohne vorgeschriebene Jahresbenutzungsdauer definiert wird, entspricht z.B. einem Gewerbekunden im niedrigeren Verbrauchsspektrum und betrifft Verbrauchsmengen, die deutlich unter dem Schwellenwert von 1,5 GWh liegen.[82] Er beträgt ein Tausendstel des Abnahmefalls eines Industriekunden (rund 116 GWh/Jahr) und entspricht dem Fünffachen des durchschnittlichen Jahresverbrauches eines Haushaltskunden (rund 23 MWh). Da es sich hier um einen mäßigen Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich kleinere Rolle als beim Abnahmefall 116 GWh pro Jahr. [83]

[81] Die Preisfragen wurden von 61 Gaslieferanten beantwortet.
[82] Ab einer Verbrauchsmenge von 1,5 GWh hat der Netzbetreiber grundsätzlich eine registrierende Leistungsmessung vorzunehmen.
[83] Die Preisfragen wurden von 581 Gaslieferanten beantwortet.

Gas: Preisniveau am 1. April 2026 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh	**Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh	**Anteil am Gesamtpreis**
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	0,26 - 1,47	0,71	9,7%
Messung, Messstellenbetrieb	0,00 - 0,07	0,088	1,2%
Konzessionsabgabe[1]	0,00	0,00	0,0%
CO2-Abgabe	0,9977	0,9977	13,7%
Gassteuer	0,55	0,55	7,5%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag inkl. Energiebeschaffung)	3,82 - 5,95	4,94	67,9%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	5,52 - 8,57	7,29	

[1] Nach § 2 Abs. 4, 5 Nr. 1 KAV fallen bei Sondervertragskunden nur für die ersten 5 GWh Konzessionsabgaben an (0,03 ct/kWh). Bei Umlage dieses Preisbestandteils auf die gesamte Abnahmemenge ergibt sich ein entsprechend geringer Mittelwert, d.h. beim Abnahmefall von 116 GWh ein Durchschnitt von (gerundet) 0,00 ct/kWh.

Tabelle 65: Preisniveau am 1. April 2026 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Gas: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr jeweils zum 1. April
in ct/kWh, ohne Umsatzsteuer

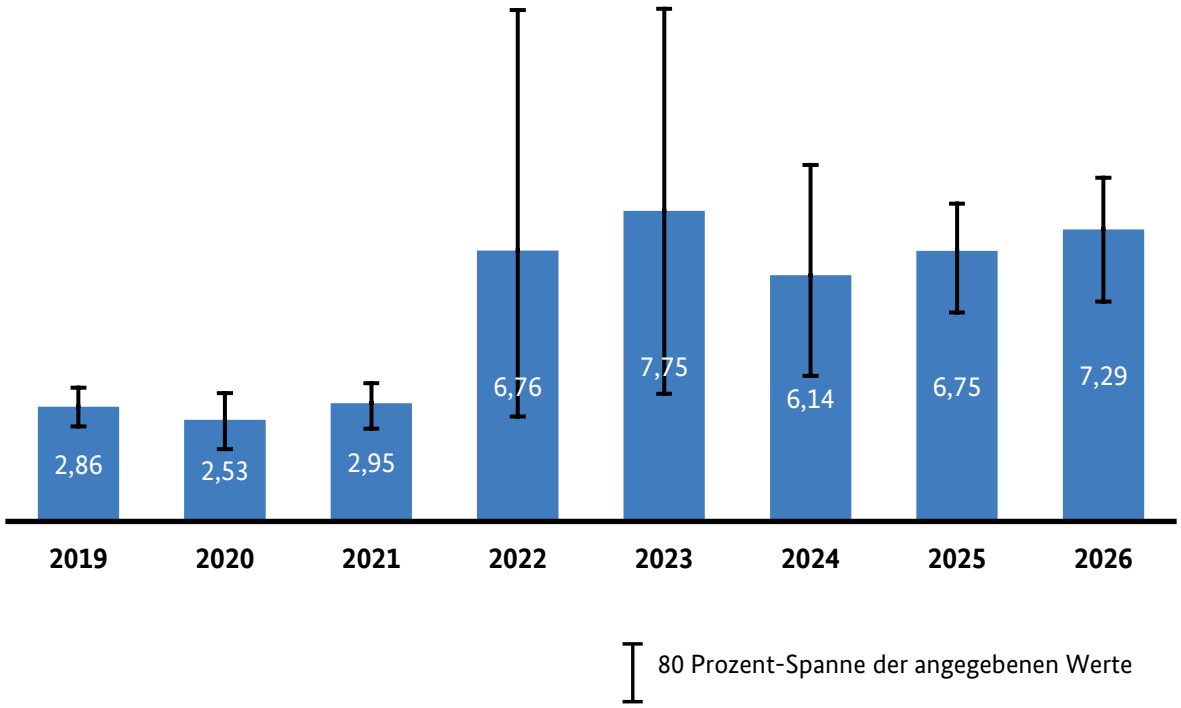


Abbildung 170: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Gas: Preisniveau am 1. April 2026 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh	**Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh	**Anteil am Gesamtpreis**
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	1,34 - 2,73	2,04	21,9%
Messung, Messstellenbetrieb	0,01 - 0,11	0,08	0,8%
Konzessionsabgabe	0,03 - 0,04	0,04	0,5%
CO2-Abgabe	0,9977	0,9977	10,7%
Gassteuer	0,55	0,55	5,9%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	4,40 - 6,99	5,62	60,3%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	7,94 - 10,67	9,33	

Tabelle 66: Preisniveau am 1. April 2026 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr jeweils zum 1. April
in ct/kWh, ohne Umsatzsteuer

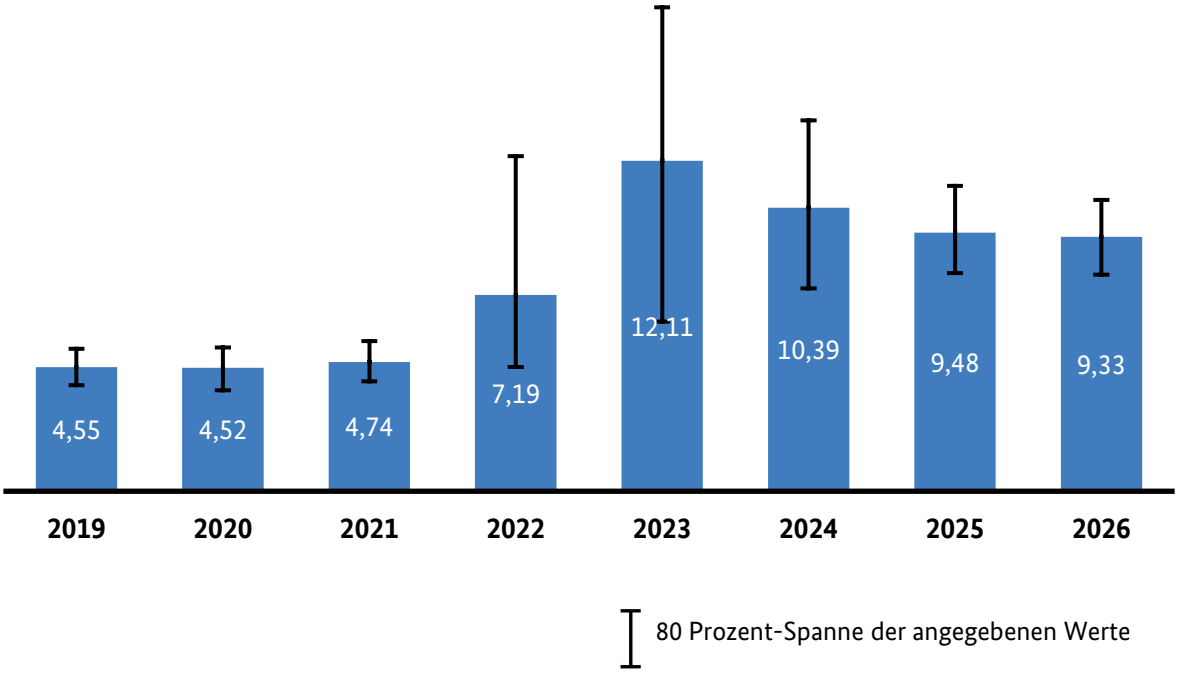


Abbildung 171: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gaspreise Haushaltskunden

Gas: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien
Preisstand 1. April 2026, in Prozent

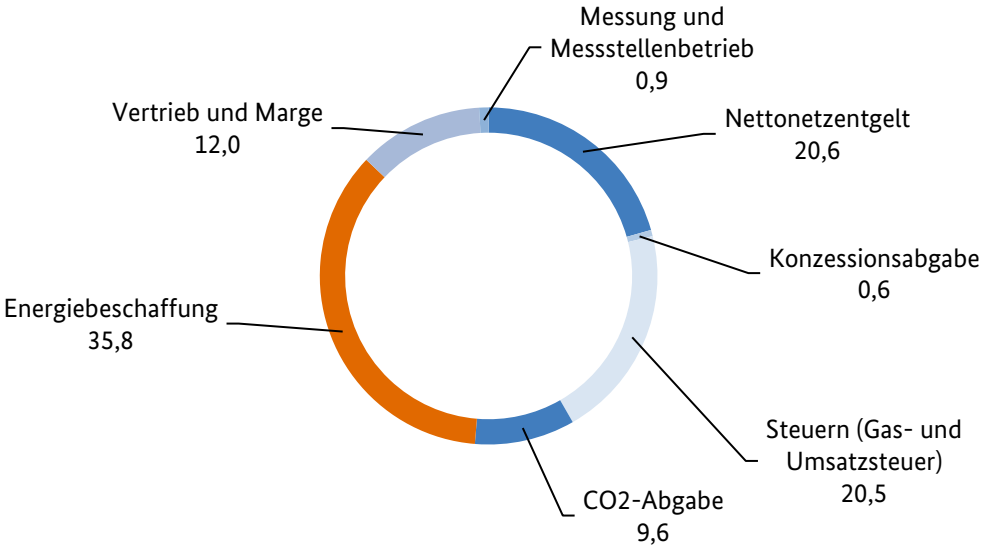


Abbildung 172: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien - Preisstand 1. April 2026 in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	2,51	20,6%
Entgelt für Messung	0,03	0,2%
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,07	0,6%
Konzessionsabgabe	0,07	0,6%
CO_2-Abgabe	1,180	9,7%
Derzeitige Gassteuer	0,55	4,5%
Umsatzsteuer	1,94	16,0%
Energiebeschaffung	4,35	35,8%
Vertrieb und Marge	1,46	12,0%
Gesamt	**12,16**	**100,0%**

Tabelle 67: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises jeweils zum 1. April für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien
in ct/kWh

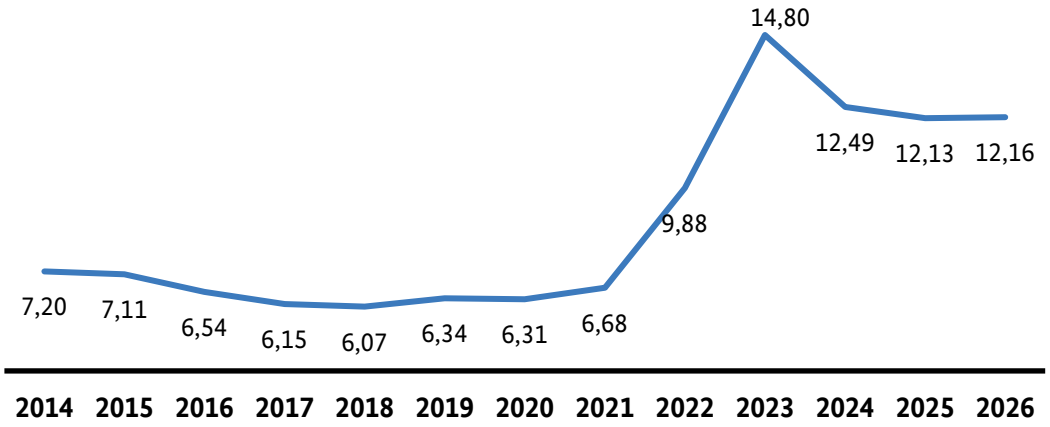


Abbildung 173: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie - Preisstand 1. April 2026 in ct/kWh

Preisbestandteil	Ersatzversorgungsvertrag	Grundversorgungsvertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	2,46	2,57	2,51	2,48
Entgelt für Messung	0,03	0,03	0,03	0,04
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,08	0,09	0,07	0,07
Konzessionsabgabe	0,25	0,28	0,04	0,03
CO_2-Abgabe	1,18	1,180	1,180	1,180
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,55	0,55
Umsatzsteuer	2,25	2,08	1,94	1,89
Energiebeschaffung	5	4,22	4,41	4,31
Vertrieb und Marge	2,27	2,01	1,42	1,31
Gesamt	**14,07**	**13,01**	**12,15**	**11,86**

Tabelle 68: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie gemäß Angaben der Gaslieferanten

