



MARKTBEOBACHTUNG

Monitoring- bericht 2025

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 2025

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

Stand: 26.11.2025

**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 2025 von 6.200 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

Der gemeinsame Monitoringbericht der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes feiert ein Jubiläum. Er erscheint in diesem Jahr zum zwanzigsten Mal. Die zweite Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 2005 war nicht nur die neue Grundlage für den Monitoringbericht, sondern auch das Fundament für zahlreiche Neuerungen wie den regulierten Netzzugang sowie Entflechtungsvorgaben und damit die Trennung von Erzeugung, Netz und Vertrieb. Zwanzig Jahre später kann die Entflechtung aus wettbewerblicher Sicht insgesamt als eine Erfolgsgeschichte bewertet werden. Auch wenn bei Stromerzeugung und Gasspeicherbetrieb noch mehr Wettbewerb möglich und wünschenswert wäre, zeigt sich gerade im Vertriebsbereich und im Großhandel eine Angebotsvielfalt, die die ursprünglichen Erwartungen deutlich übertrifft.

Die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte brachte für Verbraucher, Gewerbe- und Industriekunden spürbare Vorteile: mehr Wahlfreiheit und Wettbewerb, Einsparmöglichkeiten durch Anbieterwechsel, transparentere Preise und Produkte, verbesserte Service- und Vertragsoptionen sowie eine Stärkung der Verbraucherrechte. Zu Beginn der Liberalisierung stand den meisten Strom- und Gaskunden nur ein einzelner Lieferant zur Auswahl; 2024 konnte der durchschnittliche Haushalt bereits zwischen 139 Strom- und 108 Gasanbietern wählen. Die Energieversorger haben ihre ehemaligen marktbeherrschenden Stellungen auf den wichtigsten Strom- und Gasvertriebsmärkten verloren. Dies gilt sowohl bei der Belieferung von gewerblichen und industriellen Kunden als auch bei der Belieferung von Verbrauchern außerhalb der Grundversorgung. Bereits seit mehr als zehn Jahren erreicht auf diesen Märkten kein Anbieter die gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung. Die Wechselquoten sind in den letzten 20 Jahren nachhaltig gestiegen und haben im Jahr 2024 historische Höchststände erreicht. Die Anzahl der Stromanbieterwechsel stieg von 0,8 Mio. im Jahr 2005 auf 7,1 Mio. im Jahr 2024, die Wechselquote lag 2024 bei rund 14 Prozent. Auch im Gasmarkt hielt die Dynamik an: Während im Jahr 2006, als Haushaltskunden erstmals den Anbieter wechseln konnten, nur wenige Tausend Wechsel verzeichnet wurden, stieg ihre Zahl bis 2024 auf 2,3 Millionen – bei einer Wechselquote von knapp 18 Prozent.

Die Energiepreise in Deutschland sind im internationalen Vergleich weiterhin sehr hoch. Dennoch sind die Folgen von Liberalisierung und Wettbewerb sichtbar. Die Energiekrise 2022/2023 hat gezeigt, dass ein liberalisierter Markt auch in Ausnahmesituationen robust bleibt und Phasen starker Preisvolatilität, sinkender Anbieterzahlen und vorübergehend geringer Wechselaktivität abfedern kann. Nach historisch hohen Preisen in den Jahren 2022/2023 sind die Preise im Berichtszeitraum gesunken. Der Preis bei Industrie- und Gewerbekunden für Strom betrug rund 6 Prozent weniger als der durchschnittliche Vertragspreis des Vorjahres. Im Gasbereich setzte sich der Preisrückgang in der Tendenz ebenfalls fort, das Niveau vom Beginn des Jahres 2021 lag allerdings noch deutlich niedriger. Ursächlich für die aktuellen Entwicklungen waren vor allem rückläufige Großhandelspreise. Die durchschnittlichen Preise sowohl beim Spot- als auch beim Terminhandel sind gegenüber den hohen Preisen im Zeitraum 2022/2023 insgesamt deutlich gesunken. Die mittlere Spanne der Stromgroßhandelspreise ging ebenfalls zurück; allerdings traten vereinzelt sehr hohe Werte während sogenannter Dun-

kelflauten auf. Die eingehende Untersuchung dieser Preisspitzen im Stromgroßhandel durch das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur hat keine Hinweise auf missbräuchliche Verhaltensweisen ergeben. Außerdem kam es im Jahr 2024 zu einem weiteren deutlichen Anstieg des Handelsvolumens an den Großhandelsmärkten, insbesondere an den Terminmärkten und den Energiebörsen. Damit hat auch die Liquidität der Großhandelsmärkte ein neues Allzeithoch erreicht. Die Entwicklung der Energiemärkte wird zugleich von neuen, innovativen Konzepten geprägt: Seit dem 1. Januar 2025 müssen alle Stromlieferanten mindestens einen dynamischen Stromtarif anbieten, dessen Arbeitspreis sich an den aktuellen Spotmarktpreisen orientiert. Die Zahl der Stromlieferanten mit einem dynamischen Tarif lag 2024 bereits bei 412.

Seit 2005 hat sich die Stromerzeugung in Deutschland von einem fossilen und kernenergiedominierten Mix zu einem Schwerpunkt auf erneuerbaren Energien verlagert. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien, der Atomausstieg, die Stilllegung fossiler Kraftwerke und steigende CO₂-Preise führten dazu, dass der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 10 Prozent im Jahr 2005 auf rund 54 Prozent im Jahr 2024 anstieg – bei einem im gleichen Zeitraum um etwa 16 Prozent gesunkenen Bruttostromverbrauch. Im Vergleich zum Vorjahr nahm die gesamte Stromerzeugung 2024 leicht ab. Besonders deutlich reduzierten sich die fossilen Anteile: Die Stromproduktion aus Braunkohle sank um 9 Prozent, die aus Steinkohle um 30 Prozent. Gründe dafür waren unter anderem die endgültige Stilllegung von Steinkohlekraftwerken, die in der Energiekrise 2022/2023 vorübergehend in die Versorgungsreserve überführt worden waren, der fortschreitende Ausbau der Erneuerbaren sowie gesunkene Erdgas-Großhandelspreise, die Gaskraftwerke wettbewerbsfähiger machten. Deutlich zugenommen hat die Stromerzeugung aus Solarenergie (+18,6 Prozent), Wasserkraft (+13,3 Prozent) und Offshore-Wind (+9,4 Prozent), während Onshore-Wind infolge eines windärmeren Herbstes 2024 um 3,3 Prozent zurückging.

Der Anteil der fünf größten Unternehmen an den deutschen konventionellen Stromerzeugungskapazitäten zum Jahresende 2024 betrug rund 54 Prozent und lag damit leicht über dem Vorjahresniveau. Der entsprechende Wert für die Erzeugungsmengenanteile hat im Jahr 2024 hingegen deutlich abgenommen und lag bei knapp 55 Prozent, wobei diese unterschiedliche Entwicklung von Erzeugung und Kapazitäten in erster Linie auf statistische Effekte aufgrund einer sich verändernden Kraftwerksstruktur zurückzuführen ist. RWE führt sowohl bei der Stromerzeugungsmenge als auch bei den Stromerzeugungskapazitäten das Feld der größten Anbieter an. An diesen Anteilswerten ist jedoch der marktmachtsteigernde Effekt von Kraftwerksstilllegungen nicht ablesbar. Im Jahresvergleich ist ein starker Rückgang der marktlich einsetzbaren konventionellen Kapazitäten i.H.v. 14,1 GW zu verzeichnen, der vor allem durch die Rückkehr zum ursprünglichen Kohle-Ausstiegspfad bedingt ist. Diese enorme Verringerung der steuerbaren Kapazitäten hat zu einer entsprechend starken Steigerung der Marktmacht insbesondere der größten Stromerzeuger geführt, da bei insgesamt knappen Kapazitäten die verbleibenden Kapazitäten häufiger unverzichtbar für die Nachfrage sind.

Der Monitoringbericht begleitet und dokumentiert neben den allgemeinen Entwicklungen auf den Strom- und Gasmärkten auch die Energiewende und die Entwicklung der erneuerbaren Energien. Das gesetzlich ver-

ankerte Ziel von 80 Prozent erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 steht insoweit im Fokus und wird flankiert von kontinuierlichem Netzausbau, steigenden Investitionen und weiterhin spürbaren Kosten für das Netzengpassmanagement. Die jüngst von der Bundesnetzagentur erteilten vollständigen Genehmigungen für A-Nord und Ultranet sowie SuedLink markieren wichtige Meilensteine der Umsetzung. Die Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber beliefen sich im Jahr 2024 auf rund 16,5 Milliarden Euro und haben sich damit gegenüber dem Jahr 2005, als sie noch bei 643 Millionen Euro lagen, um ein Vielfaches erhöht. In der Übergangszeit bis zur Inbetriebnahme neuer Leitungen bleiben Maßnahmen wie Redispatch mit Markt- und Reservekraftwerken unverzichtbare Sicherungsinstrumente, um die Stromversorgung trotz regionaler Engpässe zu gewährleisten und den Zubau der Erneuerbaren entlang der festgelegten Ausbaupfade zu ermöglichen. Die Kosten dafür sanken von 3,3 Mrd. Euro im Jahr 2023 auf 2,7 Mrd. Euro im Jahr 2024.

Auch im Gasbereich begleitet und dokumentiert der Monitoringbericht die Entwicklungen seit 2005. Von den ursprünglich 19 Marktgebieten über das eingeführte Zweivertragsmodell, die Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas bis hin zum einheitlichen Marktgebiet mit Trading Hub Europe als Marktgebietsverantwortlichem waren die Gasversorgungsunternehmen von zahlreichen Veränderungen betroffen. Deutschland funktionierte bis 2022 als zentrale europäische Drehscheibe vor allem für russisches Pipelinegas. Nach dem russischen Angriff auf die Ukraine und dem Ausfall russischer Pipelineflüsse entwickelte sich Deutschland durch den schnellen Aufbau neuer Importkapazitäten – mit Schwerpunkt auf Nordeuropa und LNG-Importe – zu einem Import-Hub. Die größten Lieferländer im Jahr 2024 waren Norwegen (48 Prozent), die Niederlande (25 Prozent) und Belgien (18 Prozent). Über die deutschen LNG-Terminals in Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Lubmin und Mukran wurden 2024 rund 8 Prozent des Gesamtvolumens importiert, davon stammten etwa 91 Prozent aus den USA. Durch das Ende der russischen Lieferungen über Nord-Stream hat sich das Gasexportvolumen gegenüber der Hochphase in 2020 um rund 90 Prozent verringert.

Die Marktkonzentration im Bereich der an das deutsche Netz angeschlossenen Gasspeicher ist weiterhin sehr hoch. Der kumulierte Marktanteil der drei größten Speicherbetreiber beträgt rund 73 Prozent.

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.....	8
I. ENTWICKLUNGEN AUF DEN STROM- UND GASMÄRKTEN	11
A. Strom.....	12
1. Netzübersicht Strom.....	12
2. Stromerzeugung.....	12
3. Marktkonzentration.....	15
4. Netzstrukturdaten.....	17
5. Netzausbau.....	18
6. Versorgungsstörungen Strom.....	19
7. Netzentgelte Strom.....	20
8. Elektromobilität/Ladesäulen/Steuerbare Verbrauchseinrichtungen	21
9. Systemdienstleistungen	22
10. Grenzüberschreitender Stromhandel.....	23
11. Großhandel Strom	23
12. Einzelhandel Strom	25
13. Heizstrom.....	32
14. Mess- und Zählwesen Strom.....	33
B. Gas.....	35
1. Netzübersicht Gas.....	35
2. Marktkonzentration.....	35
3. Marktraumumstellung	37
4. Im- und Exporte Gas.....	37
5. Biogas.....	38
6. Untergrundgasspeicher	38
7. Netzstrukturdaten.....	38
8. Netzausbau Gas.....	39
9. Investitionen der Gasnetzbetreiber	39
10. Kapazitätsangebot und Vermarktung	40
11. Versorgungsstörungen Gas.....	41
12. Netzentgelte Gas	41
13. Großhandel Gas.....	41
14. Einzelhandel Gas.....	43
15. Mess- und Zählwesen Gas	47

II.	KENNZAHLEN STROM.....	49
A.	Situation auf den Strommärkten.....	50
1.	Netzübersicht	50
2.	Marktkonzentration.....	53
B.	Erzeugung	60
1.	Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches	60
2.	Entwicklung Erneuerbare Energien.....	72
C.	Netze.....	94
1.	Netzstrukturdaten.....	94
2.	Versorgungsstörungen Strom.....	99
3.	Investitionen.....	99
4.	Netzentgelte	102
5.	Steuerbare Verbrauchseinrichtungen.....	114
D.	Systemdienstleistungen.....	116
1.	Kosten der Systemdienstleistungen.....	116
2.	Regelreserve	121
E.	Grenzüberschreitender Handel und europäische Integration	129
1.	Mittlere zur Verfügung gestellte Übertragungskapazität.....	132
2.	Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Handelsflüsse.....	133
3.	Ungeplante Flüsse	136
4.	Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse	137
F.	Großhandel Strom.....	138
1.	Börslicher Großhandel	138
1.1	Spotmärkte	139
1.1.1	Handelsvolumen	142
1.1.2	Preisniveau	142
1.2	Terminmärkte.....	144
1.2.1	Handelsvolumen	145
1.2.2	Preisniveau	146
2.	Außerbörslicher Großhandel	147
2.1	Brokerplattformen.....	148
2.2	OTC-Clearing	148
G.	Einzelhandel Strom	151
1.	Lieferantenstruktur und Anbieterzahl.....	151
2.	Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel.....	154
3.	Stromsperrungen und Kündigungen.....	158
4.	Tarife.....	162
5.	Preisniveau	164
6.	Verbraucherservice und Verbraucherschutz.....	179
7.	Heizstrom.....	180
H.	Mess- und Zählwesen.....	184

III. KENNZAHLEN GAS	193
A. Situation auf den Gasmärkten	194
1. Netzübersicht	194
2. Marktkonzentration	196
B. Aufkommen von Gas	202
1. Förderung von Erdgas in Deutschland	202
2. Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas	202
3. Marktraumumstellung	204
4. Biogas (einschließlich Synthesegas)	206
5. Gasspeicher	207
C. Netze	210
1. Netzstrukturdaten	210
2. Netzausbau - Netzentwicklungsplan Gas	214
3. Investitionen	217
4. Kapazitätsangebot und Vermarktung	219
5. Versorgungsstörungen Gas	223
6. Netzentgelte	224
D. Regel- und Ausgleichsenergie	232
1. Regelenergie	232
2. Ausgleichsenergie	234
E. Großhandel	237
1. Börslicher Großhandel	237
2. Außerbörslicher Großhandel	240
F. Einzelhandel	244
1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl	244
2. Vertragsstruktur, Lieferanten- und Vertragswechsel	246
3. Gassperrungen und Kündigungen	254
4. Preisniveau	259
G. Mess- und Zählwesen	269
VERZEICHNISSE	275
Autorenschaft	276
Autorenschaft der Bundesnetzagentur	276
Autorenschaft des Bundeskartellamtes	279
Abbildungsverzeichnis	281
Tabellenverzeichnis	288
Abkürzungsverzeichnis	291
Glossar	295
Impressum	313

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 2024. Die Aufkommenseite setzte sich aus der gesamten Netto-Stromerzeugung von 477,7 Terawattstunden (TWh) - davon 11,8 TWh aus Pump- und Batteriespeichern sowie den physikalischen Lastflüssen in Höhe von 80,6 TWh aus dem Ausland in das deutsche Netz der Allgemeinen Versorgung zusammen.

Auf der Verwendungsseite wurden aus den Netzen der Allgemeinen Versorgung 432,3 TWh an Endverbraucher abgegeben. 284,7 TWh entfielen dabei auf Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden. Weitere 114,1 TWh wurden von Haushaltskunden entnommen. Pump- und Batteriespeicherkraftwerke bezogen insgesamt 13,0 TWh Strom. 28,1 TWh wurden in die Netze eingespeist, die nicht der Allgemeinen Versorgung zuordenbar sind. Die Netzverluste beliefen sich insgesamt auf 26,7 TWh. Gleichzeitig flossen 54,4 TWh an physikalischen Lastflüssen aus dem deutschen Netz ins Ausland.

2. Stromerzeugung

Die deutschlandweite Stromerzeugung¹ nahm 2024 im Vergleich zum Vorjahr weiterhin leicht ab.

Sie lag mit 477,7 TWh unter dem Niveau von 2023 (-1,1 Prozent).

Vornehmlich waren milde Witterungsverhältnisse, gestiegene Importe aufgrund günstigeren Stroms im Ausland, hohe Primärenergiepreise sowie eine nachlassende Konjunktur hierfür die Gründe.

- Die Elektrizitätserzeugung aus konventionellen Kraftwerken verzeichnete einen Rückgang von 17,9 TWh (-8,2 Prozent) und lag bei 199,3 TWh.
- Im Gegensatz dazu stieg die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien auf 278,4 TWh um 12,5 TWh (+4,7 Prozent).
- Der Anteil aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch lag bei 54 Prozent².
- Die Stromgewinnung aus Braunkohlekraftwerken betrug 72,7 TWh und sank damit um 9,0 Prozent im Vergleich zum Vorjahr.
- Steinkohlekraftwerke erzeugten 24,1 TWh und damit 30,3 Prozent weniger Strom als 2023. Gründe dürften hier vor allem folgende gewesen sein:

Ende März 2024 wurden Kohlekraftwerke nachträglich stillgelegt, welche aufgrund der aufgekommenen Energiekrise 2022/2023 nicht stillgelegt, sondern in die Versorgungsreserve überführt wurden. Weiterhin waren die abgeschwächten Erdgas-Großhandelspreise, die nachlassende Konjunktur und der Anstieg der Erzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern Gründe für die sinkende Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken.

¹ Im Kapitel Stromerzeugung handelt es sich immer um die Nettostromerzeugung, solange nichts anderes erwähnt wird.

² Wenn für das Jahr 2024 von einem Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien von rund 59,0 Prozent oder mehr ausgegangen wird, bezieht sich das in der Regel auf die sog. Netzlast (z. B. auf SMARD).

- Die Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken lag bei 67,5 TWh und stieg im Vergleich zum Vorjahr (+7,1 Prozent). Hauptsächlich Gründe für die erhöhte Erzeugung aus Erdgas waren:
Die abgeschwächten Erdgas-Großhandelspreise dürfte die Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken erhöht haben. Für die Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken ist die Flexibilität durch das Hoch- und Herunterfahren bei Gaskraftwerken gegenüber Kohlekraftwerken von Vorteil. Ein weiterer Grund war die nicht mehr vorhandene Stromerzeugung aus Kernenergie.
- Die Stromerzeugung aus Ölkraftwerken lag wie im Jahr zuvor bei 3,6 TWh.
- Die Stromerzeugung aus Solarenergie konnte durch einen starken Zubau erheblich erhöht werden (+18,6 Prozent).
- Die Erzeugung aus Windkraft an Land nahm im Vergleich zum Vorjahr (-3,3 Prozent) leicht ab. Insbesondere während des windärmeren Herbstes wurde weniger Strom erzeugt.
- Nach dem trockenen Jahr 2023 stieg die Stromerzeugung aus Wasserkraft im Jahr 2024 wieder an (+13,2 Prozent).
- Die Erzeugung aus Windkraft auf See stieg um 9,4 Prozent dank eines moderaten Zubaus ebenfalls wieder an.
- 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 2024 265,8 GW³ (2023: 262,8 GW). Hiervon sind 88,0 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 177,8 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen.

Kennzahlen nach dem EEG

Die Zahlungen an Anlagenbetreiber nach dem EEG sind gegenüber dem Vorjahr um 9,8 Prozent auf 18,5 Mrd. Euro gestiegen. Im Jahr 2024 haben die Anlagenbetreiber nach dem EEG damit durchschnittlich 8,0 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG⁴ erhalten.

Seit 2010 nimmt der Mengenanteil der Einspeisevergütung stetig ab. Im Jahr 2024 entfielen rund 16 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit nach dem EEG auf die Einspeisevergütung. Der Anteil der EEG-Marktprämien belief sich auf 72 Prozent. Die sonstige Direktvermarktung stieg auf einen Anteil von 12 Prozent an.

Die gesetzlichen Ausbaupfade wurden 2024 für die Biomasse und die Solare Strahlungsenergie erreicht. 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. Um diese Ausbauziele für 2030 zu erreichen, ist allerdings ein höherer Zubau insbesondere bei Windenergieanlagen erforderlich.

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

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.

Ausschreibungen

Die Ausschreibungen im Jahr 2025 waren bis auf wenige Ausnahmen überzeichnet und sorgten so in vielen Runden für hohen Wettbewerb. Bei der Windenergie an Land bestätigte sich der weiter steigende Trend bei der Beteiligung. Alle Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land im Jahr 2025 waren überzeichnet.

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. Hier hatte die Bundesnetzagentur mit Höchstwertfestlegungen für verbesserte Rahmenbedingungen und steigenden Wettbewerb gesorgt. Trotz der hohen Überzeichnungen, insbesondere bei Solaranlagen des ersten Segments, zeigte sich in 2025 ein Rückgang der eingereichten Gebotsmenge von 4,8 GW im Dezember 2024 auf 2,8 GW im Juli 2025. Im Juni 2025 war eine Ausschreibung für Solaranlagen des zweiten Segments bei einem Ausschreibungsvolumen von 283 MW mit einer eingereichten Gebotsmenge von 274 MW erstmals seit Februar 2023 unterzeichnet.

Die Innovationsausschreibungen waren im Jahr 2025 stets deutlich überzeichnet. Beide Ausschreibungsrunden erreichten eingereichte Gebotsmengen von mehr als 2 GW und waren damit mehr als vierfach überzeichnet. Der für Freiflächenanlagen beobachtete Trend setzt sich somit weiterhin fort. Die weit überwiegende Anzahl der Gebote bezog sich wie in den Vorrunden auf Anlagenkombinationen mit Solaranlage und Speicher.

Um fast das Dreifache überzeichnet war die Biomasseausschreibung im April. Hier festigt sich die im Jahr 2023 begonnene Trendwende mit einer konstanten Überzeichnung der Gebotsrunden, was auch an der Höchstwert-Festlegung der Bundesnetzagentur liegen dürfte. Für die Ausschreibungsrunden für Biomethananlagen wurden wiederholt keine Gebote abgegeben.

Bei den Ausschreibungen für Windenergie-auf-See wurden in den vergangenen beiden Jahren 2023 und 2024 Offshore-Flächen mit einer Gesamtleistung von 8.800 MW (auf sieben Nordseeflächen und einer Ostseefläche) und 8.000 MW (auf fünf Nordseeflächen) vergeben.

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 Bau- 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 Geboten 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 03.11.2025 sind an das deutsche Netz der allgemeinen Versorgung insgesamt 273,8 GW Erzeugungskapazitäten (Nettowerte) angeschlossen. Davon befinden sich 13,2 GW außerhalb des Strommarktes.

Erwarteter Zubau- und Rückbau

Bis zum Jahr 2028 werden voraussichtlich 3,6 GW an konventioneller Erzeugungsleistung installiert⁵. Dem stehen vermutlich 5,7 GW Stilllegungen gegenüber.

Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Mit KWK-Anlagen wurden im Jahr 2024 53,1 TWh Strom erzeugt (-0,4 TWh). Der Kondensationsstrom stieg um 9,0 TWh auf 97,8 TWh. Es wurden insgesamt 117,7 TWh (-4,1 TWh) an Nutzwärme erzeugt. Der wichtigste Energieträger 2024 für den Betrieb von KWK-Anlagen war Erdgas (Strom aus KWK-Anlagen: 36,8 TWh bzw. Nutzwärme 60,2 TWh). Einzig beim Kondensationsstrom war der wichtigste Energieträger Braunkohle mit 69,6 TWh.

Die installierte elektrische Leistung von KWK-Anlagen sank im Jahr 2024 um 0,5 GW auf 28,6 GW. Die thermische Leistung sank um 1,0 GW auf 54,5 GW. Der mit Abstand wichtigste Energieträger für KWK-Anlagen ist Erdgas. Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von insgesamt 17,7 GW bzw. 27,9 GW thermischer Leistung nutzen Erdgas als Brennstoff.

3. Marktkonzentration

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

Stromerzeugung

Hinsichtlich der Entwicklung der Marktanteile an der inländischen konventionellen Stromerzeugung im Jahr 2024 zeigt sich ein geteiltes Bild: Die fünf absatzstärksten Unternehmen (im Berichtszeitraum: RWE, LEAG, EnBW, Uniper, Vattenfall) erreichten auf dem Stromerstabsatzmarkt bei den Erzeugungsmengen einen gemeinsamen Marktanteil (CR5) von 54,7 Prozent. Im Vorjahr waren es noch 61,3 Prozent. Der Anteil der fünf größten Anbieter an den deutschen konventionellen Stromerzeugungskapazitäten zum Jahresende 2024 lag insgesamt mit 54,4 Prozent über dem Vorjahresniveau von 52,6 Prozent. Die mengen- und kapazitätsbezogenen CR5-Anteile haben sich damit einander angenähert. An diesen Anteilswerten ist jedoch der marktmachtsteigernde Effekt von Kraftwerksstilllegungen nicht ablesbar. Im Jahresvergleich ist ein starker Rückgang der marktlich einsetzbaren konventionellen Kapazitäten i.H.v. 14,1 GW zu verzeichnen, der vor allem durch die Rückkehr zum ursprünglichen Kohle-Ausstiegspfad bedingt ist. Diese enorme Verringerung der steuerbaren Kapazitäten hat zu einer entsprechend starken Steigerung der Marktmacht der größten Stromerzeuger geführt.

⁵ Bei der Betrachtung des Zubaus werden nur die 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.

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 2024 rund 8,4 Prozent aus. Im Vorjahr waren es noch rund 6,8 Prozent – hier wurde allerdings statt Ørsted noch Uniper berücksichtigt.

Verweis auf Marktmachtbericht

Ein weiterer entscheidender Parameter 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 spiegelt sich der marktmacht-steigernde Effekt von Kraftwerksstilllegungen direkt wider. Zentrales Ergebnis der aktuellen Analysen ist, dass die Pivotalität von RWE in Folge der Stilllegungen wieder weit über der vom Bundeskartellamt verwendeten Vermutungsschwelle für das Bestehen einer marktbeherrschenden Stellung liegt. Die Analysen weisen für LEAG Werte etwas oberhalb in der Nähe der Vermutungsschwelle aus. EnBW liegt beim Anteil pivotaler Zeiträume an dritter Stelle.

Hintergründe und Ausblick

Perspektivisch dürfte die wettbewerbliche Bedeutung der verbleibenden steuerbaren Kraftwerkskapazitäten der großen deutschen Stromerzeuger für die Deckung der Nachfrage weiter zunehmen. Hintergrund ist der geplante, zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Berichts auch teilweise schon umgesetzte Rückbau dargebotsunabhängiger Kraftwerkskapazitäten. Gegen Ende des Berichtszeitraums und danach wurden insgesamt rund 11,4 GW dargebotsunabhängiger Kraftwerkskapazitäten (wieder) abgeschaltet; der größte Teil geht auf das Auslaufen des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes (EKBG) und Stilllegungen im Rahmen des Kohleausstiegs zurück. Bis 2026 sollen im Saldo weitere rund 4,4 GW Kraftwerksleistung abgeschaltet werden. Diese Entwicklung steigert für sich genommen das Ausmaß der Unverzichtbarkeit der verbleibenden dargebotsunabhängigen Kraftwerke der großen Betreiber. Derzeit ist noch offen, inwieweit dieser Marktmachtzuwachs durch den Zubau von Windkraft, Photovoltaik und Batteriespeichern in den nächsten Jahren kompensiert werden kann.

Stromendkundenmärkte

Für das Jahr 2024 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: E.ON, RWE, EWE und Enercity) im Jahr 2024 zusammengerechnet insgesamt rund 55 TWh ab. Ihr aggregierter Marktanteil betrug damit ca. 24 Prozent. Im Vorjahr lag der Absatz bei 49 TWh bzw. 22 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 Unterneh-

men (aktuell: E.ON, EnBW, Vattenfall und EWE) im Jahr 2024 auf rund 43 TWh – im Vorjahr entfielen auf dieselben Unternehmen noch 41 TWh. Der CR4 betrug auf diesem Markt für das Jahr 2024 rund 39 Prozent. Im Vorjahr lag der CR4 noch bei ca. 38 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).

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 aktuell absatzstärksten Unternehmen (wiederum E.ON, EnBW, Vattenfall und EWE) herangezogen. Diese vereinigen rund 12 TWh von der gesamten Abgabe an der Grundversorgungsmenge von rund 27 TWh auf sich, was einem (hypothetischen) bundesweiten Anteil von rund 44 Prozent – gegenüber rund 45 Prozent im Vorjahr 2023 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 Unternehmen⁶ über alle Versorgungsgebiete in Deutschland aufsummiert. Danach betrug deren – gleichfalls hypothetischer – bundesweiter Anteil im Jahr 2024 rund 57 Prozent gegenüber ca. 58 Prozent im Jahr 2023.

4. Netzstrukturdaten

Die Stromkreislänge auf ÜNB-Ebene betrug 38,4 Tsd. km im Jahr 2024.⁷ Die Anzahl der Marktllokationen von Letztverbrauchern in den Netzgebieten der ÜNB belief sich auf insgesamt 222. Diese Marktllokationen weisen ausschließlich eine registrierende Lastgangmessung auf. Auf allen Netzebenen der VNB betrug die gesamte Stromkreislänge zum 31. Dezember 2024 insgesamt rund 1,9 Mio. Kilometer. Die Anzahl der Marktllokationen von Letztverbrauchern in allen Netzgebieten der VNB belief sich auf rund 53 Mio. Die Mehrzahl der in der Datenauswertung berücksichtigten VNB (626 oder 76 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 193 Unternehmen. Im Jahr 2024 wurde die Jahreshöchstlast am 15. Januar zwischen 11:30 und 11:45 Uhr mit 75,8 GW erreicht (zum Vergleich: im Jahr 2023 lag die Jahreshöchstlast am 4. Dezember zwischen 17:15 und 17:30 Uhr bei 73,7 GW). Die Jahreshöchstlast bezeichnet die höchste innerhalb eines Kalenderjahres

⁶ Deutschlandweite Marktanteile dienen lediglich einer Veranschaulichung der Marktverhältnisse. Die Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes legt bei der Belieferung von Kunden mit Heizstrom eine regionale (netzgebietsbezogene) Marktabgrenzung zugrunde.

⁷ An der Datenerhebung für das Monitoring 2025 haben sich die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), Baltic Cable, die TenneT Offshore-Beteiligungsgesellschaften sowie 819 Verteilernetzbetreiber (VNB) beteiligt.

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 2024 umfassten das BBPlG und das EnLAG insgesamt 128 Vorhaben mit einer ungefähren Gesamtlänge von 16.832 km. 34 Vorhaben davon waren bereits vollständig fertiggestellt, 19 weitere auf allen Abschnitten mindestens genehmigt. In der Genehmigungsphase befanden sich noch 66 Vorhaben. Für neun Vorhaben standen die jeweils ersten Anträge auf Bundesfachplanung bzw. auf eine Raumverträglichkeitsprüfung noch aus.

Die Gesamtlänge der EnLAG- und BBPlG-Vorhaben verteilte sich wie folgt (inkl. Veränderungen gegenüber Q3 2024):

- etwa 881 km vor dem Genehmigungsverfahren (- 451 km)
- etwa 1.120 km im Bundesfachplanungs- oder Raumordnungsverfahren/in der Raumverträglichkeitsprüfung (- 151 km)
- etwa 7.850 km vor dem oder im Planfeststellungs- oder Anzeigeverfahren (- 87 km)
- 3.747 km genehmigt und vor dem oder im Bau (+ 564 km)
- 3.234 km fertiggestellt (+ 149 km)

Die Gesamtlänge der EnLAG-Vorhaben lag zum Stichtag 31. Dezember 2024 bei etwa 1.808 km, die sich wie folgt aufteilen (inkl. Veränderung zum dritten Quartal 2024):

- etwa 8 km im Raumordnungsverfahren (+/- 0 km)
- etwa 11 km vor dem oder im Planfeststellungsverfahren (+/- 0 km)
- 226 km genehmigt und vor dem oder im Bau (- 3 km)
- 1.563 km fertiggestellt (+ 3 km)

Die Gesamtlänge der BBPlG-Vorhaben lag zum Stichtag 31. Dezember 2024 bei etwa 15.024 km, die sich wie folgt aufteilen (inkl. Veränderung zum dritten Quartal 2024):

- etwa 881 km vor dem Genehmigungsverfahren (- 451 km)
- etwa 1.112 km im Bundesfachplanungs- oder Raumordnungsverfahren/in der Raumverträglichkeitsprüfung (- 151 km)
- etwa 7.839 km vor dem oder im Planfeststellungs- oder Anzeigeverfahren (- 87 km)
- 3.521 km genehmigt und vor dem oder im Bau (+ 567 km)
- 1.671 km fertiggestellt (+ 146 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 bis-

her noch nicht im Bundesbedarfsplangesetz (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.

Künftiger Netzausbaubedarf der Verteilernetzbetreiber

Am 30.04.2024 haben die nach § 14d EnWG zur Netzausbauplanung verpflichteten Verteilernetzbetreiber ihre Netzausbaupläne (NAP) auf ihrer gemeinsamen Internetplattform www.vnbdigital.de veröffentlicht und der Bundesnetzagentur mitgeteilt. Zur Abgabe der NAP sind die Verteilernetzbetreiber verpflichtet, die nicht durch die Regelung in § 14d Abs. 8 EnWG von der Erstellung der NAP befreit sind. Diese 82 Netzbetreiber aus der Abfrage 2024 decken 100 Prozent der Hochspannungsebene und etwa 80 Prozent der Mittel- und Niederspannungsebene ab. Für den netzdimensionierenden Ausbau erwarten die 82 Verteilernetzbetreiber Projekte mit einem Investitionsbedarf von ca. 110 Mrd. Euro bis 2033. Teilweise befinden sich diese Projekte bereits im Bau. Bis 2045 erhöht sich der Bedarf an netzdimensionierendem Ausbau auf ca. 207 Mrd. Euro. Reine Ersatzinvestitionen sowie Rückbau/Altlastentsorgung sind in den genannten Zahlen nicht enthalten. Diese betragen laut Verteilernetzbetreiber ca. 15 Mrd. Euro bis 2033 bzw. ca. 30 Mrd. Euro bis 2045. Derzeit werden auf Ebene der Planungsregionen die Regionalszenarien 2025 vorbereitet, die durch die Planungsregionen bis zum 31.12.2025 auf www.vnbdigital.de veröffentlicht werden müssen.

Investitionen der Stromnetzbetreiber

Im Jahr 2024 brachten die Netzbetreiber insgesamt rund 29.653 Mio. Euro (2023: 19.588 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen (beides handelsrechtliche Werte) in die Netzinfrastuktur auf. Davon entfielen 12.367 Mio. Euro auf Investitionen und Aufwendungen der VNB und 17.286 Mio. Euro auf Investitionen und Aufwendungen der vier ÜNB. Die Investitionen der ÜNB sind im Jahr 2024 im Vergleich zum Vorjahr um ca. 90 Prozent (2023: 8.675 Mio. Euro, 2024: 16.510 Mio. Euro) gestiegen. Die Investitionen der VNB sind im selben Zeitraum um 24 Prozent gestiegen (2023: 7.179 Mio. Euro, 2024: 8.909 Mio. Euro). 14 Prozent der VNB (115 von 819) waren dabei für 89 Prozent der gesamten Investitions- und Aufwendungssumme verantwortlich. Für das Folgejahr 2025 planen ÜNB und auch VNB erneut eine Erhöhung der Investitionen.

6. Versorgungsstörungen Strom

Für das Berichtsjahr 2024 haben 830 Netzbetreiber 164.645 Versorgungsunterbrechungen in der Nieder- und Mittelspannung an die Bundesnetzagentur übermittelt. Dies bedeutet im Vergleich zum Vorjahr eine Zunahme um 6.300 Unterbrechungen. Trotzdem hat sich die durchschnittliche Unterbrechungsdauer je Letztverbraucher leicht verbessert. Die Versorgungsunterbrechungen konnten schneller wieder behoben werden. Der für die Nieder- und Mittelspannung berechnete SAIDI_{EnWG} (System Average Interruption Duration Index) von 11,7 Minuten je angeschlossenem Letztverbraucher liegt unter dem Vorjahreswert von 12,8 Minuten. Die Versorgungszuverlässigkeit befindet sich für das Kalenderjahr 2024 weiterhin auf einem hohen Niveau.

7. Netzentgelte Strom

Die mengengewichteten Netzentgelte für das Jahr 2025 liegen für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh bei 10,72 ct/kWh. Im Vergleich zum Vorjahr sind die Netzentgelte für Haushaltskunden damit geringfügig um zwei Prozent gesunken (2024: 10,95 ct/kWh). Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden sind die Werte für das Jahr 2025 gesunken. Bei den Gewerbekunden fielen die Netzentgelte um rund fünf Prozent auf 8,49 ct/kWh (2024: 8,92 ct/kWh). Auch bei den Industriekunden sind die Netzentgelte um rund zwei Prozent auf 4,14 ct/kWh gesunken (2024: 4,21 ct/kWh).