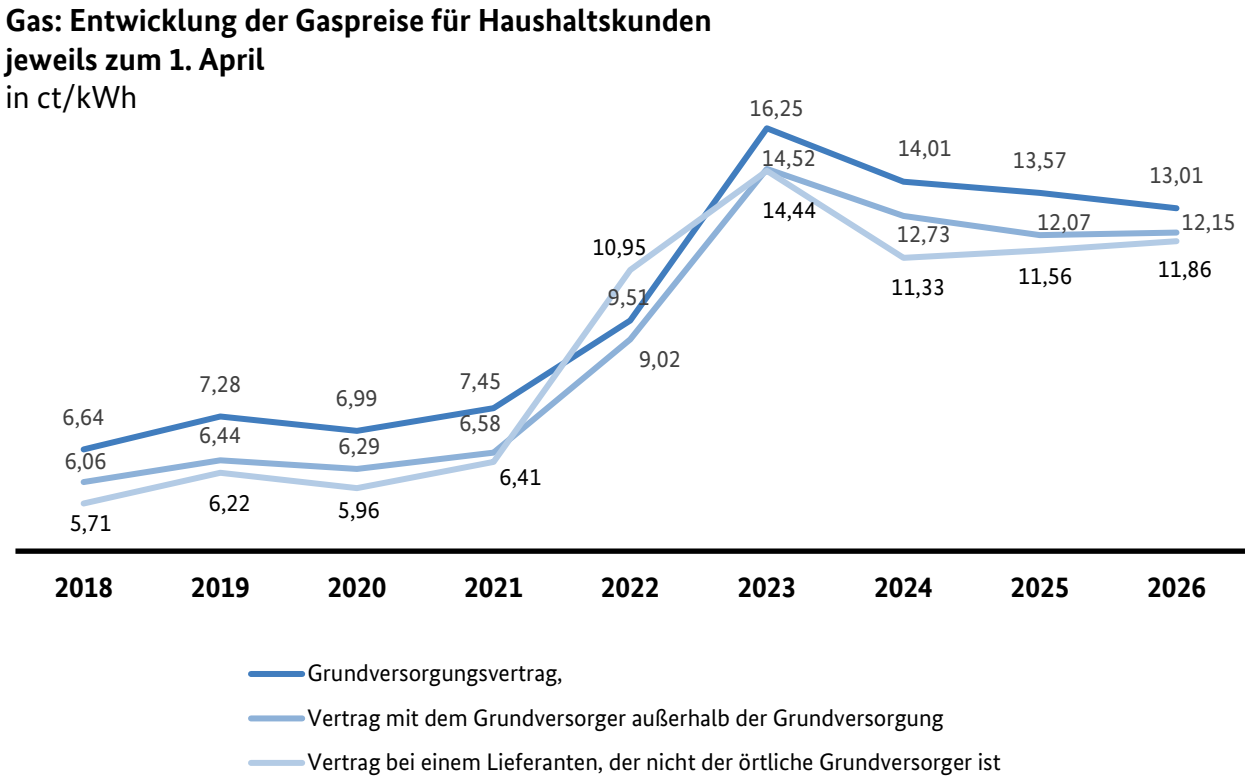


Abbildung 174: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge" für Haushaltskunden - jeweils zum 1. April
in ct/kWh

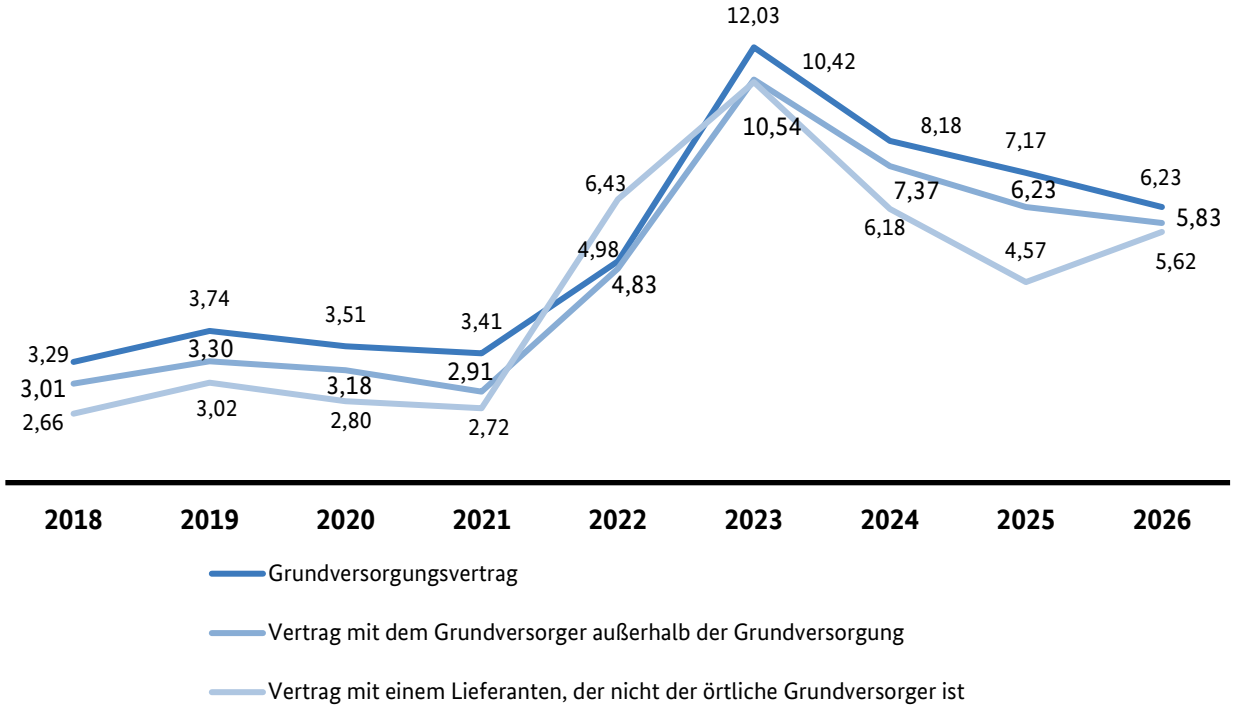


Abbildung 175: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden gemäß Angaben der Gaslieferanten

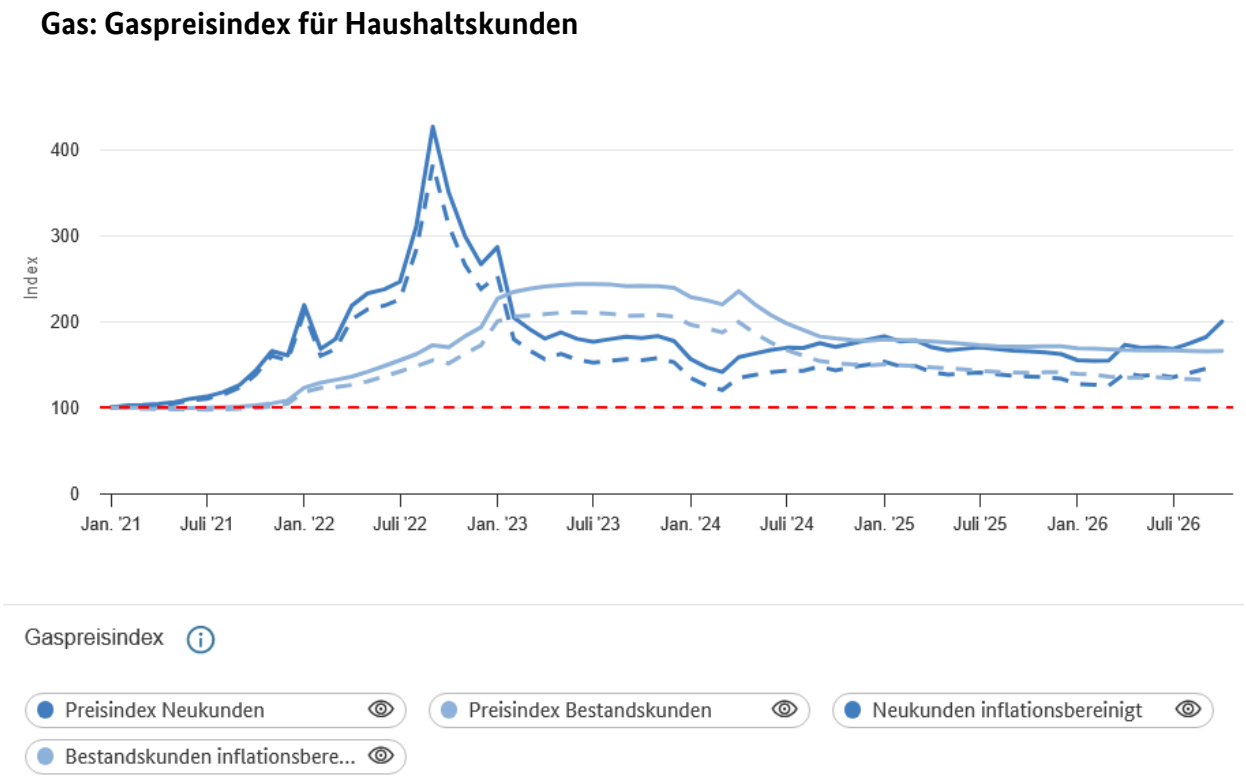


Abbildung 176: Gaspreisindex für Haushaltskunden, Quelle: www.smard.de

G. Mess- und Zählwesen[84]

Der Messstellenbetrieb wird überwiegend vom Netzbetreiber als grundzuständigem Messstellenbetreiber durchgeführt. Der grundzuständige Messstellenbetreiber kann den Messstellenbetrieb allerdings auch auf ein anderes Unternehmen übertragen. Unternehmen, die den grundzuständigen Messstellenbetrieb übernehmen möchten und vorher über keine Genehmigung nach § 4 EnWG als Netzbetreiber verfügten, sind verpflichtet, bei der Bundesnetzagentur eine Genehmigung nach § 4 MsbG einzuholen. Zum Messstellenbetrieb gehören neben dem Einbau der Messeinrichtungen auch der Betrieb, die Wartung und die Abrechnung des Messstellenbetriebs sowie die Gateway-Administration. Die Unternehmen können dabei frei entscheiden, ob sie diese Aufgaben selbst durchführen oder Teile davon an einen Dienstleister übertragen wollen. Das Messstellenbetriebsgesetz regelt ausschließlich den flächendeckenden Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen im Strombereich. Neue Messeinrichtungen für Gas dürfen nach dem Gesetz nur verbaut werden, wenn sie sicher mit einem Smart-Meter-Gateway verbunden werden können. Werden Messstellen mit einem Smart-Meter-Gateway ausgestattet, haben grundzuständige Messstellenbetreiber eine Anbindungspflicht, wenn dies technisch möglich ist.

Gas: Rolle des Messstellenbetreibers
Anzahl

Funktion	2025
Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber i.S.d. §2 Nr. 4 MsbG (bis 2016: Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i.S.d. § 21b Abs. 1 EnWG)	636
Netzbetreiber als Messstellenbetreiber, der nicht grundzuständig ist und seine (Mess-) Leistungen am Markt anbietet (bis 2016: Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i.S.d. § 21b Abs. 2 EnWG, der seine (Mess-) Leistungen am Markt anbietet	10
Lieferant mit Tätigkeit als Messstellenbetreiber	12
Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber	14

Tabelle 69: Marktrollenverteilung des Netzbetreibers gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Gas - Stand 31. Dezember 2025

[84] Die in diesem Kapitel dargestellten Ergebnisse berücksichtigen die Rückmeldungen von 658 Unternehmen

Gas: Messlokationen nach Bundesländern im Jahr 2025
Anzahl in Mio.

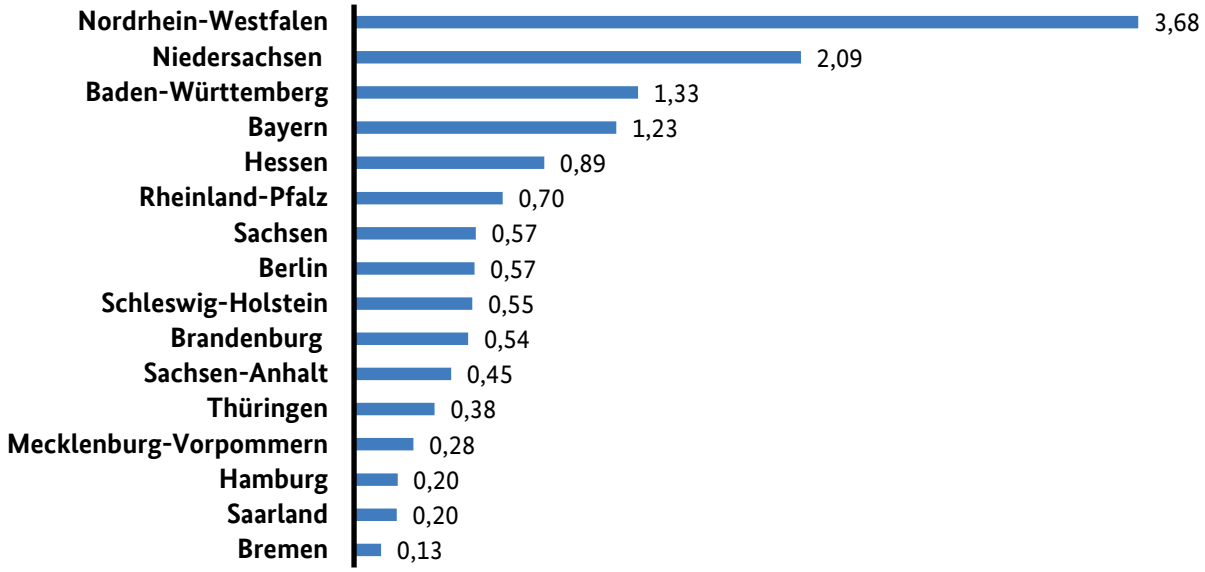


Abbildung 177: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern in 2025

Gas: Zähl-/Messeinrichtung für SLP-Kunden im Jahr 2025

Zähl-/Messeinrichtung des Messstellenbetreibers für Standardlastprofilkunden	Anzahl Messlokationen nach Zählergröße		
	G1,6 bis G6	**G10 bis G25**	**ab G40**
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk	3.978.260	128.659	16.047
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk und Impulsausgang	7.816.883	253.400	24.159
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk und herstellerspezifischem Ausgang (z.B.: Cyble, Absolut-Encoder)	979.252	49.147	7.691
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk	2.477	225	120
Ultraschall Gaszähler	1.195	-	101
Lastgang-/Leistungsmessgerät wie bei RLM-Kunden	1.478	202	2.806
andere mechanische Gaszähler	14.441	2.523	27.636
andere elektronische Gaszähler	452	11	277
Summe der Zähler, die so umgerüstet werden können, dass sie mit einem Smart-Meter Gateway i.S.d. § 2 Nr. 19 MsbG verbunden werden können	6.735.057	217.822	34.813
Summe der Zähler, die tatsächlich so umgerüstet sind, dass sie mit einem Smart-Meter Gateway i.S.d. § 2 Nr. 19 MsbG verbunden werden können	442.873	19.080	3.562

Tabelle 70: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen nach Zählergröße für SLP-Kunden - Stand 31. Dezember 2025