Die Verteilernetzentgelte sinken im Jahr 2025 gegenüber dem Vorjahr 2024. Hauptgrund für die sinkenden Netzentgelte ist 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)⁸, die für ein Entlastungsvolumen von insgesamt rd. 2,4 Mrd. Euro bei 178 Verteilernetzbetreibern sorgt. Hiernach werden Regionen, die besondere Kostenbelastungen durch den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien tragen, ab 2025 entlastet. Die wälzungsberechtigten Verteilernetzbetreiber können einen Teil ihrer Netzkosten über eine bundesweite Umlage finanzieren. Die Netzentgelte der wälzenden Verteilernetzbetreiber in ihrem Netzgebiet fallen dadurch niedriger aus. Für einen Durchschnittshaushalt (3.500 kWh Jahresverbrauch) in einer Entlastungsregion können sich für das Jahr 2025 Kostenentlastungen bei den Netzentgelten von teilweise mehr als 200 Euro jährlich gegenüber dem Jahr 2024 ergeben.

Der Wälzungsbetrag wird über den „Aufschlag für besondere Netznutzung“ (die frühere § 19 StromNEV-Umlage) bundesweit verteilt. Im Jahr 2025 beträgt der Aufschlag für besondere Netznutzung 1,558 ct/kWh nach 0,643 ct/kWh im Jahr 2024. Dabei entfällt etwa ein Anteil von etwa 60 Prozent auf die Kosten der EE-Netzkostenverteilung. Für einen Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh ergibt sich dadurch eine jährliche Mehrbelastung aufgrund der EE-Netzkostenverteilung in Höhe von ca. 33 Euro.

Insgesamt steigen die Kosten des Übertragungsnetzes 2025 bei leicht rückläufigen Entnahmemengen, sodass die ÜNB-Entgelte in Summe steigen. Die Spannungsebenen entwickeln sich dabei allerdings sehr unterschiedlich. Die ÜNB-Entgelte gehen 2025 für in der Höchstspannungsebene angeschlossene Kunden gegenüber dem Jahr 2024 zurück. Für Kunden, die in der Umspannebene zur Hochspannung angeschlossen sind, steigen die Netzentgelte hingegen. Die unterschiedliche Entwicklung der Spannungsebenen ist darauf zurückzuführen, dass die abrechnungsrelevanten Entnahmemengen in der Umspannebene zurückgehen, während sie in der Höchstspannungsebene steigen. Außerdem gab es methodische Anpassungen bei der Kostenzuordnung auf die Spannungsebenen.

Nach einer Auswertung der vorläufigen Netzentgelte 2026 von 342 Verteilernetzbetreibern sinken die Verteilernetzentgelte für Haushaltskunden im bundesweiten Durchschnitt um gut drei Prozent. Grund hierfür ist

⁸ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles/VerteilungNetzkosten/start.html>

im Wesentlichen die Festlegung der Bundesnetzagentur zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (BK8-24-001-A). Hiernach werden Regionen, die besondere Kostenbelastungen durch den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) tragen, ab 2025 entlastet. Insgesamt können 178 VNB rd. 2,4 Mrd. Euro wälzen. Für einen Durchschnittshaushalt (3.500 kWh Jahresverbrauch) in einer Entlastungsregion können sich für das Jahr 2025 Kostenentlastungen bei den Netzentgelten von teilweise mehr als 200 Euro jährlich gegenüber dem Jahr 2024 ergeben.

Die Kosten, die durch die Entlastung einzelner Regionen entstehen, können bundesweit über den sog. Aufschlag für besondere Netznutzung verteilt werden. Im Jahr 2025 beträgt der Aufschlag für besondere Netznutzung 1,56 ct/kWh nach 0,643 ct/kWh im Jahr 2024. Dabei entfällt etwa ein Anteil von 60 Prozent auf die Kosten der EE-Netzkostenverteilung. Für einen Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh ergibt sich dadurch eine jährliche Mehrbelastung aufgrund der EE-Netzkostenverteilung in Höhe von ca. 33 Euro.

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 2024 ist die Anzahl öffentlich zugänglicher Ladepunkte für Elektrofahrzeuge um knapp 25 Prozent angestiegen. Ende 2024 waren über 163.000 öffentlich zugängliche Ladepunkte mit einer Ladeleistung von insgesamt 6,2 GW in Betrieb. 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 so lokale Überlastungen zu vermeiden. So wird mit Letztverbrauchern, die steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen, private Ladeeinrichtungen für Elektromobile und Nachtspeicherheizungen 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 1.918.573 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). Im Monitoring wurden der Bundesnetzagentur seitens der Verteilernetzbetreiber 264.874 Marktlösungen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen gemeldet, die zum 31.12.2024 unter die neuen Regelungen fallen. Davon werden 239.825 mit Modul 1 und 25.049 mit Modul 2 seitens der Netzbetreiber abgerechnet.

9. Systemdienstleistungen

Kosten der Systemdienstleistungen

Die saldierten Kosten für Systemdienstleistungen, die auf Letztverbraucher umgelegt werden, lagen im Jahr 2024 bei rund 5,2 Mrd. Euro und damit auf dem Niveau des Vorjahres.

Die größten Kostenblöcke entfielen auf:

- Netzengpassmanagement (Redispatch mit Markt- und Reservekraftwerken sowie Countertrading) mit rund 2,9 Mrd. Euro (2023: 3,3 Mrd. Euro),
- Verlustenergie mit 1,6 Mrd. Euro (2023: 1,3 Mrd. Euro),
- sowie die Regelleistungsvorhaltung für Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) mit insgesamt 0,5 Mrd. Euro (2023: 0,6 Mrd. Euro).

Netzengpassmanagement

Das gesamte Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagement (Redispatchmaßnahmen mit Markt- und Reservekraftwerken sowie Countertrading) lag im Jahr 2024 bei rund 30.320 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um zwölf Prozent gesunken (2023: 34.298 GWh).

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

Regelreserve

Im Jahr 2024 sank der Jahresdurchschnitt der ausgeschriebenen Primärregelleistung leicht auf 564 MW (Vorjahr: 570 MW). Bei der Sekundärregel- sowie der Minutenreserveleistung setzte sich der rückläufige Trend der vergangenen Jahre größtenteils fort – mit Ausnahme der positiven Sekundärregelleistung, deren durchschnittlich ausgeschriebene Leistung mit 1.941 MW leicht über dem Vorjahreswert von 1.923 MW lag. Der Jahresdurchschnitt der ausgeschriebenen negativen Sekundärregelleistung betrug 1.817 MW (2023: 1.842 MW). An positiver Minutenreserveleistung wurden durchschnittlich 603 MW (2023: 681 MW) und an negativer Minutenreserveleistung 364 MW (2023: 372 MW) ausgeschrieben.

Auch bei der im Monat durchschnittlich eingesetzten Sekundär- und Minutenreserveleistung lässt sich für 2024 eine rückläufige Entwicklung beobachten. Ein Vergleich der jeweiligen Kalendermonate mit dem Vorjahr zeigt überwiegend niedrigere Leistungsabrufe – mit Ausnahme von Mai und Juni, in denen der durchschnittliche Einsatz gegenüber dem Vorjahresniveau leicht anstieg. Der höchste durchschnittliche Monatswert wurde im Juni erreicht und lag mit 157 MW jedoch 25 MW unter dem Spitzenwert des Vorjahres im April.

Der mengengewichtete Durchschnitt der Ausgleichsenergiepreise fiel bei Unterspeisungen ca. 6 Prozent niedriger aus als im Vorjahr und lag bei 225,97 Euro/MWh. Im Falle von Überspeisungen lag der durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreis bei -26,42 Euro/MWh (2023: -38,73 Euro/MWh).

10. Grenzüberschreitender Stromhandel

Im Jahr 2023 lagen die Stromimporte erstmals über den Stromexporten und auch im Jahr 2024 verbleibt Deutschland Nettoimporteur von Strom. Das grenzüberschreitende Handelsvolumen im realisierten Austausch belief sich insgesamt auf 102,5 TWh (2023: 90,5 TWh). Davon entfielen 37,6 TWh auf Exporte und 64,9 TWh auf Importe. Obwohl die Großhandelspreise im Vergleich zu 2023 weiter gesunken sind, führte der Volumeneffekt dazu, dass die Importkosten im Jahr 2024 auf 6.167 Millionen Euro anstiegen (2023: 5.462 Millionen Euro), während die Exporterlöse auf 2.118 Millionen Euro sanken (2023: 3.070 Millionen Euro). Damit war der Einfluss der gehandelten Strommengen auf Kosten und Erlöse deutlicher ausgeprägt als der reine Effekt der Preisänderung.

11. Großhandel Strom

Im Jahr 2024 kam es zu einem deutlichen Anstieg des Handelsvolumens an den Stromgroßhandelsmärkten, insbesondere am Terminmarkt. Dies kann sowohl auf eine steigende Anzahl an Handelsteilnehmern als auch auf die Art des Handels zurückgeführt werden. Die zunehmende Nutzung von Algorithmen zur Eingabe von Geboten in das Handelssystem führt zu höherer Liquidität in den Auftragsbüchern. Der Anstieg des Handelsvolumens war dabei im klassischen Börsenhandel stärker ausgeprägt als im OTC-Handel. Aber auch dort setzte sich der Trend steigender Handelsmengen fort.

Die durchschnittlichen Preise an den Stromgroßhandelsmärkten sind im Jahr 2024 im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Die mittlere Spanne der Strompreise ging ebenfalls zurück; allerdings traten vereinzelt sehr hohe Werte auf.

Handelsvolumen Spotmarkt

Das Handelsvolumen in der dem Spotmarkt zuzuordnenden gekoppelten Day-Ahead-12-Uhr-Auktion stieg im Jahr 2024 um 22 Prozent auf rund 297 TWh. Hiervon wurden 264 TWh über die EPEX SPOT, 27 TWh über die Nord Pool und 6 TWh über die EXAA eingestellt. Das Volumen der eigenständigen 10:15 Uhr Day-Ahead-Auktion an der EXAA für die deutsche Gebotszone lag im Jahr 2024 bei 1,4 TWh.

Das Handelsvolumen im Intraday-Markt ist ebenfalls signifikant gestiegen: Im Vergleich zum Vorjahr gab es einen Zuwachs um 21 Prozent auf 126 TWh. Davon entfielen 102 TWh auf die EPEX SPOT und 24 TWh auf die NordPool, jeweils ganz überwiegend im kontinuierlichen Intradayhandel.

Handelsvolumen Terminmarkt

Im börslichen Terminhandel kam es zum zweiten Mal in Folge zu einem Volumenanstieg von über 87 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Daraus resultierte ein börsliches Handelsvolumen für German Power Futures von 3.170 TWh im Jahr 2024. Ein potentieller Grund ist die steigende Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an den Börsenplätzen: Allein an der EEX stieg die Anzahl der Handelsteilnehmer 2024 um knapp 37 Prozent. Des Weiteren verbreitet sich die Nutzung von Algorithmen zur Eingabe von Geboten in das Handelssystem. Dies führt zu höherer Liquidität in den Auftragsbüchern. Der Zuwachs des Handelsvolumens für German Power Futures betrifft vorrangig Kontrakte mit Erfüllungsjahr 2024 und 2025. Bei langfristigen Kontrakten

über vier Jahre und länger kam es zu einem Volumenrückgang. Diese langfristigen Kontrakte machen allerdings nur einen relativ kleinen Teil des Handels aus.

Auch die außerbörslichen, über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichneten Zugewinne. Das von den acht teilnehmenden Brokern vermittelte Volumen betrug im Jahr 2024 insgesamt rund 3.618 TWh gegenüber 2.961 TWh im Jahr 2023. Weiterhin kann die Entwicklung des Handelsvolumens über die London Energy Brokers' Association (LEBA) verfolgt werden, an der allerdings nicht alle befragten Brokerplattformen beteiligt sind. Bei der LEBA ist das Volumen der Handelsgeschäfte gestiegen. Das von ihren Mitgliedern vermittelte Handelsvolumen für „German Power“ hat von 2.726 TWh im Vorjahr auf 3.458 TWh im Jahr 2024, d. h. um rund 27 Prozent, zugenommen.⁹

Das OTC-Clearing von German Power Futures an der EEX verzeichnete im Jahr 2024 ein Volumen von 2.682 TWh, was einer Zunahme von ca. 36 Prozent entspricht. Das Gesamthandelsvolumen der börslichen Geschäfte von German Power Future von 3.170 TWh lag damit erstmals seit 2018 über dem OTC-Clearingvolumen.¹⁰ Ebenso ist das zum Clearing registrierte Volumen an der LEBA gestiegen. Das registrierte Volumen für „German Power“ im Jahr 2023 betrug rund 2.787 TWh, was einem Anteil von rund 81 Prozent an den von den LEBA-Mitgliedern insgesamt vermittelten OTC-Volumina entsprach.

Preise Spotmarkt

Bereits in der zweiten Jahreshälfte 2021 kam es zu hohen Preissteigerungen im Spotmarkt, unter anderem infolge wirtschaftlicher Erholung nach der Covid-Pandemie. Als Folge des Angriffskrieges auf die Ukraine im Februar 2022 hatte sich das Preisniveau im Stromgroßhandel noch einmal vervielfacht. Im Folgejahr 2023 sanken die Preise zwar wieder, blieben aber etwa auf dem Niveau von 2021. Im Jahr 2024 sind die Day-Ahead-Preise für die Baseload am Spotmarkt im Vergleich zum Vorjahr um über 16 Prozent gesunken. Damit setzt sich der Trend des Vorjahres zwar fort, die Preise sind durchschnittlich aber weiterhin über doppelt so hoch wie 2020.

Der durchschnittliche Spotmarktpreis (Phelix-Day-Base) lag 2024 bei ca. 80 Euro/MWh. Während sich die Spanne der mittleren 80 Prozent aller Preise 2024 weiter reduzierte, kam es zu einigen wenigen, sehr hohen Extremwerten. Diese traten im Juni sowie im November und Dezember auf. Die Extremwerte im Juni (über 490 Euro/MWh) sind auf eine Entkopplung der Day-Ahead-Auktion an der EPEX-Spot aufgrund eines technischen Problems zurückzuführen.¹¹

⁹ Siehe London Energy Brokers' Association, Monthly Volume Report.

¹⁰ Die EEX ermöglicht es Handelsteilnehmern, außerbörslich (OTC) abgeschlossene Geschäfte an der EEX zu registrieren, damit diese über die European Commodity Clearing (ECC) verrechnet und abgewickelt werden können.

¹¹ Für Details: Siehe Marktmachtbericht 2023/2024, S. 51 ff.

Die Preisspitzen im November und Dezember (über 230 bzw. 395 Euro/MWh) traten in Phasen mit extrem niedrigem Angebot von Wind- und Solarstrom („Dunkelflauten“) auf¹².

Preise Terminmarkt

Die Preisentwicklung von Terminkontrakten für das Folgejahr ähnelt den Entwicklungen am Spotmarkt: Nach extrem hohen Preisen im Jahr 2022 sanken die Preise 2023, blieben allerdings auf einem höheren Niveau als noch 2021 und insbesondere 2020. Mit einem jährlichen Durchschnitt von 89 Euro/MWh im Jahresmittel für 2024 ist der German Power Future für Lieferung im Jahr 2025 gegenüber dem Vorjahr um rund 35 Prozent gesunken. Der durchschnittliche Preis des Phelix-Peak-Year-Future belief sich auf ca. 98 Euro/MWh. Der Rückgang gegenüber dem Vorjahr betrug somit 40 Prozent.

12. Einzelhandel Strom

Vertragsstruktur Nicht-Haushaltskunden

Die Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2024 hat sich im Vergleich zum Vorjahr nicht relevant verändert. Die Grundversorgerstellung und Verträge beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung haben im Bereich RLM-Kunden weiterhin eine viel geringere Bedeutung als im Haushaltskundenbereich. Die Anzahl an Stromlieferanten sowie die gelieferte Menge sind 2024 sehr leicht gestiegen.

Im Jahr 2024 wurden Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) an 457.568 Marktlifikationen mit knapp 233 TWh Strom beliefert. Im Vorjahr waren es rund 221 TWh bei 407.101 Marktlifikationen. 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 0,5 TWh Strom geliefert – dies entspricht 0,2 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden.

Von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen 22 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung, und rund 78 Prozent der Gesamtabgabemenge entfielen auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem örtlich zuständigen Grundversorger. Im Vorjahr entfielen, bezogen auf die Abgabemenge, 23 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und 77 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 2024 im Durchschnitt zwischen 139 Anbietern (2023: 129 Anbieter) wählen (ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen).

¹² Siehe beispielsweise: https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Meldung/DE/Pressemitteilungen/2024/25_11_2024_Marktmachtbericht_Stromerzeugung.html

Im Jahr 2024 wurden 40 Prozent der Entnahmemenge von Haushaltskunden über einen Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, bezogen. Insgesamt haben die Grundversorger damit nach wie vor rund 60 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 22 Prozent (2023: 25 Prozent). Damit liegt der Anteil der grundversorgten Kundinnen und Kunden leicht unter dem Niveau des Vorjahres. Rund 38 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. Im Bereich des Ökostroms sind die Anteile der Abgabemenge an der gesamten Stromabgabe an Haushaltskunden in Deutschland 2024 auf 60 Prozent angewachsen (Vorjahr: 54 Prozent).

Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden

Über alle Verbrauchskategorien von über 10 MWh/Jahr hinweg betrachtet, lag die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2024 bei 14,1 Prozent. Die Vorjahreswechselquote lag bei 13,2 Prozent. Seit 2021 steigt die Wechselquote im Bereich Nicht-Haushaltskunden leicht, aber kontinuierlich an.

Eine Erklärung für die wachsende Wechselbereitschaft von Unternehmen könnten u.a. die zuletzt gesunkenen Großhandelspreise für Gewerbe- und Industriekunden sein. Bei tendenziell sinkenden Preisen können Unternehmen durch frühzeitige Vertragswechsel zu konkurrierenden Lieferanten Kosten einsparen. Voraussetzung ist dabei eine hinreichend große Anzahl an Anbietern sowie ein funktionierender Wettbewerb. Des Weiteren könnte das Auslaufen der Strompreisbremse zum Ende des Vorjahres die erhöhte Wechselaktivität im Jahr 2024 erklären.

Lieferantenwechsel Haushaltskunden

Im Jahr 2024 ist die Zahl der Lieferantenwechsel mit rund 7,1 Mio. Wechseln deutlich gestiegen (2023: 6 Mio.). Das entspricht einem Anstieg von etwa 18 Prozent gegenüber dem Vorjahr und markiert ein neues Allzeithoch. Die Lieferantenwechselquote lag dabei bei rund 14 Prozent (2023: 12%).

Ein Grund für den Anstieg ist, dass viele Haushaltskunden im Jahr 2023 noch an vergleichsweise teure Verträge gebunden waren, die sie während oder unmittelbar vor der Energiepreiskrise im Jahr 2022 abgeschlossen hatten. Mit dem Auslaufen dieser Verträge nutzten zahlreiche Verbraucher die Gelegenheit, zu günstigeren Anbietern zu wechseln. Zudem lief die Strompreisbremse im Jahr 2023 aus, sodass ein Wechsel zu einem günstigeren Tarif für viele Haushalte besonders lohnenswert war.

Vertragswechsel Haushaltskunden

Die Zahl der Vertragswechsel beim bestehenden Lieferanten lag im Jahr 2024 über dem Vorjahresniveau. Insgesamt stellten rund 3,3 Mio. Haushaltskunden ihren Energieliefervertrag beim bestehenden Anbieter um (2023: 3,0 Mio.). Das entsprechende Vertragswechselvolumen betrug 9,2 TWh (Anteil an der Gesamtentnahmemenge: 8,3 Prozent) und lag damit über dem Vorjahreswert von 7,8 TWh (2023: 7 Prozent).

Die Gründe für den Anstieg der Vertragswechsel decken sich weitgehend mit denen der Lieferantenwechsel: Kunden, die in der Hochpreisphase der Energiepreiskrise neue Verträge abschließen mussten, konnten diese

mit Auslaufen der Mindestvertragslaufzeit durch günstigere Tarifoptionen ersetzt. Dies führte dazu, dass zahlreiche Haushaltskunden innerhalb ihres bestehenden Lieferantenverhältnisses zu günstigeren Vertragskonditionen wechselten. Auch hier ist das Auslaufen der Strompreisbremse im Jahr 2023 mit ausschlaggebend.

Kündigungen und Stromsperrungen

Im Jahr 2024 haben Lieferanten (Grundversorger und wettbewerbliche Lieferanten) gegenüber ihren Kunden insgesamt 236.195 Kündigungen u. a. wegen Zahlungsverzugs ausgesprochen. Die Kündigungen fanden zu 91 Prozent (216.049 Kündigungen) außerhalb der Grundversorgung statt. Einem kleineren Teil, nämlich neun Prozent (20.146 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 2024 bei 239.269 und ist im Vergleich zum Vorjahr deutlich gestiegen (2023: 204.441). Sehr viel höher ist die Anzahl der Sperrandrohungen von Lieferanten gegenüber Haushaltskunden. Diese Zahl lag bei etwa 4,6 Mio. von denen ca. 981 Tsd. in eine Sperrbeauftragung beim zuständigen Netzbetreiber mündeten (2023: 3,8 Mio. Sperrandrohungen und 739 Tsd. Sperrbeauftragungen). Der Anstieg der Sperrungen im Vergleich zu 2023 könnte darauf zurückzuführen sein, dass im Jahr 2023 infolge der Energiepreiskrise und zur Vermeidung sozialer Härten einige Lieferanten auf Sperrungen verzichteten.

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 2024 in der Grundversorgung insgesamt 11.985 Haushaltskunden (2023: 12.300) über Bargeld- oder Chipkartenzähler oder sonstige vergleichbare Vorkassensysteme abgerechnet. 2024 wurden 2.113 Vorkassensysteme neu eingebaut und 2.104 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 2024 bei durchschnittlich 35 Euro pro Jahr und Zähler.

Strompreise „Industriekunden“ – Abnahmefall 24 GWh/Jahr

Das Preisniveau für einen beispielhaften Industriekunden ist im Vergleich zum Vorberichtsyear leicht gesunken. Der beispielhafte Abnahmefall mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr resultierte zum 1. April 2025 in einem Gesamtpreis ohne Umsatzsteuer und ohne Reduktionsmöglichkeiten in Höhe von 19,09 ct/kWh.

Dies entspricht einem Rückgang von ca. 6 Prozent. Dabei wurde in der diesjährigen Abfrage zusätzlich nach den Beschaffungskosten gefragt. Diese machen ungefähr die Hälfte des Gesamtpreises (ohne Umsatzsteuer) für einen beispielhaften Industriekunden aus. Für Industriekunden mit einem Verbrauch von 24 GWh/Jahr ergeben sich eine Reihe von gesetzlichen Vergünstigungsmöglichkeiten wie z. B. Reduzierungen bei den Netzentgelten, der Konzessionsabgabe oder bei der Stromsteuer. Wenn diese Vergünstigungen voll in Anspruch genommen werden könnten, würde der vom Lieferanten nicht beeinflussbare Preisbestandteil von 7,64 ct/kWh auf 1,16 ct/kWh sinken. Die Anspruchsvoraussetzungen sind für die verschiedenen Reduktionsmöglichkeiten unterschiedlich ausgestaltet.

Strompreise „Gewerbekunden“ – Abnahmefall 50 MWh/Jahr

Das Preisniveau für einen beispielhaften Gewerbekunden ist im Vergleich zum Vorberichtsjaar ebenfalls leicht gesunken. Der beispielhafte Abnahmefall mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh/Jahr resultierte zum 1. April 2025 in einem Gesamtpreis von 28,75 ct/kWh. Dies entspricht einem Rückgang von ca. 6 Prozent. Die diesjährig zusätzlich abgefragten Beschaffungskosten machten dabei ca. 37 Prozent des Netto-Gesamtpreises aus.

Strompreise Haushaltskunden

Die Preise für Haushaltskunden wurden zum Stichtag 1. April 2025 bei den in Deutschland tätigen Lieferanten erhoben. Der Durchschnittspreis¹³ (inkl. USt.) ist auf 40,05 ct/kWh gesunken (2023: 41,59 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 2025 bei rund 60 Prozent lag und damit gegenüber dem Vorjahr gestiegen ist (2024: 56 Prozent), beträgt der beeinflussbare Anteil rund 40 Prozent und ist damit zurückgegangen (2024: 44 Prozent). Gegenüber dem Jahr 2024 ist der Durchschnittspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung für einen Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh zum Stichtag 1 April 2025 auf 44,93 ct/kWh gesunken (2024: 45,62 ct/kWh). Der durchschnittliche Preis für einen Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beträgt 39,51 ct/kWh (2024: 41,03 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 2025 bei 38,20 ct/kWh (2024: 39,86 ct/kWh). Im Jahr 2025 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 Marge berücksichtigt, wird ein modellierter Strompreis berechnet.

¹³ Dieser über alle Vertragskategorien gebildete Mittelwert gewichtet die Preise der einzelnen Vertragsverhältnisse bei einem Jahresverbrauch von 2.500 kWh bis 5.000 kWh nach der jeweiligen Abgabemenge der Stromlieferanten.

Im Jahr 2025 liegt der durchschnittliche modellierte Strompreis für Neukunden bei 36,9 ct/kWh. Damit ist er gegenüber dem Vorjahr leicht gestiegen (2024: 35,1 ct/kWh), liegt jedoch weiterhin deutlich unter dem Niveau der Jahre 2022 (54,5 ct/kWh) und 2023 (41,4 ct/kWh). Der aktuelle Preis bewegt sich in etwa auf dem durchschnittlichen Niveau des Jahres 2021. Bei der Betrachtung der durchschnittlich modellierte Strompreis für dynamische Tarife liegen diese im laufenden Jahr 2025 bei 36,3 ct/kWh und damit geringfügig unter dem durchschnittlichen Preisniveau von Neukunden-Fixpreisverträgen. Eine detaillierte, monatscharfe Ansicht des modellierten Strompreises ist auf der Transparenzplattform SMARD.de unter dem Reiter Einzelhandel zu finden.

Ökostrom

Die Entwicklung im Bereich der Ökostromversorgung der Haushaltskunden ist sehr erfreulich. Sowohl die gelieferte Menge als auch die Zahl der Kunden, die Ökostrom beziehen, zeigen einen deutlichen Anstieg. So ist der Anteil der Haushaltskundenmenge, die mit Ökostrom beliefert wird, von 54 Prozent im Jahr 2023 auf 60 Prozent im Jahr 2024 gestiegen. Parallel dazu hat auch die Zahl der Haushaltskunden zugenommen: Während 2023 noch 58 Prozent der Kunden Ökostrom bezogen, lag dieser Wert 2025 bereits bei 67 Prozent. Diese Entwicklung deutet darauf hin, dass sich immer mehr Verbraucher bewusst für einen nachhaltigen Strombezug entscheiden. Ein möglicher Grund hierfür sind die attraktiven Preise für Ökostromtarife. Der durchschnittliche Preis für den Bezug von Ökostrom liegt zum 1. April 2025 bei 39,32 ct/kWh. Damit bewegen sich Ökostromtarife unterhalb des Preisniveaus von Verträgen beim Grundversorger (sowohl in der Grundversorgung als auch bei Sonderverträgen), wenn auch noch leicht oberhalb der günstigsten konventionellen Tarife anderer Wettbewerbsanbieter. Insgesamt zeigt sich damit ein klarer Trend: Ökostrom gewinnt nicht nur aufgrund ökologischer Überzeugungen, sondern auch durch wettbewerbsfähige Preise zunehmend an Bedeutung im Haushaltskundenmarkt.

Umlagen

Für das Jahr 2024 haben die Netzbetreiber insgesamt etwa 4,72 Mrd. Euro über Umlagen von den Netznutzern erhoben. Dieser Betrag setzt sich zusammen aus der Offshore-Netzumlage (2,15 Mrd. Euro), der § 19-Strom-NEV-Umlage (1,67 Mrd. Euro) und der KWKG-Umlage (0,90 Mrd. Euro).

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.

Strompreisbremse – Aufsicht durch Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt

Das Strompreisbremsegesetz (StromPBG) dient der Umsetzung europarechtlicher Vorgaben. Das Gesetz zielt darauf ab, die Stromverbraucher zu entlasten. Diese Entlastung soll insbesondere auch durch eine Abschöpfung von erzielten Überschusserlösen der Betreiber von Stromerzeugungsanlagen finanziert werden, die von einem Anstieg der Strompreise an den Großhandelsmärkten profitiert haben. Die Entlastung gilt vom 01.03.2023 bis zum 31.12.2023, wobei im März rückwirkend die Entlastungsbeträge für Januar und Februar

2023 angerechnet werden. Die Bundesnetzagentur ist demgegenüber für die Überwachung der ordnungsgemäßen Durchführung der Abschöpfung der Überschusserlöse sowie für die Überwachung des Gesamtsystems der Ein- und Auszahlungen nach StromPBG zuständig.

Ein Baustein zur Refinanzierung der Entlastungsseite stellt die Abschöpfung von Überschusserlösen bei Betreibern von Stromerzeugungsanlagen dar. Diese Betreiber hatten die Pflicht innerhalb von zwei Abrechnungszeiträumen die erwirtschafteten Überschusserlöse im Rahmen einer Selbstveranlagung zu melden und gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber zu zahlen. Der erste Abrechnungszeitraum umfasste den Zeitraum Dezember 2022 – März 2023. Der zweite Abrechnungszeitraum umfasste den Zeitraum von April – Juni 2023. Im Anschluss endete die Abschöpfung von Übergewinnen im Rahmen des StromPBG.

Im ersten Abrechnungszeitraum wurde gegenüber den Anschlussnetzbetreibern ein Gesamtbetrag von ca. 777 Mio. € gezahlt, im zweiten Abrechnungszeitraum ein Gesamtbetrag von ca. 3 Mio. €. Damit wurde nach aktuellem Stand ein Betrag von ca. 780 Mio. € durch Überschusserlöse im Rahmen der StromPBG vereinnahmt und für die Entlastung von Letztverbrauchern bereitgestellt. Nicht berücksichtigt sind hierbei Zahlungen von Anlagenbetreibern im Rahmen von laufenden gerichtlichen Verfahren.

Aufgabe der Bundesnetzagentur ist es, die Selbstveranlagungen und die Zahlungen der Betreiber von Stromerzeugungsanlagen zu prüfen, um die exakte Höhe des Abschöpfungsbeitrages zu ermitteln. Zusätzlich werden gegenüber Anlagenbetreibern, die keine oder unvollständige Selbstveranlagung abgegeben haben oder die die Zahlung der Überschusserlöse nicht oder nicht ordnungsgemäß durchgeführt haben, Maßnahmen nach dem StromPBG ergriffen, um den Abschöpfungsbeitrag festzulegen. Insgesamt führt die Bundesnetzagentur aktuell noch ca. 90 Verfahren gegen Anlagenbetreiber, die weder eine Meldung noch eine Zahlung vorgenommen haben. Weiterhin werden ca. 100 Verfahren gegen Anlagenbetreiber geführt, die ihre Zahlungspflicht nicht erfüllt haben. Hinzu kommen weitere Verfahren, in denen eine Meldung und Zahlung nicht ordnungsgemäß nach den Vorgaben des StromPBG erfolgt ist. Insoweit steht der finale Abschöpfungsbeitrag noch nicht fest und wird sich durch die laufenden und anstehenden Verfahren noch verändern.

Die dem Bundeskartellamt durch das StromPBG und das EWPG übertragene besondere Missbrauchsaufsicht bezieht sich dagegen auf die der Erzeugung nachgelagerte Marktstufe der Versorgung von Endverbrauchern mit Strom, Gas und Wärme. Hier überprüft das Bundeskartellamt die Preisgestaltung der Strom-, Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen daraufhin, ob diese durch ihre Preisgestaltung die Entlastungsregelungen missbräuchlich ausgenutzt haben.

Diese Entlastungsregelungen sahen vor, dass Verbraucher bis Ende 2023 im Rahmen eines festgelegten Mengenkontingents maximal einen gesetzlich festgelegten Preis zahlten. Die Höhe dieses Referenzpreises variierte je nach Energieart und Kundengruppe. Die Differenz zwischen dem gesetzlich festgelegten Preis und dem zwischen Versorger und Kunde vereinbarten Preis konnten die Versorger vom Staat erstattet bekommen. Laut den Preisbremse-Gesetzen durften die Energieversorger durch ihre Preisgestaltung die Regelungen zur Entlastung der Verbraucher nicht missbräuchlich ausnutzen. Insbesondere durften Versorger – sofern sie eine

Erstattung in Anspruch nehmen – ihre Arbeitspreise nicht sachlich ungerechtfertigt erhöhen. Sachliche Rechtfertigungen können sich aus marktbasierten Preisen und Kosten sowie aus im regulatorischen Sinn nicht beeinflussbaren Preis- und Kostenbestandteilen ergeben.

Im Falle einer missbräuchlichen Ausnutzung der Entlastungsregeln kann das Bundeskartellamt unter anderem Rückerstattungen anordnen oder Bußgelder verhängen.

Das Bundeskartellamt hat im Strombereich 20 Prüfverfahren eingeleitet, die insgesamt ein Entlastungsvolumen von ca. 1,6 Mrd. € und damit rund 13 % des gesamten vom Staat an Stromversorger ausgezahlten Entlastungsvolumens abdecken. Eine abschließende Bewertung, ob ein missbräuchliches Verhalten vorliegt, ist dem Bundeskartellamt im Wesentlichen frühestens auf der Grundlage der gegenüber den Kundinnen und Kunden endabgerechneten Verbräuche bzw. der testierten Unternehmensdaten möglich, wie sie dann auch in die Endabrechnung der Erstattungsbeträge gegenüber den hierfür jeweils zuständigen Stellen einfließen. Vor diesem Hintergrund konnten gut zwei Drittel der im Strombereich eingeleiteten Prüfverfahren bis zum Zeitpunkt dieser Veröffentlichung ohne Rückerstattungsverfügung oder sonstige Verfügung des Bundeskartellamtes abgeschlossen werden. Gründe für die Einstellung der Verfahren waren z.B. die Minderung des Erstattungsanspruchs durch die Unternehmen im Rahmen der Endabrechnung gegenüber den zuständigen Stellen oder die Nichtfeststellbarkeit eines im Sinn der gesetzlichen Regelungen missbräuchlichen Erlös-Kosten-Verhältnisses. Ca. ein Drittel der Verfahren dauert noch an.

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 2025 erreichten insgesamt 28.225 Anrufe, E-Mails, ausgefüllte Online-Formulare, Briefe und Faxe die Bundesnetzagentur (2024 waren dies im gleichen Zeitraum 31.894). Gut die Hälfte der Anfragen und Beschwerden gehen telefonisch ein. Über 80 Prozent der schriftlichen Eingänge bezogen sich 2024 auf Elektrizitätsthemen. Der Anteil, der Gasthemen betraf, ist auf 10 Prozent und damit im Vergleich zu 2023 um 10 Prozent gesunken. 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 zunehmend für Fragen des Energieträgerwechsels. Fragen zur Stilllegung/ zum Rückbau des Gasanschlusses, dem Einbau einer Wärmepumpe und der Möglichkeit zur Nutzung von PV-Anlagen und Wallboxen rücken in den Fokus. In dem Zusammenhang sprechen die Menschen auch die Themen des Messstellenbetriebs und Netzanschlusses an.

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 versteht man sowohl den Stromverbrauch von Nachtspeicherheizungen als auch den Stromverbrauch elektrischer Wärmepumpen. Der Heizstromverbrauch ist im Vergleich zum Vorjahr weiter gesunken. Mögliche Gründe sind u. a. die persönlichen Einsparungen der Bürger sowie Umrüstungen auf moderne Wärmepumpen oder andere Heizungsarten. Nach den Mengenangaben von rund 924 Heizstromlieferanten (im Vorjahr 874 Heizstromlieferanten) wurden diese Kunden an knapp 2,10 Mio. Marktlokationen mit etwa 11 TWh Heizstrom beliefert. Dies entspricht im Mittel einer Belieferung mit knapp 5.643 kWh je Marktlokation. Im Vorjahr waren es knapp 5.884 kWh pro Marktlokation bei einer Gesamtmenge von 12,1 TWh an 2,07 Mio. Marktlokationen.

Auf die Abgabe an Nachtspeicherheizungen entfiel eine Elektrizitätsmenge von knapp 6,8 TWh an 1,13 Mio. Nachtspeicher-Marktlokationen. Dem steht eine Abgabemenge an Wärmepumpen von gut 4,3 TWh an rund 0,83 Mio. Marktlokationen gegenüber. Der überwiegende Verbrauchsanteil entfällt weiterhin auf Nachtspeicherheizungen mit rund 57,7 Prozent der Abgabemenge und 61,2 Prozent der Marktlokationen. Der Anteil von Wärmepumpen nimmt gegenüber dem Anteil der Nachtspeicherheizungen konstant über die Jahre zu. So stieg im Vergleich zum Vorjahr die gesamte Anzahl der belieferten Marktlokationen von Wärmepumpen um rund sieben Prozent an, während der Anteil der Nachtspeicherheizungen um sieben Prozent zurückgegangen ist. Dies spiegelt sich auch in den Anteilen an den gesamten Marktlokationen im Bereich Heizstrom wider. Im Jahr 2024 machte der Anteil der Wärmepumpen schon 42,3 Prozent der Marktlokationen aus (Vorjahr: 35,8 Prozent).

Dabei ist der Anteil der Heizstrommenge, die im Jahr 2024 von einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger geliefert wurde, im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Hierbei entfielen im Jahr 2024 33,5 Prozent – im Vorjahr 38 Prozent – der gesamten Abgabe an Heizstrommenge auf andere Lieferanten als den Grundversorger. Die Anzahl der Heizstrom-Marktlokationen, die nicht vom Grundversorger beliefert wurden, ist dagegen von 34,7 Prozent auf 35,8 Prozent leicht gestiegen.