Gas: Technologie am Zählwerk der SLP-Kunden im Jahr 2054
Anzahl und Verteilung

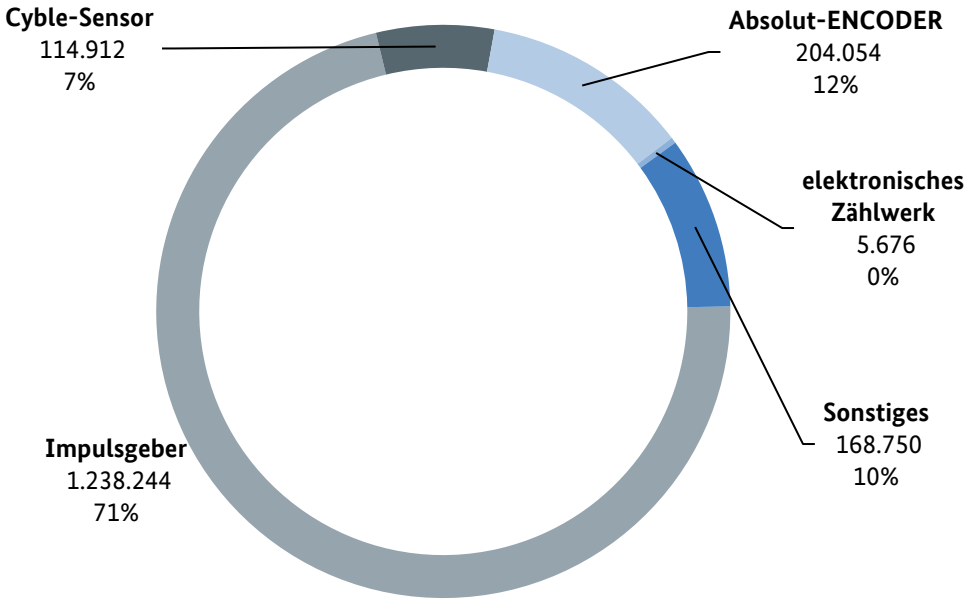


Abbildung 178: Verwendete Kommunikationstechnologie am Zählwerk im Bereich der SLP-Kunden - Stand 31. Dezember 2025

Gas: Zähl-/ Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden im Jahr 2025

Funktion	Anzahl Messlokationen
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Registriergerät/Datenspeicher	11.782
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter	14.710
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Brennwert-Mengenumwerter	347
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	14.021
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Temperaturmengenumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	596
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Smart-Meter Gateway	-
Sonstige	196

Tabelle 71: Anzahl Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden - Stand 31. Dezember 2025

Gas: Kommunikative Fernanbindung der RLM-Kunden im Jahr 2025
Anzahl und Verteilung

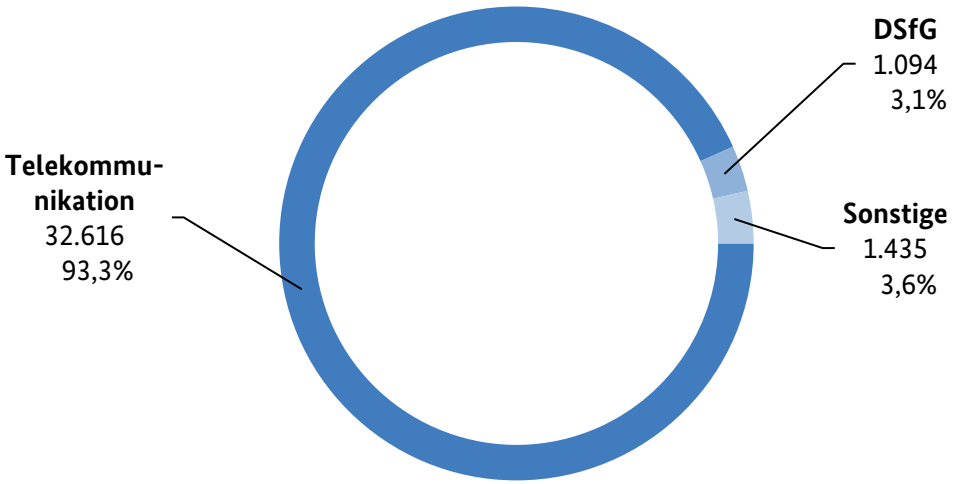


Abbildung 179: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden - Stand 31. Dezember 2025

Gas: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen
in Mio. Euro

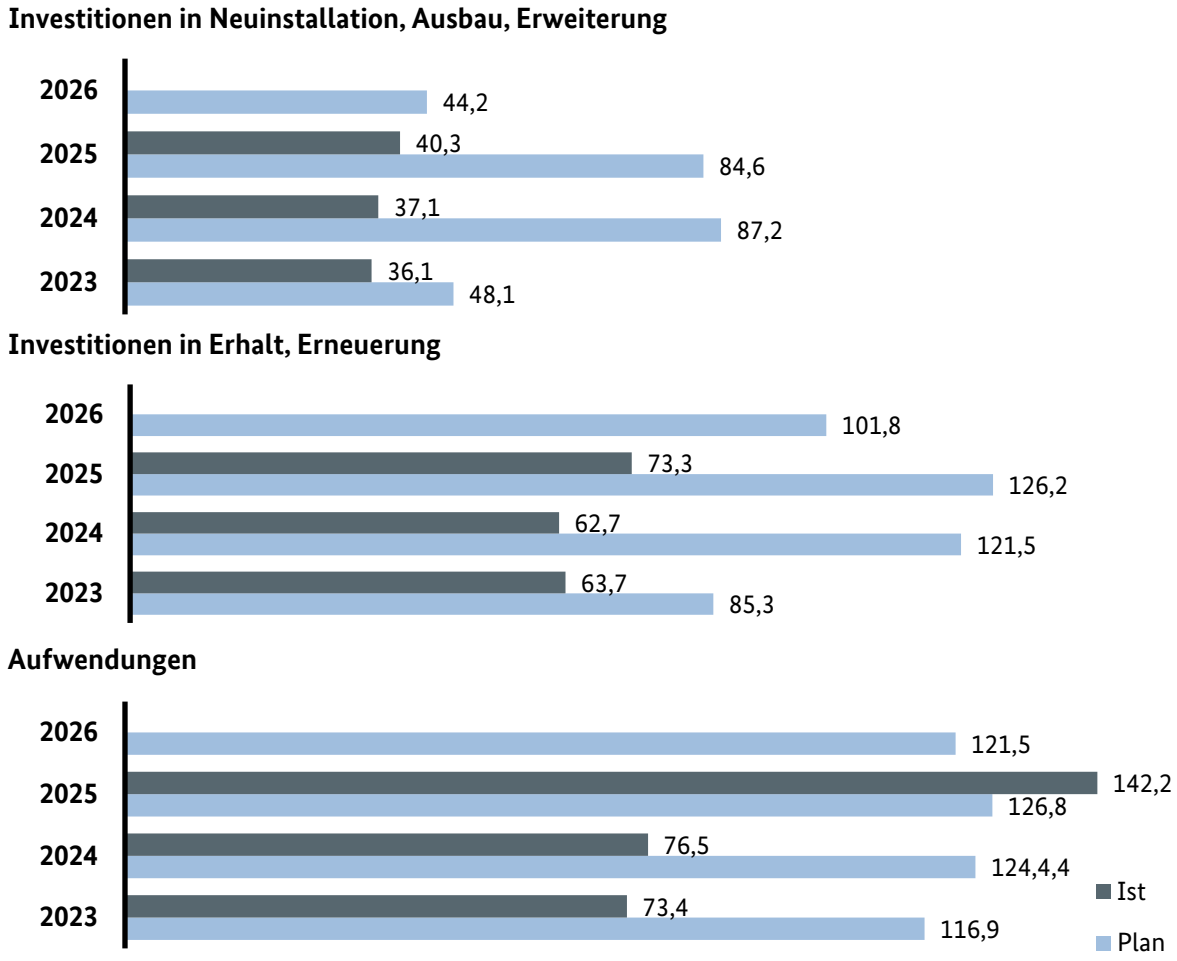


Abbildung 180: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Verzeichnisse

Autorenschaft

Autorenschaft der Bundesnetzagentur

I. ENTWICKLUNGEN AUF DEN STROM- UND GASMÄRKTEN

A. Strom

davon

1. Netzübersicht Strom
2. Stromerzeugung
4. Netzstrukturdaten
5. Netzausbau
6. Netzentgelte Strom
8. Elektromobilität/Ladesäulen/Steuerbare Verbrauchseinrichtungen
9. Systemdienstleistungen
10. Grenzüberschreitender Stromhandel
11. Einzelhandel Strom (Haushaltskunden)
13. Heizstrom
14. Mess- und Zählwesen Strom

B. Gas

davon

1. Netzübersicht Gas
3. Marktraumumstellung
4. Im- und Exporte Gas
5. Biogas
6. Untergrundgasspeicher
7. Netzstrukturdaten
8. Netzausbau Gas
9. Investitionen der Gasnetzbetreiber

10. Kapazitätsangebot und Vermarktung

11. Netzentgelte Gas

13. Einzelhandel Gas (Haushaltskunden)

14. Mess- und Zählwesen Gas

II. KENNZAHLEN STROM

A. Situation auf den Strommärkten

davon

1. Netzübersicht

B. Erzeugung

1. Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches

2. Entwicklung Erneuerbare Energien

C. Netze

1. Netzstrukturdaten

2. Investitionen

3. Netzentgelte

4. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

D. Systemdienstleistungen

1. Kosten der Systemdienstleistungen

2. Regelreserve

E. Grenzüberschreitender Handel und europäische Integration

1. Mittlere zur Verfügung gestellte Übertragungskapazität

2. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Handelsflüsse

3. Ungeplante Flüsse

4. Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse

G. Einzelhandel Strom (Haushaltskunden)

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

3. Stromsperrungen und Kündigungen

4. Tarife

5. Preisniveau

6. Verbraucherservice und Verbraucherschutz

7. Heizstrom

H. Mess- und Zählwesen

III. KENNZAHLEN GAS

A. Situation auf den Gasmärkten

davon

1. Netzübersicht

B. Aufkommen von Gas

1. Förderung von Erdgas in Deutschland

2. Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas

3. Marktraumumstellung

4. Biogas (einschließlich Synthesegas)

5. Gasspeicher

C. Netze

1. Netzstrukturdaten

2. Netzausbau - Netzentwicklungsplan Gas

3. Investitionen

4. Kapazitätsangebot und Vermarktung

5. Netzentgelte

D. Regel- und Ausgleichsenergie

1. Regelenergie

2. Ausgleichsenergie

E. Großhandel

1. Börslicher Großhandel

2. Außerbörslicher Großhandel

F. Einzelhandel (Haushaltskunden)

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

2. Vertragsstruktur, Lieferanten- und Vertragswechsel

3. Gassperrungen und Kündigungen

4. Preisniveau

G. Mess- und Zählwesen

Autorenschaft des Bundeskartellamtes

I. **ENTWICKLUNGEN AUF DEN STROM- UND GASMÄRKTEN**

A. Strom

davon

3. Marktkonzentration

11. Großhandel Strom

12. Einzelhandel Strom (Nichthaushaltskunden)

B. Gas

davon

2. Marktkonzentration

12. Großhandel Gas

13. Einzelhandel Gas (Nichthaushaltskunden)

II. KENNZAHLEN STROM

A. Situation auf den Strommärkten

davon

2. Marktkonzentration

F. Großhandel Strom

1. Börslicher Großhandel

1.1 Spotmärkte

1.1.1 Handelsvolumen

1.1.2 Preisniveau

1.2 Terminmärkte

1.2.1 Handelsvolumen

1.2.2 Preisniveau

2. Außerbörslicher Großhandel

2.1 Brokerplattformen

2.2 OTC-Clearing

G. Einzelhandel Strom (Nichthaushaltskunden)

III. KENNZAHLEN GAS

A Situation auf den Gasmärkten

davon

2. Marktkonzentration

E. Großhandel

1. Börslicher Großhandel

2. Außerbörslicher Großhandel

F. Einzelhandel (Nichthaushaltskunden)

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz für das Jahr 2025 53

Abbildung 2: Anteile der größten Unternehmen an der inländischen Stromerzeugung aus steuerbaren Anlagen 59

Abbildung 3: Anteil der CR4 an RLM-Kunden und SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen im Jahr 2025 62

Abbildung 4: Entwicklung der Nettostromerzeugung 65

Abbildung 5: Anteile Energieträger an der Nettostromerzeugung 66

Abbildung 6: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung jeweils zum 31.12. 66

Abbildung 7: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung 67

Abbildung 8: Aktueller Kraftwerksbestand je Bundesland 68

Abbildung 9: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes 70

Abbildung 10: Erwarteter Zu- und Rückbau an Kraftwerksleistung bis 2030 72

Abbildung 11: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2025 75

Abbildung 12: Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen an Land 77

Abbildung 13: Ausbau der Leistung von solarer Strahlungsenergie 78

Abbildung 14: Ausbau der Leistung von Biomasseanlagen 78

Abbildung 15: Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen auf See 79

Abbildung 16: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG 79

Abbildung 17: Maximale Einspeisung 80

Abbildung 18: Anteil der Vermarktungsformen an der eingespeisten Jahresarbeit 81

Abbildung 19: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträger 82

Abbildung 20: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG 83

Abbildung 21: Durchschnittliche Zahlungen je Energieträger im Jahr 2025 83

Abbildung 22: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Solar Freifläche 85

Abbildung 23: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Solar Aufdach 85

Abbildung 24: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Wind an Land 86

Abbildung 25: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Biomasse 86

Abbildung 26: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Biomethan 87

Abbildung 27: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Innovationsausschreibung 87

Abbildung 28: Entwicklung der Zuschlagwerte Solar Freifläche 88

Abbildung 29 Entwicklung der Zuschlagwerte Solar Aufdach 88

Abbildung 30: Entwicklung der Zuschlagwerte Wind 89

Abbildung 31: Entwicklung der Zuschlagwerte Biomasse 89

Abbildung 32: Entwicklung der Zuschlagwerte Innovationsausschreibung 90

Abbildung 33: Regionale Verteilung der Zuschlagsmengen aller abgeschlossenen Ausschreibungen nach dem EEG - Solar 93

Abbildung 34: Regionale Verteilung der Zuschlagsmengen aller abgeschlossenen Ausschreibungen nach dem EEG - Biomasse und Biomethan 94