Der Anteil der Lieferantenwechsel hat sich, bezogen auf die Anzahl der Marktlokationen im Heizstrombereich im Vergleich zum Vorjahr deutlich erhöht. Im Berichtsjahr 2024 fanden an 328.746 Heizstrom-Marktlokationen Lieferantenwechsel statt. Auf diese Marktlokationen entfiel im Jahr 2024 eine Heizstrommenge von rund 2.015 GWh. Dies entspricht einer Lieferantenwechselquote von 19 Prozent nach Menge. Im Vorjahr lag die Lieferantenwechselquote noch bei 9,3 Prozent der Menge. Eine mögliche Ursache für den Anstieg ist das Auslaufen der im Jahr 2023 geltenden Strompreisbremse als staatliche Entlastungsmaßnahme. Während ihrer Anwendung waren Wechselaktivitäten durch die einheitliche Preisobergrenze von 40 ct/kWh weitgehend gedämpft.

Preisniveau

Nach Angaben der Lieferanten liegt der mengengewichtete Bruttogesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer) zum 1. April 2025 für den typischen Abnahmefall einer Nachtspeicherheizung bei 28,47 ct/kWh. Für Wärmepumpen beträgt der entsprechende Preis 31,70 ct/kWh, bei Wärmepumpen mit getrennter Messung liegt er bei 27,44 ct/kWh. Im Fall der getrennten Messung entfällt gemäß § 22 EnFG die Zahlungsverpflichtung für die KWK-Umlage sowie die Offshore-Netzumlage, sofern der Strombezug über einen eigenen Zählpunkt erfolgt. Unter anderem dadurch ergibt sich ein niedrigerer Gesamtpreis. Der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil am Gesamtpreis – bestehend aus Beschaffungskosten, Vertriebskosten und Marge – liegt bei Nachtspeicherheizungen bei 14,75 ct/kWh, bei Wärmepumpen bei 15,12 ct/kWh und bei Wärmepumpen mit getrennter Messung bei 15,55 ct/kWh. Der Anteil des beeinflussbaren Preisbestandteils am Gesamtpreis beträgt bei Nachtspeicherheizungen rund 52 Prozent, bei Wärmepumpen rund 48 Prozent und bei Wärmepumpen mit getrennter Messung rund 57 Prozent. Der verbleibende Anteil entfällt jeweils auf Steuern, Umlagen und Konzessionsabgaben. Die Höhe des beeinflussbaren Preisanteils wird maßgeblich durch die Entwicklung der Beschaffungskosten bestimmt.

14. Mess- und Zählwesen Strom

Für das Jahr 2024 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. 7,4 Mio. Letztverbraucher von einem verpflichtenden Einbau intelligenter Messsysteme i. S. d. § 29 i. V. m. §§ 31, 32 MsbG betroffen. Die größte Anzahl mit fast 1,85 Mio. Messlokationen entfällt auf Letztverbraucher mit einem Jahresstrombedarf zwischen 6.000 und 10.000 kWh. Des Weiteren sind fast 1,4 Mio. Messlokationen den Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG zuzuordnen. Über alle Letztverbraucherkategorien hinweg ist mit rund 644.000 die Anzahl der bereits vorgenommenen Pflichteinbauten von intelligenten Messsystemen im Vergleich zum Vorjahr um über 224.000 gestiegen. Hinzukommen rund 290.000 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 2024 erneut eine deutliche Entwicklung weg von elektromechanischen Zählern gegeben. Insgesamt ist die Anzahl elektromechanischer Messeinrichtungen stark gesunken und die Anzahl moderner Messeinrichtungen um rund 3,7 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. 25 Mio. Messlokationen eingesetzt. Die Ausgaben für Investitionen und Aufwendungen im Messwesen sind im Jahr 2024 um insgesamt etwa 122 Mio. Euro auf ca. 969 Mio. Euro gestiegen. Damit liegen die realisierten Ausgaben etwa 81 Mio. Euro unterhalb der geplanten Investitionen. Die diesjährigen Prognosewerte liegen mit fast insgesamt 1,28 Mrd. Euro oberhalb des Niveaus der Vorjahresprognosen. Vom gesamten Investitionsvolumen von etwa 969 Mio. Euro im Jahr 2024 entfielen etwa 607 Mio. Euro auf

intelligente Messsysteme und moderne Messeinrichtungen, was einer Zunahme von etwa 129 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr entspricht. Für das Jahr 2025 sehen die Planwerte abermals eine deutliche Steigerung dieses Werts auf etwa 920 Mio. Euro vor.

B. Gas

1. Netzübersicht Gas

Aus dem Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) wurden im Jahr 2024 rund 175,5 TWh Gas an Letztverbraucher ausgespeist. Die Ausspeisemenge aus dem Netz der VNB Gas betrug im Jahr 2024 668,5 TWh. Die gesamte Ausspeisemenge lag bei 844 TWh (2023: 811,5 TWh) und damit rund vier Prozent über dem Vorjahresniveau. Die Zuwächse sind auf Großverbraucher ab 10 GWh Jahresverbrauch und Gaskraftwerke zurückzuführen. Im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG sank die Gasausspeisemenge um zwei Prozent auf 229,7 TWh (2023: 234,5 TWh). Die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW stieg deutlich um 16 Prozent auf 96,9 TWh (2023: 82,1 TWh).

Die in Deutschland verfügbare gesamte Gasmenge betrug im Jahr 2024 in der Summe rund 947,3 TWh. Dabei stammen 40,9 TWh aus der inländischen Förderung, was einem Anteil von 4,3 Prozent am Gesamtaufkommen entspricht. 865,1 TWh Erdgas wurden aus dem Ausland importiert. Der jährliche Speichersaldo, der die Differenz zwischen der Einspeicherung und der Ausspeicherung von Erdgas in einem Jahr beschreibt, betrug im Jahr 2024 30,6 TWh. Der Speichersaldo war erstmals seit 2021 wieder positiv. Es wurde in der Summe mehr Gas aus den Gasspeichern ausgespeichert als eingespeichert. Zudem wurden 10,9 TWh Biogas im Jahr 2024 in das deutsche Erdgasnetz eingespeist. Gut 89 TWh (2023: 187 TWh) der verfügbaren Gasmenge wurden im Jahr 2024 exportiert. Dies entspricht einem Rückgang gegenüber dem Vorjahr von 52 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 2024 bei 72,1 TWh (2023: 62,3 TWh). Dies entspricht einem Anteil von rund 41 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 41,7 TWh (2023: 36,6 TWh), was einem Anteil von sechs Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der VNB entspricht.

2. Marktkonzentration

Im Gasgroßhandel gab es keine wesentlichen Veränderungen der Wettbewerbssituation im Vergleich zum Vorjahr. Auch die Marktkonzentration bei den Untertageerdgasspeicheranlagen und auf den einzelnen deutschen Gasendkundenmärkten hat sich nur geringfügig verändert. Die Anteile der vier größten Unternehmen am Gasabsatz an SLP-Kunden sind leicht gesunken, bei RLM-Kunden etwas angestiegen. Die Konzentration bei der Belieferung der SLP- und RLM-Kunden durch die vier größten Anbieter auf dem Markt variiert leicht,

bewegt sich jedoch weiterhin entfernt von marktbeherrschenden Positionen. Insgesamt ist der bei den Lieferanten erhobene Gasabsatz in Deutschland nach einem Rückgang von ca. 10 Prozent im Vorjahr im Jahr 2024 um ca. 8 Prozent auf 740 TWh¹⁴ gestiegen.

Gasgroßhandel

Im Bereich des Gasgroßhandels erfolgt eine quantitative Betrachtung der relativen Bedeutung der Großhandelsunternehmen, ohne dass dabei eine abschließende Marktabgrenzung getroffen wird. Die Konzentration in diesem Bereich bewegt sich weiterhin auf hohem Niveau.

Untertageerdgasspeicheranlagen

Ein weiterer wichtiger Indikator für die Konzentration auf den Gasmärkten ist der Anteil von Unternehmen am Gesamt-Arbeitsgasvolumen in den Untertageerdgasspeichern und damit der Zugriff auf Speicherkapazität. Die an das deutsche Gasnetz angeschlossenen und für die Konzentrationsdarstellung betrachteten Untertageerdgasspeicher verfügten zum Stichtag am 31. Dezember 2024 über ein maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen in Höhe von rund 290 TWh. Dieser Wert knüpft an das über die letzten Jahre konstante Speichervolumen an. Weitgehend unverändert zum Vorjahr bleibt auch das aggregierte Arbeitsgasvolumen der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten (CR3), die mit rund 210 TWh zum 31. Dezember 2024 weiterhin einen Anteil von 73 Prozent halten. Diese unverändert hohe Konzentration ist darauf zurückzuführen, dass nach wie vor zwei der größten Speicherbetreiber in einer Hand (Bundesrepublik Deutschland) sind, wobei die Rückführung von Uniper-Anteilen in private Hand bis Ende 2028 gesetzlich vereinbart ist.

Gasendkundenmärkte

Im Berichtsjahr 2024 setzten Lieferanten bundesweit insgesamt 319 TWh Gas an SLP-Kunden und 420 TWh an RLM-Kunden ab¹⁵. Die Gesamtabatzmenge ist damit in 2024 um ca. 8 Prozent im Vergleich zum Vorjahr erstmals wieder gestiegen, in 2023 hatte sie gegenüber dem Vorjahr noch um ca. 10 Prozent abgenommen. Der Absatz an RLM-Kunden ist im Vergleich zum Absatz an SLP-Kunden überproportional gestiegen.

Gründe dafür sind ein höherer Absatz an industrielle Verbraucher, eine vermehrte Stromerzeugung in Gaskraftwerken sowie möglicherweise auch die Kostenoptimierung durch einen Wechsel in einen RLM-Vertrag. Von der gesamten Absatzmenge an SLP-Kunden entfielen 2024 wie etwa auch im Vorjahr mit rund 277 TWh ca. 87 Prozent auf Sonderverträge und in etwas geringerem Umfang als im Vorjahr mit 42 TWh ca. 13 Prozent auf die Grundversorgung.¹⁶ Der kumulierte Absatz der vier jeweils absatzstärksten Unternehmen betrug im Bereich der SLP-Kunden 72 TWh und erreichte damit einen kumulierten Marktanteil (CR4 = Concentration Ratio) in Höhe von rund 23 Prozent. Bei RLM-Kunden erzielten die vier absatzstärksten Unternehmen einen Absatz von rund 130 TWh, was einem kumulierten Marktanteil von 31 Prozent entspricht. Im Vergleich zum

¹⁴ Die Differenz des hier festgestellten Wertes in Höhe von 740 TWh zum oben genannten THE-Wert von 844 TWh erklärt sich wie im einleitenden Absatz dargestellt durch die Eigenbeschaffung von Verbrauchern sowie Unschärfen in den Meldungen der Lieferanten.

¹⁵ Als Absatz wird hier, wie im gesamten Unterpunkt „Gasendkundenmärkte“, die Abgabemenge der Lieferanten an ihre Kunden in Energie-/Arbeitseinheit bezeichnet.

¹⁶ Der Anteil der Grundversorgung bei RLM-Kunden bewegt sich im Promillebereich und wird daher nicht gesondert berücksichtigt.

Vorjahr nehmen die CR4-Marktanteile rund 3 Prozentpunkte auf dem RLM-Markt zu und rund 2 Prozentpunkte auf dem SLP-Markt ab. Beide aggregierten Marktanteile liegen weiterhin deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung.¹⁷

3. Marktraumumstellung

Die Gasversorgung wird auch weiterhin in den kommenden Jahren im Nordwesten von L-Gas auf H-Gas umgestellt. Von der veränderten Erdgasversorgungsstruktur sind über vier Millionen Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden mit geschätzten 4,9 Mio. Gasverbrauchsgeräten betroffen. Sie müssen schrittweise von L-Gas auf H-Gas angepasst werden. In 2024 wurden 805 RLM-Kunden erfolgreich umgestellt (2023: 1.508). Für die Jahre 2025-2029 sind noch rund 4.000 RLM-Kunden umzustellen. Zusätzlich wurden 2024 429.377 SLP-Kunden erfolgreich umgestellt (2023: 463.470). Für die Jahre 2025-2029 sind noch rund 1,7 Mio. SLP-Kunden umzustellen. Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Marktraumumstellung weiter im Plan liegt und auf einem guten Weg ist. 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 2024 betrug die gesamte Importmenge an Erdgas nach Deutschland 865 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 968 TWh sanken die Importe nach Deutschland um 103 TWh. Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas waren im Jahr 2024 Norwegen, die Niederlande und Belgien mit einem Volumen von insgesamt 786 TWh. Das entspricht rund 91 Prozent aller deutschen Gasimporte. Die Menge russischer Pipelinegaslieferungen lag auch in 2024 bei 0 TWh. 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 70 TWh.

Gasexporte

Im Jahr 2024 betrug die Exportmenge an Erdgas aus Deutschland 89 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert in Höhe von 187 TWh sanken die Exporte aus Deutschland um 98 TWh. Hauptsächlich wurde Erdgas nach Tschechien, die Niederlande und Österreich exportiert.

¹⁷ Laut § 18 Abs. 6 GWB ist eine Gesamtheit von Unternehmen u.a. als marktbeherrschend einzustufen, wenn sie aus fünf oder weniger Unternehmen besteht, die zusammen einen Marktanteil von zwei Dritteln erreichen.

5. Biogas

Insgesamt speisten im Jahr 2024 267 Anlagen Biogas in das Gasnetz ein (2023: 242 Anlagen). Die gesamte vertraglich vereinbarte Einspeiseleistung lag in 2024 bei 3,421 Mio. kWh/h (2023: 2,722 Mio. kWh/h). Die Einspeisung von Biogas lag in 2024 bei 10,9 TWh (2023: 10,2 TWh).

6. Untergrundgasspeicher

Die Gasspeicher in Deutschland sind für eine Versorgung mit Gas insbesondere in den Wintermonaten von großer Bedeutung. Zum Stichtag 31. Dezember 2024 betrug das in den Untergrundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen wie im Vorjahr insgesamt 289 TWh.¹⁸ Davon entfielen 137 TWh auf Kavernenspeicher, 129 TWh auf Porenspeicheranlagen und 23 TWh auf sonstige Speicheranlagen.

Ab Herbst 2025 gelten in Deutschland Mindestfüllstände für Kavernenspeicher von 80 Prozent und für die meisten Porenspeicher von 45 Prozent zum 1. November. Daraus ergibt sich ein durchschnittliches Füllstandsziel von ca. 70 Prozent. Zum Redaktionsschluss des Monitoringberichts lagen die Speicherfüllstände bei 75 Prozent. Weitere Informationen zu Gasspeichern finden sich im Kapitel IIIB5.

7. Netzstrukturdaten

Die gemeldete Gasnetzlänge des Fernleitungsnetzes betrug (Stichtag 31. Dezember 2024) rund 43.500 Kilometer (2023: 45.800 Kilometer).¹⁹ 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 Marktlifikationen von Letztverbrauchern im Fernleitungsnetz betrug 527.

Die im Monitoring gemeldete Gasnetzlänge im Verteilernetz inkl. Hausanschlussleitungen betrug gut 561.000 Kilometer und wies zum Stichtag 31. Dezember 2024 rund 11 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 Marktlifikationen von Letztverbrauchern im Netz der VNB betrug 14,4 Mio. Davon können 12,8 Mio. Marktlifikationen Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zugeordnet werden. Die Mehrzahl der VNB Gas verfügt über Netze, die eine kleine bis mittlere Gasnetzlänge bis 1.000 Kilometer aufweisen. 93 VNB weisen Gasnetze mit einer Gesamtlänge von mehr als 1.000 Kilometern aus.

Die Summe aller Einspeisepunkte in den Verteilernetzen beträgt rund 6.800. Hiervon dienen 223 Einspeisepunkte nur zur Noteinspeisung. Bei Betrachtung der Anzahl der durch die Verteilernetzbetreiber versorgten

¹⁸ 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.

¹⁹ Der Rückgang der Gasnetzlänge resultiert aus der Nichtberücksichtigung des Netzes der Nord Stream AG.

Marktllokationen wird deutlich, dass nur 29 VNB Gas die Grenze von 100.000 Marktllokationen überschreiten. Ein Großteil der in Deutschland tätigen VNB Gas 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 aktuelle 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 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. 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 erarbeiten die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und die regulierten Wasserstofftransportnetzbetreiber (WTNB) nun den 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045.

9. Investitionen der Gasnetzbetreiber

Fernleitungsnetzbetreiber

Im Jahr 2024 wurden von den 15 deutschen FNB insgesamt 1.518 Mio. Euro (2023: 1.651 Mio. Euro) in Netzinfrasturktur investiert. Hiervon entfielen 1.165 Mio. Euro (2023: 1.413 Mio. Euro) auf Investitionen in Neubau, Ausbau sowie Erweiterung und 353 Mio. Euro (2023: 238 Mio. Euro) auf Erhalt und Erneuerung der Netzinfrasturktur. Für das Jahr 2025 rechnen die FNB mit einem Investitionsvolumen in Höhe von 2.092 Mio. Euro. Die Aufwendungen in Wartung und Instandhaltung der Netzinfrasturktur betrugen im Jahr 2024 über alle FNB hinweg 453 Mio. Euro (2023: 425 Mio. Euro). Für das Jahr 2025 erwarten die Fernleitungsnetzbetreiber planmäßige Aufwendungen in Höhe von 525 Mio. Euro.

Verteilernetzbetreiber

Mehr als 600 VNB Gas melden für das Jahr 2024 ein gesamtes Investitionsvolumen in Höhe von 1.186 Mio. Euro (2023: 1.170 Mio. Euro) in die Netzinfrastruktur. Auf Neubau, Ausbau und Erweiterung entfielen dabei 507 Mio. Euro (2023: 530 Mio. Euro), auf Erhalt und Erneuerung 679 Mio. Euro (2023: 640 Mio. Euro). Für das Jahr 2025 rechnen die VNB mit einem Investitionsvolumen in Höhe von 1.372 Mio. Euro.

Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung betrugen nach Angaben der VNB Gas im Jahr 2024 1.340 Mio. Euro (2023: 1.216 Mio. Euro). Für das Jahr 2025 rechnen die VNB mit Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung in Höhe von 1.506 Mio. Euro.

Die Höhe der Investitionen der VNB ist von der Gasnetzlänge, der Anzahl der versorgten Marktllokationen und anderen individuellen Strukturparametern, insbesondere geographischen Gegebenheiten abhängig. 96 der befragten VNB Gas bewegten sich in einem Investitionsrahmen zwischen einer Million und fünf Millionen Euro. 51 VNB Gas tätigten Investitionen mit einem Volumen von mehr als fünf Millionen Euro.

Für 226 der befragten VNB Gas bewegte sich die Summe der Aufwendungen in einem Rahmen zwischen 100.001 und 500.000 Euro. 58 VNB Gas 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 2023/2024 415,9 GWh/h (2022/2023: 549,2 GWh/h). Das Angebot der festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) machte mit einem Wert von 180,2 GWh/h (2022/2023: 203,4 GWh/h) rund 43 Prozent der gesamten angebotenen Einspeisekapazität aus. Die in Summe angebotene feste Ausspeisekapazität für das deutschlandweite THE Marktgebiet betrug im Gaswirtschaftsjahr 2023/24 355,1 GWh/h (2022/2023: 352,9 GWh/h). Hierbei ist zu beachten, dass nicht jeder Fernleitungsnetzbetreiber alle Kapazitätsprodukte anbietet. Die aggregierten Darstellungen lassen sich somit nicht auf jeden einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber projizieren.

Deutschlandweit wurde 2024 über alle nominierungspflichtigen Einspeisepunkte eine nominierte Menge von 1.011 TWh gemeldet (2023: 1.285 TWh). Demgegenüber stehen deutlich geringere Ausspeisenominierungen von 238 TWh (2023: 367 TWh). Der deutlich 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. Versorgungsstörungen Gas

Im Jahr 2024 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 1,55 Minuten (2023: 1,26 Minuten) und damit etwas über dem langjährigen Mittel von 1,52 Minuten pro Jahr. Dieser Wert zeugt weiterhin von der hohen Versorgungsqualität des deutschen Gasnetzes. Die Unterbrechungen der Gasversorgung waren in den Bundesländern sehr unterschiedlich und reichten von 0,10 Minuten in Hamburg bis 6,84 Minuten in Thüringen. Weitere Informationen zu den Versorgungsstörungen Gas finden sich im Kapitel III.C.5.

12. Netzentgelte Gas

Das durchschnittliche mengengewichtete Netzentgelt für den Haushaltskunden betrug zum Stichtag 1. April 2025 2,16 ct/kWh (2024: 1,82 ct/kWh). Im Vergleich zum Vorjahr sind die Netzentgelte für Haushaltskunden um gut 19 Prozent gestiegen. Bei den Gewerbekunden lag das Netzentgelt zum Stichtag 1. April 2025 bei 1,85 ct/kWh (2024: 1,54 ct/kWh) und damit gut 20 Prozent höher als im Vorjahr. Bei den Industriekunden stiegen die Netzentgelte in 2025 um gut 21 Prozent auf 0,51 ct/kWh (2024: 0,42 ct/kWh). Der starke Anstieg der Gasnetzentgelte für alle Abnehmergruppen in 2025 ist vor allem auf neu eingeführte Abschreibungsregeln, den rückläufigen Gasverbrauch und erhöhte Kosten für Erhalt und Betrieb der Infrastruktur zurückzuführen. Die neue Regulierung (KANU 2.0) erlaubt es Netzbetreibern, Rückbaukosten vorwegzunehmen, während der Gasverbrauch durch die Energiewende abnimmt und die Fixkosten auf immer weniger Letztverbraucher verteilt werden. Regionale Unterschiede und steigende Investitionskosten verstärken den Effekt. Für 2026 ist ein weiterer Anstieg der Netzentgelte zu erwarten.

13. Großhandel Gas

Großhandelsvolumen

Nach den Auswirkungen des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine im Jahr 2022 ist – wie bereits im Jahr 2023 – auch im Jahr 2024 eine weitere, wenn auch abgeschwächte Rückbewegung der Handelsvolumina festzustellen. Grundsätzlich verändert erscheint das Verhalten auf den Terminmärkten. Während das insgesamt gehandelte Börsenvolumen (inklusive geclearter Volumina²⁰) auf dem gesamtdeutschen Marktgebiet der Trading Europe (THE) im Vergleich zum Vorjahreswert in Höhe von 1.703 TWh im Jahr 2024 um ca. 20 Prozent auf rund 1.368 TWh abnahm, verblieb der Anteil der Terminkontrakte auf relativ hohem Niveau. Im Vergleich machten im Jahr 2024 Terminkontrakte rund die Hälfte des EEX-Handelsvolumens aus, während dieser Wert 2021 – also vor dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine – nur bei rund 12 Prozent lag. Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt ist nach einem Rückgang von 23,5 Prozent im Jahre 2023 im Jahr 2024 um weitere ca. 19 Prozent auf rund 688 TWh zurückgegangen. Der Schwerpunkt der Spothandelsgeschäfte lag im

²⁰ Die EEX Trade Registration Funktionalität (Handelsregistrierung) ermöglicht es Handelsteilnehmern, außerbörslich (OTC) abgeschlossene Geschäfte an der EEX zu registrieren, damit diese über die European Commodity Clearing (ECC) verrechnet und abgewickelt werden können.

Jahr 2024 – wie auch in den Vorjahren – auf den Day-Ahead-Kontrakten. Das Handelsvolumen der Terminkontrakte ist von 856 TWh im Jahr 2023 auf rund 680 TWh im Jahr 2024 um 21 Prozent gesunken, verblieb jedoch wie oben beschrieben auf relativ hohem Niveau.

Großhandelspreise

Der von der EEX veröffentlichte „European Gas Spot Index“ (EGSI) betrug 2024 im (ungewichteten) Jahresdurchschnitt für das Marktgebiet THE 34,64 Euro/MWh und ist damit um rund 15 Prozent gefallen. Nach der zu beobachtenden Preissenkung im Vorjahr um rund 67 Prozent setzte sich der Preisrückgang weiter fort, wenngleich das Niveau vom Beginn des Jahres 2021 nicht ganz erreicht wurde und im Verlauf des Jahres 2024 wieder eine kontinuierliche Preissteigerung zu verzeichnen war. So betrug der EGSI-Monatsdurchschnitt im Januar 2024 30,51 Euro/MWh und im Dezember 2024 45,74 Euro/MWh.

Der „European Gas Index Deutschland“ (EGIX) basiert auf börslichen Handelsgeschäften, die in den jeweils aktuellen Frontmonatskontrakten für das deutsche Marktgebiet abgeschlossen werden. Im Jahr 2024 fiel der EGIX nach 64 Prozent im Vorjahr erneut um knapp 30 Prozent auf im (ungewichteten) Durchschnitt 34,22 Euro/MWh in 2024. Die Jahreswerte wiesen mit 23,20 Euro/MWh im März den niedrigsten und mit 49,08 Euro/MWh im Dezember dem höchsten Wert auf.

Außerbörslicher Großhandel

Die acht an der diesjährigen Befragung teilnehmenden Brokerplattformen vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland in Höhe von insgesamt 2.426 TWh (im Vorjahr 2.157 TWh). Davon entfielen 762 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2024 und einem Erfüllungszeitraum von mindestens einer Woche. Das Gesamtvolumen bei den Brokern ist nach rund 7 Prozent im Vorjahr damit erneut um gut 12 Prozent gestiegen. Nachdem das Handelsvolumen der Broker im Zuge des russischen Angriffs deutlich gefallen war und vermutlich eine Verlagerung auf die Börsen stattgefunden hat, könnten die Entwicklungen der letzten Jahre auf eine Rückbewegung hindeuten. Kurzfristige Transaktionen auf dem Spotmarkt mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche sanken im Jahr 2024 von ca. 10 auf 6 Prozent. Termingeschäfte für das laufende und das folgende Jahr stellten damit wiederum den klaren Schwerpunkt der Broker beim Erdgashandel dar.

Nominierungen am Virtuellen Handelpunkt

Die an dem Virtuellen Handelpunkt (VHP) der THE nominierten Gasmengen waren wie in den beiden Vorjahren auch im Jahr 2024 mit nur mehr 2.886 TWh rückläufig. Der Rückgang gegenüber 2023 fiel allerdings mit 5 Prozent im Vergleich zum Vorjahr (minus 15 Prozent) deutlich geringer aus²¹. Rund 94 Prozent des Nominierungsvolumens entfiel auf H-Gas, die restlichen 6 Prozent auf L-Gas. Hier setzte sich die bereits in den Vorjahren zu beobachtende Reduzierung des L-Gas Volumens im Zuge der Marktraumumstellung weiter fort.

²¹ Das Nominierungsvolumen vor dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine liegt jedoch mit insgesamt 2.464 TWh im Vergleich noch etwas darunter.

Bei den monatlichen Nominierungsvolumina zeigen sich – wie in den Vorjahren – saisonale Unterschiede. Das durchschnittliche Handelsvolumen in den Monaten Mai bis September lag im Jahr 2024 bei 197 TWh, während der Monate Oktober bis April lag es dagegen bei 302 TWh. Die geringste Nominierungsmenge ergab sich erneut im Monat September mit 195 TWh, der Jahreshöchststand wurde wiederum im Monat Januar mit 324 TWh erreicht. Die Anzahl der aktiven²² Handelsteilnehmer betrug im gesamtdeutschen Marktgebiet im Jahr 2024 für H-Gas im Mittel pro Monat 469 (Vorjahr: 439) und für L-Gas 189 (Vorjahr: 187).

14. Einzelhandel Gas

Lieferantenvielfalt

Der Anteil der Gasverteilernetze, in denen mehr als 100 Gaslieferanten tätig sind, lag in 2024 unverändert bei rund 63 Prozent. Im bundesweiten Durchschnitt standen dem Haushaltskunden 108 Gaslieferanten zur Auswahl (2023: 109 Gaslieferanten). Die Anzahl der bundesweit tätigen Gaslieferanten lag in 2024 bei 139 (2023: 140 Lieferanten)²³.

Insgesamt meldeten im Jahr 2024 sieben Strom- und Gaslieferanten der Bundesnetzagentur die Beendigung der Belieferung von Haushaltskunden. Im Jahr 2025 beendeten, Stand Redaktionsschluss, sechs Strom- und Gaslieferanten ihre Tätigkeit als Lieferant. Weitere elf Strom- und Gaslieferanten haben die Beendigung der Belieferung von Haushaltskunden zum 31.12.2025 der Bundesnetzagentur angezeigt.

Vertragsstruktur Nicht-Haushaltskunden

Im Jahr 2024 blieb die Vertragsstruktur bei RLM-Kunden fast unverändert. Es wurden Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) an 47.298 Marktlifikationen mit 420 TWh Gas beliefert²⁴. Hierbei handelt es sich durchweg um Nicht-Haushaltskunden (Industrie- und Gewerbekunden, Gaskraftwerke). Die Belieferung erfolgte zu über 99 Prozent durch Verträge außerhalb der Grundversorgung²⁵. Der Grundversorger belieferte über Verträge außerhalb der Grundversorgung rund ein Viertel der RLM-Kunden. Verträge bei Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger sind, machten mit 75 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).

Vertragsstruktur der Haushaltskunden

Der Gasverbrauch der Haushaltskunden lag im Jahr 2024 rund zwei Prozent unter dem Vorjahreswert bei 229,7 TWh (2023: 234,5 TWh). 2024 sank der Anteil der Grundversorgungsverträge auf 15,9 Prozent ab. Die

²² Ein VHP Handelsteilnehmer gilt als aktiv, wenn er im jeweiligen Monat mindestens eine Normierung vorgenommen hat.

²³ Eine bundesweite Tätigkeit liegt vor, wenn der Gaslieferant in allen 16 deutschen Bundesländern Letztverbraucher mit Gas beliefert.

²⁴ Zum Berichtsjahr 2024 haben 991 Gaslieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Marktlifikationen und Auspeisemengen bei Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) getätigt (2023: 971). Unter diesen Gaslieferanten bestehen zum Teil Konzernverbindungen, so dass diese Zahl nicht mit der Anzahl voneinander unabhängiger Wettbewerber gleichzusetzen ist.

²⁵ 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“.

mengenbezogene Belieferungsquote bei den Verträgen mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung stieg auf 51,7 Prozent. Der Anteil der Verträge bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, sank auf 32,4 Prozent. Von dem Gasverbrauch der privaten Haushalte in Höhe von 229,7 TWh, entfielen 36,5 TWh auf Verträge in der Grundversorgung, 118,8 TWh auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und 74,4 TWh auf Verträge bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden

Die Gesamtzahl der Marktlösungen mit Lieferantenwechsel stieg im Vergleich zum Vorjahr um rund 18 Prozent (von rund 16.900 auf 19.900). Die von den Lieferantenwechseln betroffene Gasentnahmemenge für Nicht-Haushaltskunden stieg gleichzeitig um rund 24 Prozent von ca. 41 TWh auf 51 TWh. Die größte Zunahme verzeichnete dabei das Segment der Abnehmer <10 GWh/Jahr, das insbesondere Kleinunternehmen wie freie Berufe oder Dienstleistungen umfasst.

Lieferantenwechsel Haushaltskunden

Die Anzahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden stieg im Jahr 2024 auf 2,3 Mio. Dies entspricht einem neuen Höchststand, nachdem im Vorjahr die Zahl bei 1,8 Mio. Haushaltskunden lag. Die Lieferantenwechselquote lag dabei bei 17,7 Prozent (2023: 14,2 Prozent). Die von Lieferantenwechseln betroffene Gasmenge lag in 2024 bei 44,3 TWh (2023: 36,1 TWh).

Vertragswechsel der Haushaltskunden

Im Jahr 2024 haben sich 1,15 Mio. Gaskunden für einen Vertragswechsel²⁶ bei ihrem bisherigen Gaslieferanten entschieden (2023: 1,04 Mio.). Dabei lag die mengenbezogene Vertragswechselquote bei rund neun Prozent. Die von Vertragswechseln betroffene Gasmenge lag in 2024 bei 18,9 TWh (2023: 16,8 TWh).

Gassperrungen

Die Anzahl der von den Netzbetreibern durchgeführten Sperrungen lag im Jahr 2024 bei 34.393 und ist im Vergleich zum Vorjahr um rund 23 Prozent gestiegen (2023: 28.059). 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. Zusätzlich haben viele Stromlieferanten in den vergangenen Jahren vor dem Hintergrund der zeitweise drastisch gestiegenen Gaspreise für einen begrenzten Zeitraum freiwillig auf Sperrungen verzichtet. Daher ist nicht auszuschließen, dass bei den Sperrzahlen für das Jahr 2024 ein Nachholeffekt zu beobachten ist. In der überwiegenden Mehrheit der Fälle erfolgte die Sperrung aufgrund eines Zahlungsverzugs. Knapp die Hälfte der Gaslieferanten gaben an, freiwillig auf Sperrungen ihrer Kunden zu verzichten. Häufig werden

²⁶ Wechsel des Gastarifs auf Betreiben des Letztverbrauchers (Kunden) bei dem gleichen Gasversorger von dem er zuvor beliefert wurde.

hierzu individuelle Zahlungsvereinbarungen mit den Kunden getroffen, um eine kundenfreundliche Lösung herbeizuführen. Um 26 Prozent gestiegen ist die Anzahl der Haushaltskunden, die eine Abwendungsvereinbarung inklusive einer Ratenzahlung bei bestehenden Zahlungsschwierigkeiten in Anspruch genommen haben. Insgesamt wurden Ratenzahlungen von rund 65.000 Haushaltskunden (2023: 65.000) genutzt.

Auch die Zahl der Sperrbeauftragungen durch den Gaslieferanten beim Netzbetreiber ist 2024 um 22 Prozent auf 218.000 gestiegen (2023: 178.000). Um rund acht Prozent ist in 2024 die Anzahl der Sperrandrohungen gestiegen, die von den Gaslieferanten ausgesprochen werden. Die absolute Zahl der Sperrandrohungen lag 2024 bei 999.000 (2023: 927.000). Da zwischen der Sperrandrohung und der Sperrung teilweise ein zeitlicher Abstand liegt, ist davon auszugehen, dass im Jahr 2024 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 2024 haben Gaslieferanten (Grundversorger und wettbewerbliche Lieferanten) bei insgesamt 67.533 Gaskunden (2023: 59.948) eine Kündigung des Vertragsverhältnisses aufgrund von Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung ausgesprochen. Dabei entfielen rund 93 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 34 Gaslieferanten wurden im Jahr 2024 in der Grundversorgung insgesamt rund 754 Haushaltskunden (2023: 850) über Bargeld- oder Chipkartenzähler oder sonstige vergleichbare Vorkassensysteme versorgt.

Es wurden 92 Vorkassensysteme in 2024 neu eingebaut und 210 vorhandene Vorkassensysteme wieder ausgebaut. Die Kosten für den Messstellenbetrieb und die Kosten für die Messung lagen pro Jahr und Zähler durchschnittlich bei 15,5 Euro bzw. 3,8 Euro. Der den Gaskunden in Rechnung gestellte jährliche Grundpreis betrug im Durchschnitt 140 Euro. Der durchschnittliche Arbeitspreis für Vorkassekunden lag bei 13,5 ct/kWh.

Gaspreise „Industriekunden“ – Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Der Mittelwert des Gesamtpreises für Industriekunden (ohne USt.) belief sich zum Stichtag 1. April 2025 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“)²⁷ auf 6,75 ct/kWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahr leicht gestiegen (1. April 2024 6,22ct/kWh). Der Gesamtpreis (ohne USt.) besteht im Mittel zu knapp 57 Prozent aus Energiebeschaffungskosten. Nicht beeinflussbare Preisbestandteile für die Lieferanten, wie das Nettonetzentgelt, Messung und Messstellenbetrieb sowie die Konzessionsabgaben belaufen sich auf knapp 9 Prozent. Der Anteil der Gassteuer und CO₂-Abgabe zusammen veränderte sich im Vergleich zum Vorjahr lediglich im Rundungsbereich und machte zusammen einen Anteil in Höhe von ca. 23 Prozent aus. Der Anteil der nicht beeinflussbaren Preisbestandteile verbleibt insgesamt wie im Vorjahr bei rund 32 Prozent. Die aktuelle RLM-Bilanzierungsumlage der THE wurde zum 1. Oktober 2023 auf 0 EUR/MWh gesetzt und ist seither unverändert. Zum 01.01.2024 stieg die Gasspeicherumlage von 0,145 ct/kWh auf 0,186 ct/kWh. Im Verlauf des Jahres 2024 stieg sie erneut am 1. Juli auf 2,50 Euro/MWh.

Gaspreise „Gewerbekunden“ – Abnahmefall 116 MWh/Jahr

Beim Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“)²⁸ belief sich der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) auf 9,48 ct/kWh und verbleibt damit auf dem Niveau des Vorjahres. Der Gesamtpreis (ohne USt.) besteht im Mittel zu 47 Prozent aus Energiebeschaffungskosten. Nicht beeinflussbare Preisbestandteile für die Lieferanten, wie das Nettonetzentgelt, Messung und Messstellenbetrieb sowie die Konzessionsabgaben belaufen sich auf ca. 20 Prozent. Der Anteil der Gassteuer und CO₂-Abgabe zusammen steigt im Vergleich zum Vorjahr um rund 3 Prozent auf insgesamt 16,3 Prozent, was in diesem Abnahmefall ausschließlich auf die Erhöhung der CO₂-Abgabe zurückzuführen ist. Der Anteil der nicht beeinflussbaren Preisbestandteile insgesamt liegt bei gut 36 Prozent (Vorjahr ca. 30 Prozent) und macht im Vergleich zum Vorjahr einen erhöhten Wert von 3,45 ct/kWh im Mittelwert der Preisbestandteile aus (2023: 3,00 ct/MWh). Wie auch die RLM-Bilanzierungsumlage wurde auch die SLP-Bilanzierungsumlage der THE am 1.10.2023 auf 0 EUR/MWh festgelegt und beibehalten. Zum 01.01.2024 stieg die Gasspeicherumlage von zuvor 0,186 ct/kWh auf 0,25ct/kWh.

Gaspreise Haushaltskunden

Der mengengewichtete durchschnittliche Gaspreis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien lag zum Stichtag 1. April 2025 bei 12,13 ct/kWh und sank damit im Jahresvergleich um gut drei Prozent (2024: 12,49 ct/kWh). Bei dem gemittelten Preis über alle Vertragskategorien hat sich der mit einem Anteil von rund 39 Prozent größte Preisbestandteil „Energiebeschaffung“ von 5,83 ct/kWh auf 4,75 ct/kWh reduziert. Der Anteil der staatlich veranlassten Preisbestandteile wie Umsatzsteuer, Erdgassteuer, CO₂-Abgabe und Konzessionsabgabe liegt bei 29,3 Prozent (2024: 27,6 Prozent). Der Anteil der Netzentgelte²⁹ liegt 2025 bei 19,4 Prozent (2024: 12,8 Prozent). Dabei stieg das Netzentgelt im Durchschnitt im Jahresvergleich von 1,93 ct/kWh auf 2,35 ct/kWh um rund 22 Prozent.

²⁷ Die Preisfragen wurden von 61 Gaslieferanten beantwortet (2023: 66).

²⁸ Die Preisfragen wurden von 581 Gaslieferanten beantwortet (2023: 685).

²⁹ Inklusive vorgelagerter Netzkosten, des Entgelts für Messung sowie des Entgelts für Messstellenbetrieb.

Zum Stichtag 1. April 2025 lag der mengengewichtete durchschnittliche Gaspreis in der Grundversorgung bei 13,57 ct/kWh, was einem Rückgang gegenüber dem Vorjahr um rund drei Prozent entspricht (2024: 14,01 ct/kWh). Zum selben Stichtag lag der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung durch den Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung bei 12,07 ct/kWh (2024: 12,73 ct/kWh) und damit gut fünf Prozent unter 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 2025 bei 11,56 ct/kWh, was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um gut zwei Prozent entspricht (2024: 11,33 ct/kWh). Gemäß der zum Stichtag 1. April 2025 erhobenen Preisdaten lag der durchschnittliche Gaspreis in der Ersatzversorgung bei 14,47 ct/kWh (2024: 15,62 ct/kWh) und damit rund 7,5 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 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, monatscharfe 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 A.12).

15. Mess- und Zählwesen Gas³⁰

Insgesamt meldeten die Unternehmen für den Bereich Gas 14,12 Mio. Messlokationen. In Nordrhein-Westfalen sind mit über 3,67 Mio. die meisten Messlokationen in Deutschland verbaut, gefolgt von Niedersachsen (2,10 Mio.) und Baden-Württemberg (1,34 Mio.).

Investitionen.

Die Ausgaben für Investitionen und Aufwendungen im Bereich des Mess- und Zählwesens sind im Jahr 2024 um etwa 3 Mio. Euro auf insgesamt ca. 176 Mio. Euro gestiegen. Damit liegen die realisierten Ausgaben etwa 157 Mio. Euro unterhalb der geplanten Investitionen. Die Prognosewerte für das Jahr 2025 liegen mit insgesamt 337 Mio. Euro in etwa auf dem Niveau des Vorjahres. Von dem oben genannten gesamten Investitionsvolumen von ca. 176 Mio. Euro im Jahr 2024 entfielen etwa 37 Mio. Euro auf Investitionen in Neuinstallation, Ausbau, Erweiterung, 63 Mio. auf Investitionen in Erhalt, Erneuerung und rund 76 Mio. auf Aufwendungen.

³⁰ Die Angaben basieren auf den Rückmeldungen von 669 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 grenzüberschreitenden 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.

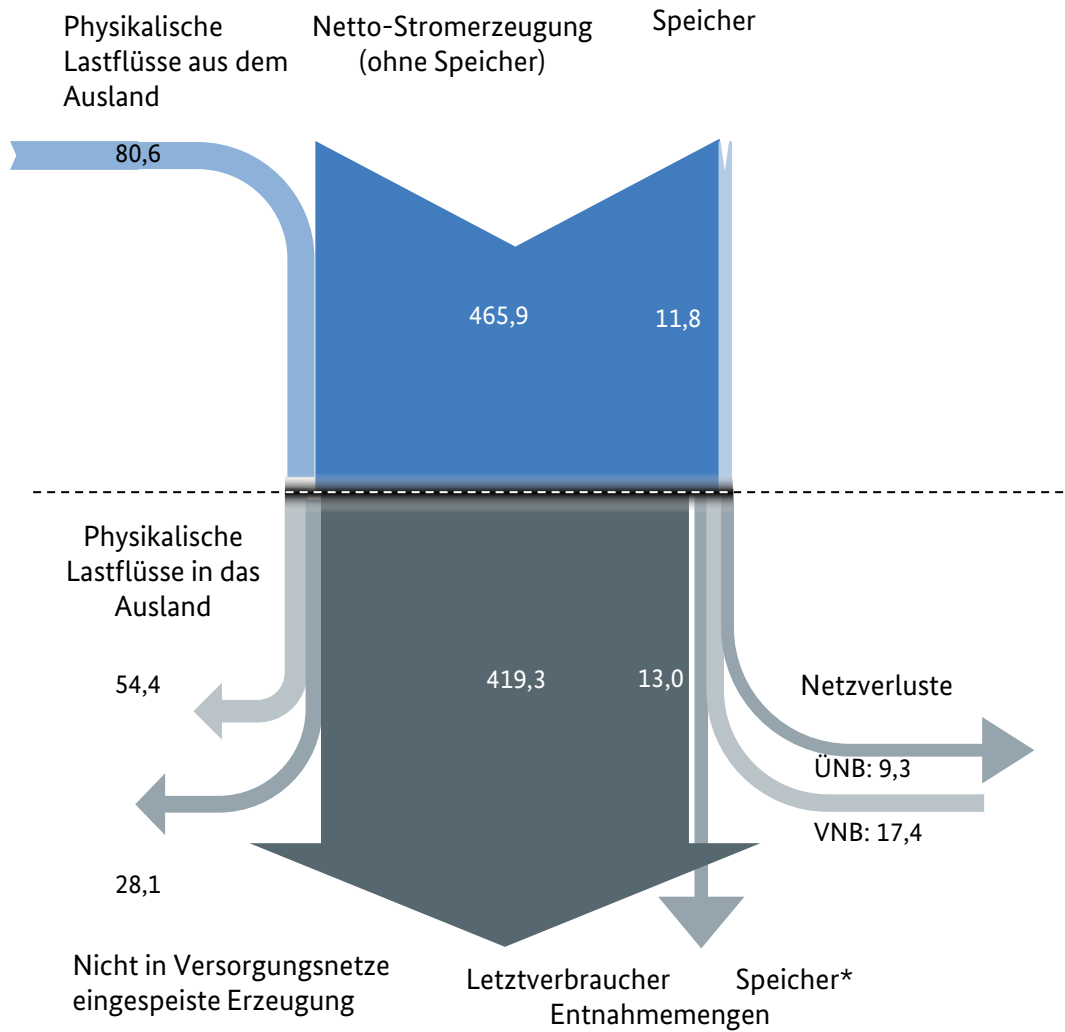
Neben diesen Hauptaspekten berücksichtigt die Netzbilanz auch Netzverluste auf der Übertragungsnetz- und Verteilernetzebene. Netzverluste in Stromnetzen treten aufgrund des elektrischen Widerstands von Leitungen und Bauelementen auf und führen dazu, dass ein Teil der eingespeisten Energie in Form von 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 Bruttostromerzeugung³¹ 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.

³¹ 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 2024 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 2024

Strom: Netzbilanz 2024

	ÜNB	VNB	Summe 2024	Summe 2023
Gesamte Netto-Nennleistung von Erzeugungsanlagen (in GW) Stand 31.12.2023			265,8	262,8
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			88,0	94,5
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			177,8	168,3
Gesamte Netto-Erzeugungsmenge (in TWh. inkl. nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Menge)			477,7	483,1
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			199,3	217,2
davon Pump- und Batteriespeicher			11,8	10,1
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			278,4	265,9
Nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Netto-Erzeugungsmenge (in TWh) ^[1]			28,1	31,8
Netzverluste (in TWh)	9,3	17,4	26,7	27,0
Grenzüberschreitende Stromflüsse (in TWh) (physikalische Lastflüsse)				
davon ins Ausland			54,4	56,8
davon aus dem Ausland			80,6	69,2
Entnahmemengen (in TWh)^[2]	33,6	398,8	432,3	429,0
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	20,6	284,7	305,2	302,3
davon Haushaltskunden		114,1	114,1	115,2
davon Pump- und Batteriespeicher	13,0		13,0	11,5

[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 2024

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	111,2	111,2	27%
10 MWh/Jahr - 2 GWh/Jahr	0,1	111,2	111,3	27%
> 2 GWh/Jahr	20,5	176,4	196,9	47%
Gesamt 2024	20,6	398,8	419,4	100%
Gesamt 2023	19,7	397,8	417,5	

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	20,6	254,3	274,9	66%
SLP-Kunden		144,5	144,5	34%
davon Haushaltskunden i.S.d. §3 Nr. 22 EnWG		114,1	114,1	
Gesamt 2024	20,6	398,8	419,4	100%
Gesamt 2023	19,7	397,8	417,5	

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 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 u.a. eine umfassende Pivotalanalyse, um die Marktmachtverhältnisse auf dem Stromerstabsatzmarkt zu beurteilen³².

Konventionelle Stromerzeugung und Stromerstabsatz

Eine umfassende Pivotalanalyse würde wegen ihres Umfangs jedoch den Rahmen des Monitoringberichts übersteigen. Das Bundeskartellamt führt diese Analyse regelmäßig in seinen Marktmachtberichten durch³³. Die folgende Betrachtung von Marktanteilen kann dennoch 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 Regelernergie, Reservekapazitäten und Redispatch nicht erfüllt. Aufgrund von europarechtlichen Vorgaben und im Zuge der fortschreitenden Energiewende sind neue, nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen nach §§ 12h und 13k EnWG hinzugekommen; diese dienen der Schwarzstartfähigkeit, 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.³⁴ 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

³² Für Details siehe Marktmachtbericht 23/24, Rn. 85 f.

³³ Siehe https://www.bundeskartellamt.de/DE/Aufgaben/Ueberwachung_Energiemaerkte/Ueberwachung_Energiemaerkte_node.html#doc55794bodyText3

³⁴ Siehe Marktmachtbericht 23/24, Rn. 77 f.

(ohne Zahlungsanspruch nach dem EEG) abgestellt. Im vorliegenden Monitoringbericht wurden die größten Erzeuger von konventionellem Strom (RWE, LEAG, EnBW, E.ON, Uniper und Vattenfall) 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 Stromerstattungsmarkt – 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.³⁵ Ebenfalls berücksichtigt sind Bezugsrechte von Anbietern für Strommengen aus Erzeugungsanlagen Dritter.

Strom: konventionelle inländische Erzeugungsmengen der fünf größten Stromerzeuger ohne Importe

Deutschland 2023			Deutschland 2024		
Unternehmen	TWh	Anteil	Unternehmen	TWh	Anteil
RWE	40,0	22,5%	RWE	35,1	21,3%
LEAG	38,7	21,7%	LEAG	33,1	20,1%
EnBW	13,6	7,6%	EnBW	11,4	6,9%
Vattenfall	9,4	5,3%	Uniper	7,1	4,3%
Uniper	7,4	4,2%	Vattenfall	3,5	2,1%
CR 5	109,1	61,3%	CR 5	90,3	54,7%
Andere Unternehmen	68,9	38,7%	Andere Unternehmen	74,8	45,3%
Nettostrom- erzeugung gesamt	178,0	100%	Nettostrom- erzeugung gesamt	165,0	100%

Tabelle 4: Konventionelle inländische Erzeugungsmengen der fünf größten deutschen Stromerzeuger ³⁶

³⁵ Eine ausführliche Darstellung findet sich im Glossar

³⁶ Bei den 178,0 TWh für die Nettostromerzeugung handelt es sich um die rein inländische konventionelle Stromerzeugung ohne Berücksichtigung von Importen gemäß Angaben der Erzeuger.

Strom: Anteil der absatzstärksten Unternehmen nur für die inländische Stromerzeugung ohne Importe

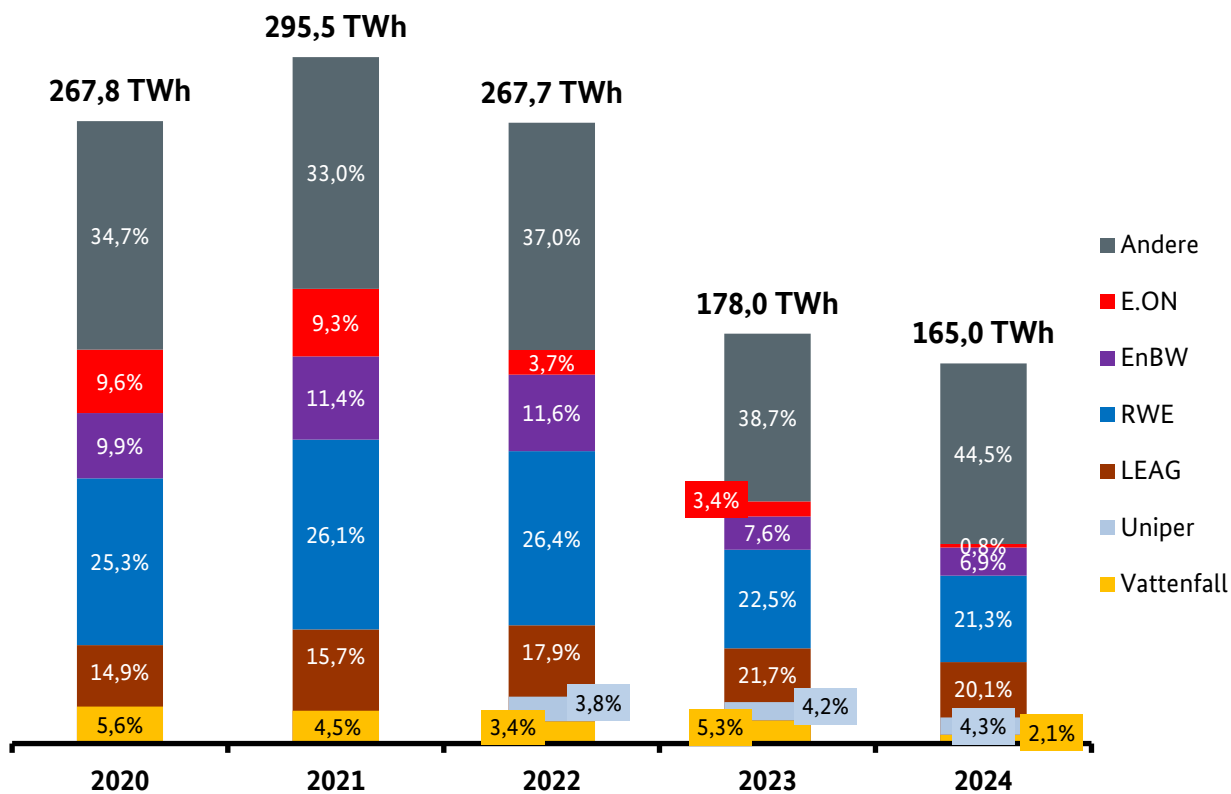


Abbildung 2: Anteile der größten Unternehmen an der konventionellen inländischen Stromerzeugung

Strom: konventionelle Kapazitäten der fünf größten Stromerzeuger

Deutschland 31. Dezember 2023			Deutschland 31. Dezember 2024		
Unternehmen	GW	Anteil	Unternehmen	GW	Anteil
RWE	15,0	18,8%	RWE	12,6	19,3%
EnBW	7,7	9,7%	EnBW	7,1	10,8%
LEAG	8,0	10,0%	LEAG	7,1	10,8%
Vattenfall	4,9	6,2%	Uniper	6,1	9,3%
Uniper	6,2	7,8%	Vattenfall	2,8	4,2%
CR 5	41,8	52,6%	CR 5	35,7	54,4%
Andere Unternehmen	37,9	47,4%	Andere Unternehmen	29,9	45,6%
Kapazitäten insgesamt	79,7	100%	Kapazitäten insgesamt	65,6	100%

Tabelle 5: Inländische konventionelle Erzeugungskapazitäten der fünf größten deutschen Stromerzeuger

Die insgesamt zur Verfügung stehenden Stromerzeugungskapazitäten zum Stichtag 31. Dezember 2024 in Höhe von rund 65,6 GW haben sich im Jahresstichtagvergleich zu 2023 um 14,1 GW verringert. Grund für den Rückgang war u.a. die Stilllegung von Kohlekraftwerken nach KVBG (s. Kapitel zur Nettostromerzeugung).

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 Gewerbetunden).

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:³⁷

- (i) Belieferung mit Heizstrom (netzgebietsbezogene Abgrenzung),
- (ii) Belieferung im Rahmen der Grundversorgung (netzgebietsbezogene Abgrenzung),
- (iii) Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen⁴⁷ (ohne Heizstrom, bundesweite Abgrenzung, zudem werden hier die Mengen der Grundversorger aufgrund von Sonderverträgen berücksichtigt).

Strom: Abgabe der Stromlieferanten nach Marktabgrenzung des BKartA

	2024 in TWh	2023 in TWh
RLM	232,9	220,7
SLP	147,6	150,6
davon Heizstrom	11,0	12,2
davon SLP-Grundversorgung	27,4	30,5
davon SLP-Sonderverträge*	109,0	107,9

*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 zusammenzurechnen³⁸. 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 jeweilige Marktvolumen nicht ganz vollständig erfasst wurde. Die genannten Prozentanteile entsprechen jedoch näherungsweise den tatsächlichen Marktanteilen. Der Abgleich der von den Lieferanten angegebenen

³⁷ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 30. November 2009, B8-107/09, Integra/Thüga, Rz. 32 ff. sowie B8-134/21 RheinEnergie/Westenergie Rz. 334 ff.

³⁸ Eine ausführliche Darstellung des Begriffs Dominanzmethode findet sich im Glossar

Zahlen mit den Netzbetreiber-Angaben (siehe oben, Abschnitt II.A.1.) zeigt nahezu Übereinstimmung des SLP-Summenwerts, und eine Abweichung von ca. 15% beim RLM-Summenwert.

Strom: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Stromabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen im Jahr 2024

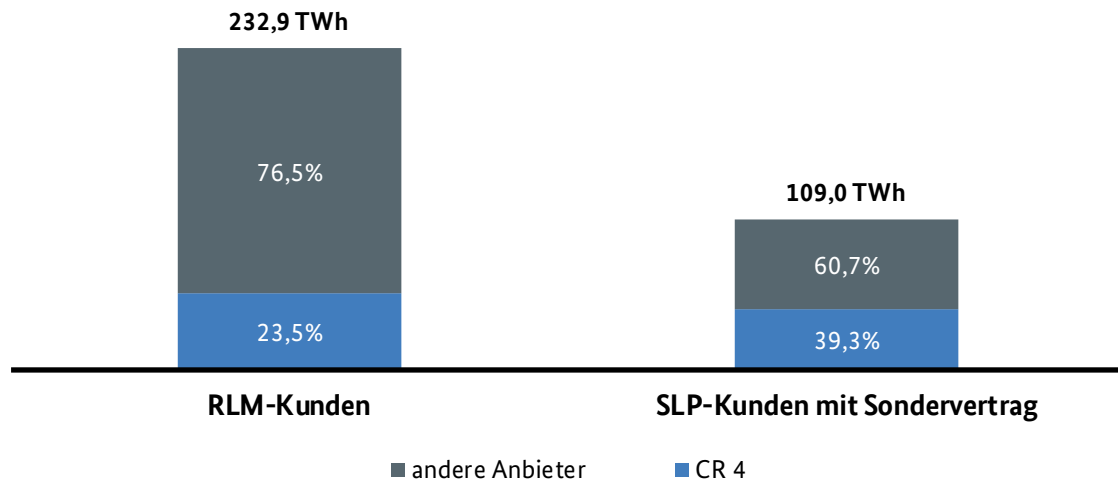


Abbildung 3: Anteil der CR4 an RLM-Kunden und SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen im Jahr 2024

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 der zukünftigen Erzeugungsleistung beschränkt sich auf die nicht erneuerbaren Energieträger. Bei der Betrachtung des Zubaus werden nur die derzeit im Probetrieb oder im Bau befindlichen Erzeugungsanlagen mit einer Nettonennleistung ab 10 MW pro Standort bis zum Jahr 2028 berücksichtigt. In diesem Fall ist die Umsetzungswahrscheinlichkeit der Kraftwerksprojekte hinreichend groß.

Bei der Untersuchung der erwarteten Stilllegungen werden sowohl Kohlekraftwerke aus den Ausschreibungen, an denen Unternehmen einen Zuschlag erhalten haben, jene aus dem Reduktionspfad für Braunkohleanlagen nach dem KVBG, als auch solche Kraftwerke berücksichtigt, die bis zum Jahr 2028 voraussichtlich stillgelegt werden. Diese teilen sich auf in:

- Stilllegungen oder Umrüstungen von Steinkohleanlagen und Braunkohle-Kleinanlagen im Rahmen der 7. Ausschreibungsrunde zur Reduzierung der Kohleverstromung nach dem KVBG-Reduktionspfad
- 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

KWK-Kraftwerke, auch bekannt als Kraft-Wärme-Kopplung, 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 zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen bei.

Nettostromerzeugung 2024

Strom: Entwicklung der Nettostromerzeugung in TWh

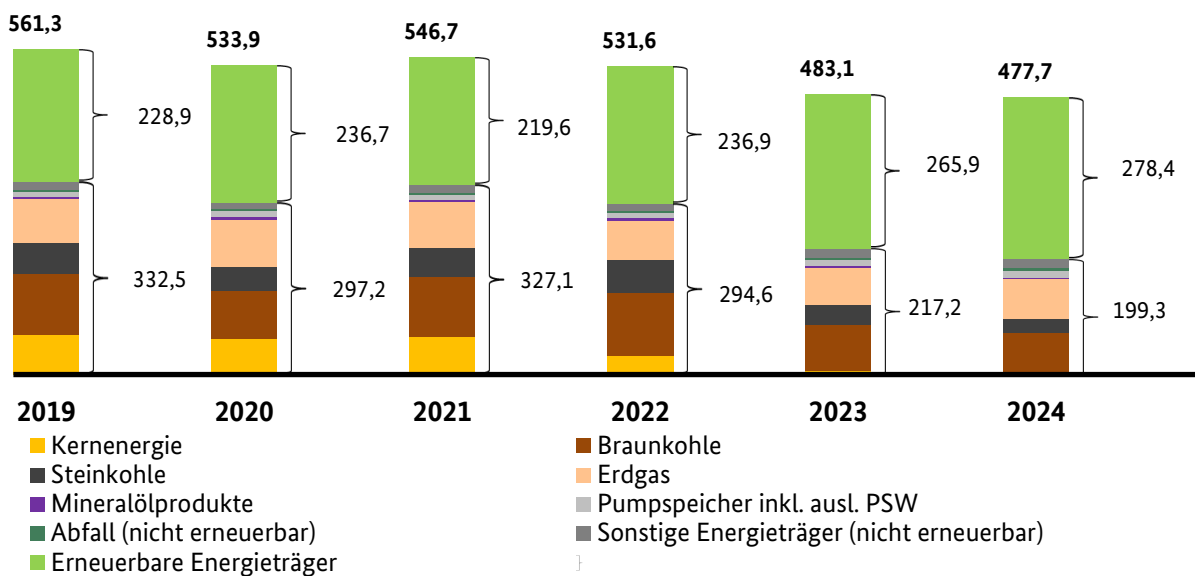


Abbildung 4: Entwicklung der Nettostromerzeugung

Strom: Anteile Energieträger an der Nettostromerzeugung in TWh

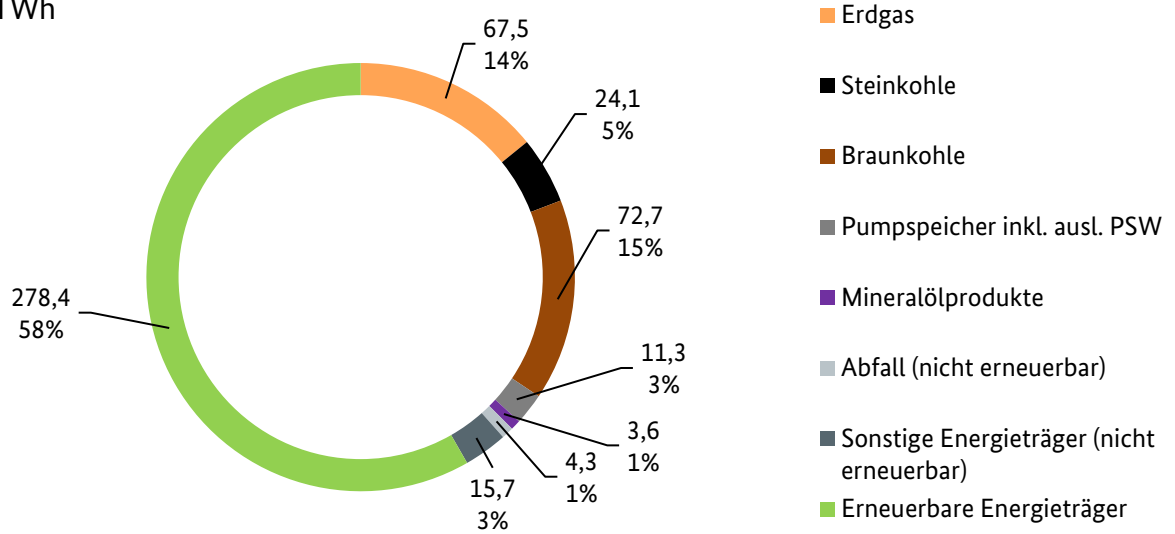


Abbildung 5: Anteile Energieträger an der Nettostromerzeugung

Kraftwerksbestand 2024 in Deutschland

Strom: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung jeweils zum 31.12.
in GW

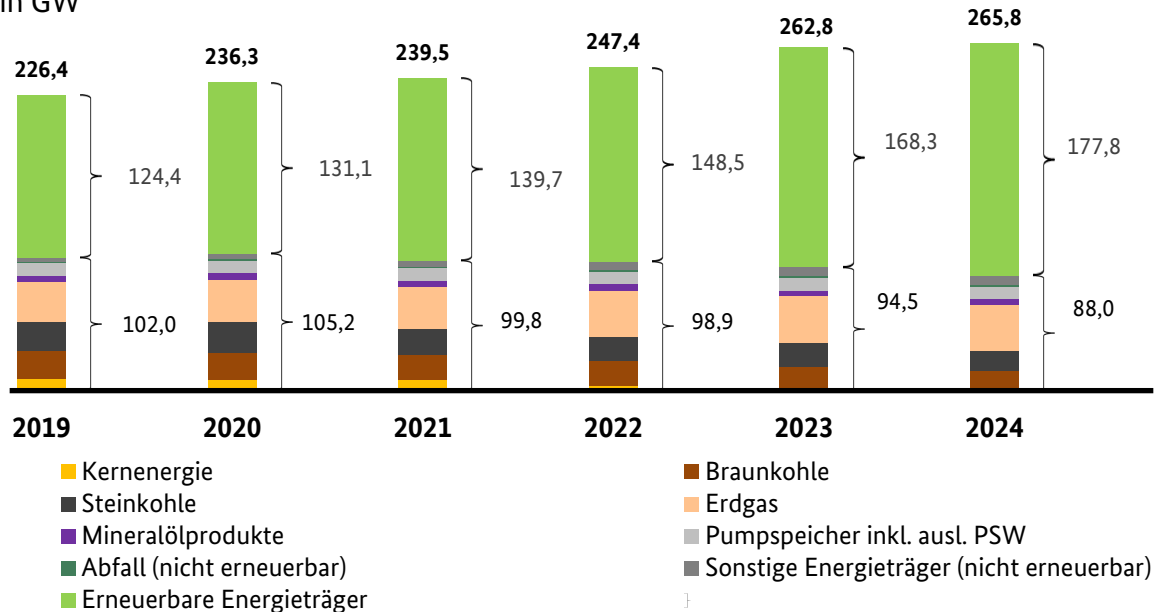


Abbildung 6: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung jeweils zum 31.12.

Aktueller Kraftwerksbestand in Deutschland zum 03.11.2025

Strom: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung in GW

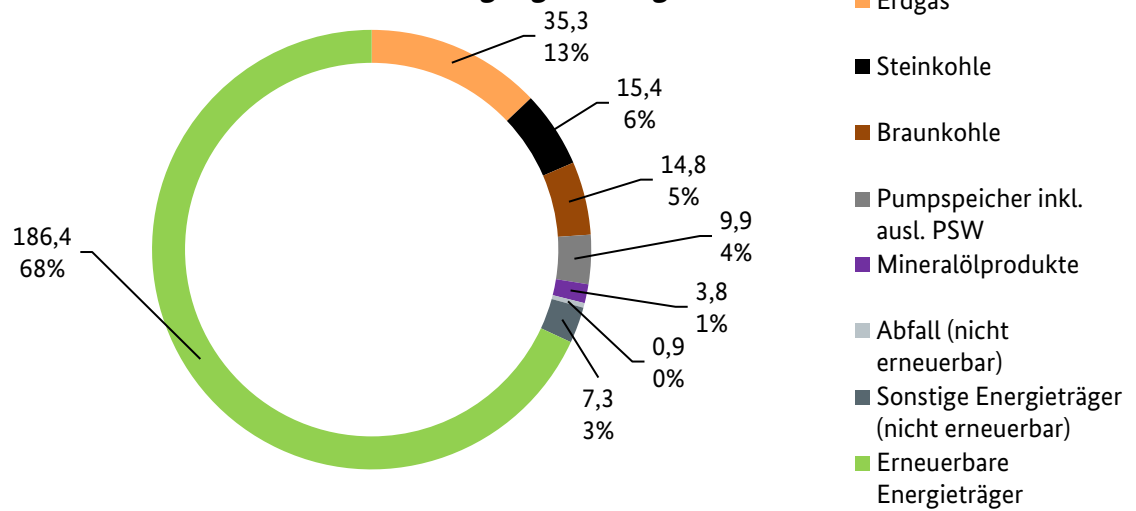


Abbildung 7: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung³⁹

³⁹ Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur; Erneuerbare Energieträger Datenstand: 14.07.2025, Konventionelle Energieträger: Datenstand 03.11.2025

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	Biomasse	Wasserkraft	Wind-Offshore	Wind-Onshore	Solare Strahlungs-energie	Sonstige	Summe
BW	2	5.228	2.026	1.899	957	418	931	1.568	0	1.940	12.168	44	27.180
BY	2	500	6.164	551	1.023	837	1.885	2.566	0	2.723	25.873	153	42.275
BE	0	653	1.180	0	39	350	46	0	0	17	377	0	2.661
BB	3.527	0	1.149	0	335	351	502	5	0	9.176	7.321	84	22.449
HB	0	0	601	0	86	244	10	10	0	203	146	59	1.359
HH	0	189	243	0	1	64	51	0	0	125	190	12	875
HE	54	699	2.513	625	33	365	272	88	0	2.681	4.466	116	11.912
MV	0	514	408	0	1	73	435	3	305	3.863	3.939	14	9.554
NI	19	998	4.962	200	96	853	1.875	77	224	13.398	8.637	61	31.399
NW	6.004	4.549	10.066	300	637	2.785	1.177	184	0	8.353	11.709	312	46.076
RP	0	0	2.069	0	67	425	192	237	0	4.228	4.798	36	12.051
SL	0	1.772	338	0	39	122	12	18	0	548	965	38	3.853
SN	4.256	0	1.262	1.045	25	275	306	91	0	1.409	4.446	9	13.125
ST	895	0	1.147	80	236	506	490	32	0	5.636	4.489	103	13.612
SH	0	286	594	119	229	306	597	5	0	9.217	3.584	37	14.974
TH	0	0	590	1.449	7	231	287	178	0	1.887	2.645	9	7.283
Nordsee	0	0	0	0	0	0	0	0	7.163	0	0	0	7.163
Ostsee	0	0	0	0	0	0	0	0	1.523	0	0	0	1.523
Summe	14.758	15.386	35.311	6.269	3.811	8.204	9.067	5.060	9.215	65.405	95.753	1.087	269.325

In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen in Dänemark, in Luxemburg, der Schweiz und in Österreich sind in dieser Darstellung nicht enthalten. (4.503 MW)

* Diese Tabelle umfasst folgende Betriebsstatus: in Betrieb, vorläufig stillgelegt, Netzreserve, Kapazitätsreserve, besonderes netztechnisches Betriebsmittel

Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur; Erneuerbare Energieträger Datenstand: 14.07.2025, Konventionelle Energieträger: Datenstand 03.11.2025

Tabelle 7: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland

Strom: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes
in MW

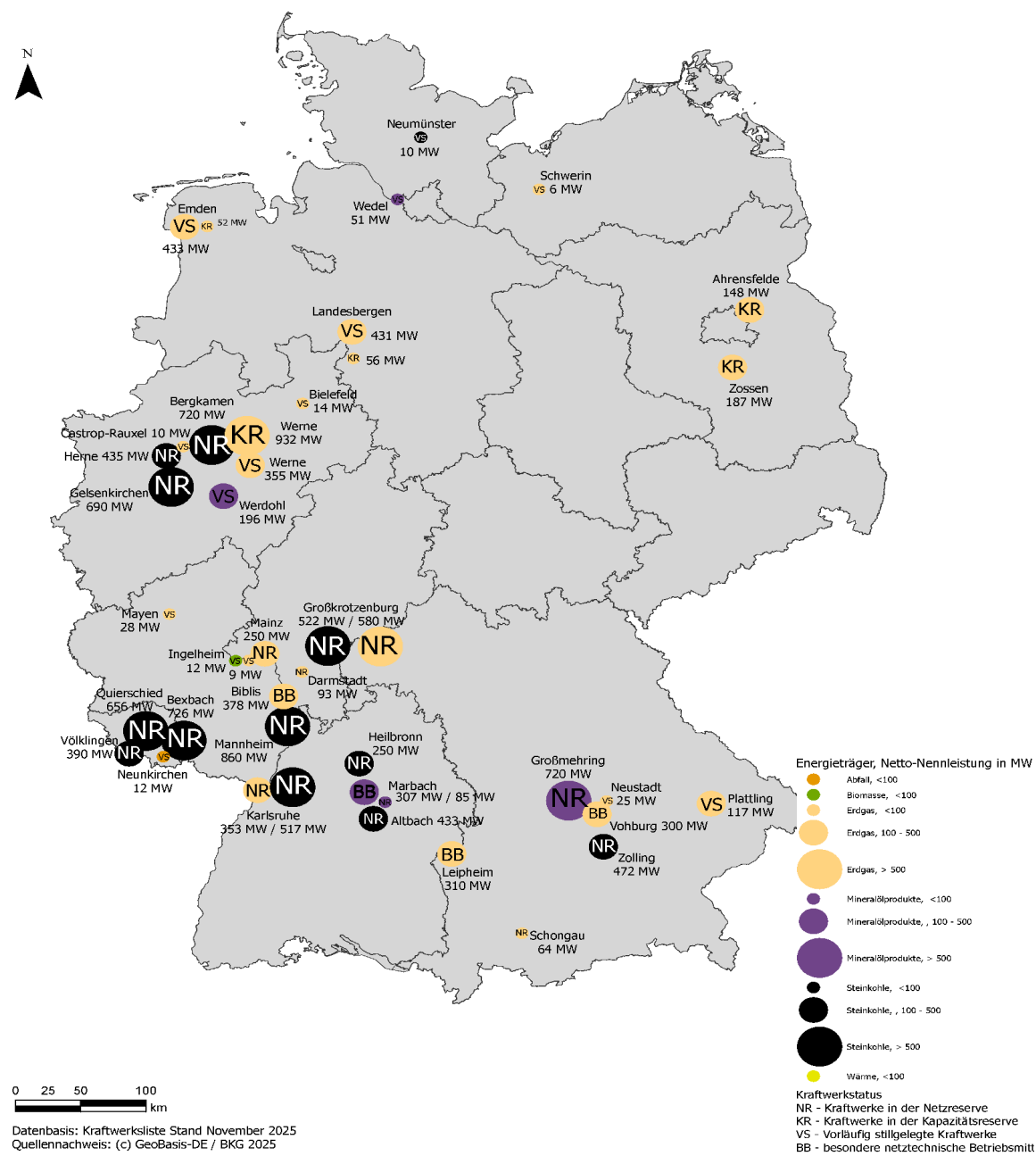


Abbildung 9: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes

Zukünftige Entwicklung nicht erneuerbarer Energieträger

**Erwarteter Zubau an konventioneller Kraftwerksleistung in MW 2025 bis 2028
(in Bau oder Probebetrieb)**

	2025	2026	2027	2028	2025 - 2028
Abfall		26			26
Erdgas	62	1.859			1.921
Pumpspeicher		130	78		208
Batteriespeicher		835		539	1.374
sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	50				50
Insgesamt	112	2.849	78	539	3.578

Erwartete ausscheidende konventionelle Kraftwerksleistung in MW 2025 bis 2028

Kohleausstieg gem. KVBG⁽¹⁾					2.802
davon gesetzlicher Reduktionspfad für Braunkohleanlagen				2.523	2.523
davon aus 1. Ausschreibungsrunde					0
davon aus der 7. Ausschreibungsrunde für Steinkohleanlagen und Braunkohle-		279 ⁽²⁾			279
Anzeigen zur endgültigen Stilllegung gem. § 13b EnWG	69	10	52		131
voraussichtliche Stilllegungen nach Beendigung der Ausweisung der Systemrelevanz⁽³⁾ oder nach Inbetriebnahme eines Ersatzneubaus⁽⁴⁾	47	1.262	821		2.129
weitere geplante Stilllegungen	34	212	181	208	634
Insgesamt	149	1.763	1.054	2.731	5.696

(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

[2] bezuschlagte Gebotsmenge 279 MW, gesetzliche Reduzierung 778 MW (für HLB 7 wurde eine Systemrelevanz, bis HLB 8 in Betrieb geht, ausgewiesen).