Abbildung 35: Regionale Verteilung der Zuschlagsmengen aller abgeschlossenen Ausschreibungen nach dem EEG - Wind an Land und Innovationsausschreibung 95

Abbildung 36: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2025 99

Abbildung 37: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2025 99

Abbildung 38: Marktlokationen je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2025 100

Abbildung 39: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2025 100

Abbildung 40: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge in 2025 101

Abbildung 41: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der Marktlokationen in 2025 101

Abbildung 42: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der Übertragungsnetzbetreiber 103

Abbildung 43: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber 103

Abbildung 44: Verteilernetzbetreiber nach Investitions- und Aufwendungssummen in 2025 104

Abbildung 45: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte [betrachteter Durchschnittsfall: großer Industriekunde mit 4.500 Benutzungsstunden, angeschlossen an der Höchstspannungsebene des Übertragungsnetzes, durchschnittliche Netzentgeltermäßigung gem. § 19 Abs. 2 StromNEV i.H 106

Abbildung 46: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte [betrachteter Beispielsfall: Verteilernetzbetreiber mit 4.500 Benutzungsstunden, angeschlossen an der Umspannebene Höchst- zu Hochspannung des Übertragungsnetzes.] 107

Abbildung 47: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten Nettonetzentgeltes für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden gemäß Angaben der Netzbetreiber 107

Abbildung 48: Netzentgelt Grundpreis 2026 109

Abbildung 49: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2026 111

Abbildung 50: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2026 113

Abbildung 51: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2025 115

Abbildung 52: Verteilung der Marktlokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2024 117

Abbildung 53: Kosten der Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden 122

Abbildung 54: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Engpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2025 123

Abbildung 55: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten 126

Abbildung 56: Entwicklung der ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW 126

Abbildung 57: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW 127

Abbildung 58: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW 127

Abbildung 59: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV 128

Abbildung 60: Durchschnittlicher Einsatz von Minutenreserveleistung im NRV 128

Abbildung 61: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung 129

Abbildung 62: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise 130

Abbildung 63: Entwicklung der Export- und Importkapazitäten 134

Abbildung 64: Export- und Importleistung 135

Abbildung 65: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel) und physikalische Lastflüsse 136

Abbildung 66: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands 137

Abbildung 67: Erlöse und Kosten der deutschen Ex- und Importe 137

Abbildung 68: Ungeplante Flüsse 138

Abbildung 69: Nettokompensationszahlungen aus dem ITC-Fonds an die 4 ÜNB 139

Abbildung 70: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an Börsenplätzen gemäß Angaben der Börsen 141

Abbildung 71: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT, der Nord Pool und der EXAA gemäß Angaben der Börsen 145

Abbildung 72: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise der gekoppelten Auktion 146

Abbildung 73: Entwicklung des Day-Baseload im Jahr 2025 gemäß Angaben der EPEX 147

Abbildung 74: Entwicklung des Day-Peakload im Jahr 2025 gemäß Angaben der EPEX 148

Abbildung 75: Handelsvolumen von German/Austria Power Futures sowie German Power Futures an der EEX 149

Abbildung 76: Handelsvolumen von German Power Futures nach Erfüllungsjahr gemäß Angaben der EEX . 150

Abbildung 77: Preisentwicklung der German Power Future Base- und Peak-Year im Jahresverlauf 2025 gemäß Angaben der EEX 150

Abbildung 78: Entwicklung der Jahresmittelwerte der German Power Futures-Preise an der EEX 151

Abbildung 79: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2025 nach Erfüllungszeitraum gemäß Angaben befragter Broker 152

Abbildung 80: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von German-Power-Futures gemäß Angaben der EEX 153

Abbildung 81: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr gemäß Angaben der EEX 154

Abbildung 82: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen im Jahr 2025 belieferten 156

Abbildung 83: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten im Jahr 2025 belieferten 156

Abbildung 84: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist 157

Abbildung 85: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2025 gemäß Angaben der Stromlieferanten 159

Abbildung 86: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden gemäß Angaben der Netzbetreiber 160

Abbildung 87: Vertragsstruktur von Haushaltskunden differenziert nach Abnahmemenge im Jahr 2025 161

Abbildung 88: Vertragsstruktur von Haushaltskunden differenziert nach Marktlokationen im Jahr 2025 161

Abbildung 89: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden 162

Abbildung 90: Sperrungen nach Angaben der Lieferanten 166

Abbildung 91: Sperrungen nach Angaben der Verteilernetzbetreiber 166

Abbildung 92: Sperrungen nach Quartalen 2025 167

Abbildung 93: Anzahl der Stromlieferanten, die dynamische Tarife anbieten 169

Abbildung 94: Modellierte dynamische Strompreise 170

Abbildung 95: Über alle Vertragskategorien mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr 177

Abbildung 96: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr zum 1. April 2026 177

Abbildung 97: Entwicklung des Netzentgelts für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr jeweils zum 1. April 178

Abbildung 98: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie 180

Abbildung 99: Modellierte Strompreise Neukunden 180

Abbildung 100: Beziehung zwischen Groß- und Einzelhandelspreisen 181

Abbildung 101: Anteil der Lieferanten, die erhöhte Ersatzversorgungspreise im Vergleich zur Grundversorgung erheben 181

Abbildung 102: Anteil der Abgabemenge bzw. Anzahl von Haushaltskunden, die mit Ökostrom beliefert werden 183

Abbildung 103: Aufteilung der Einzelpreisbestandteile für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh (DC) im Jahr für Ökostrom 185

Abbildung 104: Anzahl der Verbraucheranfragen 186

Abbildung 105: Entwicklung des Anteils der Heizstrommenge und -marktlokationen, die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger beliefert werden gemäß Angaben der Stromlieferanten 189

Abbildung 106: Entwicklung der Lieferantenwechselquote bei Heizstromkunden gemäß Angaben der VNB Strom 189

Abbildung 107: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern 192

Abbildung 108: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway - Stand 31. Dezember 2025 194

Abbildung 109: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2025 195

Abbildung 110: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im RLM-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2025 196

Abbildung 111: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen 197

Abbildung 112: Netzübersicht 2025 199

Abbildung 113: Entwicklung der Anteile der drei absatzstärksten Unternehmen (CR3) am Gasabsatz an Handelskunden und Weiterverteiler 203

Abbildung 114: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter (CR3) mit den größten Speicherkapazitäten mit angepassten Werten für 2025 204

Abbildung 115: Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2025 gemäß Angaben der Gaslieferanten 205

Abbildung 116: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM-Kunden gemäß Angaben der Gaslieferanten 205

Abbildung 117: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an SLP-Kunden gemäß Angaben der Gaslieferanten 206

Abbildung 118: Verhältnis zwischen Reserve und Produktion der deutschen Erdgasreserven seit 2017 207

Abbildung 119: Im- und Exporte von und nach Deutschland 2025 209

Abbildung 120: Umzustellende RLM-Kunden 210

Abbildung 121: Umzustellende SLP-Kunden 210

Abbildung 122: Zeitraum der Marktraumumstellung 212

Abbildung 123: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2025 215

Abbildung 124: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 217

Abbildung 125: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Angaben das meldende VNB-Gas – Stand 31. Dezember 2025 219

Abbildung 126: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene gemäß Angaben das VNB-Gas – Stand 31. Dezember 2025 221

Abbildung 127: Marktlokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene gemäß Angaben das FNB-Gas – Stand 31. Dezember 2025 221

Abbildung 128: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen gemäß Angaben das meldende VNB-Gas – Stand 31. Dezember 2025 222

Abbildung 129: Netzausbauvorschlag Wasserstoff 224

Abbildung 130: Netzausbaumaßnahmen bis Ende 2032 laut Kap. 10 des NEP Gas 2022-2032 vom 20.03.2024 gemäß Änderungsverlangen der BNetzA 225

Abbildung 131: Ausbauvorschlag der FNB im Überarbeiten Entwurf NEP Gas und Wasserstoff vom 01.06.2026 226

Abbildung 132: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber . 227

Abbildung 133: Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Gas ... 227

Abbildung 134: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2025 228

Abbildung 135: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2025 228

Abbildung 136: Angebot von Ein- und Ausspeisekapazitäten im GWJ 2024/2025 230

Abbildung 137: Buchung der nominierungspflichtigen Ein- und Ausspeisepunkte im GWJ 2024/2025 231

Abbildung 138: Entwicklung der Netzentgelte Gas gemäß Angaben der Verteilernetzbetreiber 232

Abbildung 139: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ – Stand 1. Januar 2026 gemäß Angaben der VNB Gas 234

Abbildung 140: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2026 gemäß Angaben der VNB Gas 236

Abbildung 141: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2026 gemäß Angaben der VNB Gas 238

Abbildung 142: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2025 bei Trading Hub Europe (THE) 239

Abbildung 143: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2025 für MOL 1 im Marktgebiet Trading Hub Europe 240

Abbildung 144: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2025 für MOL 2 im Marktgebiet Trading Hub Europe 240

Abbildung 145: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2025 für MOL 4 im Trading Hub Europe 241

Abbildung 146: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise Trading Hub Europe ab 1. Oktober 2025 242

Abbildung 147: Bilanzierungsumlage im THE Marktgebiet 243

Abbildung 148: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete 245

Abbildung 149: Entwicklung der Sportmarkt-Gashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete 246

Abbildung 150: Entwicklung EGSI 247

Abbildung 151: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über Brokerplattformen im Jahr 2025 nach Erfüllungszeitraum. 248

Abbildung 152: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für die deutschen Marktgebiete 249

Abbildung 153: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten gemäß Angaben der Trading Hub Europe GmbH 250

Abbildung 154: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2025 gemäß Angaben der Trading Hub Europe GmbH 250

Abbildung 155: Anzahl und Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen beliefern – Stand 31. Dezember 2025 252

Abbildung 156: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2025 252

Abbildung 157: Anzahl und Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern gemäß Angaben der Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2025 253

Abbildung 158: Gasverbrauch Industriekunden 254

Abbildung 159: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2025 255

Abbildung 160: Gasverbrauch Gewerbekunden 256

Abbildung 161: Gasverbrauch von Haushaltskunden 256

Abbildung 162: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2025 gemäß Angaben der Gaslieferanten 257

Abbildung 163: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart – Stand 31. Dezember 2025 gemäß Angaben der Gaslieferanten 257

Abbildung 164: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) – Stand: 31. Dezember 2025 gemäß Angaben der Gaslieferanten 258

Abbildung 165: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden 260

Abbildung 166: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Angaben der VNB Gas 261

Abbildung 167: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Angaben der VNB Gas 261

Abbildung 168: Gassperrungen in den Jahren 2015 bis 2025 gemäß Angaben der VNB Gas 264

Abbildung 169: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen gemäß Angabe der Gaslieferanten 264

Abbildung 170: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr 268

Abbildung 171: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten 270

Abbildung 172: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten 271

Abbildung 173: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten 273

Abbildung 174: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden gemäß Angaben der Gaslieferanten 275

Abbildung 175: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden gemäß Angaben der Gaslieferanten 276

Abbildung 176: Gaspreisindex für Haushaltskunden, Quelle: www.smard.de 277

Abbildung 177: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern in 2025 279

Abbildung 178: Verwendete Kommunikationstechnologie am Zählwerk im Bereich der SLP-Kunden - Stand 31. Dezember 2025 281

Abbildung 179: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden - Stand 31. Dezember 2025 282

Abbildung 180: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen 283

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzbilanz 2025 54

Tabelle 2: Entnahmemengen (ohne Pumpspeicherkraftwerke) der Letztverbraucher nach Entnahmekategorien 55

Tabelle 3: Entnahmemengen (ohne Pumpspeicherkraftwerke) der Letztverbraucher nach Lastprofil 55

Tabelle 4: Inländische Erzeugungsmengen der fünf größten deutschen Stromerzeuger aus steuerbaren Anlagen 58

Tabelle 5: Inländische steuerbare Erzeugungskapazitäten der fünf größten deutschen Stromerzeuger 60

Tabelle 6: Abgabe Stromlieferanten nach Marktabgrenzung der Stromkundenmärkte des BKartA 61

Tabelle 7: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland 69

Tabelle 8: Erwarteter Zubau an konventioneller Kraftwerksleistung in MW 2026 bis 2030 (in Bau oder Probebetrieb) gem. Meldungen § 35 EnWG 71

Tabelle 9: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW 73

Tabelle 10: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW 73

Tabelle 11: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger 75

Tabelle 12: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG 76

Tabelle 13: Steigerungsraten der installierten Anlagen nach Energieträgern 76

Tabelle 14: Übersicht Ausbaupfade 77

Tabelle 15: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern 80

Tabelle 16: Eingespeiste Jahresarbeit nach Vermarktungsform und Energieträger für das Jahr 2025 81

Tabelle 17: Zahlungen nach Energieträgern 82

Tabelle 18: Realisierungsraten für Solaranlagen aus den Solarausschreibungen des ersten Segments mit abgelaufenen Realisierungsfristen 84

Tabelle 19: Realisierungsraten für Windanlagen aus den Windausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen 91

Tabelle 20: Realisierungsraten für Biomasseanlagen aus den Biomasseausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen 92

Tabelle 21: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Netzbetreiber in Deutschland 97

Tabelle 22: Netzstrukturdaten 2025 98

Tabelle 23: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der ÜNB 102

Tabelle 24: Grundpreis Netzentgelte 108

Tabelle 25: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2026 110

Tabelle 26: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2026 112

Tabelle 27: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2026 114

Tabelle 28: Marktlokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach den Festlegungen nach § 14a EnWG (Inbetriebnahme ab dem 01.01.2024) 117

Tabelle 29: Maximale Ausgleichsenergiepreise 129

Tabelle 30: Spannen der Base- und Peakload-Preise in den Jahren 2023 bis 2025 gemäß Angaben der EPEX.. 147

Tabelle 31: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2025 gemäß Angaben der Netzbetreiber 159

Tabelle 32: Vertragswechsel von Haushaltskunden in den Jahren 2025, 2024, 2023, 2022 und 2021..... 163

Tabelle 33: Anzahl der Kündigungen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung..... 165

Tabelle 34: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2025..... 168

Tabelle 35: Preisniveau am 1. April 2026 für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr ohne Vergünstigungen gemäß Angaben der Stromlieferanten..... 172

Tabelle 36: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr zum 1. April 2026 gemäß Angaben der Stromlieferanten..... 173

Tabelle 37: Preisniveau am 1. April 2026 für den Abnahmefall 50 MWh pro Jahr gemäß Angaben der Stromlieferanten..... 174

Tabelle 38: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr über alle Vertragskategorien mengengewichtet (Band III; Eurostat: DC)..... 175

Tabelle 39: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2024 zum 1. April 2025 für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr (Band III; Eurostat: DC) für Haushaltskunden..... 176

Tabelle 40: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr (Band III; Eurostat: DC).... 179

Tabelle 41: Sonderbonifikationen für Haushaltskunde..... 182

Tabelle 42: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher in 2025 183

Tabelle 43: Veränderung des mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2025 zum 1. April 2026 für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr für Ökostrom (Band III; Eurostat: DC) für Haushaltskunden..... 184

Tabelle 44: Übersicht Abgabemenge und Anzahl Marktlokationen Heizstrom gemäß Angaben der Stromlieferanten..... 188

Tabelle 45: Durchschnittliche mengengewichtete Preise am 1. April 2026 für die Abnahmefälle Nachtspeicherheizung und Wärmepumpe mit gemeinsamer und getrennter Messung mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh/Jahr gemäß Angaben der Stromlieferanten..... 190

Tabelle 46: Verpflichtender Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG a. F. - Stand 31. Dezember 2025 193

Tabelle 47: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG a. F. - Stand 31. Dezember 2025..... 194

Tabelle 48: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2025..... 195

Tabelle 49: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2025..... 196

Tabelle 50: Gasausspeisemenge der FNB und VNB jeweils nach Kundenkategorien der Letztverbraucher in 2025..... 200

Tabelle 51: Gasverbrauch jeweils nach Kundenkategorien der Letztverbraucher in 2025..... 200

Tabelle 52: Kennzahlen Biogaseinspeisung in 2025..... 214

Tabelle 53: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber..... 216

Tabelle 54: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland..... 218

Tabelle 55: Netzstrukturdaten 2025 gemäß Angaben der FNB und VNB-Gas, Stand 31. Dezember 2025..... 220

Tabelle 56: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2026 gemäß Angaben der VNB Gas 233

Tabelle 57: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2026 gemäß Angaben der VNB Gas 235

Tabelle 58: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2026 gemäß Angaben der VNB Gas 237

Tabelle 59: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge) für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) – Stand: 31. Dezember 2025 gemäß Angaben der Gaslieferanten 258

Tabelle 60: Vertragsstruktur von Haushaltskunden Gas (Anzahl) für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) – Stand: 31. Dezember 2025 gemäß Angaben der Gaslieferanten 259

Tabelle 61: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien 2025 260

Tabelle 62: Vertragswechsel von Haushaltskunden Gas in den Jahren 2021-2025 gemäß Angaben der Gaslieferanten 262

Tabelle 63: Anzahl der Kündigungen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung 263

Tabelle 64: Anzahl der Gassperrungen pro Bundesland im Jahr 2025 gemäß Angaben der VNB Gas 265

Tabelle 65: Preisniveau am 1. April 2026 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr 267

Tabelle 66: Preisniveau am 1. April 2026 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten 269

Tabelle 67: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten 272

Tabelle 68: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie gemäß Angaben der Gaslieferanten 274

Tabelle 69: Marktrollenverteilung des Netzbetreibers gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Gas - Stand 31. Dezember 2025 278

Tabelle 70: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen nach Zählergröße für SLP-Kunden - Stand 31. Dezember 2025 280

Tabelle 71: Anzahl Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden - Stand 31. Dezember 2025 281

Abkürzungsverzeichnis

Begriff	Definition
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AGV	Arbeitsgasvolumen bzw. Arbeitsgasvolumina (von Gasspeichern)
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AusglMechAV	Ausführungsverordnung zur Ausgleichsmechanismusverordnung
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
bEXA	An der Energy Exchange Austria (EXAA) Börse gehandelte Blockprodukte (z. B. bEXAbase und bEXApeak)
bFZK	Bedingt frei zuordenbare Kapazität
BGH	Bundesgerichtshof
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BZK	Beschränkt zuordenbare Kapazität
CEE	Central East Europe
CSE	Central South Europe
CWE	Central West Europe
CR	Concentration Ratio
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DSfG	Digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte
DSM	Demand Side Management
DSL	Digital Subscriber Line (digitaler Teilnehmeranschluss)
DZK	Feste dynamisch zuordenbare Kapazität
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange AG
EPEX SPOT	European Power Exchange
ECC	European Commodity Clearing AG
EG	Europäische Gemeinschaft
EinsMan	Einspeisemanagement
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz

ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity; Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
Eurostat	Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaft
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EXAA	Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG
FBA	Flow Based Allocation
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazität
GaBi Gas	Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzregeln im Gassektor
GasGKErstV	Verordnung zu Kostenerstattungsansprüchen für Gasgeräte
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GeLi Gas	Geschäftsprozesse für den Lieferantenwechsel im Gassektor
GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
GPRS	General Packet Radio Service (Allgemeiner paketorientierter Funkdienst, Erweiterung von GSM)
GSM	Groupe Spécial Mobile/ Global System for Mobile Communications (volldigitales Mobilfunknetz)
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
GÜP	Grenzübergangspunkt
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
ICE	Intercontinental Exchange
iMSys	Intelligente Messsysteme
InnAusV	Innovationsausschreibungsverordnung
ITC	Inter-TSO-Compensation
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
KoV IV	Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen in der 3. Fassung vom 1. Oktober 2011
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
kWh/h	Kilowattstunde pro Stunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LNG	Liquefied Natural Gas, verflüssigtes Erdgas
LSV	Ladesäulenverordnung
m^3/h	Kubikmeter pro Stunde
MRL	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannung
MWh	Megawattstunde
MWh/km^2	Megawattstunde pro Quadratkilometer
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NCG	Net Connect Germany
NDAV	Niederdruckanschlussverordnung
NEMOG	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
Nm^3	Normkubikmeter
Nm^3/h	Normkubikmeter pro Stunde
NRV	Netzregelverbund
NS	Niederspannung
NTC	Net Transfer Capacity
OFC	Online-Flow-Verfahren
OGE	Open Grid Europe
OLG	Oberlandesgericht
OMS-Standard	Open Metering System-Standard
OTC	Over the counter
PLC	Powerline Carrier/ Powerline Communication (Datenübertragung über Stromkabel)
PSTN-Verfahren	Public Switched Telephone Network-Verfahren (Gesamtheit aller öffentlichen leitungsgebundenen Telefonnetze)
PRL	Primärregelleistung
PRS	General Packet Radio Service („allgemeiner paketorientierter Funkdienst“, paketorientierter Dienst zur Datenübertragung in GSM- bzw. UMTS-Netzen
REMIT	Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts
RLM	Registrierende Lastgang-/ Leistungsmessung
RLMmT	Registrierende Leistungsmessung mit Tagesband
RLMoT	Registrierende Leistungsmessung ohne Tagesband
RLMNEV	Registrierende Lastgangmessung mit Nominierungsersatzverfahren
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SLP	Standardlastprofil

SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terrawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UGS	Untergrundgasspeicher
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VNB	Verteilernetzbetreiber
VNG	Verbundnetz Gas AG
VHP	Virtueller Handelspunkt

Glossar

Es gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 3 Energiewirtschaftsgesetz, § 2 Stromnetzzugangsverordnung, § 2 Gasnetzzugangsverordnung, § 2 Stromnetzentgeltverordnung, § 2 Gasnetzentgeltverordnung, § 3 Erneuerbare-Energien-Gesetz, § 2 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Ergänzend gelten folgende Definitionen:

Begriff	Definition
Abgabemenge	Von Elektrizitäts- bzw. Gaslieferanten an Letztverbraucher abgegebene Elektrizitäts- bzw. Gasmenge.
Anpassungsmaßnahmen	Gemäß § 13 Abs. 2 EnWG sind ÜNB berechtigt und verpflichtet, Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anzupassen oder diese Anpassungen zu verlangen (Anpassungsmaßnahmen), soweit sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht oder nicht rechtzeitig durch netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG beseitigen lässt. Soweit Elektrizitäts Verteilernetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch sie gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zu Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet. Darüber hinaus sind VNB gemäß § 14 Abs. 1c EnWG verpflichtet, Maßnahmen des ÜNB nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen (Unterstützungsmaßnahmen). Die Abschaltung von EEG-Anlagen im Rahmen von § 13 Abs. 2 EnWG ist teilweise auch unabhängig von den Vorschriften zum EEG-Einspeisemanagement erforderlich, sofern die Systemgefährdung nicht durch einen Netzengpass, sondern durch ein anderes Systemsicherheitsproblem hervorgerufen wird. Die Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG stellen Notfallmaßnahmen dar und erfolgen entschädigungslos.
Arbeitsgas	Gas, das in einem Gasspeicher zur Ausspeisung tatsächlich zur Verfügung steht. Hier gilt: Speichervolumen − Kissengas (nicht nutzbares Volumen) = Arbeitsgas.
Aufwendungen	Aufwendungen beinhalten alle technischen und administrativen Maßnahmen, die während des Lebenszyklus eines Anlagengutes zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen, so dass es die geforderte Funktion erfüllen kann (Ersatz- und Erhaltungsaufwand).
Ausgleichsenergie	*Elektrizität* Die eingesetzte Regelarbeit, die mit den Leistungsungleichgewichten verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen abgerechnet wird. Die Ausgleichsenergie ist somit die Umlage der Abrufkosten für die Regelleistung, sie stellt die bilanzielle Abrechnung des Einsatzes von Regelarbeit dar. *Gas*

	Wird vom Marktgebietsverantwortlichen als Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen jedes Bilanzkreises im Marktgebiet am Ende der Bilanzierungsperiode ermittelt und mit den Bilanzkreisverantwortlichen verrechnet (vgl. § 23 Abs. 2 GasNZV).
Ausspeisemenge	Von den Gasnetzbetreibern ausgespeiste Gasmenge.
Ausspeisepunkt	Der Punkt, an dem Gas aus einem Netz eines Netzbetreibers an Letztverbraucher, nachgelagerte Netze (eigene und / oder fremde) oder Weiterverteiler ausgespeist werden kann, zuzüglich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.
BAFA-Grenzübergangspreis	Der Grenzübergangspreis als Referenzpreis des langfristigen Erdgasbezugs wurde vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) für jeden Monat ermittelt. Dazu wurden die dem BAFA vorliegende Unterlagen über Erdgaszugänge aus russischen, niederländischen, norwegischen, dänischen und britischen Fördergebieten ausgewertet. Die in die Ermittlung des Grenzübergangspreises einfließenden Importmengen basieren hauptsächlich auf Importverträgen; Spotmengen hingegen werden in den Im- und Exporten nicht umfassend abgebildet.
Baseload (Grundlast)	Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder -bezug konstanter Leistung von 00:00 bis 24:00 Uhr eines jeden Tages.
Benutzungsdauer (Letztverbraucher)	Gibt die Zahl der Tage an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Tagesmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Tagen = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Tagesmenge). Die Benutzungsdauer in Stunden gibt die Stundenzahl an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Stundenmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Stunden = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Stundenmenge).
Bilanzkreis	Innerhalb einer Regelzone im Elektrizitätsbereich die Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen (vgl. § 3 Nr. 21 EnWG).
Bilanzzone	Innerhalb der Bilanzzone können alle Ein- und Ausspeisepunkte einem Bilanzkreis zugeordnet werden. Im Gasbereich entspricht die Bilanzzone den Marktgebieten. Somit können alle Ein- und Ausspeisepunkte aller Netze oder Netzbereiche, welche diesem Gebiet zugeordnet sind, einem Bilanzkreis angehören (vgl. § 3 Nr. 22 EnWG).
Brutto-Stromerzeugung	Erzeugte elektrische Arbeit einer Erzeugungseinheit, gemessen an den Generatorklemmen (vgl. VGB, 2012).
Bruttostrom-verbrauch	Der Bruttostromverbrauch berechnet sich aus der Bruttostromerzeugung, ergänzt um die Importe und abzüglich der Exporte (beides physikalische Lastflüsse).
Churn rate	Quote, die angibt, wie oft eine Mengeneinheit Gas, am Virtuellen Handelspunkt umgeschlagen wird, bevor diese Einheit dann endgültig ausgespeist wird.