[3] Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber hat die Möglichkeit vor Ablauf des genehmigten Zeitraums der Ausweisung der Systemrelevanz einen Antrag

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

Tabelle 8: Erwarteter Zubau konventioneller Kraftwerksleistung 2025 bis 2028

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

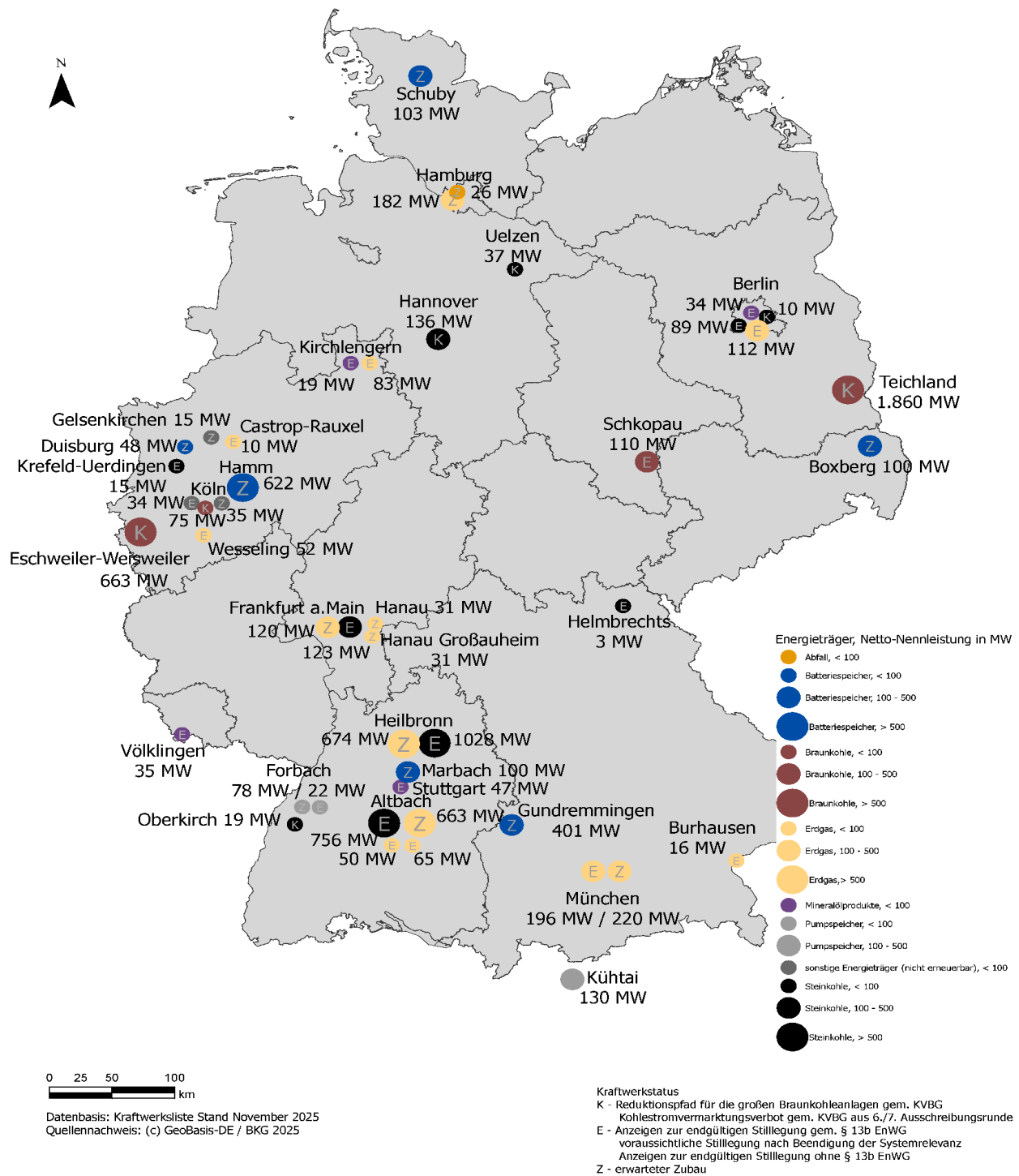


Abbildung 10: Erwarteter Zu- und Rückbau an Kraftwerksleistung bis 2028

*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	
	2023	2024	2023	2024
Abfall	1.017	1.063	3.664	3.769
Biomasse	1.002	1.053	3.598	3.671
Braunkohle	1.329	1.256	3.675	3.535
Erdgas	17.530	17.668	27.953	27.945
Sonstige	2.197	2.197	6.262	6.262
Steinkohle	5.998	5.348	10.365	9.278
Summe	29.073	28.585	55.517	54.460

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	
	2023	2024	2023	2024	2023	2024
Abfall	2,1	2,1	2,5	2,3	10,3	9,9
Biomasse	2,4	4,3	1,2	0,9	8,9	7,9
Braunkohle	2,0	1,7	55,7	69,6	8,7	8,2
Erdgas	37,5	36,8	9,3	10,0	56,4	60,2
Sonstige	3,0	3,0	4,9	4,8	18,0	18,1
Steinkohle	6,4	5,2	15,2	10,2	19,4	13,4
Summe	53,5	53,1	88,8	97,8	121,8	117,7

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 Marktpremie (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 Marktpremie 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)

Strom: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2024
in GW

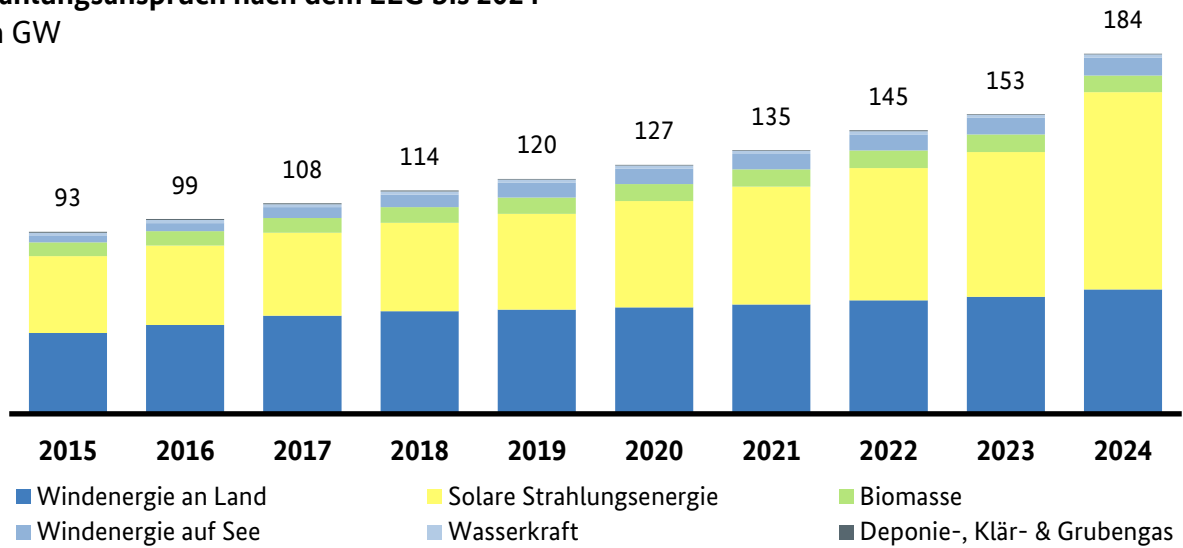


Abbildung 11: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2024

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

	Gesamt 31. Dezember 2023	Gesamt 31. Dezember 2024	Zubau / Rückbau in 2024	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2023
	in MW	in MW	in MW	in Prozent
Wasserkraft	1.536	1.685	149,2	9,7%
Gase[1]	350	290	-59,6	-17,1%
Biomasse	8.919	8.483	-435,7	-4,9%
Geothermie	51	47	-3,9	-7,7%
Wind an Land	59.696	63.563	3.866,9	6,5%
Wind auf See	8.458	9.215	757,2	9,0%
Solar	73.975	100.577	26.602,3	36,0%
Gesamt	152.984	183.860	30.876,4	20,2%

[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

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Wasserkraft	7.172	7.192	7.270	7.287	7.316	6.919	6.753
Gase[1]	593	567	587	592	607	514	496
Biomasse	14.496	14.535	15.260	15.539	15.715	14.213	13.864
Geothermie	10	11	11	20	23	12	11
Wind an Land	28.131	28.310	28.763	28.998	29.298	29.099	29.096
Wind auf See	1.307	1.467	1.499	1.499	1.537	1.564	1.637
Solar	1.760.396	1.863.684	2.040.449	2.275.130	2.662.913	3.157.656	3.984.736
Gesamt	1.812.105	1.915.766	2.093.839	2.329.065	2.717.409	3.209.977	4.036.593

[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 2023 Anzahl	Gesamt 31. Dezember 2024 Anzahl	Zubau / Rückbau in 2024 Anzahl	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2023 in Prozent
Wasserkraft	6.919	6.753	-166	-2,4%
Gase[1]	514	496	-18	-3,5%
Biomasse	14.213	13.864	-349	-2,5%
Geothermie	12	11	-1	-8,3%
Wind an Land	29.099	29.096	-3	0,0%
Wind auf See	1564	1637	73	4,7%
Solar	3.157.656	3.984.736	827.080	26,2%
Gesamt	3.209.977	4.036.593	826.616	25,8%

[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	
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	8,4 GW im Jahr 2030

Tabelle 14: Übersicht Ausbaupfade

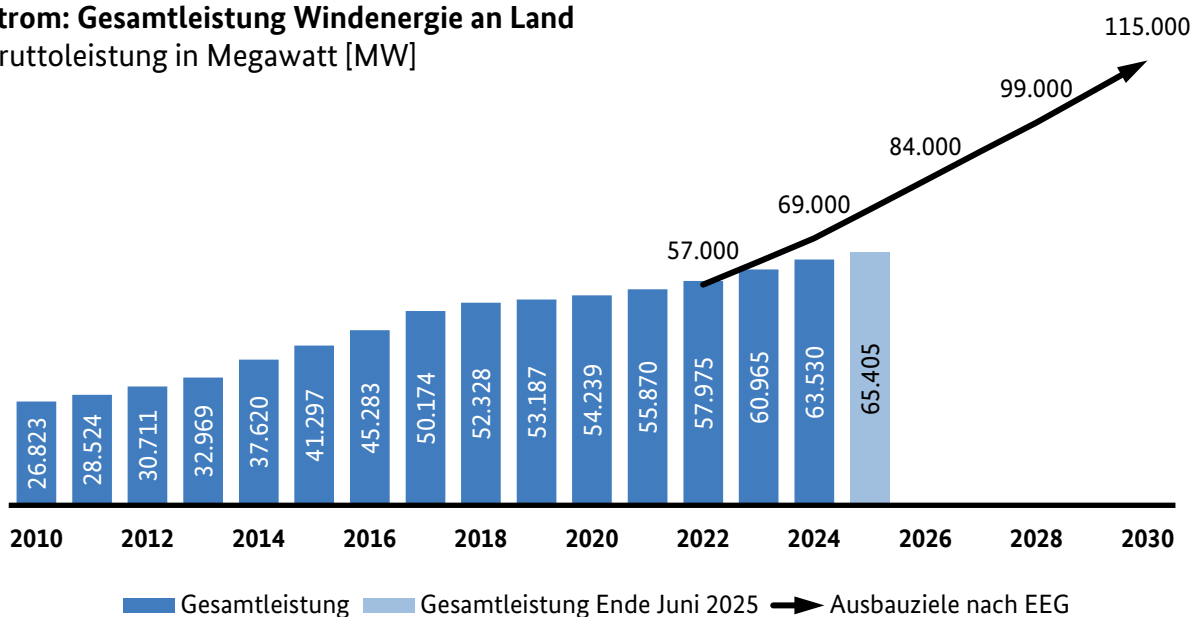
Strom: Gesamtleistung Windenergie an Land
 Bruttoleistung in Megawatt [MW]


Abbildung 12: Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen an Land

Strom: Gesamtleistung solare Strahlungsenergie Bruttoleistung in Megawatt [MW]

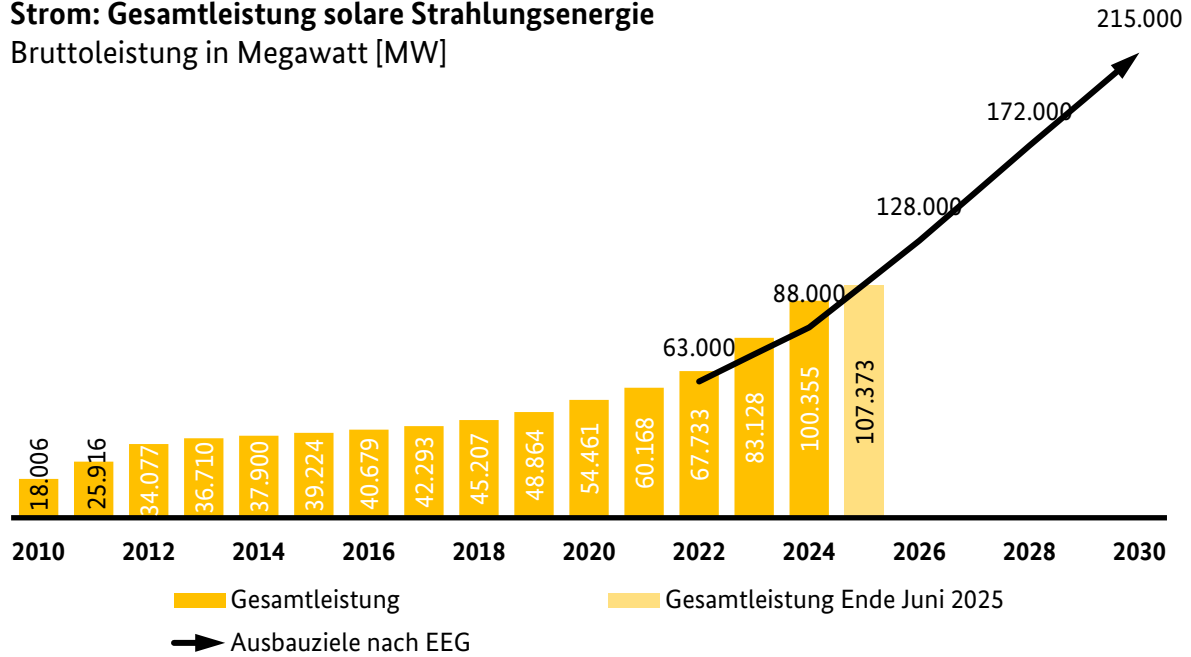


Abbildung 13: Ausbau der Leistung von solarer Strahlungsenergie

Strom: Gesamtleistung Biomasse Bruttoleistung in Megawatt [MW]

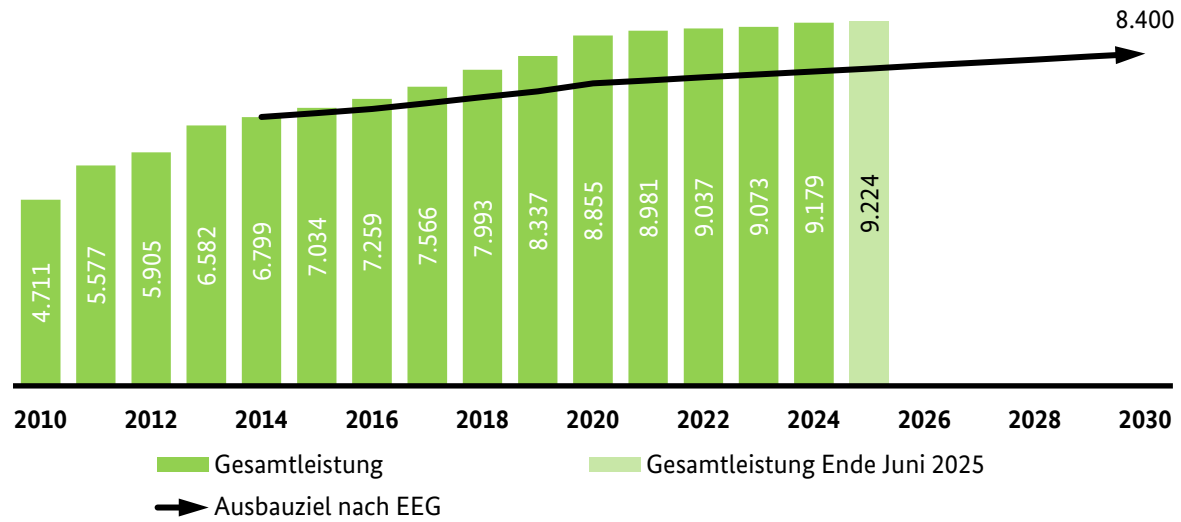


Abbildung 14: Ausbau der Leistung von Biomasseanlagen

Strom: Gesamtleistung Windenergie auf See

Bruttoleistung in Megawatt [MW]

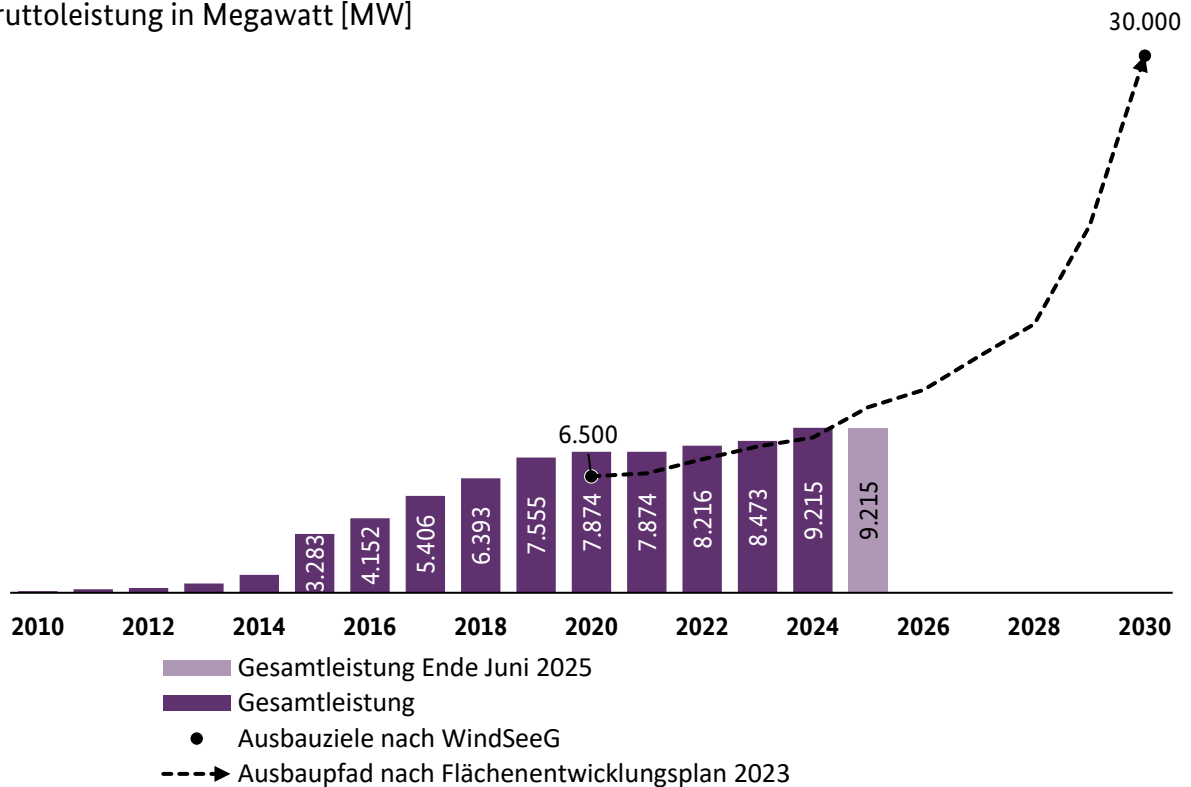


Abbildung 15: Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen auf See

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

in TWh

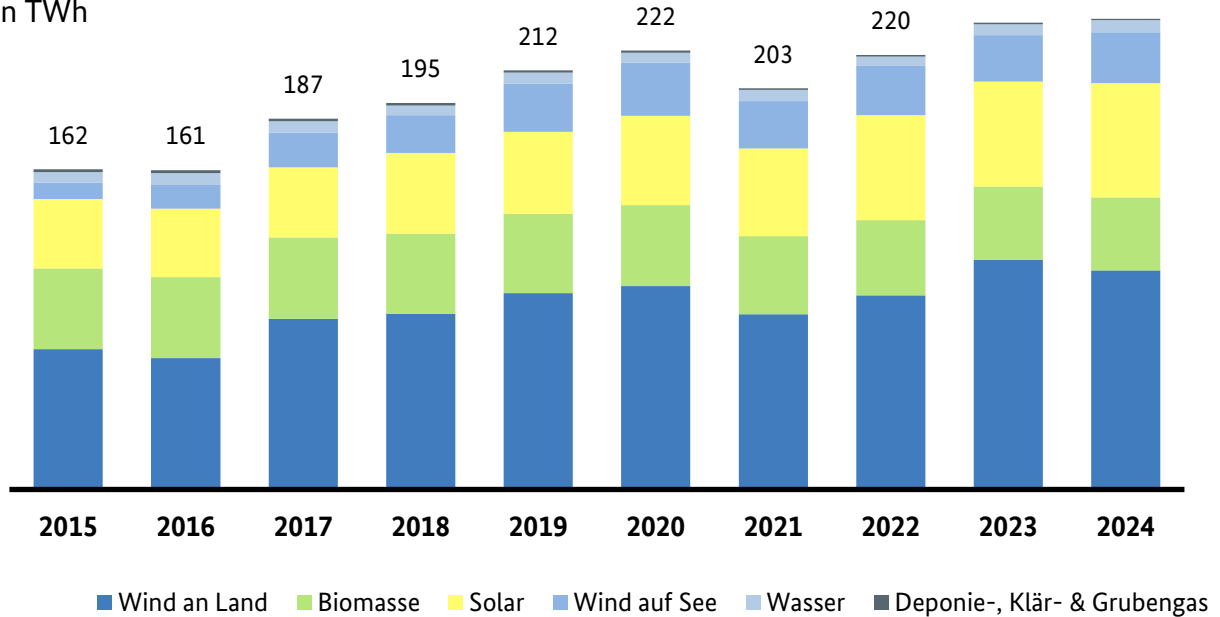


Abbildung 16: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG

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

	Gesamt 31. Dezember 2023 in GWh	Gesamt 31. Dezember 2024 in GWh	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2023 in Prozent
Wasserkraft	5.514	6.191	12,3%
Gase ^[1]	698	617	-11,6%
Biomasse	37.057	36.831	-0,6%
Geothermie	193	214	11,1%
Wind an Land	116.067	110.685	-4,6%
Wind auf See	23.555	25.677	9,0%
Solar	52.932	57.819	9,2%
Gesamt	236.015	238.034	0,9%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

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

Strom: Maximale Einspeisung in GW

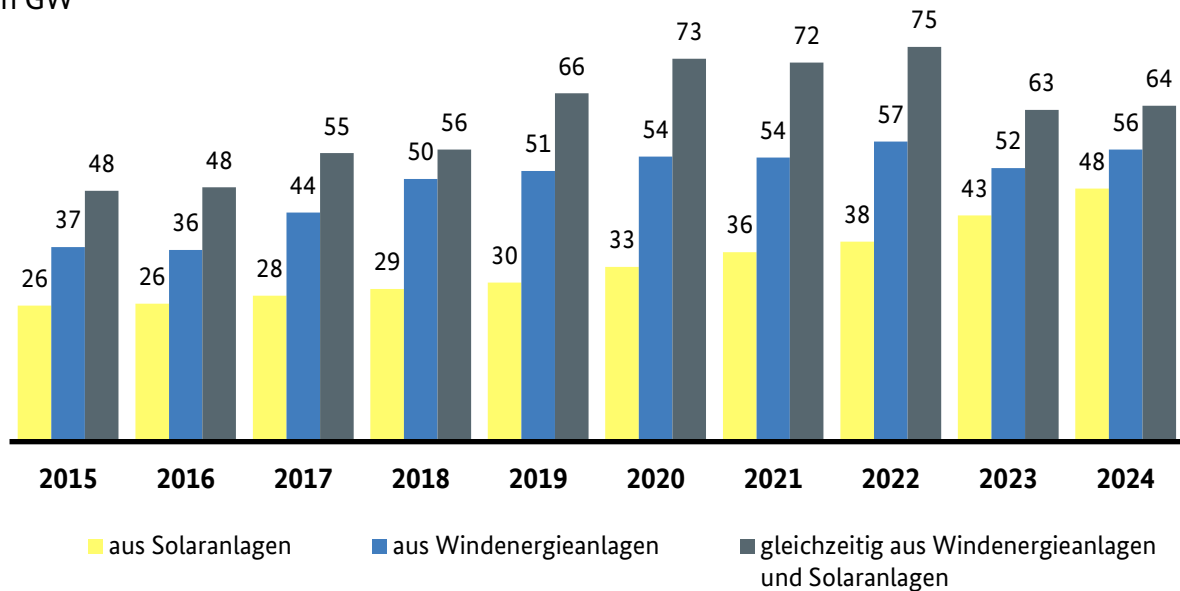


Abbildung 17: Maximale Einspeisung

Strom: Anteil der Vermarktungsformen an der eingespeisten Jahresarbeit in Prozent

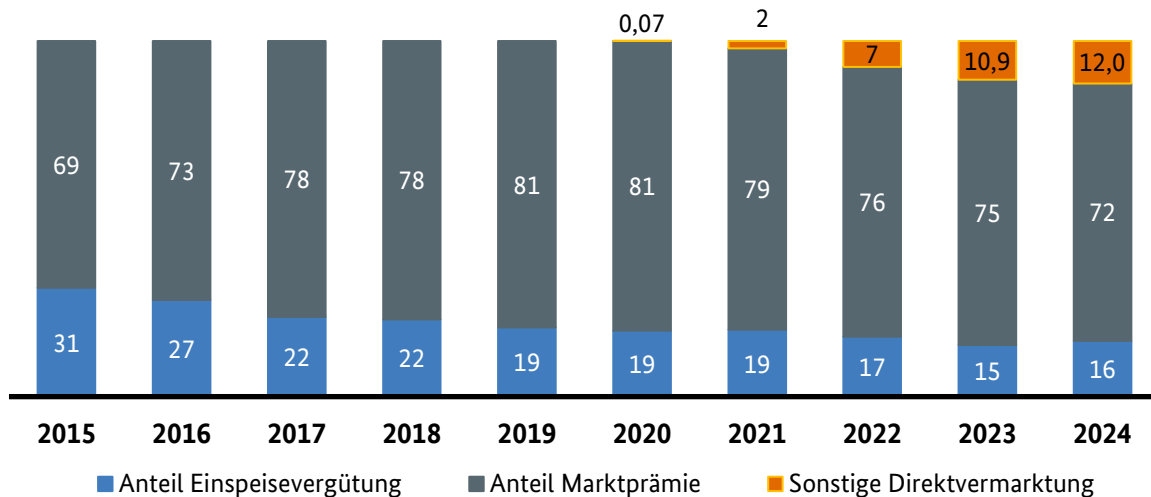


Abbildung 18: Anteil der Vermarktungsformen an der eingespeisten Jahresarbeit

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	6.191	966	16%	4.205	68%
Gase ^[1]	617	36	6%	313	51%
Biomasse	36.831	1.769	5%	32.896	89%
Geothermie	214	2	1%	213	99%
Wind an Land	110.685	1.028	1%	93.284	84%
Wind auf See	25.677	264	1%	21.261	83%
Solar	57.819	33.380	58%	19.880	34%
Gesamt	238.034	37.446	16%	172.052	72%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 16: Eingespeiste Jahresarbeit nach Vermarktungsform und Energieträger für das Jahr 2024

Strom: Zahlungen nach Energieträgern

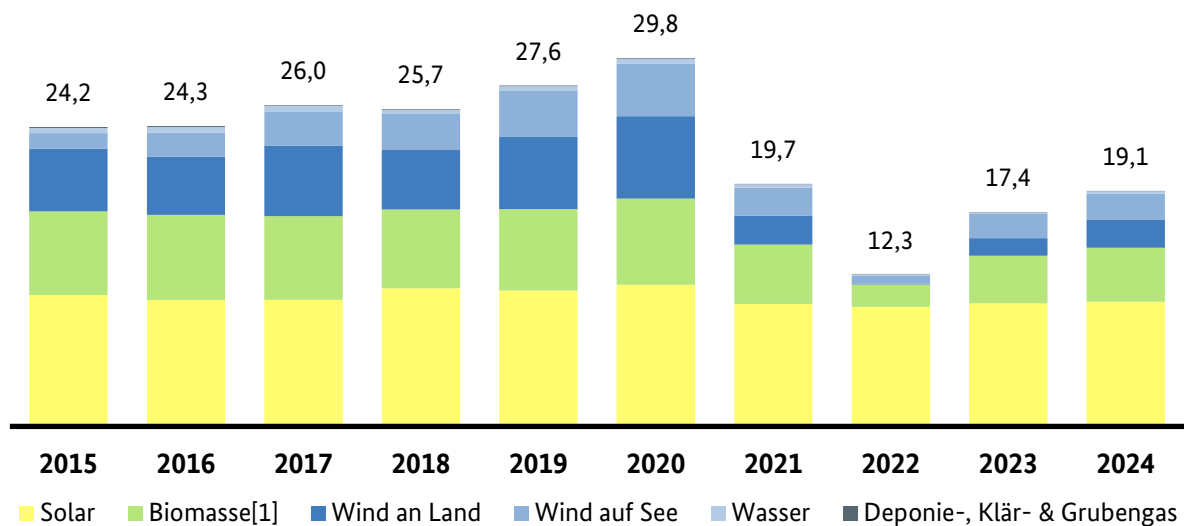
	Gesamt 31. Dezember 2023 in Mio. Euro	Gesamt 31. Dezember 2024 in Mio. Euro	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2023 in Prozent
Wasserkraft	134	213	58,7%
Gase ^[1]	4	3	-14,3%
Biomasse ^[2]	3.844	4.382	14,0%
Geothermie	30	36	21,5%
Wind an Land	1.414	2.252	59,3%
Wind auf See	1.975	2.103	6,5%
Solar	9.972	10.083	1,1%
Gesamt	17.373	19.074	9,8%

[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

Strom: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG
in ct/kWh

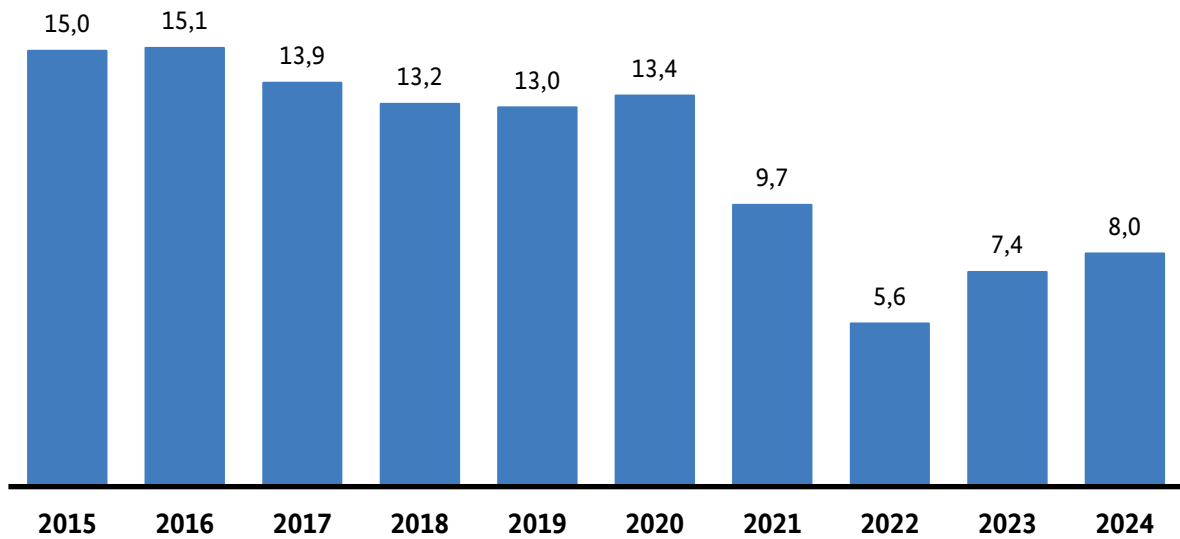


Abbildung 20: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG

Strom: Durchschnittlichen Zahlungen je Energieträger in 2024
in ct/kWh

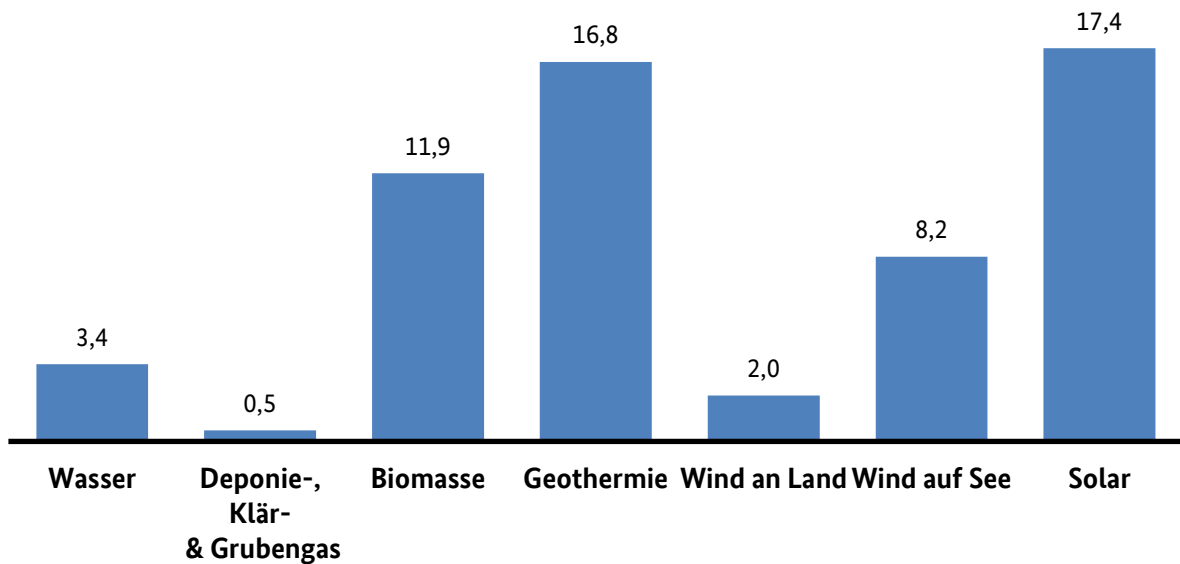


Abbildung 21: Durchschnittliche Zahlungen je Energieträger im Jahr 2024

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	89	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	86	07.06.2023
01.10.2020	88	03.07.2023
01.12.2020	75	28.08.2023
01.03.2021	82	08.01.2024
01.06.2021	85	16.04.2024
01.11.2021	83	07.08.2024
01.03.2022	85	19.12.2024
01.06.2022	79	06.03.2025
01.11.2022	91	13.08.2025
01.03.2023	99	05.05.2025
01.07.2023	93	25.08.2025

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

**Strom: Ausschreibungsmenge/Gebotsmenge/Zuschlagsmenge Solar
Freifläche
in MW**

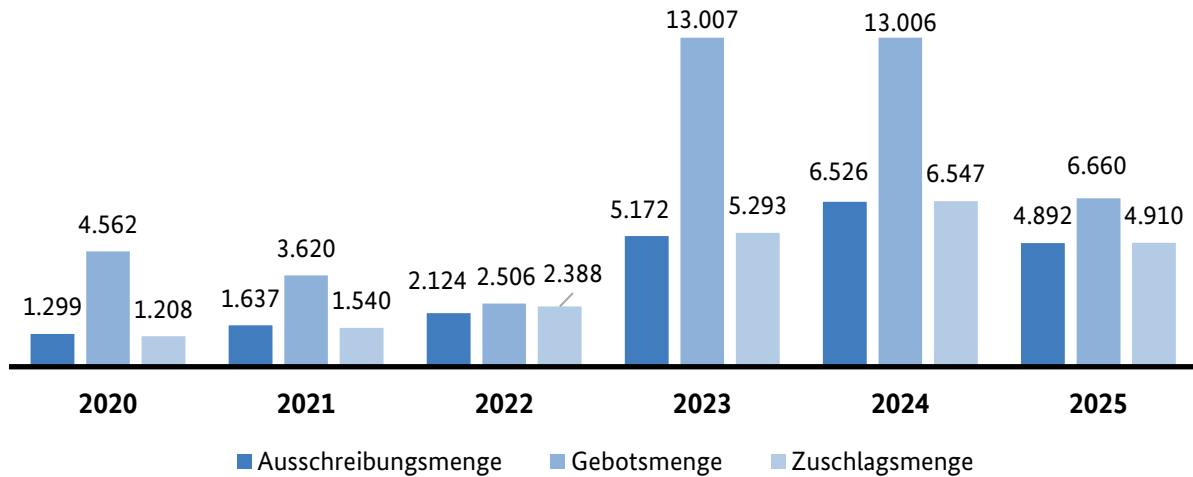


Abbildung 22: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Solar Freifläche

**Strom: Ausschreibungsmenge/Gebotsmenge/Zuschlagsmenge Solar
Aufdach
in MW**

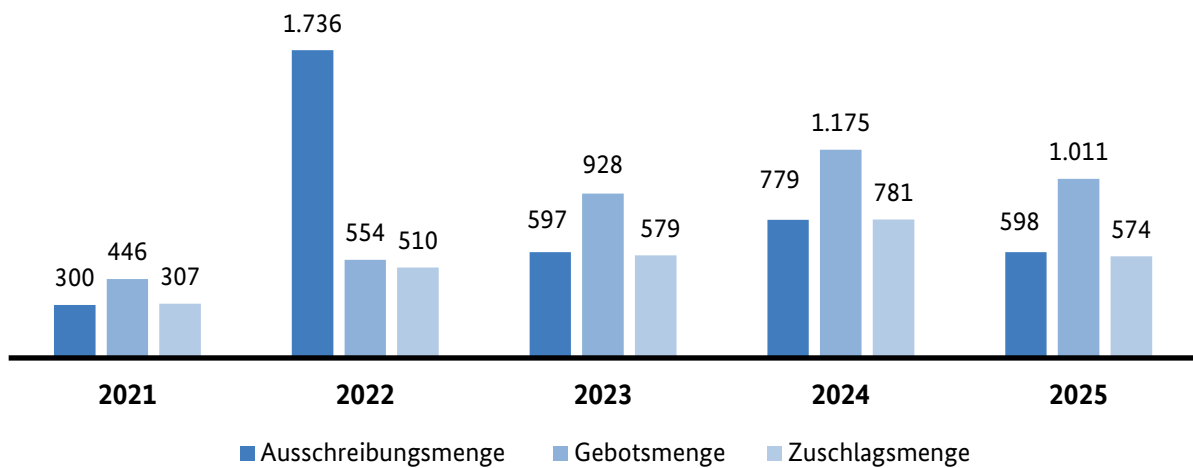


Abbildung 23: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Solar Aufdach

Strom: Ausschreibungsmenge/Gebotsmenge/Zuschlagsmenge Wind an Land
in MW

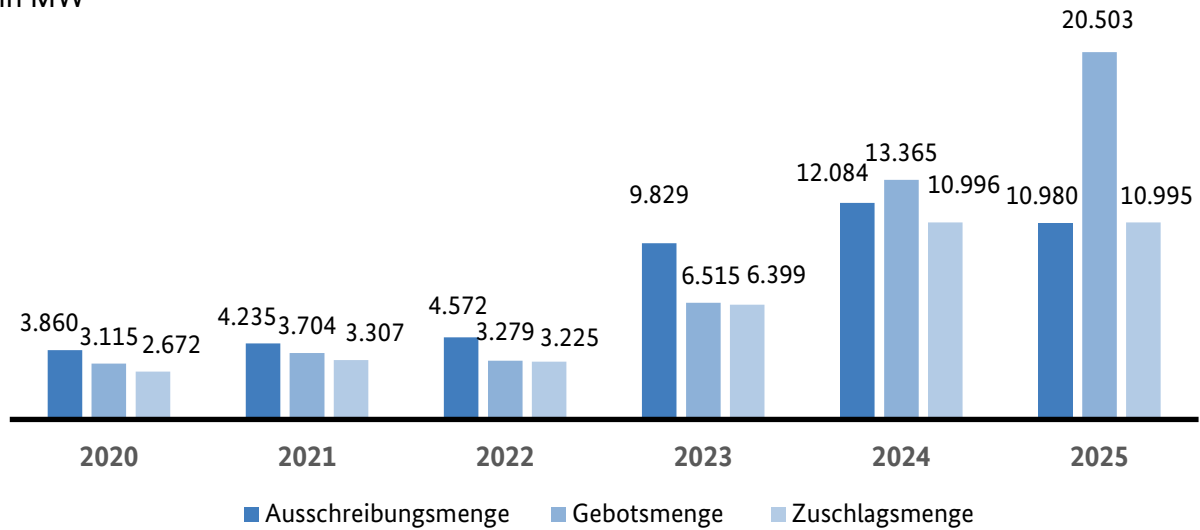


Abbildung 24: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Wind an Land

Strom: Ausschreibungsmenge/Gebotsmenge/Zuschlagsmenge Biomasse
in MW

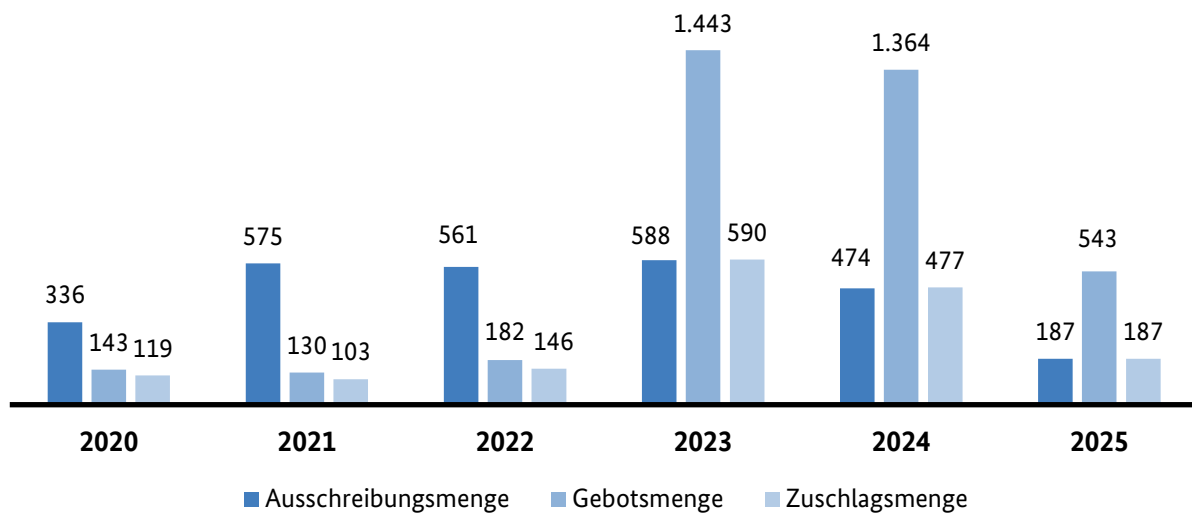


Abbildung 25: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Bio-masse

Strom: Ausschreibungsmenge/Gebotsmenge/Zuschlagsmenge
Biomethan
 in MW

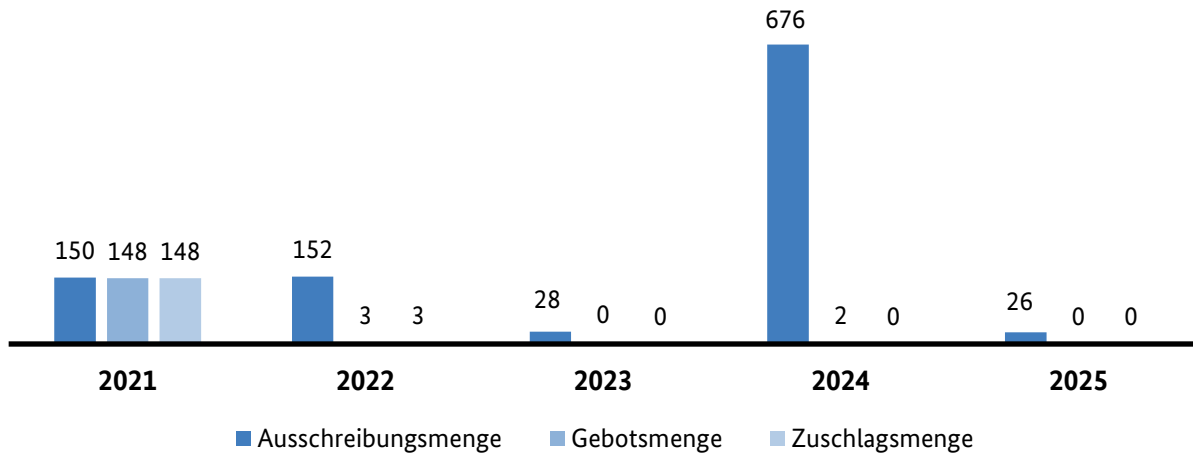


Abbildung 26: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Biomethan

Strom: Ausschreibungsmenge/Gebotsmenge/Zuschlagsmenge
Innovationsausschreibung
 in MW

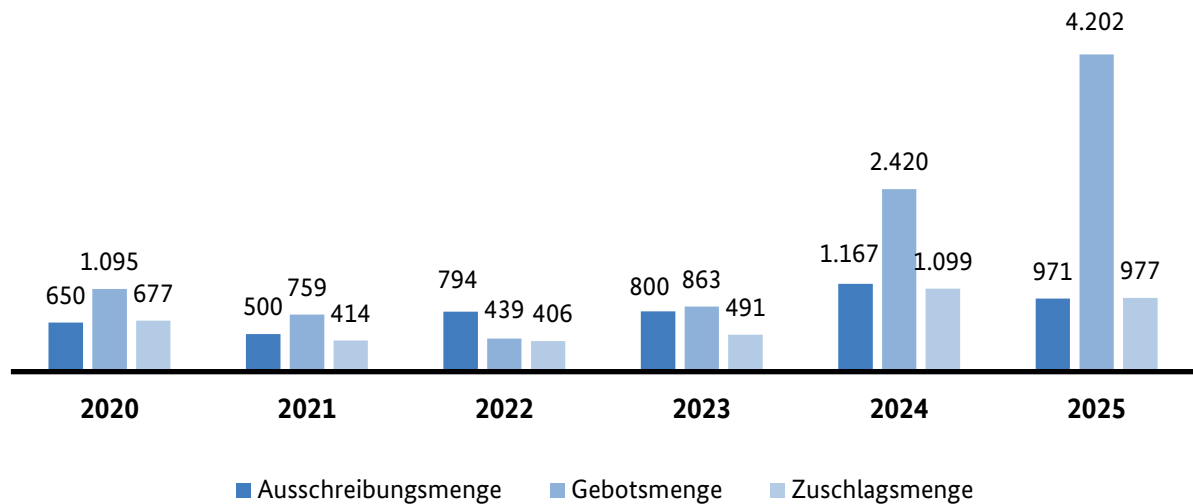


Abbildung 27: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Innovationsausschreibung

Strom: Entwicklung der Zuschlagswerte - Solar Freifläche in ct/kWh

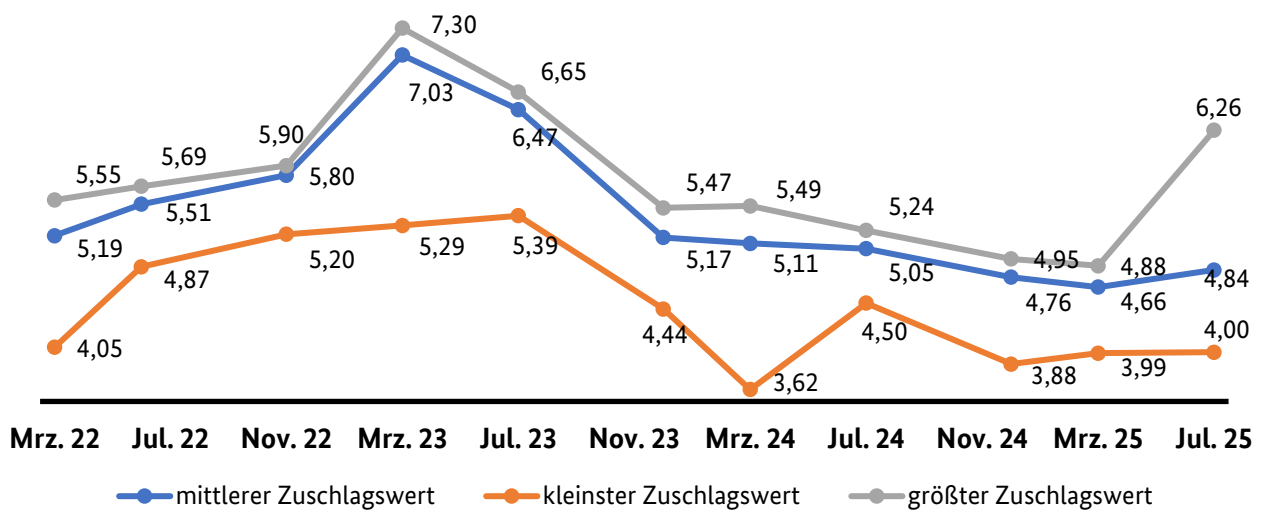


Abbildung 28: Entwicklung der Zuschlagswerte Solar Freifläche

Strom: Entwicklung der Zuschlagswerte - Solar Aufdach in ct/kWh

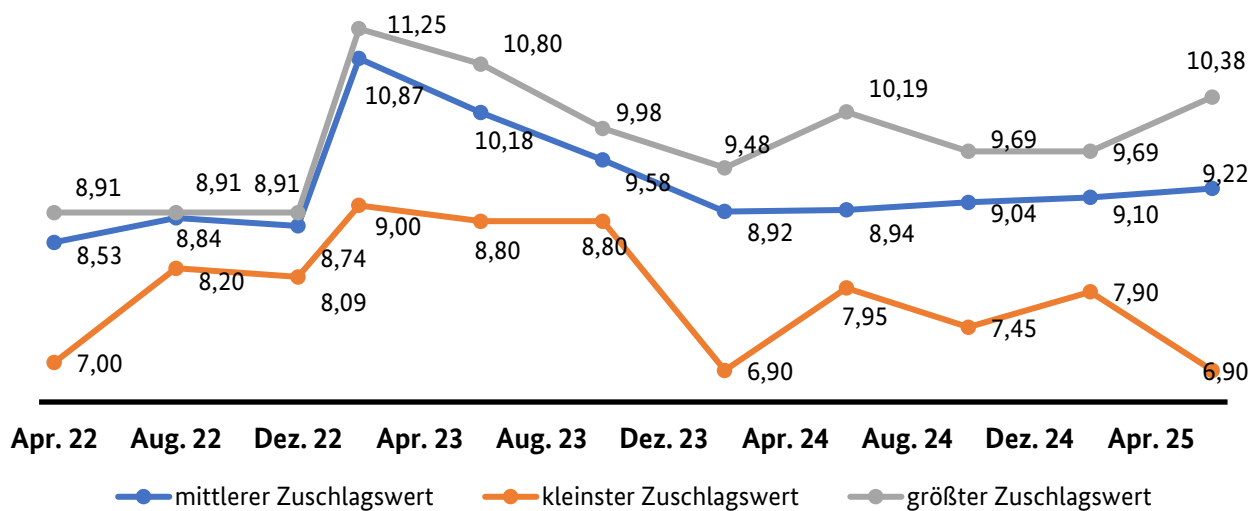


Abbildung 29 Entwicklung der Zuschlagswerte Solar Aufdach

Strom: Entwicklung der Zuschlagswerte - Wind in ct/kWh

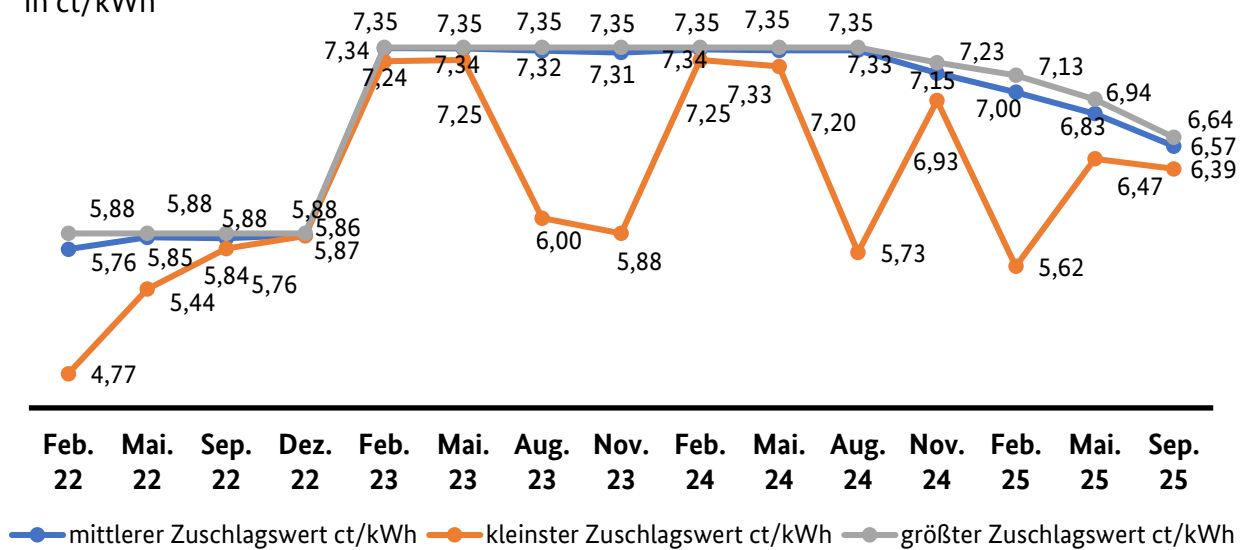


Abbildung 30: Entwicklung der Zuschlagswerte Wind

Strom: Entwicklung der Zuschlagswerte - Biomasse in ct/kWh

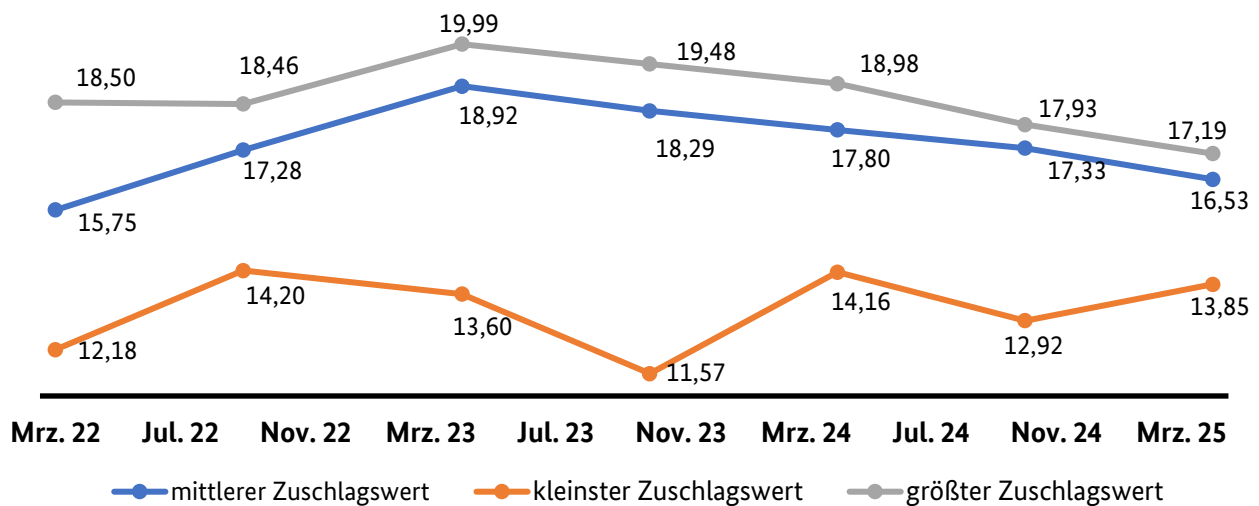


Abbildung 31: Entwicklung der Zuschlagswerte Biomasse

Strom: Entwicklung der Zuschlagswerte Innovationsausschreibung in ct/kWh

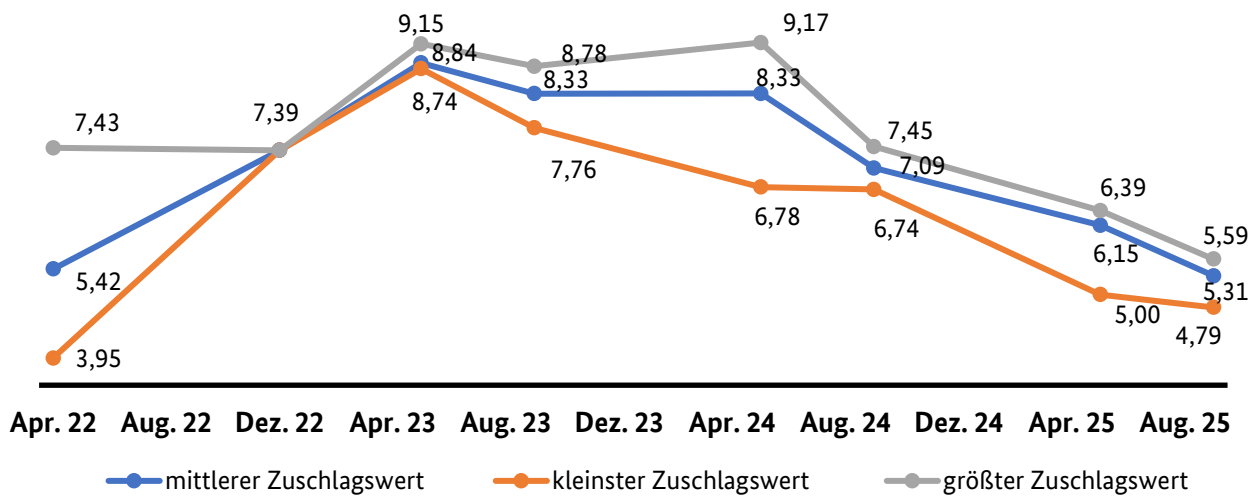


Abbildung 32: Entwicklung der Zuschlagswerte Innovationsausschreibung

Strom: Realisierungsraten für Windanlagen aus den Windausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Gebotstermin	Realisierungsstand	in %	Frist zur Inbetriebnahme* (Ausschlussfrist)
01.02.2019	90		23.08.2021
01.05.2019	96		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	94		27.02.2023
01.03.2020	99		22.03.2023
01.06.2020	90		22.03.2023
01.07.2020	91		22.03.2023
01.09.2020	58		11.04.2023
01.10.2020	95		02.05.2023
01.12.2020	97		28.06.2023
01.02.2021	76		07.11.2023
01.05.2021	86		21.12.2023
01.09.2021	73		22.04.2024

*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	93	25.04.2022
01.11.2019	91	02.01.2024
01.04.2020	96	02.04.2024
01.11.2020	98	01.07.2024
01.03.2021	100	02.12.2024
01.09.2021	93	02.05.2025

* 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

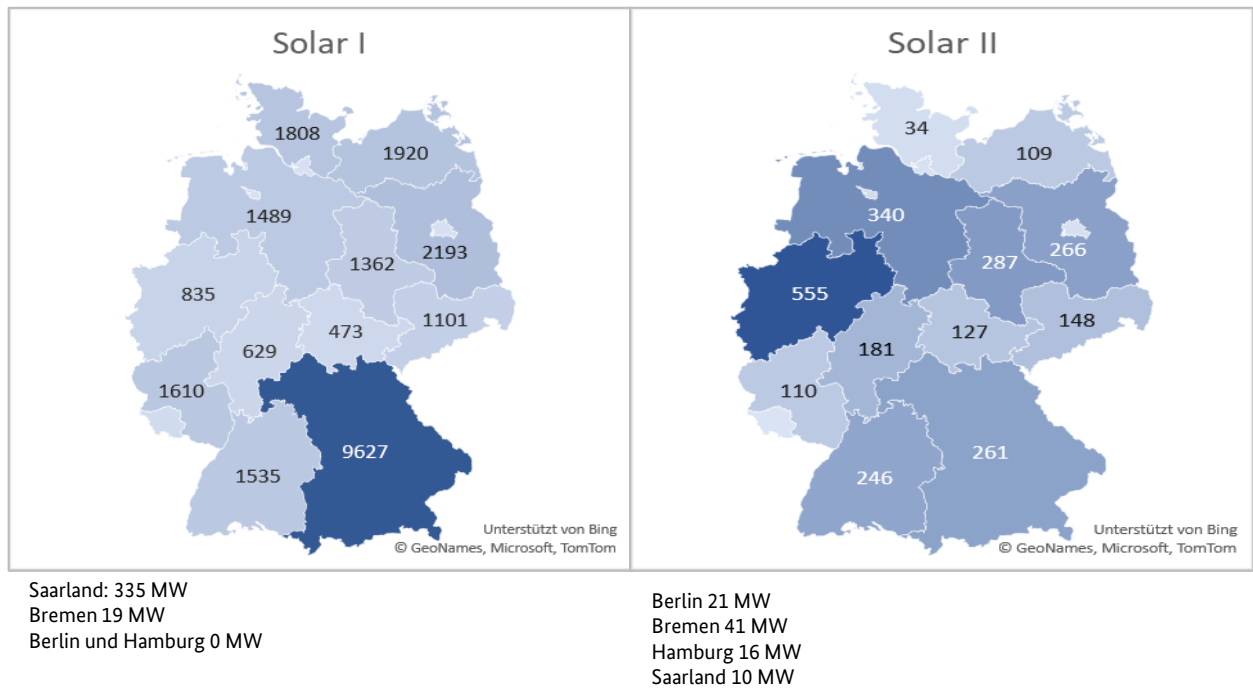


Abbildung 33: Regionale Verteilung der Zuschlagsmengen aller abgeschlossenen Ausschreibungen nach dem EEG - Solar

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

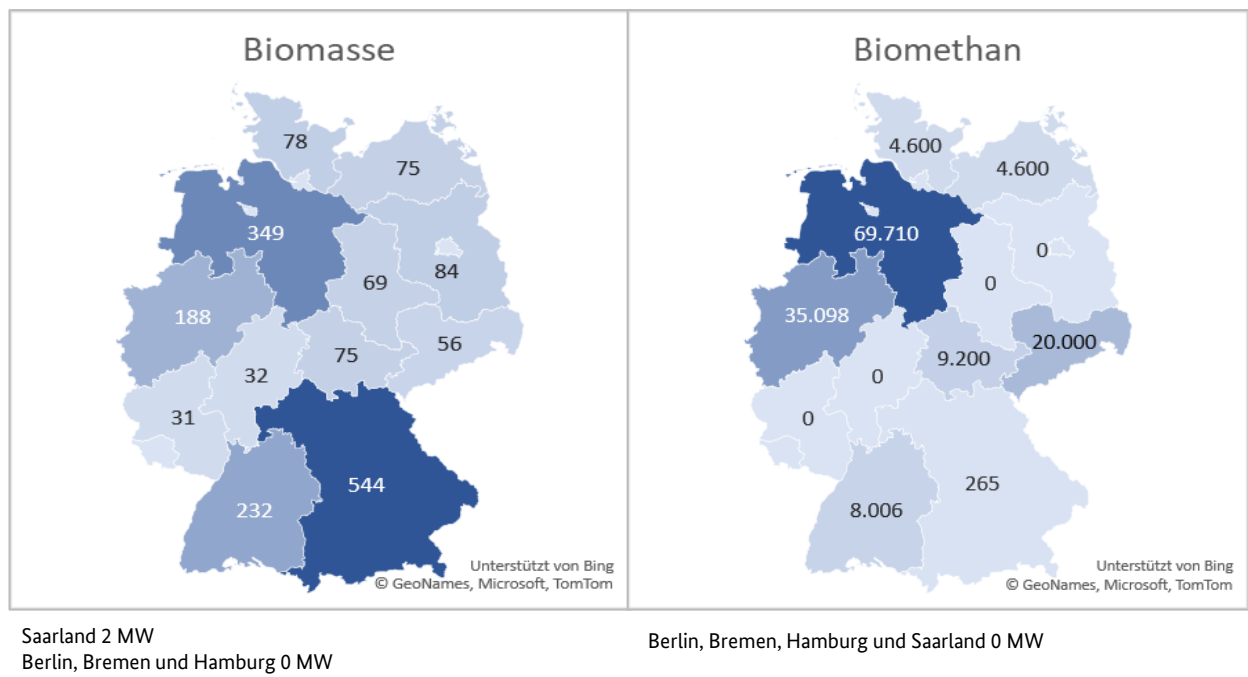


Abbildung 34: Regionale Verteilung der Zuschlagsmengen aller abgeschlossenen Ausschreibungen nach dem EEG - Biomasse und Biomethan

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

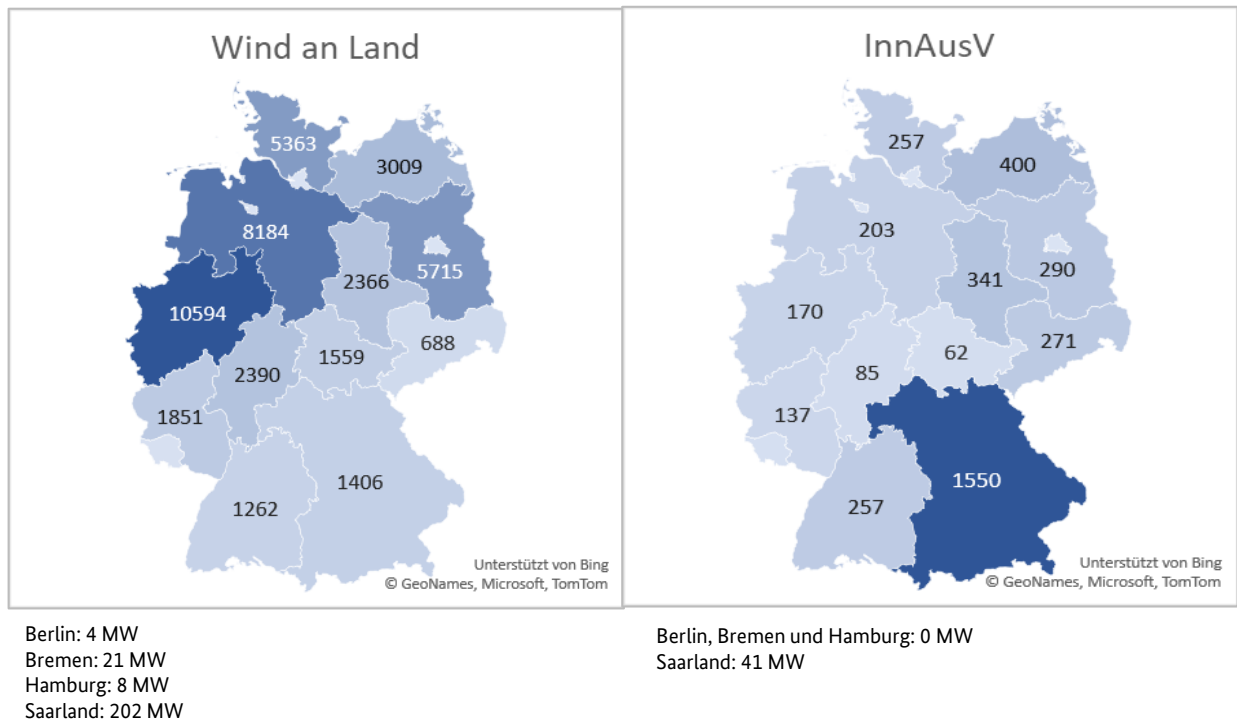


Abbildung 35: Regionale Verteilung der Zuschlagsmengen aller abgeschlossenen Ausschreibungen nach dem EEG - Wind an Land und Innovationsausschreibung

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 Marktlifikationen (ehemals Zählpunkte) im Sinne der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV). In einer Marktlifikation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktlifikation 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 elektrischen Endverbraucher zu versorgen. Für den Betrieb, die Wartung und die Überwachung des Übertragungs- und Verteilernetzes sind jeweils ÜNB und VNB verantwortlich. An der Datenerhebung für das Monitoring 2025 haben sich die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), Baltic Cable, die TenneT Offshore-Beteiligungsgesellschaften sowie 819 Verteilernetzbetreiber (VNB) beteiligt.

1. Netzstrukturdaten

Strom: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Netzbetreiber in Deutschland

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung	4	4	4	4	4	4
Verteilernetzbetreiber (VNB)	879	873	865	866	866	851
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	799	791	782	783	782	767
davon VNB mit weniger als 30.000 angeschlossenen Kunden	678	674	664	667	662	643

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

Strom: Netzstrukturdaten 2024

	ÜNB	VNB	Gesamtsumme ÜNB & VNB
Netzbetreiber (Anzahl)	4*	851**	855
Stromkreislänge (in Tsd. km)	38,4	1.935,3	1.973,8
davon Höchstspannung	37,9	0,2	38,1
davon Hochspannung	0,5	95,4	95,8
davon Mittelspannung		534,9	534,9
davon Niederspannung		1.304,9	1.304,9
Marktllokationen von Letztverbrauchern (in Tsd.)	0,2	52.933,9	52.934,1
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	0,2	3.340,0	3.340,2
davon Haushaltskunden		49.593,9	49.593,9
Jahreshöchstlast (in GW)			75,8

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

** Gesamtanzahl der Verteilernetzbetreiber einschließlich der geschlossenen Verteilernetze

Tabelle 22: Netzstrukturdaten 2024

Strom: Marktllokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2024

Anzahl in Mio.