Clearing	Clearing beinhaltet die Besicherung sowie die finanzielle und physische Abwicklung von Transaktionen an der Börse.
Concentration ratio (CR)	Marktanteilssumme der drei, vier oder fünf marktanteilsstärksten Wettbewerber (sog. „concentration ratios“, CR3 – CR4 – CR5). Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist der Grad der Marktkonzentration.
Countertrading	Countertrading ist eine Maßnahme, welche die Übertragungsnetzbetreiber nutzen, um Überlastungen im Stromnetz zu verhindern. Sie wird verwendet, wenn die vereinbarten Mindesthandelskapazitäten über das Maß hinausgehen, das durch das Netz transportiert werden kann. In diesem Fall wird ein Gegengeschäft organisiert. So wird ein Minimum an Handel jederzeit gewährleistet, ohne dass die Netze überlastet werden.
CO2-Ausstoß zur Stromerzeugung	Mit der Stromerzeugung aus der spezifischen Erzeugungseinheit einhergehende Freisetzung von CO2. Bei KWK-Anlagen die anteilige Freisetzung von CO2, die nach dem Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 6 "Energetische Bewertung von Fernwärme - Bestimmung spezifischer CO2-Emissionsfaktoren -" (Dezember 2014) der Stromerzeugung zuzuordnen ist.
Day-Ahead-Handel	Im Day-Ahead-Handel an der EPEX Spot (Spotmarkt der EEX) werden Geschäfte abgeschlossen, bei denen die Lieferung am Folgetag erfolgt.
Dominanzmethode	Methode zur vereinfachten Konzernzurechnung für die Zwecke von Marktkonzentrationsauswertungen. Sie stellt allein darauf ab, ob an einer Gesellschaft ein Anteilseigner mindestens 50 Prozent der Anteile hält. Befinden sich die Anteile an einer Gesellschaft zu mehr als 50 Prozent in Hand eines Anteilseigners, so werden diesem Anteilseigner die Absatzmengen der Gesellschaft in voller Höhe zugerechnet. Halten zwei Anteilseigner eine Beteiligung in Höhe von je 50 Prozent, erfolgt eine Zurechnung jeweils hälftig zu beiden Anteilseignern. Werden an einer Gesellschaft keine Beteiligungen in Höhe von 50 Prozent oder mehr gehalten, so werden die Absatzmengen dieser Gesellschaft keinem der Anteilseigner zugerechnet (die Gesellschaft ist dann selbst eine „Obergesellschaft“).
Dynamische Preise	Preise eines Stromliefervertrages zwischen einem Anbieter und einem Endkunden, der den Preis auf dem Spotmarkt, einschließlich Day-Ahead-Markt, in Intervallen widerspiegelt, die mindestens den Abrechnungsintervallen des betreffenden Marktes entsprechen.
EEG-Umlage	Die EEG-Umlage war ein Instrument des Erneuerbaren Energien Gesetzes, welches in den Paragraphen § 60 ff. näher spezifiziert ist. Mit der EEG-Umlage wurde der Ausbau der Erneuerbaren Energien finanziert. Betreiber von Erneuerbare Energien-Anlagen, die Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen, erhalten dafür von den

	Netzbetreibern eine im EEG festgelegte oder durch Ausschreibungen ermittelte Zahlungsansprüche. Die hierfür notwendigen finanziellen Mittel wurden durch die EEG-Umlage auf die Stromverbraucher umgelegt. Grundsätzlich mussten alle nicht privilegierten Stromverbraucher die volle EEG-Umlage bezahlen. Sie war Teil des Strompreises. Die Höhe der EEG-Umlage wurde von den ÜNB ermittelt. Die ÜNB waren verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr zu ermitteln und zu veröffentlichen. Diese Veröffentlichung nahmen die Netzbetreiber auf ihrer Internetseite www.netztransparenz.de vor. Die Bundesnetzagentur überwacht die ordnungsgemäße Ermittlung. Zum 1. Juli 2022 wurde die EEG-Umlage auf 0 ct/kWh abgesenkt. Zum 31.12.2022 wurde die EEG-Umlage abgeschafft. Die Förderung erneuerbarer Energien erfolgt seitdem gemäß dem Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) aus dem Bundeshaushalt (Klima- und Transformationsfonds, KTF).
EEX/ EPEX Spot	European Energy Exchange/ European Power Exchange. Die mittelbar zur Deutsche Börse AG Gruppe gehörende EEX als Energiebörse betreibt Marktplätze für den Handel mit Elektrizität, Erdgas, CO2-Emissionsrechten und Kohle. Die EEX hält 51 Prozent an der EPEX Spot mit Sitz in Paris, die kurzfristigen Elektrizitätshandel, den sogenannten Spotmarkt, für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz betreibt. Der Strom-Terminmarkt wird von der EEX Power Derivates GmbH (100 Prozentige Tochtergesellschaft der EEX) betrieben. Seit November 2017 ist die EEX alleiniger Anteilseigner der Powernext SA, ebenfalls mit Sitz in Paris, die den kurzfristigen Gashandel betreibt (vgl. EEX). Durch die vollständige Integration der Powernext in die EEX zum 1. Januar 2020 bietet die EEX alle Produkte auf einem einzigen Marktplatz.
EGIX	Der <European Gas Index (EGIX)> bildet für mittelfristige Handelskontrakte einen Monats-Referenzpreis für den Terminmarkt. Er basiert auf den börslichen Terminmarkthandelsgeschäften, die in den jeweils aktuellen Frontmonatskontrakten in den Marktgebieten abgeschlossen werden. Auf Basis dieser Handelsgeschäfte wird börsentäglich der volumengewichtete Durchschnittspreis (täglicher Index) über alle Geschäfte berechnet. Der EGIX entspricht dem arithmetischen Mittelwert über alle täglichen Indizes, die sich auf identische Frontmonatskontrakte beziehen.
EGSI	Der <European Gas Spot Index (EGSI)> wird nach dem Prinzip des volumengewichteten Mittelwerts ermittelt und bildet das Preisniveau auf dem börslichen Spotmarkt und somit die durchschnittlichen Kosten der kurzfristigen Beschaffung von Erdgas ab. Der Index wird jeweils für die Gasmärkte Deutschland (Trading Hub Europe, THE), Niederlande (TTF), Frankreich (TRF), Österreich (CEGH VTP), Dänemark (ETF) und Belgien (ZTP) erstellt. Der EGSI ersetzt den Tagesreferenzpreis als kurzfristigen Preisindex. Anders als der Tagesreferenzpreis wird der EGSI bereits mindestens einen Tag vor dem Erfüllungsdatum berechnet. Liegen einem Handelstag Wochenendtage oder „Banking Holiday“-

	Tage voraus, so weicht die Berechnung ab. Zur besseren Vergleichbarkeit beruht die Analyse des EGSI in diesem Bericht daher ausschließlich auf den Handelspreisen und Volumina der sogenannten „Day-Ahead"-Produkte.
Einspeise-management (EinsMan)	Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber den Anlagen Erneuerbarer Energien (EE-), Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Der in diesen Anlagen erzeugte Strom ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren (§ 11 Abs. 1 und Abs. 5 EEG, § 4 Abs. 1 und Abs. 4 S. 2 KWKG). Die verantwortlichen Netzbetreiber können unter besonderen Voraussetzungen jedoch auch diese bevorrechtigte Einspeisung vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren (§13 Abs. 2, 3 S.3 EnWG i. V. m. §§ 14, 15 EEG und für KWK-Anlagen auch i. V. m. § 4 Abs. 1 S. 2 KWKG). Insbesondere müssen die vorrangigen Abregelungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Erzeugern zuvor ausgeschöpft werden. Die Netzausbaupflichten der für die Netzengpässe verantwortlichen Netzbetreiber bleiben parallel bestehen. Der Betreiber der abgeregelten Anlage hat Anspruch auf eine Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und –wärme nach Maßgabe von § 15 Abs. 1 EEG. Die Entschädigungskosten trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die EinsMan-Maßnahme liegt. Der Anschlussnetzbetreiber ist verpflichtet, dem Betreiber der abgeregelten Anlage die Entschädigung auszuzahlen. Lag die Ursache bei einem anderen Netzbetreiber, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.
Einspeisepunkt	Ein Punkt, an dem Gas an einen Netzbetreiber in dessen Netz oder Teilnetz übergeben werden kann, einschließlich der Übergabe aus Speichern, Gasproduktionsanlagen, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.
Energiekomponente	Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil. Setzt sich zusammen aus Beschaffung, Vertrieb und Marge.
Energieinformations-netz (EIN)	Übermittlung von Kraftwerkseinsatzplanungsdaten für konventionelle Erzeugungsanlagen ab einer Nennleistung von 10 MW und einem Anschluss an Netze mit einer Nennspannung von wenigstens 110 kV an die Übertragungsnetzbetreiber für die Gewährleistung einer sicheren Netz- und Systemführung (siehe Beschluss Bundesnetzagentur BK6-13-200).
Entgelt für Messstellenbetrieb	Entgelt für den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen. Gemäß § 17 Abs. 7 S. 1 StromNEV, darf im Elektrizitätsbereich ab dem 1. Januar 2017 nur noch ein „Entgelt für Messstellenbetrieb" ausgewiesen werden, zu dem auch das Entgelt für Messung gehört.

Entgelt für Messung	Im Gasbereich Entgelt für die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie die Weitergabe der Daten an die Berechtigten (§ 15 Abs. 7 S.1 GasNEV)
Entnahmemenge	Von den Elektrizitätsnetzbetreibern an Letztverbraucher abgegebene Elektrizitätsmenge.
Entry-Exit-System	Gasbuchungssystem, bei dem der Transportkunde lediglich einen Ein- und Ausspeisevertrag abschließt, auch wenn der Gastransport auf mehrere Transportnetzbetreiber verteilt ist.
ENTSO-E	Die ENTSO-E ist der Verband Europäischer ÜNB mit dem Ziel einen liberalisierten europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt zu schaffen. Sitz des Verbandes ist Brüssel Die EU-Transparenzverordnung (EU-VO Nr. 543/2013) wurde von der EU-Kommission verabschiedet. In dieser wird die Verpflichtung aufgeführt, dass seit Januar 2015 von ENTSO-E eine Transparenzinformationsplattform für Fundamentaldaten im europäischen Strommarkt betrieben wird. Alle in der Verordnung benannten Marktteilnehmer, wie Betreiber von Kraftwerken, Speichern, Verbrauchseinheiten, Stromnetzbetreiber. In Deutschland wird die Markttransparenzstelle der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts (Artikel 4 Absatz 6 EU-VO) die Umsetzung für den deutschen Markt überwachen.
Erdgasreserven	Sichere Reserven: In bekannten Lagerstellen auf Grund lagerstättentechnischer oder geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit hoher Sicherheit gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeit 90 Prozent). Wahrscheinliche Reserven: einer Wahrscheinlichkeit von 50 Prozent.
Ersatzversorger	Ersatzversorger ist der Grundversorger. (vgl. § 38 EnWG)
Ersatzversorgung	Wenn ein Letztverbraucher über das Energieversorgungsnetz der „Allgemeinen Versorgung“ in Niederspannung oder Niederdruck Energie bezieht, ohne dass dieser Bezug einer Lieferung oder einem bestimmten Liefervertrag zugeordnet werden kann, gilt die Energie als vom Grundversorger geliefert. (vgl. § 38 EnWG)
Flow Based Allocation (FBA)	Lastflussbasierte Kapazitätsvergabe. Bei der FBA werden ausgehend vom geplanten kommerziellen Lastfluss (Handelsaktivität) die verfügbaren Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel auf der Basis der sich im Netz real einstellenden Lastflüsse ermittelt und vergeben („allocated“). Die FBA ermöglicht somit die Vergabe von Übertragungskapazitäten unter Berücksichtigung der über Gebote beschriebenen aktuellen Marktsituation.
Futures	Vertragliche Verpflichtung, eine festgelegte Menge von z. B. Strom, Gas oder Emissionsberechtigungen zu einem festgelegten Preis in einem festgelegten zukünftigen Zeitraum (Lieferperiode) zu kaufen (Futureskäufer) oder zu liefern (Futuresverkäufer). Futures werden entweder physisch oder über Barausgleich erfüllt.

German Power Future	German Power Future ist ein finanzieller Terminkontrakt, der sich auf den durchschnittlichen Stromspotmarktpreis zukünftiger Lieferperioden des deutschen Marktgebiets bezieht.
Grundversorger	Gas- und Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das nach § 36 Abs. 1 EnWG in einem Netzgebiet die Grundversorgung mit Gas oder Strom durchführt.
Grundversorgung	Energielieferung des Grundversorgers an Haushaltskunden zu Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preisen. (vgl. § 36 EnWG).
Handelsvolumen	Steht in der Wirtschaftstheorie allgemein für die Menge der gehandelten Waren; an einer Börse bezeichnet es die Anzahl oder den Betrag der dort gehandelten Wertpapiere.
Heizstrom	Als Heizstrom gilt Strom, der zum Betrieb steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit dem Zweck der Raumheizung geliefert wird. Bei den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen handelt es sich im Wesentlichen um Nachtspeicherheizungen und elektrische Wärmepumpen.
H-Gas	Ein Gas der 2. Gasfamilie mit – im Vergleich zu L-Gas - höherem Methangehalt (87 bis 99 VolumenProzent) und somit weniger VolumenProzent an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 11,5 kWh/m³ und einen Wobbeindex von 12,8 kWh/m³ bis 15,7 kWh/m³.
Hub	Ein wichtiger physischer Knotenpunkt im Gasnetz, an dem verschiedene Leitungen, Netze oder sonstige Gasinfrastrukturen zusammentreffen und Gashandel stattfindet.
Impulsausgang	Mechanisches Zählwerk mit einem Dauermagneten in einer Zählwerkrolle. Kann mit einem Impulsgeber (Reedkontakt) umgerüstet werden. Unter Impulsausgang fällt auch ein sogenanntes „Cyble Zählwerk“.
Intraday Handel	Im Intraday-Handel an der EPEX Spot werden Gas- sowie Stromkontrakte abgeschlossen, die noch am gleichen Tag geliefert werden. Dies ermöglicht die kurzfristige Optimierung von Beschaffung und Verkauf.
Investitionen	Als Investitionen im Sinne des Energie Monitoring gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der gesamte Wert der im Berichtsjahr neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen. Zu den Bruttozugängen zählen auch Leasing-Güter, die beim Leasingnehmer aktiviert wurden. Die Bruttozugänge sind ohne die als Vorsteuer abzugsfähige Umsatzsteuer zu melden. Einzubeziehen ist der auf dem Anlagenkonto aktivierte Wert (Herstellungskosten) der selbsterstellten Anlagen. Ferner sind die noch im Bau befindlichen Anlagen (angefangene Arbeiten für betriebliche Zwecke, soweit aktiviert) mitzumelden. Falls ein besonderes Sammelkonto „Anlagen im Bau“ geführt wird, sind nur die Bruttozugänge ohne die schon zu Beginn des Berichtsjahres auf diesem Sammelkonto ausgewiesenen Bestände zu melden. Anzahlungen sind nur einzubeziehen, soweit sie abgerechneten Teilen von im Bau befindlichen Anlagen entsprechen und aktiviert sind.