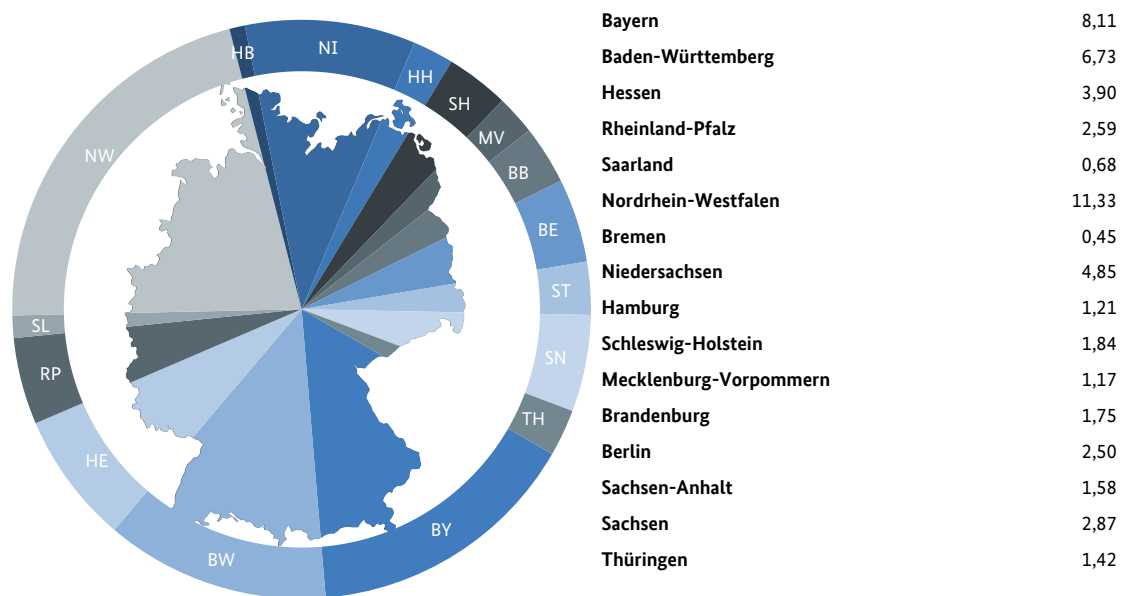


Abbildung 36: Marktllokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2024

Strom: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2024
in TWh

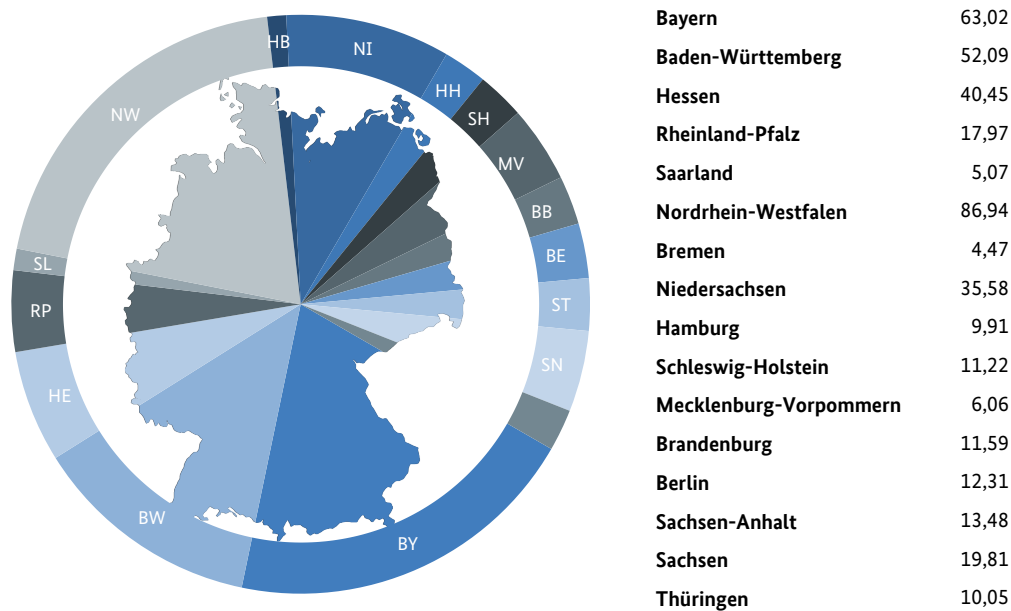


Abbildung 37: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2024

Strom: Marktllokationen je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2024
Anzahl

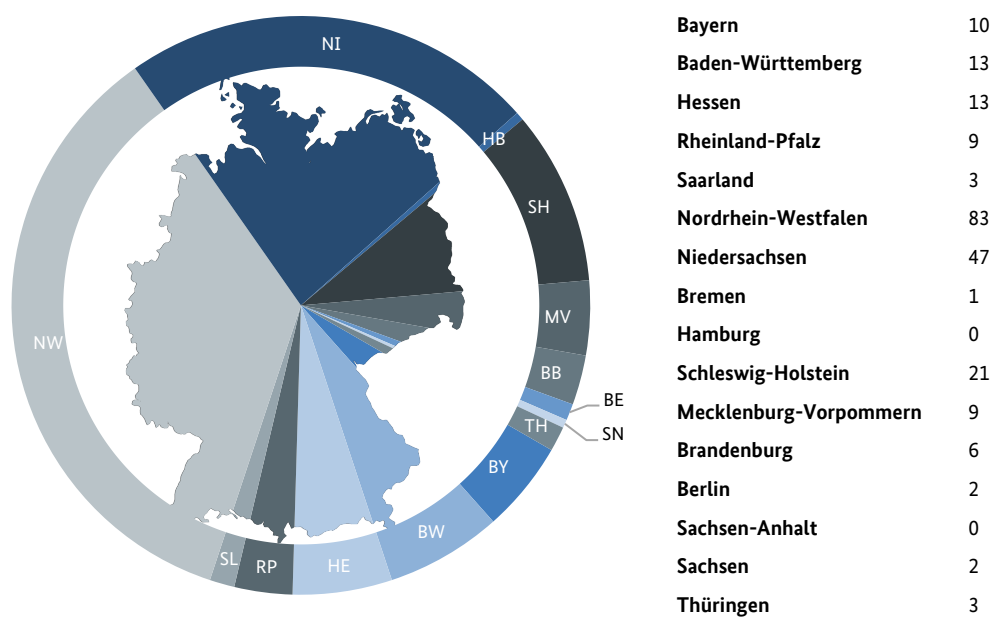


Abbildung 38: Marktllokationen je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2024

Strom: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2024 in GWh

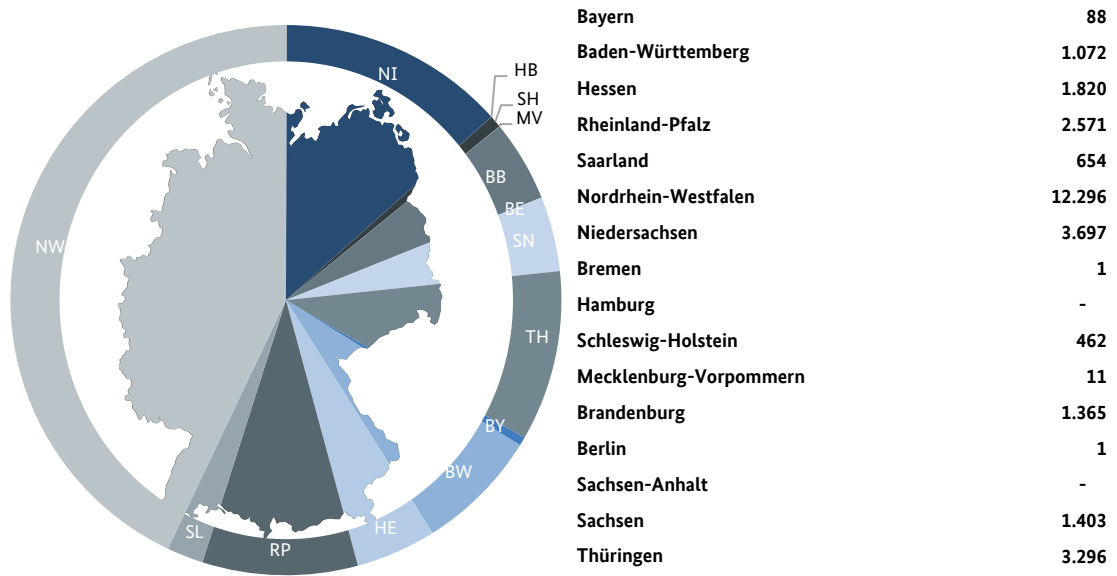


Abbildung 39: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2024

Strom: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge in 2024 Anzahl und Verteilung

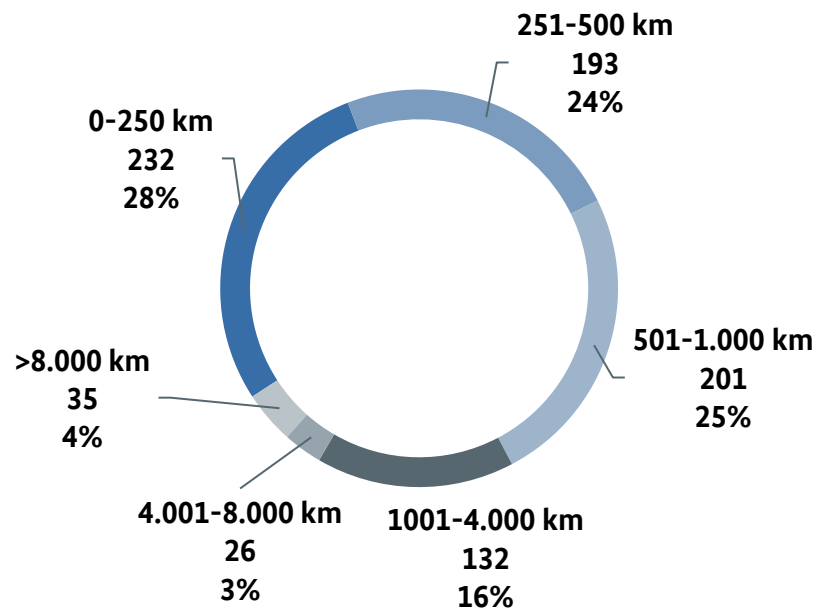


Abbildung 40: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge in 2024

Strom: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der Marktlokationen in 2024

Anzahl und Verteilung

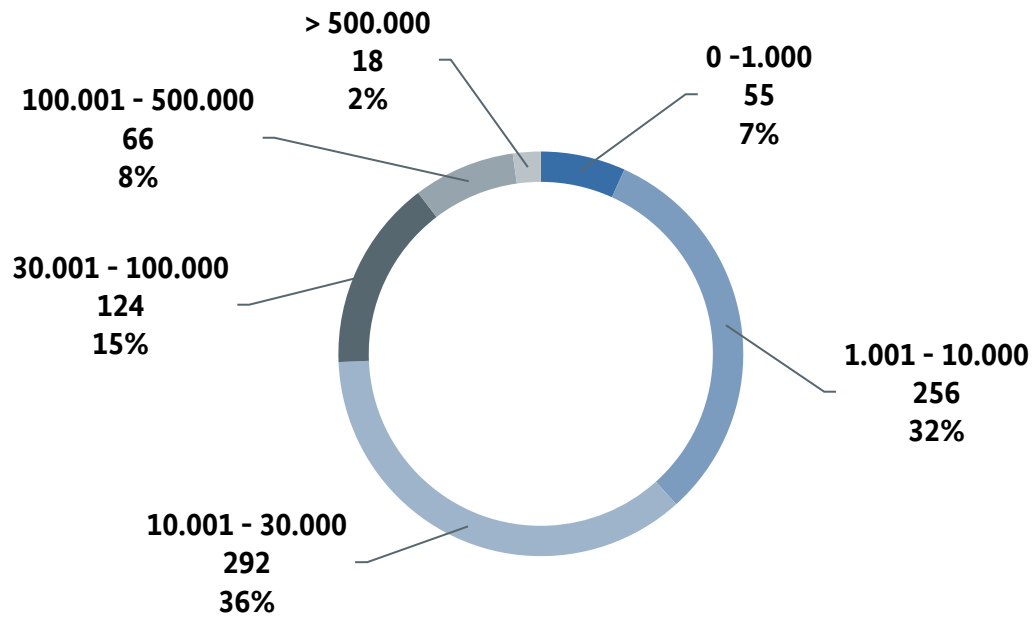


Abbildung 41: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der Marktlokationen in 2024

2. Versorgungsstörungen Strom

Trotz Maßnahmen im Rahmen der Systemdienstleistungen kann es zu Unterbrechungen der Versorgung kommen. Netzbetreiber übermitteln der Bundesnetzagentur jährlich Zeitpunkt, Dauer, Ausmaß und Ursache jeder Versorgungsunterbrechung, die länger als drei Minuten dauert. Für die Berechnung der mittleren Nichtverfügbarkeit der Letztverbraucher (System Average Interruption Duration Index - SAIDIEnWG⁴⁰) werden weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund von höherer Gewalt berücksichtigt. In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die auf atmosphärische Einwirkungen, Einwirkungen Dritter, Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Bereich des Netzbetreibers zurückzuführen sind.

Strom: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG je Netzebene in Minuten

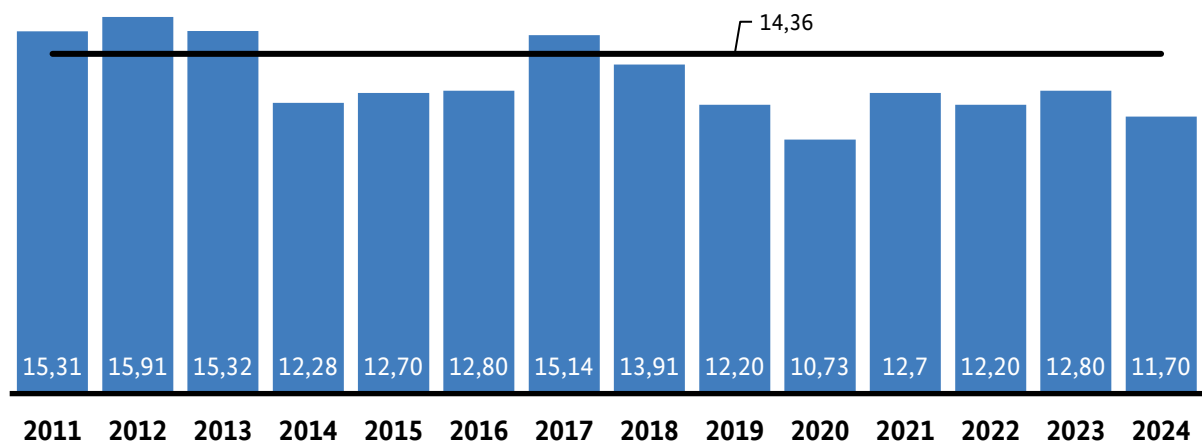


Abbildung 42: Versorgungsstörungen nach §52 EnWG

3. 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. Aufwendun-

⁴⁰ Der hier genannte SAIDIEnWG ist zu unterscheiden von der im Rahmen des Qualitätselements nach Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ermittelten unternehmensspezifischen Kennzahl SAIDIRegV

gen 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 - Netzinfrastuktur der ÜNB in Mio. Euro

	2023	2024
Investitionen	8.675	16.510
für Neubau, Ausbau und Erweiterung ohne grenzüberschreitende Verbindungen	7.737	15.288
für Neubau, Ausbau und Erweiterung grenzüberschreitender Verbindungen	200	508
in Erhalt und Erneuerung ohne grenzüberschreitende Verbindungen	699	682
in Erhalt und Erneuerung für grenzüberschreitende Verbindungen	39	32
Aufwendungen	525	776
ohne grenzüberschreitende Verbindungen	516	767
für grenzüberschreitende Verbindungen	9	9
Gesamt	9.200	17.286

Tabelle 23: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastuktur der ÜNB

Strom: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastuktur der Übertragungsnetzbetreiber in Mio. Euro

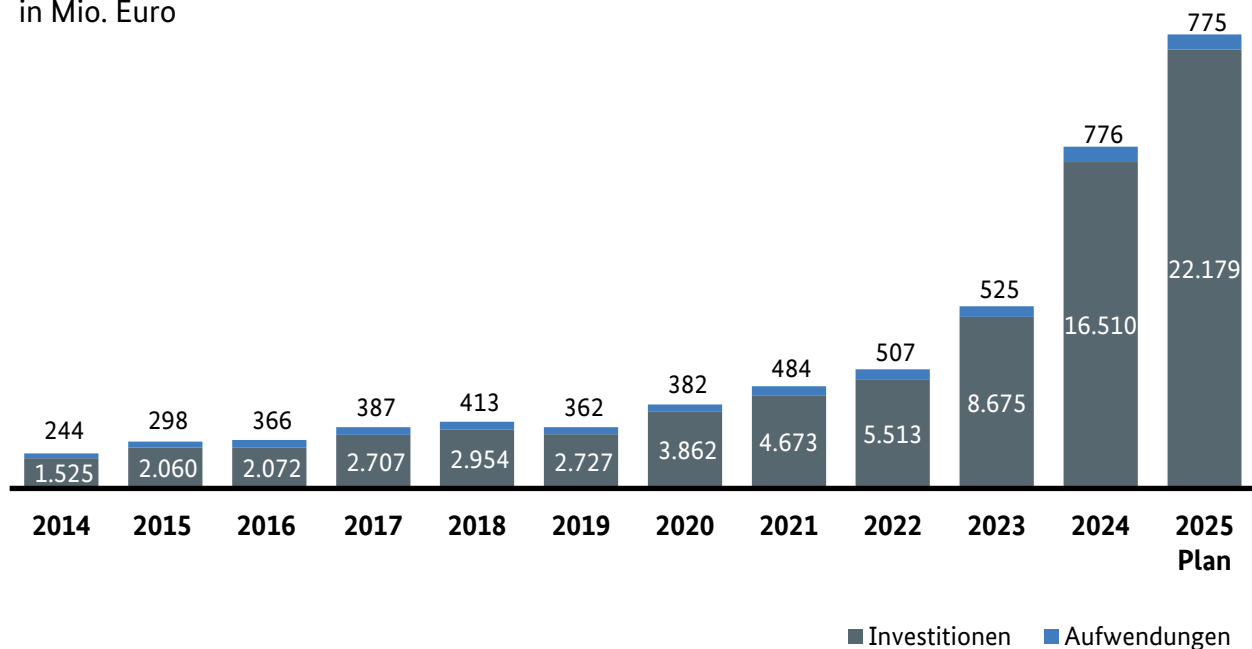


Abbildung 43: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastuktur der Übertragungsnetzbetreiber

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

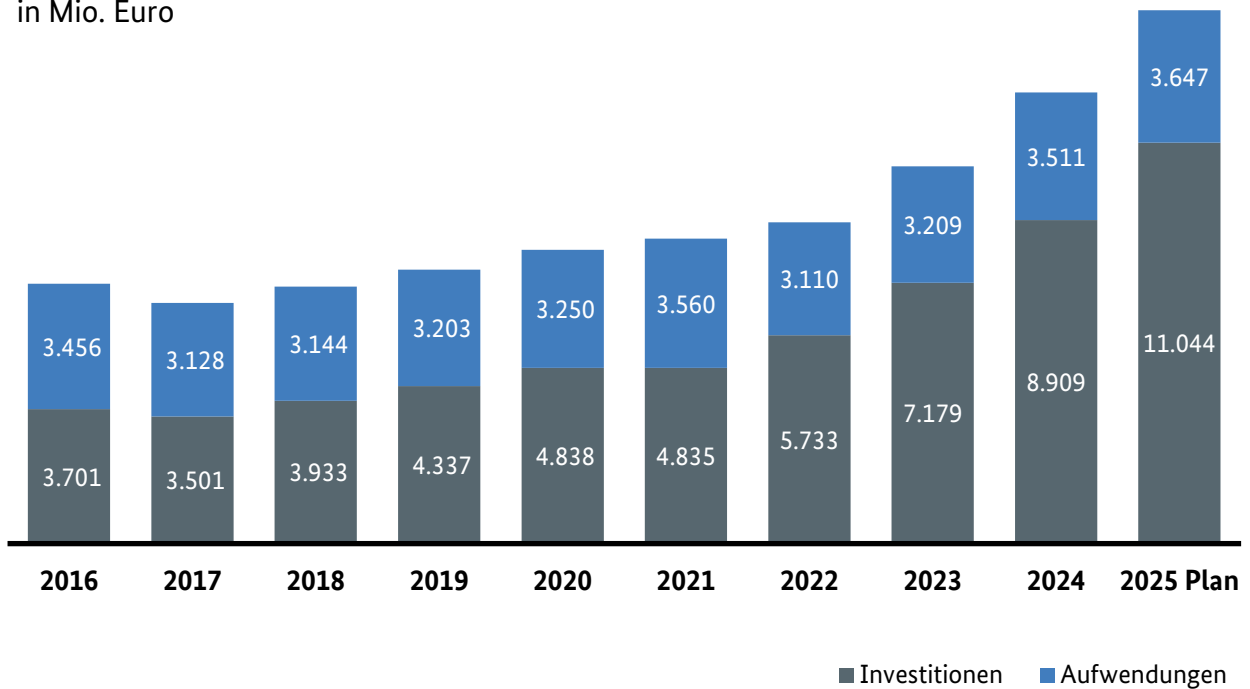


Abbildung 44: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber

**Strom: Verteilernetzbetreiber nach Investitions- und Aufwendungs-
summen in 2024**

Anzahl und Volumen in Mio. Euro

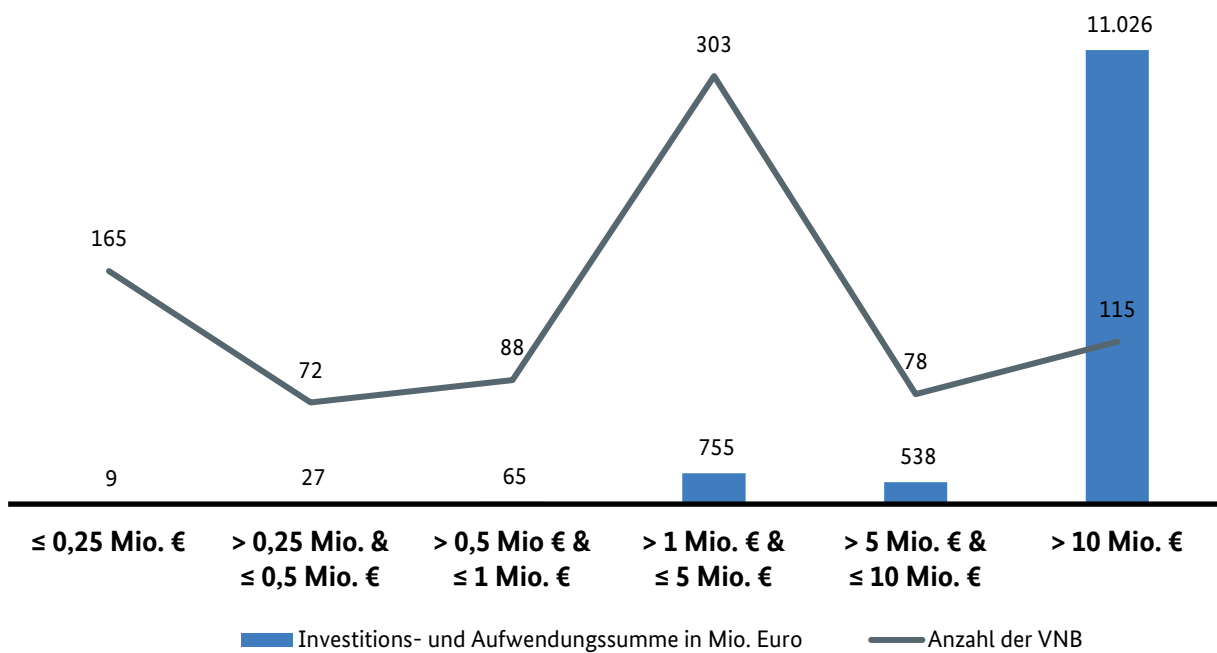


Abbildung 45: Verteilernetzbetreiber nach Investitions- und Aufwendungssummen in 2024

4. 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

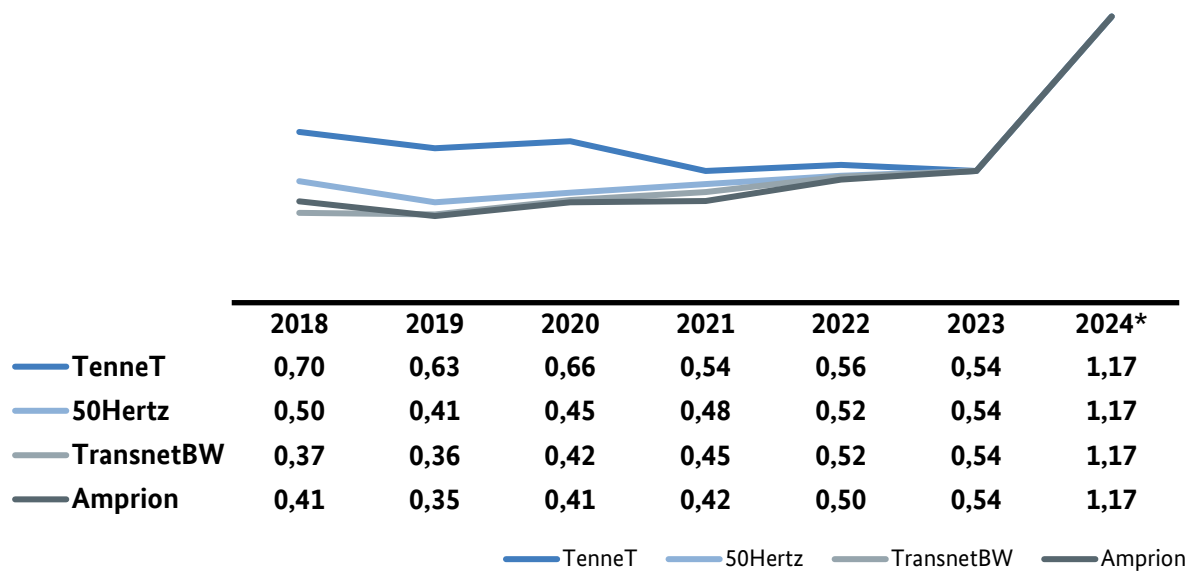
Die anerkannten Netzkosten werden gemäß den Vorgaben der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) in eine Erlösobergrenze überführt. Diese legt fest, wie viele Einnahmen Netzbetreiber in einer Regulierungsperiode erzielen dürfen. Neben den anerkannten Kosten beeinflussen Effizienzprüfungen und verschiedene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

Bildung der Netzentgelte

Die Netzbetreiber ermitteln die Netzentgelte basierend auf den Prinzipien 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.

Strom: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte in ct/kWh



*Die ÜNB-Entgelte verdoppelten sich 2024 im Vergleich zu 2023. Dies ist u.a. darauf zurückzuführen, dass für das Jahr 2024 kein erneuter Bundeszuschuss zur anteiligen Finanzierung der Übertragungsnetzkosten gewährt wurde, wie dies mit § 24b EnWG im Jahr 2023 der Fall war.

Abbildung 46: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte [betrachteter Beispielsfall: großer Industriekunde mit 4.500 Benutzungsstunden, angeschlossen an der Höchstspannungsebene des Übertragungsnetzes, beispielhafte Netzentgeltermäßigung gem. § 19 Abs. 2 StromNEV i.H.v. 75 Prozent]

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

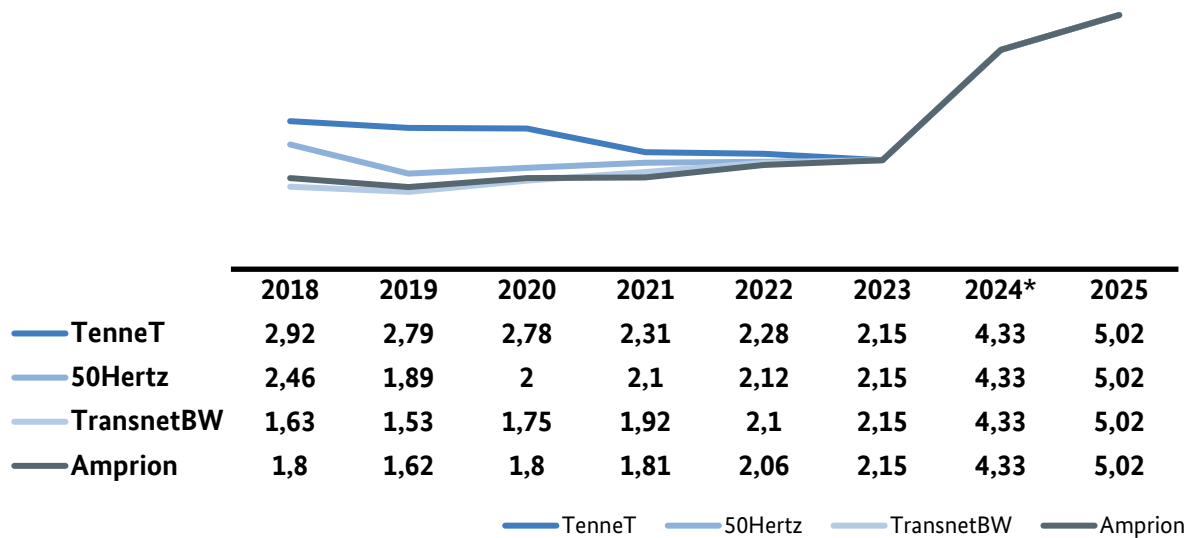


Abbildung 47: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte [betrachteter Beispielsfall: Verteilernetzbetreiber mit 4.500 Benutzungsstunden, angeschlossen an der Umspannebene Höchst- zu Hochspannung des Übertragungsnetzes.]

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

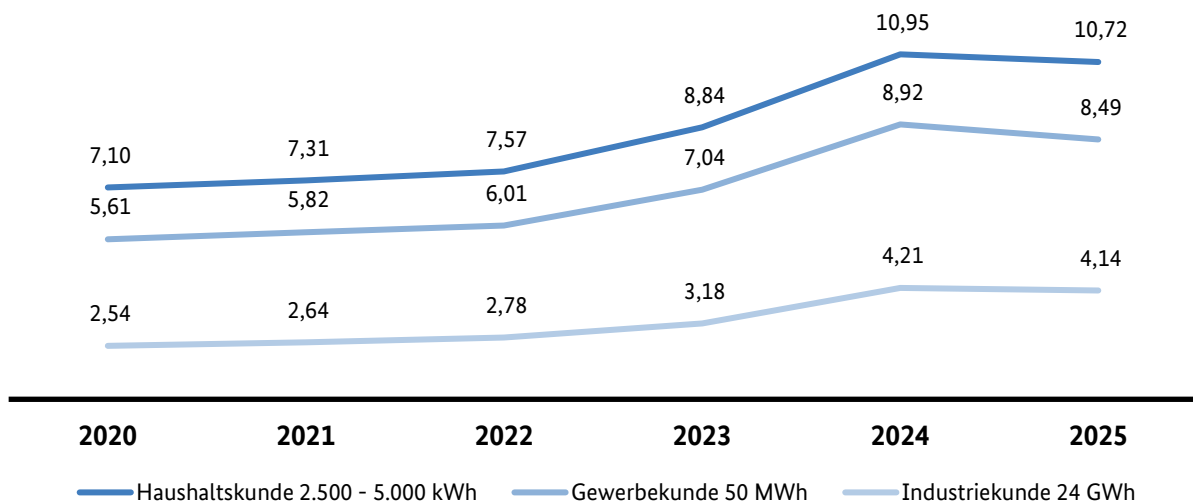


Abbildung 48: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten Nettonetzentgeltes für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden gemäß Angaben der Netzbetreiber

Strom: Grundpreis Netzentgelte in Euro/Jahr

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Durchschnittlicher Grundpreis	40	52 ^[2]	57 ^[2]	58 ^[2]	66 ^[2]	75 ^[2]	73 ^[2]
Maximaler Grundpreis	105	105	105	105	120	160	200
Minimaler Grundpreis ^[1]	7	8	8	9	7	10	12
VNB ohne Grundpreis (Anzahl)	42	40	31	30	40	24	23

^[1] Minimaler Grundpreis, von den VNB, die einen Grundpreis erheben.

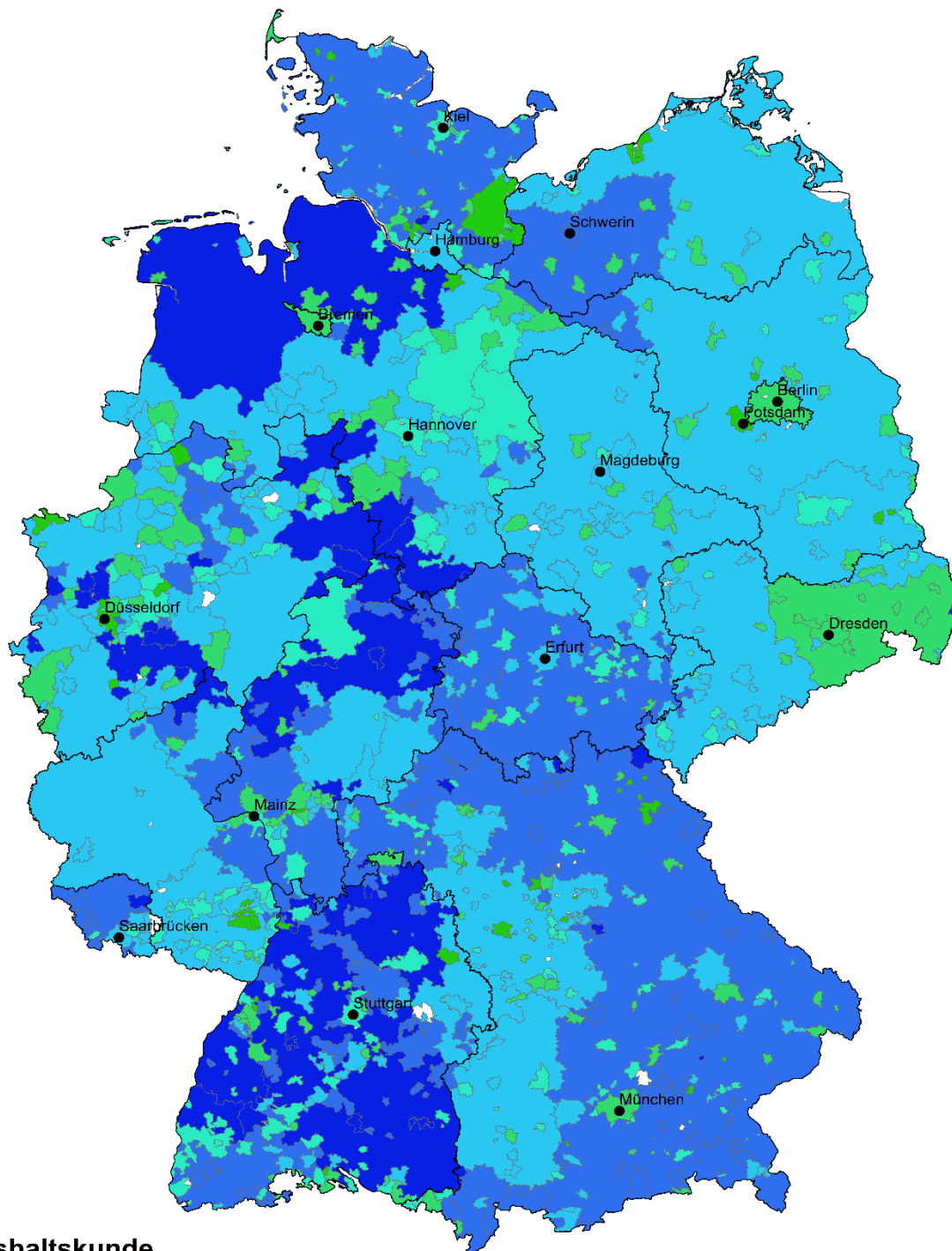
^[2] Der Grundpreis wurde mit den Abgabemengen der VNB gewichtet.

Tabelle 24: Grundpreis Netzentgelte



Bundesnetzagentur

Strom: Netzentgelte Grundpreis 2025



Haushaltskunde Abnahmefall: 3.500 kWh/Jahr

0 bis 24 Euro	63 bis 76 Euro
24 bis 46 Euro	76 bis 93 Euro
46 bis 63 Euro	über 93 Euro

Herausgeber: Bundesnetzagentur
 Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2018,
 © INFAS 360 GmbH 07_2025
 Daten: Monitoring der Bundesnetzagentur 2025
 Stand: 28.08.2025

Abbildung 49: Netzentgelt Grundpreis 2025

Strom: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2025
in ct/kWh

Bundesland	Mengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Hamburg	14,17	8,10	14,17	3
Baden-Württemberg	11,71	5,92	16,69	116
Rheinland-Pfalz	11,70	8,82	14,96	50
Saarland	11,21	8,89	15,19	17
Nordrhein-Westfalen	11,19	7,42	15,54	105
Berlin	10,87	8,05	10,92	4
Hessen	10,77	7,88	16,28	57
Schleswig-Holstein	10,58	6,42	14,17	38
Brandenburg	10,28	6,30	13,53	32
Sachsen-Anhalt	10,27	7,08	13,59	32
Niedersachsen	9,82	6,93	14,43	68
Bayern	9,74	9,48	21,70	220
Sachsen	9,71	6,15	13,81	39
Thüringen	9,69	6,35	13,64	38
Mecklenburg-Vorpommern	9,31	6,23	11,59	21
Bremen	7,96	7,91	11,66	7

* Als Gewichtunggrundlage 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 2025

Strom: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland 2025

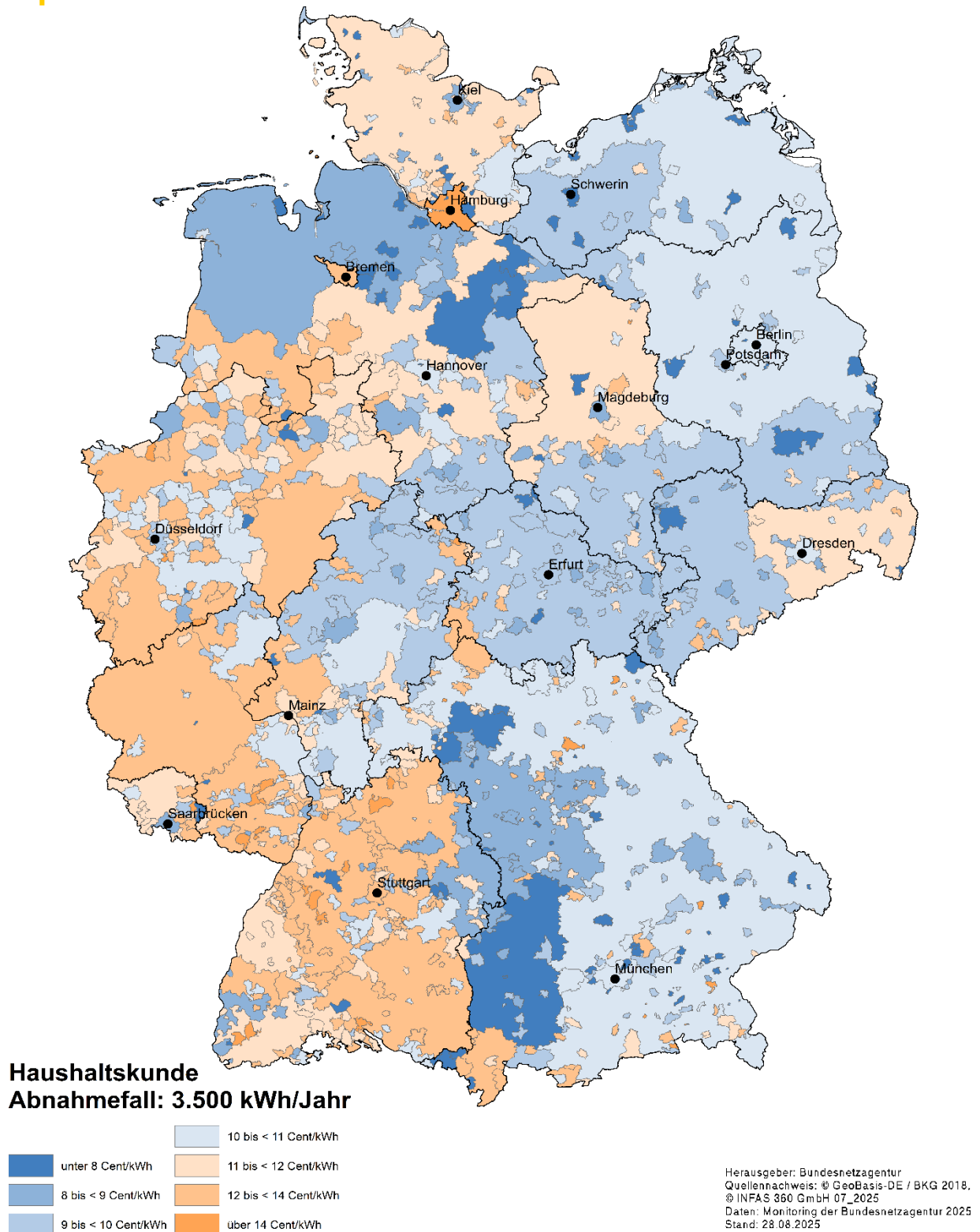


Abbildung 50: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2025

Strom: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2025
in ct/kWh

Bundesland	Mengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Hamburg	12,25	5,11	12,25	3
Berlin	9,92	6,74	10,04	4
Baden-Württemberg	9,58	4,33	15,28	116
Rheinland-Pfalz	9,47	6,87	13,23	50
Nordrhein-Westfalen	8,84	5,43	13,78	105
Saarland	8,75	7,03	13,06	17
Hessen	8,74	5,91	15,28	57
Schleswig-Holstein	8,60	4,96	12,25	38
Brandenburg	8,51	5,11	13,53	32
Sachsen	8,30	4,04	12,15	39
Sachsen-Anhalt	7,84	5,81	11,46	32
Bayern	7,84	3,41	19,10	220
Thüringen	7,70	5,28	11,70	38
Mecklenburg-Vorpommern	7,26	4,02	10,63	21
Niedersachsen	7,01	4,61	13,63	68
Bremen	6,40	5,11	10,86	7