	Nicht einzubeziehen sind der Erwerb von Beteiligungen, Wertpapieren usw. (Finanzanlagen), der Erwerb von Konzessionen, Patenten, Lizenzen usw. und der Erwerb von ganzen Unternehmen oder Betrieben sowie der Erwerb ehemals im Unternehmen eingesetzter Mietanlagen, Zugänge an Sachanlagen in Zweigniederlassungen oder fachlichen Unternehmensteilen im Ausland sowie die bei Investitionen entstandenen Finanzierungskosten (Statistisches Bundesamt, 2007).
Jahresbenutzungsdauer (Letztverbraucher)	Die Jahresbenutzungsdauer ist der Quotient aus der in einem Abrechnungsjahr aus dem Netz entnommenen Arbeit und der in diesem Abrechnungsjahr in Anspruch genommenen Jahreshöchstleistung. Sie gibt somit die Zahl der Tage an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Tagesmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Tagen = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Tagesmenge). Die Benutzungsdauer in Stunden gibt die Stundenzahl an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Stundenmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Stunden = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Stundenmenge) (Vgl. Anlage 4 zu §16 Abs. 2 Abs. 3 Satz 2 StromNEV).
Jahreshöchstlast (Letztverbraucher)	Die in Kilowatt (kW) ausgedrückte und im Zeitraum eines Jahres viertelstündig gemessene Höchstlast.
Kavernenspeicher	Künstlich durch Bohren und Aussolen erzeugte Hohlräume in Salzstöcken. Sie zeichnen sich oftmals durch höhere Ein- und Ausspeicherkapazitäten und einen geringeren Bedarf an Kissengas, aber auch kleinere Volumina aus.
Kondensationsstrom (netto)	Der Brutto-Kondensationsstrom ist der Teil der Bruttostromerzeugung in einer Berichtszeit, der entsteht, wenn das Arbeitsmedium in einer Dampfturbinenanlage bis auf Umgebungstemperatur ausgekühlt wird und somit das volle, mögliche Enthalpie-Gefälle zur Stromerzeugung genutzt wird. Stromerzeugung in Gasturbinen, mit Verbrennungsmotoren betriebenen BHKW und Brennstoffzellen ohne Nutzung der anfallenden Wärme ist „ungekoppelte Stromerzeugung“ und damit der Kondensationsstromerzeugung gleichzusetzten. Der Netto-Kondensationsstroms einer Stromerzeugungsanlage ist die um den Betriebseigenverbrauch Kondensationsstrom verminderte Bruttostromkondensationsstromerzeugung (in einer Berichtszeit)
Konventioneller Messstellenbetrieb	Der konventionelle Messstellenbetrieb beinhaltet alle Messeinrichtungen, die nicht moderne Messeinrichtung oder intelligentes Messsystem sind (z. B. Ferraris-Zähler, eHZ, EDL21, EDL40, RLM-Zähler usw.).
KWK-Netto-Nennleistung (elektrische Wirkleistung)	Anteil der elektrischen Netto-Nennleistung bei Wärmenennleistung, der direkt mit der Wärmeauskopplung verbunden ist. Der Anteil der elektrischen Leistung, der sich ausschließlich auf die Erzeugung von Strom bezieht (Kondensationsanteil) wird hierbei nicht berücksichtigt.

Lastvariabler Tarif	Als lastvariabler Tarif wird ein Stromtarif bezeichnet, bei dem der Strompreis von der Stromnachfrage und der Netzauslastung abhängt.
L-Gas	Ein Gas der 2. Gasfamilie mit – im Vergleich zu H-Gas - niedrigerem Methangehalt (80 bis 87 VolumenProzent) und größeren VolumenProzenten an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 9,77 kWh/m³ und einen Wobbeindex von 10,5 kWh/m³ bis 13,0 kWh/m³.
Leistungsgemessene Letztverbraucher	Bei Leistungsmessung wird die in Anspruch genommene Leistung in einem bestimmten Zeitraum gemessen. Mithilfe der Leistungsmessung wird für Endkunden ein Lastgang ermittelt, der die Leistungsaufnahme des Endkunden über einen bestimmten Zeitraum aufzeigt. Das Kriterium der Leistungsmessung dient dabei als Abgrenzung zu den nicht-leistungsgemessenen Kunden.
Lieferantenwahl bei Einzug	Sofern sich der Letztverbraucher (Kunde) bei einem Einzug (Neubezug oder Umzug) für einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger i. S. d. § 36 Abs. 2 EnWG entscheidet, liegt ein Sachverhalt vor, der gesondert vom Lieferantenwechsel zu sehen ist.
Lieferantenwechsel	Der Prozess des Lieferantenwechsels beschreibt die Interaktion zwischen den Marktpartnern für den Fall, dass ein Letztverbraucher (Kunde) an einer Messstelle von seinem derzeitigen Lieferanten zu einem neuen Lieferanten wechselt. Dies umfasst somit grundsätzlich nicht Einzüge (Neubezug oder Umzug) von Letztverbrauchern (Kunden).
Market Coupling	Verfahren zur effizienten Bewirtschaftung von Engpässen zwischen verschiedenen Marktgebieten unter Beteiligung mehrerer Strombörsen. Im Rahmen eines Market Coupling wird die Nutzung der knappen Übertragungskapazitäten durch die Berücksichtigung der Energiepreise in den gekoppelten Märkten verbessert. Dabei wird die Day-Ahead Vergabe der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten gemeinsam mit der Energieauktion an den Elektrizitätsbörsen auf Basis der Preise an den beteiligten Börsen durchgeführt. Daher spricht man hier auch von impliziten Kapazitätsauktionen.
Market Maker	Börsenteilnehmer, der für eine Mindestzeit am Börsentag gleichzeitig einen Kauf- und Verkaufsantrag (Quote) im Auftragsbuch hält. Market Maker dienen zur Sicherstellung einer Grundliquidität.
Marktgebiet	Auf dem Gasmarkt ist ein Marktgebiet die Zusammenfassung gleichgelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Transportkunden gebuchte Kapazitäten frei zuordnen, Gas an Letztverbraucher ausspeisen und in andere Bilanzkreise übertragen können.
Marktlokation	In einer Marktlokation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktlokation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Die Marktlokation ist ein Anknüpfungspunkt für Belieferung und Bilanzierung.

Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen	Das Gesamtvolumen des Speichers abzüglich des benötigten Kissengases.
Messdienstleistung	Messung der gelieferten Energie nach eichrechtlichen Vorschriften sowie die Weiterverarbeitung der gemessenen Daten für Abrechnungszwecke.
Messlokation	Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. In einer Messlokation wird jede relevante physikalische Größe zu einem Zeitpunkt maximal einmal ermittelt. Der Begriff der Messlokation entspricht dem Begriff der Messstelle im Sinne des § 2 Nr. 11 Messstellenbetriebsgesetz.
Moderne Messeinrichtung	Eine Messeinrichtung, die den tatsächlichen Elektrizitätsverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt und über ein Smart-Meter-Gateway sicher in ein Kommunikationsnetz eingebunden werden kann.
NC CAM	Der Verordnung (EU) 2017/459 entsprechend handelt es sich um eine Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen.
Nenndruck	Der Nenndruck gibt für ein Rohrleitungssystem eine Referenzgröße an. Die Angabe erfolgt nach DIN, EN, ISO durch die Bezeichnung PN (Pressure Nominal) gefolgt von einer dimensionslosen ganzen Zahl, die den Auslegungsdruck in bar bei Raumtemperatur (20 °C) angibt. Nach EN 1333 sind bestimmte Nenndruckstufen festgelegt: PN 2,5 - PN 6 - PN 10 - PN 16 - PN 25 - PN 40 - PN 63 - PN 100 - PN 160 - PN 250 - PN 320 - PN 400.
Nennleistung	Höchste Dauerleistung einer Anlage unter Nennbedingungen, die eine Anlage zum Übergabezeitpunkt erreicht. Leistungsänderungen sind nur bei wesentlichen Änderungen der Nennbedingungen und bei konstruktiven Maßnahmen an der Anlage zulässig. Bis zur genauen Ermittlung dieser Nennleistung ist der Bestellwert gemäß der Liefervereinbarung anzugeben. Entspricht der Bestellwert nicht eindeutig den zu erwartenden realen Genehmigungs- und Betriebsbedingungen, so ist vorab, bis gesicherte Messergebnisse vorliegen, ein vorläufiger durchschnittlicher Leistungswert als Nennleistung zu ermitteln. Er ist so festzulegen, dass sich die möglichen Mehr- und Mindererzeugungen bezogen auf ein Regeljahr ausgleichen (z. B. aufgrund des Kühlwasser-Temperaturverlaufes). Die endgültige Feststellung der Nennleistung eines Kraftwerksblocks erfolgt nach Übergabe der Anlage, in der Regel nach Vorliegen der Ergebnisse aus den Abnahmemessungen. Hierbei ist von wesentlicher Bedeutung, dass sich die Nennbedingungen auf einen Jahresmittelwert beziehen, d.h. dass die jahreszeitlichen Einflüsse (z. B. die Kühlwasser- und Lufteintrittstemperatur), der elektrische und dampfseitige Eigenbedarf sich ausgleichen und dass idealtypische Bedingungen bei der Abnahmemessung, wie z.B. spezielle Kreislaufschaltungen, auf normale Betriebsbedingungen umzurechnen sind. Die Nennleistung darf im Gegensatz zur Engpassleistung

	nicht an eine vorübergehende Leistungsänderung angepasst werden. Auch darf keine Änderung der Nennleistung vorgenommen werden bei Leistungsabsenkungen als Folge oder zur Vermeidung von Schäden. Ebenso ist eine Herabsetzung der Nennleistung wegen Alterung, Verschleiß oder Verschmutzung nicht statthaft. Leistungsänderungen sind nur zulässig, wenn: - zusätzliche Investitionen, z.B. wirkungsgradverbessernde Retrofitmaßnahmen, getätigt werden mit dem Ziel, die Leistung der Anlage zu steigern, - Anlagenteile endgültig stillgelegt oder entfernt werden, unter bewusster Inkaufnahme von Leistungseinbußen, - die Anlage durch Außeneinflüsse, dauerhaft, d.h. für den Rest der Lebensdauer, außerhalb des in den Liefervereinbarungen festgelegten Auslegungsbereiches betrieben wird oder - die Anlage aufgrund von gesetzlichen Vorschriften bzw. behördlichen Anordnungen, ohne dass ein technischer Mangel innerhalb der Anlage vorliegt, bis zum Lebensdauerende nur noch mit einer verminderten Leistung betrieben werden darf (VGB, 2012).
Netto-Leistung	An der Oberspannungsseite des Maschinentransformators an das Versorgungssystem (Übertragungs- und Verteilungsnetz, Verbraucher) abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit. Sie ergibt sich aus der Brutto-Leistung minus der elektrischen Eigenverbrauchsleistung während des Betriebes, auch wenn diese nicht aus der Erzeugungseinheit selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird (VGB, 2012).
Netto-Netzentgelte	*Elektrizität* Stromnetzentgelt ab 1. Januar 2017 inklusive Abrechnungsentgelt, ohne Entgelte für Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe sowie Umlagen nach EEG und KWKG und weitere Umlagen. *Gas* Gasnetzentgelt ab 1. Januar 2017 inklusive Abrechnungsentgelt ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer und Konzessionsabgabe.
Netto-Stromerzeugung	Die um ihren Betriebs- und Eigenverbrauch verminderte Brutto-Stromerzeugung einer Erzeugungseinheit. Wenn nichts anderes vermerkt wird, bezieht sich die Netto-Stromerzeugung auf die Nennzeit (VGB, 2012).
Netzanschluss	*Elektrizität* Der Netzanschluss gemäß § 5 NAV verbindet das Elektrizitätsversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung mit der elektrischen Anlage des Anschlussnehmers. Er beginnt an der Abzweigstelle des Niederspannungsnetzes und endet mit der Hausanschlusssicherung, es sei denn, dass eine abweichende Vereinbarung getroffen wird; in jedem Fall sind auf die Hausanschlusssicherung die Bestimmungen über den Netzanschluss anzuwenden. Im Fall von Kraftwerken ist der Netzanschluss die Herstellung der elektrischen Leitung, die Erzeugungsanlage und Anschlusspunkt verbindet, und ihre

	Verknüpfung mit dem Anschlusspunkt (§ 2 Nr. 2 KraftNAV). *Gas* Der Netzanschluss gemäß § 5 NDAV verbindet das Gasversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung mit der Gasanlage des Anschlussnehmers, gerechnet von der Versorgungsleitung bis zu den Innenleitungen der Gebäude und Grundstücke. Er besteht aus der Netzanschlussleitung, einer gegebenenfalls vorhandenen Absperreinrichtung außerhalb des Gebäudes, Isolierstück, Hauptabsperreinrichtung und gegebenenfalls Haus-Druckregelgerät. Auf ein Druckregelgerät sind die Bestimmungen über den Netzanschluss auch dann anzuwenden, wenn es hinter dem Ende des Netzanschlusses innerhalb des Bereichs der Kundenanlage eingebaut ist.
Netzebene	Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird (§ 2 Nr. 6 StromNEV) Niederspannung (NS) ≤ 1 kV Mittelspannung (MS) > 1 kV und ≤ 72,5 kV Hochspannung (HS) > 72,5 kV und ≤ 125 kV Höchstspannung (HöS) > 125 kV
Netzgebiet	Gesamtfläche, über die sich die Netz- und Umspannebenen eines Netzbetreibers erstrecken.
Netzreserve-kapazität	Die Netzreservekapazität ist ein Preiselement für Kunden mit Eigenerzeugung bzw. Netzbetreiber, in deren Netz solche Erzeugungsanlagen einspeisen. Bei Ausfällen durch Störungen oder Revisionen kann eine Netzreservekapazität mit einer zeitlichen Inanspruchnahme von bis zu 600 Stunden je Abrechnungsjahr vertraglich vereinbart werden.
Net Transfer Capacity (NTC)	Netto Übertragungskapazität zweier benachbarter Länder (berechnet sich ex-ante aus der Total Transfer Capacity abzüglich der Transmission Reliability Margin).
Netzverluste	Die Arbeitsverluste im Übertragungs- und Verteilernetz (im Sprachgebrauch „Netzverluste“) eines Systems sind die Differenz zwischen der physikalisch in das Netz in einer Zeitspanne eingespeisten und aus der ihm in derselben Zeitspanne wieder entnommenen elektrischen Arbeit (vgl. VGB, 2012).
Netzzugang	Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben gemäß § 20 Abs. 1 EnWG jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren. Der Regelfall ist die Netznutzung durch Lieferanten, welche dann auch die Netzentgelte an den Netzbetreiber abführen. Zulässig ist aber auch die Netznutzung durch Letztverbraucher. In diesem Fall führt der Letztverbraucher die Netzentgelte an den Netzbetreiber ab.

Nominierung	Die Pflicht des Transportkunden an den betroffenen Netzbetreiber – bis spätestens 14:00 Uhr – die am Folgetag beabsichtigte Inanspruchnahme seiner Ein- und Ausspeisekapazität für jede Stunde des Folgetages zu melden.
Normkubikmeter Nm^3	Normkubikmeter ist nach § 2 Nr. 11 GasNZV diejenige Gasmenge, die frei von Wasserdampf und bei einer Temperatur von Null Grad Celsius und einem absoluten Druck von 1,01325 bar ein Volumen von einem Kubikmeter einnimmt.
Nutzwärme	Die aus einem KWK-Prozess ausgekoppelte Wärme, die außerhalb der KWK-Anlage für die Raumheizung, die Warmwasserbereitung, die Kälteerzeugung oder als Prozesswärme verwendet wird, (vgl. § 2 Abs. 26. KWKG)
Ökostromtarif	Ein Stromtarif, der aufgrund von Ökostrom-Labeln oder Strom-Kennzeichnung als Stromtarif mit besonderer Relevanz des Anteils/der Förderung der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung ausgewiesen und zu einem Tarif angeboten/gehandelt wird.
Online Tarife	Ein Tarif, der online abgeschlossen werden kann (z.B. auf der Homepage des Unternehmens oder über ein Preisvergleichsportal) und bei dem die Rechnungen online verfügbar sind.
OMS-Standard	Auswahl von Optionen aus der europäischen Norm 13757-x, die von der OMS Group ausgewählt wurden. Diese „Open Metering System Specification“ standardisiert die Kommunikation innerhalb der Verbrauchszählung.
OTC-Handel	OTC-Handel steht für den englischen Begriff „Over The Counter“ und bezeichnet finanzielle Transaktionen zwischen Marktteilnehmern, die nicht über eine Börse abgewickelt werden. OTC-Handel wird auch als außerbörslicher Handel bezeichnet.
Peakload (Spitzenlast)	Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder –bezug konstanter Leistung über zwölf Stunden von 08:00 bis 20:00 Uhr eines jeden Werktages. Dieser Spitzenlaststrom weist im Vergleich zur Baseload (Grundlast) grundsätzlichen einen höheren monetären Wert auf.
Phelix (Physical Electricity Index)	*Spotmarkt*: Als Phelix-Day-Base wird der arithmetische Durchschnittspreis aller Stundenkontrakte eines kompletten Tages (Grundlaststrom) für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg bezeichnet. Der Phelix-Day-Peak wird als arithmetischer Durchschnittspreis der Stundenpreise von 08:00 bis 20:00 (Spitzenlastzeiten) für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg bezeichnet. *Terminmarkt*: Bei der EEX gibt es den Phelix-DE-Year-Future für Stromkontrakte für das nächste Kalenderjahr oder darauffolgende Jahre für das Marktgebiet Deutschland (sowohl für Base als auch für Peak). Alle Kontrakte können sowohl für Baseload als auch für Peakload gehandelt werden.

Porenspeicher	Speicher, in welchen das Erdgas in den Porenräumen geeigneter Gesteinshorizonte gelagert wird. Sie zeichnen sich oftmals durch große Volumina aber im Vergleich zu Kavernenspeichern niedrigere Ein- und Ausspeiseleistung und höheren Anteil von Kissengas aus.
Redispatch	Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasierten Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Verpflichtungen oder eines gesetzlichen Schuldverhältnisses vom ÜNB angewiesen ihre Einspeiseleistung abzusenken/zu erhöhen, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen/abzusenken. Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen haben diese Eingriffe damit keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln physikalisch und bilanziell ausgeglichen werden. Redispatch ist vom Netzbetreiber zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze anzuwenden. Dies geschieht, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen oder Leitungsüberlastungen zu beheben. Der Netzbetreiber erstattet den am Redispatch teilnehmenden Kraftwerksbetreibern deren entstehende Kosten. Man unterscheidet zudem zwischen strom- und spannungsbedingtem Redispatch. Strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende Überlastungen von Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet z. B. durch die Anpassung von Blindleistung ab. Dabei wird die Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken angepasst, um diese in die Lage zu versetzen, die benötigte Blindleistung zur Spannungshaltung erbringen zu können. Dies kann z. B. durch Anfahren stillstehender Kraftwerke auf Mindestwirkleistungseinspeisung oder durch Reduzierung der Einspeisung unter Volllast laufender Kraftwerke bis auf Mindestwirkleistungseinspeisung erfolgen. Diese Form der Blindleistungsbereitstellung erfolgt – wie auch der strombedingte Redispatch - wegen des Einspeisevorrangs nur gegenüber konventionellen Kraftwerken. Bei spannungsbedingtem Redispatch können Ausgleichsmaßnahmen der Systembilanz auch über Börsengeschäfte getätigt werden. Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden.
Regelleistung	Regelleistung wird vorgehalten, um ein ständiges Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und –abnahme zu gewährleisten.
RLM-Kunde (Kunden mit registrierender Lastgangmessung)	Elektrizität Unter RLM-Kunden (Kunden mit registrierender Lastgangmessung) im Bereich Strom sind Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von mehr als 100.000 kWh zu verstehen. Gas Unter RLM-Kunden (Kunden mit registrierender Lastgangmessung) im Bereich Gas

	sind Letztverbraucher mit mehr als 1,5 Mio. kWh oder einer stündlichen Ausspeiseleistung von mehr als 500 kWh pro Stunde zu verstehen.
$SAIDI_{EnWG}$	$SAIDI_{EnWG}$ (System Average Interruption Duration Index) gibt die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung je angeschlossenen Letztverbraucher innerhalb eines Kalenderjahres an.
Schwarzstartfähigkeit	Fähigkeit einer Erzeugungseinheit (Kraftwerk), ohne Eigenbedarfsversorgung über das Elektrizitätsnetz, den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen zu können. Dies ist insbesondere bei einer Störung, die zum Zusammenbruch des Netzes führt, als erster Schritt zum Wiederaufbau der Versorgung von Bedeutung. Darüber hinaus ist eine „Inselnetzfähigkeit" erforderlich, d.h. eine stabile Spannung liegt vor und Last kann aufgenommen werden, ohne dass es zu erheblichen Spannungs- und Frequenz-änderungen kommt.
SLP-Kunde (Standardlastprofil-kunde)	*Elektrizität* Unter SLP-Kunden (Kunden mit Standardlastprofil) sind Letztverbraucher (gem. § 12 StromNZV) mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh, bei denen keine registrierende Lastgangmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist, zu verstehen. (Abweichungen über die definierte Entnahmegrenze hinaus können in Ausnahmefällen durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden). *Gas* Unter SLP-Kunden (Kunden mit Standardlastprofil) sind Letztverbraucher (gem. § 24 GasNZV) mit einer jährlichen maximalen Entnahme von bis zu 1,5 Mio. kWh und einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von bis zu 500 kWh pro Stunde, bei denen keine registrierende Lastgangsmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist, zu verstehen. (Abweichungen unter oder über die definierten Entnahme- und Ausspeiseleistungsgrenzen hinaus können durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden).
Speicherbetreiber	Der Begriff des Speicherbetreibers wird in diesem Zusammenhang als wirtschaftlicher Betreiber verstanden. Es geht somit nicht um den technischen Betreiber; angesprochen ist das Unternehmen, das die Kapazitäten des Speichers vermarktet und als Marktakteur auftritt.
Spotmarkt	Markt, an dem die Geschäfte einer sofortigen Abwicklung zugeführt werden. (Intraday und Day-Ahead Auktionen)
Stammdaten	Daten eines Unternehmens für die erfolgreiche Abwicklung von Geschäftsvorgängen. Hierzu zählen u. a. Vertragsdaten von Kunden, wie z. B. Name, Adresse, Zählernummer.

Steuerbare Verbrauchseinrichtung in Niederspannung (ehemals abschaltbare Verbrauchseinrichtung)	Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen sind dazu verpflichtet, Vereinbarungen mit Lieferanten, Letztverbrauchern oder Anschlussnehmern über die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder von Netzanschlüssen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zu treffen, um die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten (vgl. Beschluss BK6-22-300, Anlage 1 vom 27.11.2023). Seit dem 01.01.2024 dürfen Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen bei drohender Netzüberlastung vorübergehend auf eine Mindestleistung von 4,2 kW "dimmen". Im Gegenzug profitieren Betreiber der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen von reduzierten Netzentgelten. Im Sinne der Festlegung BK6-22-300 ist eine steuerbare Verbrauchseinrichtung a) ein Ladepunkt für Elektromobile, der nach § 2 Nr. 5 der Ladesäulenverordnung (LSV) kein öffentlich zugänglicher Ladepunkt ist, b) eine Wärmepumpenheizung unter Einbeziehung von Zusatz- oder Notheizvorrichtungen (z. B. Heizstäbe), c) eine Anlage zur Raumkühlung sowie d) eine Anlage zur Speicherung elektrischer Energie (Stromspeicher) hinsichtlich der Stromentnahme (Einspeicherung).
Stromkreislänge	Stromkreislänge ist definiert als Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Kabel oder Freileitungen in den Netzebenen HöS, HS, MS, NS (Beispiel: Wenn L1 = 1km, L2 = 1km und L3 = 1km, dann Stromkreislänge = 1km). Bei unterschiedlichen Phasenlängen ist die durchschnittliche Länge in km zu ermitteln. Die Anzahl der pro Phase verwendeten Kabel oder Seile ist für die Stromkreislänge nicht maßgeblich. Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Kabel oder Freileitungen, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Leitungen mit Fremdnutzungsanteil sind bei der Berechnung der Netzlänge mit voller Kilometerzahl anzusetzen. Die Stromkreislänge in der Netzebene Niederspannung ist mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel anzugeben. Stromkreislängen von Straßenbeleuchtungskabeln werden nur dann genannt, wenn die Kosten im Tätigkeitsabschluss des Geschäftsjahres für die Elektrizitätsverteilung enthalten sind. Geplante, in Bau befindliche, an Dritte verpachtete sowie stillgelegte Kabel oder Freileitungen sind nicht zu berücksichtigen.
Terminmarkt	Markt, an dem Termingeschäfte und Derivate für die Zukunft gehandelt werden. Im Gegensatz zum Spotmarkt fallen hierbei Verpflichtungs- und Erfüllungsgeschäft zeitlich nicht zusammen.
Trading Hub Europe	Trading Hub Europe GmbH mit Sitz in Ratingen und Niederlassung in Berlin ist seit dem 01.10.2021 die Marktgebietsverantwortliche für das gesamtdeutsche Marktgebiet

	Trading Hub Europe und betreibt das Marktgebiet im Sinne der „Vereinbarung über die Kooperation gem. § 20 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen.“
Thermische Nutzleistung	Die höchste Nutzwärmeerzeugung unter Nennbedingungen, die eine KWKG-Anlage abgeben kann.
Umspannebene	Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in denen eine Transformation elektrischer Energie von Höchst- zu Hochspannung, Hoch- zu Mittelspannung oder Mittel- zu Niederspannung geändert wird (§ 2 Nr. 7 StromNEV). Eine darüber hinaus gehende Umspannung innerhalb der einzelnen Netzebenen (z. B. innerhalb der Mittelspannung) ist Bestandteil der jeweiligen Netzebene.
Untertagespeicher	Dies sind insbesondere Porenspeicher, Kavernenspeicher und Aquiferspeicher.
Virtueller Handelspunkt	Als Virtueller Handelspunkt (VHP) wird in der Energiewirtschaft ein fiktiver Lieferpunkt bezeichnet, über den Bilanzkreisverantwortliche Gasmengen zwischen Bilanzkreisen übertragen können.
Verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne	Im Gegensatz zu den physikalischen Lastflüssen, die den tatsächlichen grenzüberschreitenden Elektrizitätsfluss beschreiben, stellen die Verbundaustauschfahrpläne den kommerziellen grenzüberschreitenden Elektrizitätsaustausch dar. Physikalische Lastflüsse und kommerzielle Verbundaustauschfahrpläne müssen (beispielsweise aufgrund von Ringflüssen) nicht notwendigerweise übereinstimmen.
Verbundene Unternehmen i. S. d. § 15 AktG	Rechtlich selbständige Unternehmen, die im Verhältnis zueinander in Mehrheitsbesitz stehende Unternehmen und mit Mehrheit beteiligte Unternehmen (§ 16 AktG), abhängige und herrschende Unternehmen (§ 17 AktG), Konzernunternehmen (§ 18 AktG), wechselseitig beteiligte Unternehmen (§ 19 AktG) oder Vertragsteile eines Unternehmensvertrags (§§ 291, 292 AktG) sind.
Verlustenergie	Die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie.
Vertragswechsel	Wechsel des Versorgungstarifs auf Betreiben des Letztverbrauchers (Kunden) bei dem gleichen Energieversorger von dem er zuvor beliefert wurde.
Weiterverteiler	Regionale und lokale GasVerteilernetzbetreiber (keine Exporteure)
Zählpunkt	Netzpunkt, an dem der Energiefluss (bei Gas die transportierte Gasmenge) messtechnisch zu Abrechnungszwecken erfasst wird (Vgl. § 2 Abs. 28 MsbG).

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Bundeskartellamt
Kaiser-Friedrich-Straße 16
53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Referat 615 - Marktbeobachtung, SMARD
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
monitoring.energie@bundesnetzagentur.de
www.bundesnetzagentur.de

Bundeskartellamt
Arbeitsgruppe Energie-Monitoring
Kaiser-Friedrich-Straße 16
53113 Bonn
energie-monitoring@bundeskartellamt.bund.de
www.bundeskartellamt.de

Stand

25.11.2026

Bildnachweis

© [DigitalVision] via Getty Images
© picture alliance/dpa | Oliver Berg./ Foto Hr. Mundt

Text

Bundesnetzagentur
Referat 615 -
Marktbeobachtung, SMARD

Bundeskartellamt
Arbeitsgruppe Energie-Monitoring



bundesnetzagentur.de

smard.de

x.com/BNetzA

social.bund.de/@bnetza

youtube.com/BNetzA