* Als Gewichtunggrundlage 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 2025



Bundesnetzagentur

Strom: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland 2025

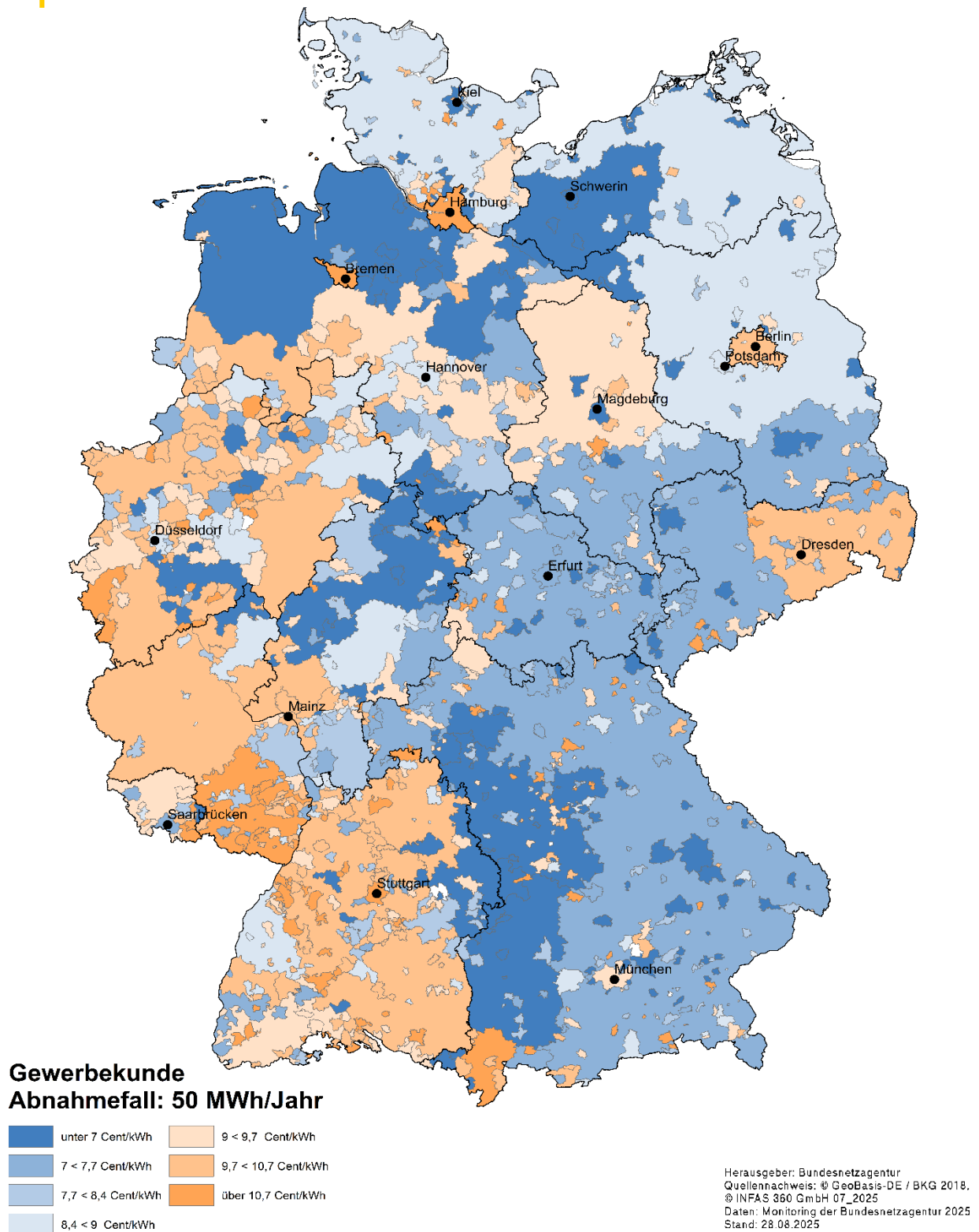


Abbildung 51: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2025

Strom: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2025
in ct/kWh

Bundesland	Mengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Baden-Württemberg	4,81	2,33	10,84	115
Hamburg	4,80	2,85	4,80	3
Hessen	4,73	2,44	5,79	58
Berlin	4,67	3,12	4,71	4
Rheinland-Pfalz	4,37	2,79	5,66	50
Saarland	4,24	3,26	6,40	17
Nordrhein-Westfalen	4,12	2,79	7,38	106
Thüringen	3,96	2,66	5,46	35
Sachsen	3,92	2,38	5,10	39
Niedersachsen	3,83	2,24	6,28	66
Sachsen-Anhalt	3,74	2,69	6,03	33
Bayern	3,65	0,85	7,10	212
Bremen	3,62	2,85	4,34	7
Schleswig-Holstein	3,52	2,06	6,29	38
Brandenburg	3,38	2,11	5,03	32
Mecklenburg-Vorpommern	3,11	2,02	3,46	21

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

Tabelle 27: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2025



Bundesnetzagentur

Strom: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland 2025

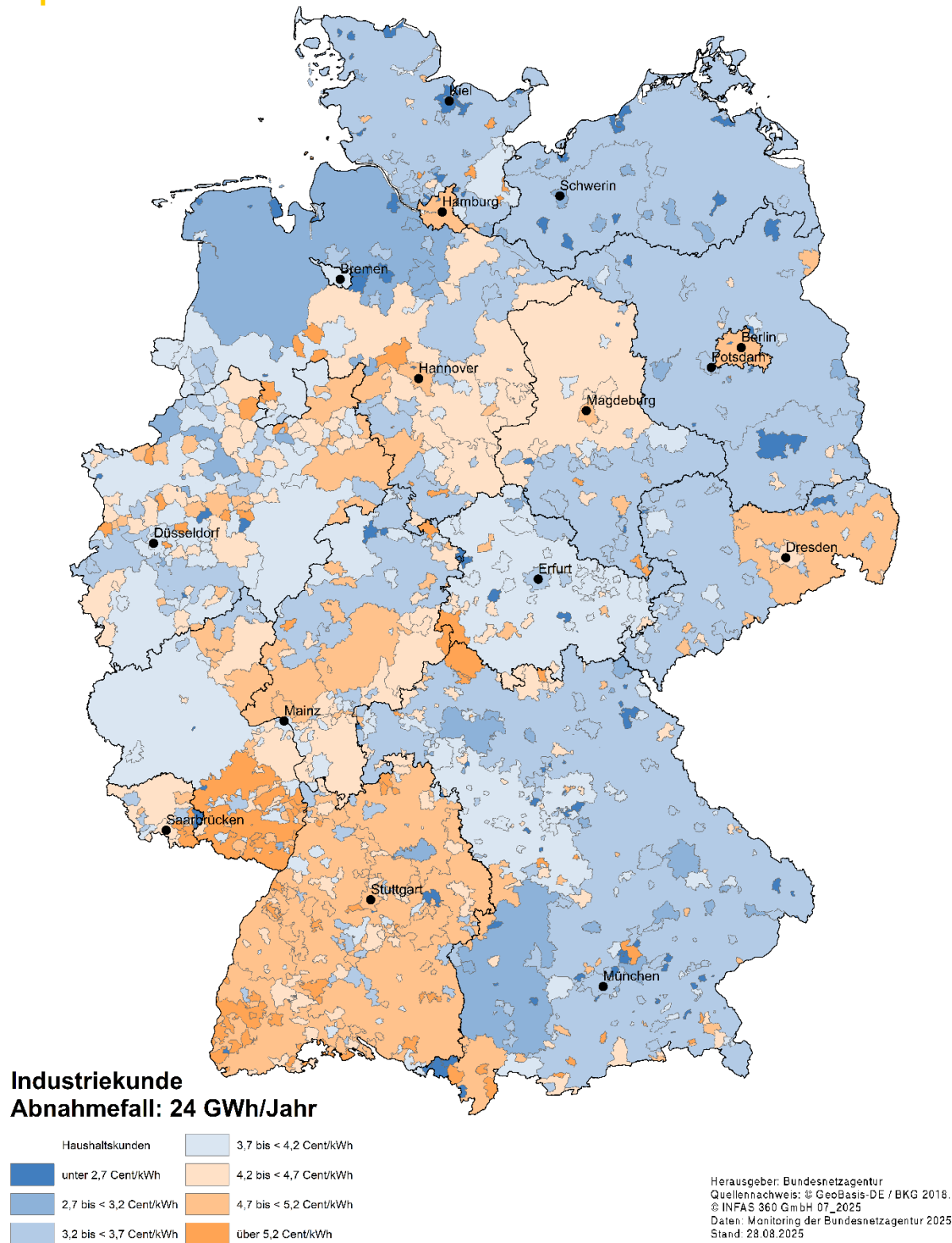


Abbildung 52: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2025

5. 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 finden⁴¹.

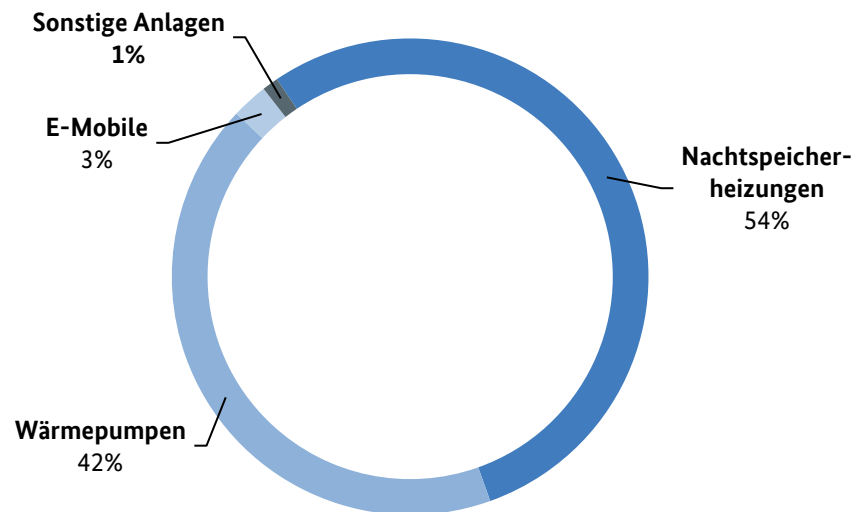
Für Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG stehen zwei Entlastungsmodelle zur Verfügung:

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.

⁴¹ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/841_SteuVE/BK6_SteuVE_node.html

Strom: Verteilung der Marktllokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen
in Prozent



Stand: Juli 2025

Abbildung 53: Verteilung der Marktllokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen, die vor dem 01.01.2024 in Betrieb gegangen sind

Strom: Steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach den Festlegungen nach § 14a EnWG

Anzahl

Module	Gesamt	davon Ladpunkte	davon Wärmepumpe	davon Stromspeicher	davon Anlagen zur Raumkühlung
Marktllokationen Modul 1 (gem. Festlegung BK8-22/010-A)	239.825	62.104	62.408	128.475	552
Marktllokationen Modul 2 (gem. Festlegung BK8-22/010-A)	25.049	2.488	22.012	867	19

Tabelle 28: Steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach den Festlegungen nach §14a EnWG

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 mFRR über ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren auf der Plattform www.regelleistung.net. Mehr Informationen dazu finden Sie im nächsten Abschnitt.

Abschaltbare Lasten

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 unverzüglich 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 künftig 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 marktbasieren Beschaffung von Blindleistung durch Betreiber von Hoch- und Höchstspannungsnetzen gemäß § 12h EnWG (BK6-23-072) erlassen. Diese Festlegung schafft einen transparenten und marktbasieren Rahmen für die 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 angewiesen 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 den 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 Netzre-

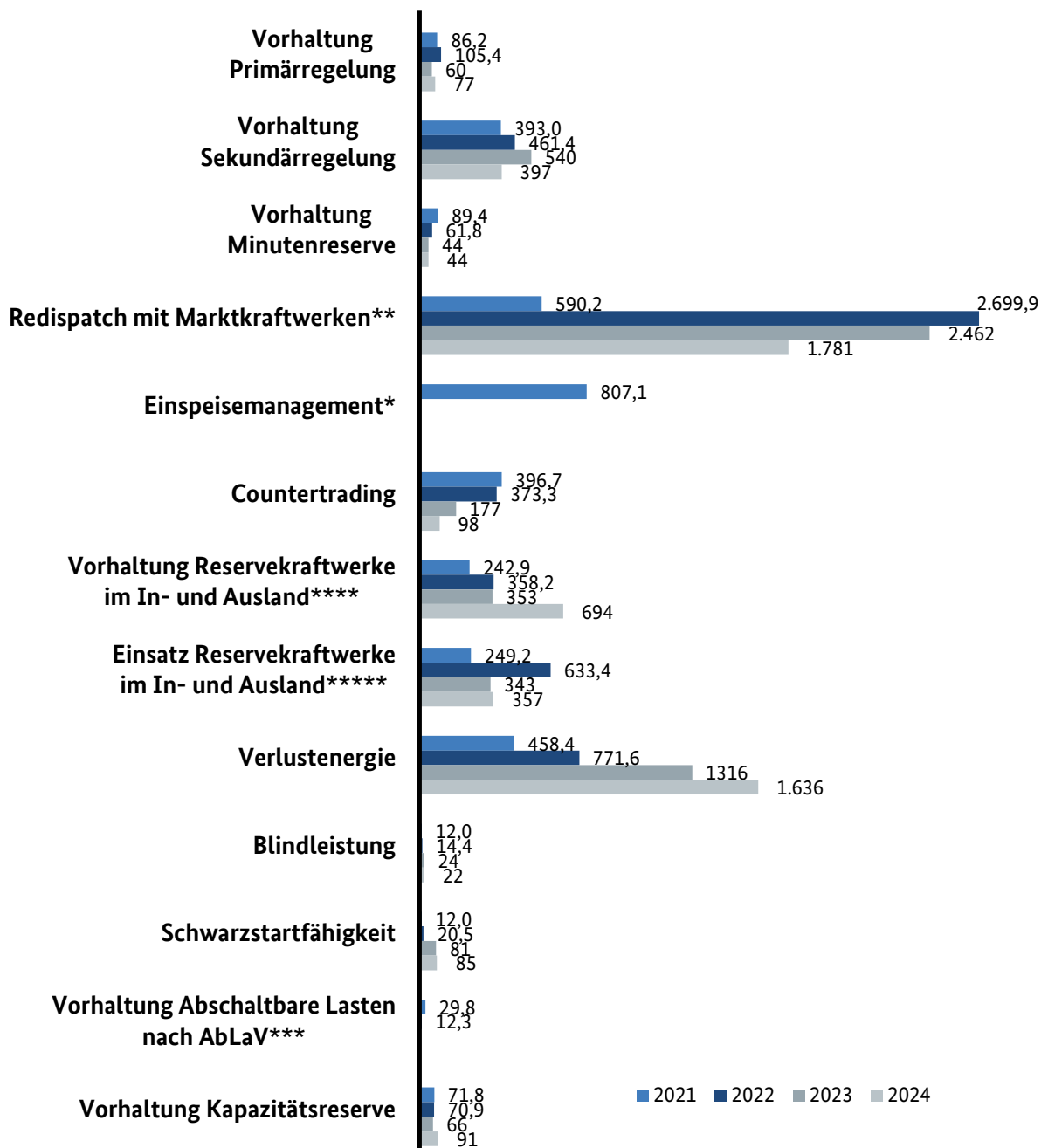
servebedarf fest. Sofern der Netzreservebedarf nicht allein durch inländische Reservekraftwerke gedeckt werden kann, führen die ÜNB ein Interessensbekundungsverfahren gem. § 4 NetzResV durch, um zusätzliche Redispatchpotentiale bei Kraftwerksbetreibern im Ausland zu kontrahieren.

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 Vergabe der Anlagen erfolgte gemäß § 11 Abs. 3 EnWG in der Fassung vom 22. Juli 2017 durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen einer öffentlichen Ausschreibung. Im Rahmen der Ausschreibungen sind je 300 MW in vier Losgruppen durch die Übertragungsnetzbetreiber Amprion, TenneT und TransnetBW vergeben worden. 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 Erneuerbaren Energien dargestellt. Kostenschätzung für die finanzielle Kompensation an die Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der BDEW-Übergangslösung ist ab 2022 hier enthalten.

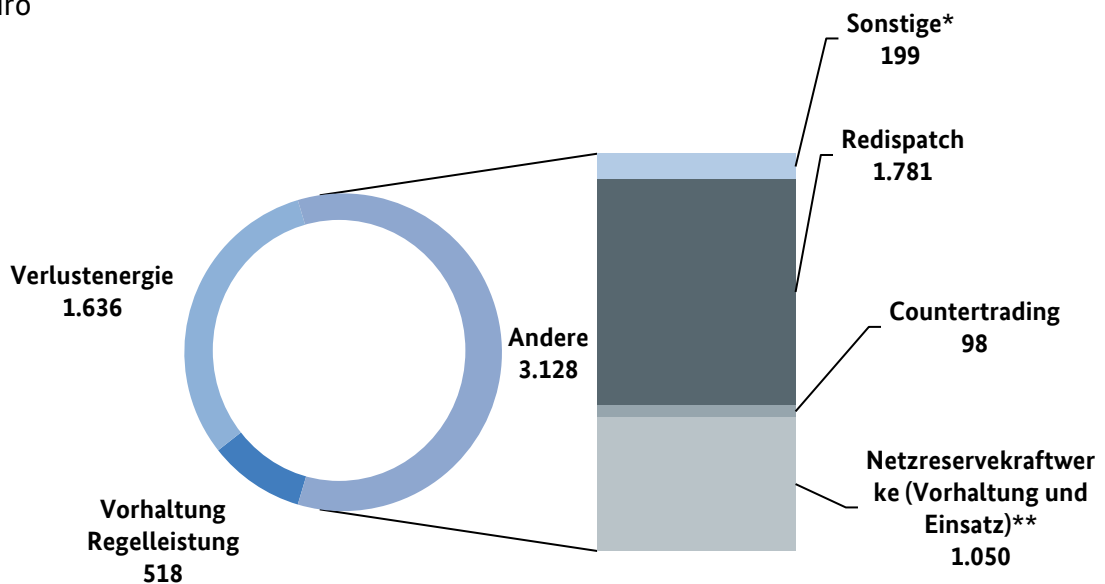
***Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten trat gemäß § 20 Abs. 2 AbLaV am 1. Juli 2022 außer Kraft.

****Die Kosten für die Vorhaltung der Reservekraftwerke im Rahmen des Netzengpassmanagements umfassen die Kosten der Netzreserve sowie – ab 2023 – auch die Kosten für die Vorhaltung besonderer netztechnischer Betriebsmittel (bnBm).

*****Die Einsatzkosten der Reservekraftwerke im Rahmen des Netzengpassmanagements umfassen die Abrufkosten der Netzreserve sowie – ab 2023 – zusätzlich die Abrufkosten besonderer netztechnischer Betriebsmittel (bnBm) und der Kapazitätsreserve.

Abbildung 54: Kosten der Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden

Strom: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Engpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2024
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 55: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Engpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2024

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 Regularbeit ein. Die Bereitstellung von Regelleistung und/oder Regularbeit wird als Regelreserve bezeichnet.⁴²

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

Primärregelreserve (FCR)

Der Einsatz von Primärregelreserve dient der Frequenzhaltung; d.h. die Primärregelreserve stoppt die Änderung der Frequenz und stabilisiert diese nach einem Störeignis. Daher wird die Primärregelreserve auch als Frequenzhaltungsreserve bzw. „Frequency Containment Reserve“ (FCR) bezeichnet. Sie reguliert automatisch

⁴² Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, Art. 2 Nr. 3.

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 PI-CASSO (Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation) und MARI (Manually Activated Reserves Initiative) implementiert. Während auf PI-CASSO 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 Kosten für den tatsächlichen Einsatz der Regelleistung – in Form des Abrufs von Regelarbeit – werden 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

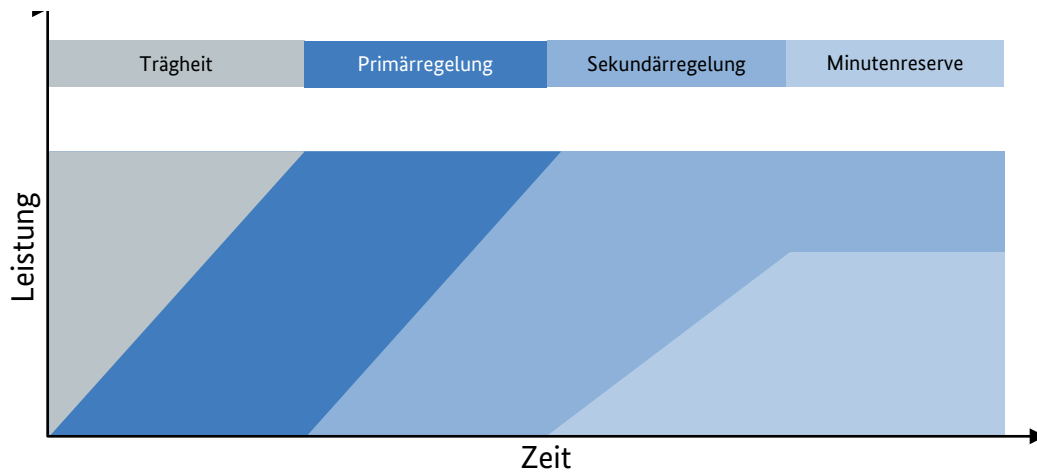
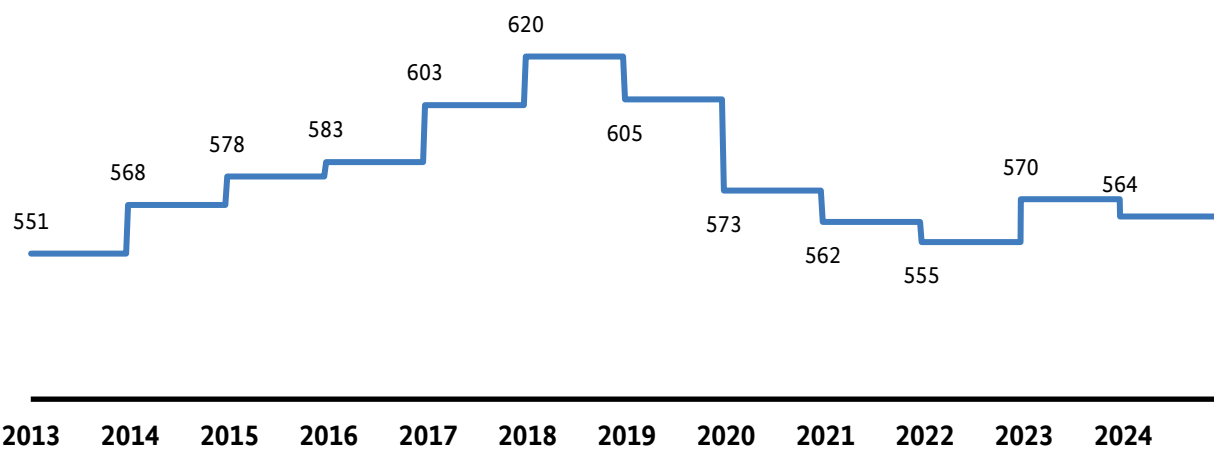


Abbildung 56: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten

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



Quelle: regelleistung.net

Abbildung 57: 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

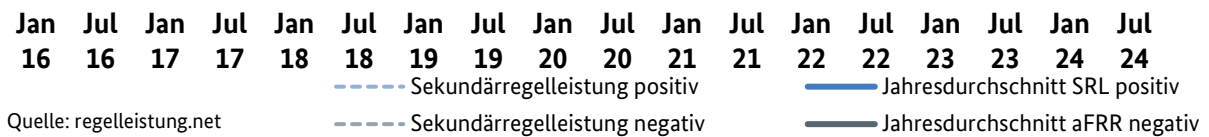
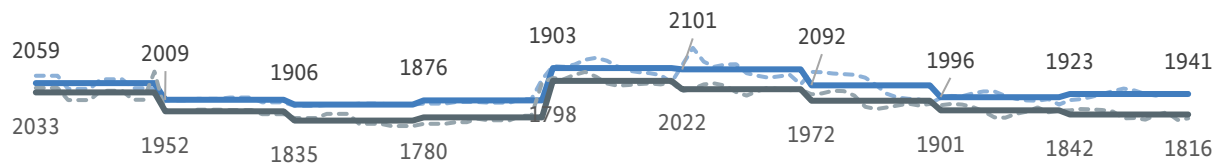


Abbildung 58: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

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

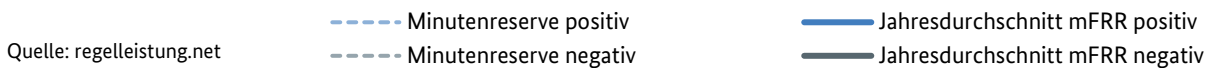
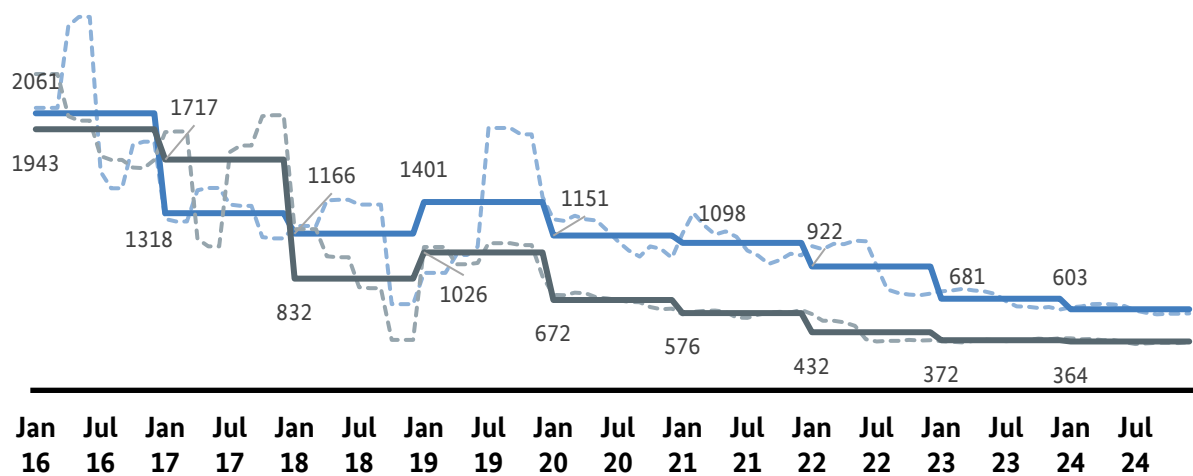


Abbildung 59: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

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

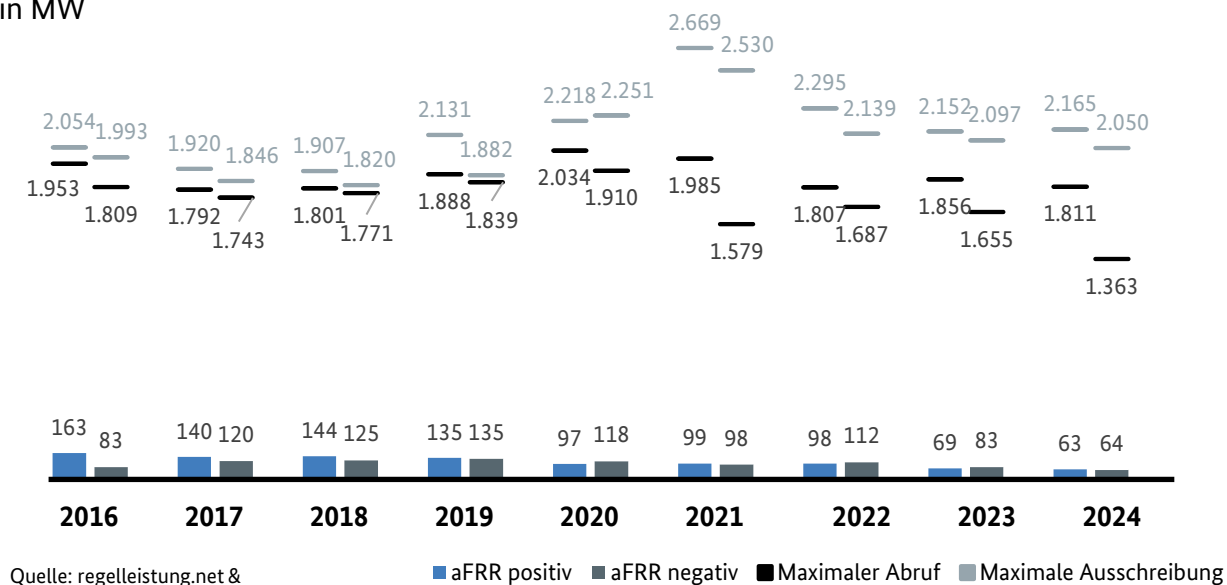


Abbildung 60: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV

Strom: Durchschnittlicher Einsatz von Minutenreserveleistung im NRV in MW

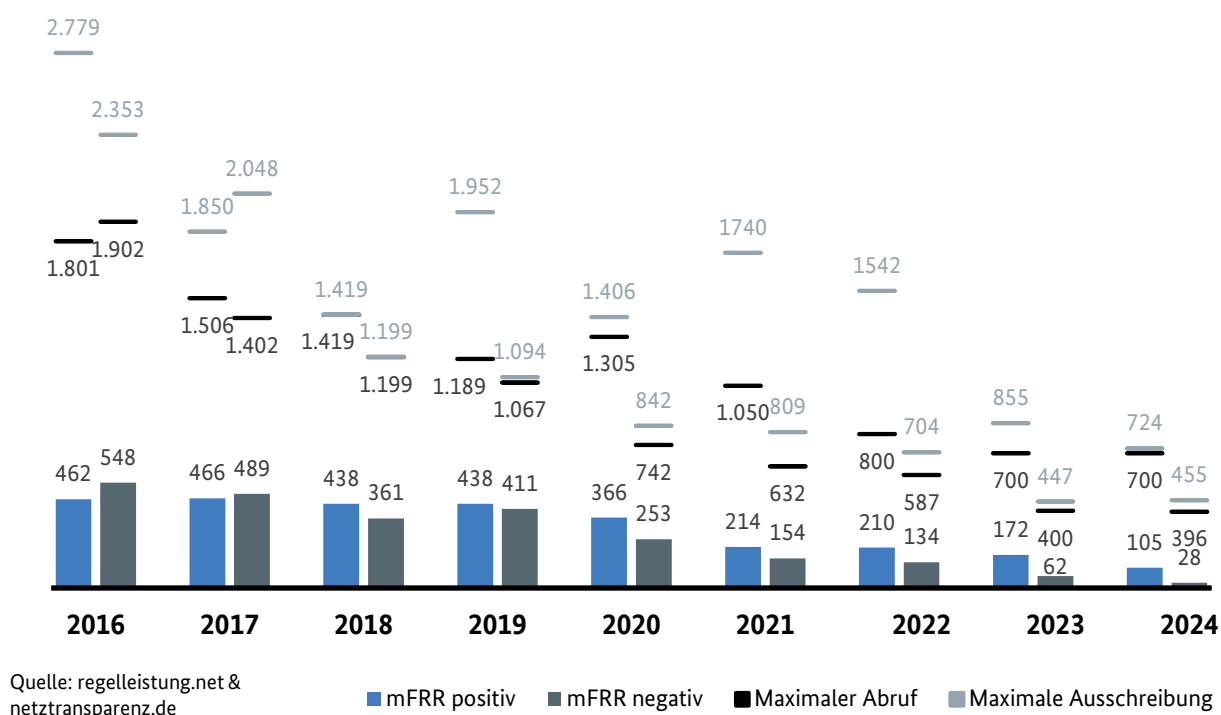
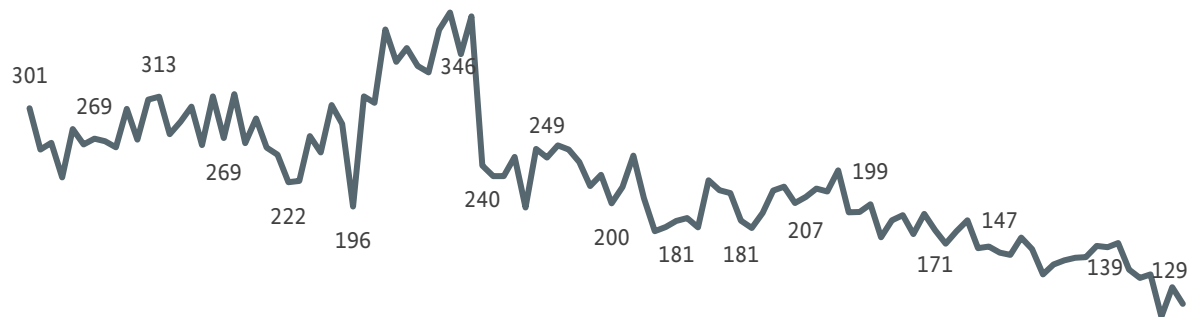


Abbildung 61: Durchschnittlicher Einsatz von Minutenreserveleistung im NRV

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



Jan 16 Jul 16 Jan 17 Jul 17 Jan 18 Jul 18 Jan 19 Jul 19 Jan 20 Jul 20 Jan 21 Jul 21 Jan 22 Jul 22 Jan 23 Jul 23 Jan 24 Jul 24

Quelle: netztransparenz.de

Abbildung 62: 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

Quelle: netztransparenz.de

Tabelle 29: Maximale Ausgleichsenergiepreise

Strom: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise in Euro/MWh

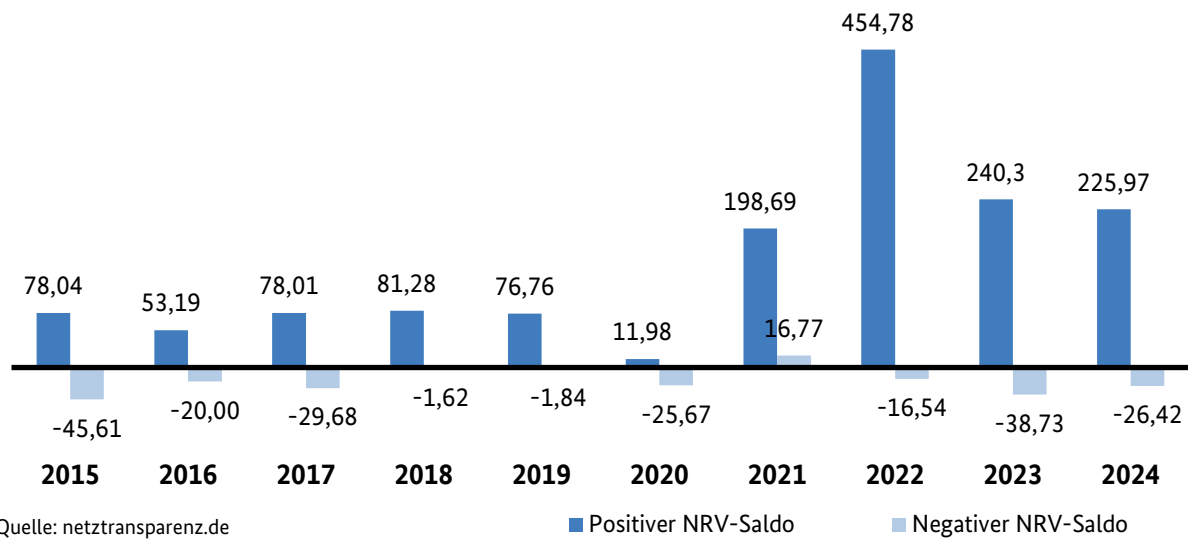


Abbildung 63: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise

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 physische Stromhandel 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.

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 Kapazität 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. Im SDAC (Single Day-Ahead Coupling) sind mittlerweile sämtliche Länder der Europäischen Union miteinander verbunden. Ziel dieser Marktkopplung ist die effiziente Nutzung der begrenzten Übertragungskapazitäten zwischen den Gebotszonen. 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):

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. Die Verordnung (EU) 2015/1222 legt als Zielmodell in Zentraleuropa die lastflussbasierte Marktkopplung fest, welche im Juni 2022 in der Core-Region⁴³ für den vortägigen Handel eingeführt wurde. Dieses Modell ermöglicht eine effizientere Bestimmung grenzüberschreitender Stromaustausche und fördert damit die Integration erneuerbarer Energien im gemeinsamen Strombinnenmarkt. Die Ausweitung auf den untertägigen Handel wurde im Jahr 2024 durchgeführt.

Zur Validierung und zum Vergleich modellierter Kapazitätswerte, ist eine wichtige Kenngröße der lastflussbasierten Marktsteuerung: die maximale bilaterale Austauschmenge, kurz MaxBex. Diese Werte geben an, wie viel Leistung maximal zwischen zwei Gebotszonen in einer einzelnen Stunde ausgetauscht werden kann. Dabei wird angenommen, dass sämtliche andere 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. Ring- und Transitflüsse). Zusätzlich zu diesen führen Übertragungsverluste, grenzüberschreitender Redispatch und Messtoleranzen zu teilweise starken Abweichungen zwischen physikalischen Lastflüssen und reali-

⁴³ Bestehend aus den Ländern Belgien, Deutschland, Frankreich, Kroatien, Luxemburg, die Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Slowenien, Slowakei, Tschechien und Ungarn.

sierten 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 wurden 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

		2023		2024	
		Export	Import	Export	Import
NTC					
CH		1.124	3.924	1.075	3.525
DK		3.029	2.746	3.638	3.201
NO		1.220	1.003	1.212	992
SE		573	532	456	532
Flow Based*					
AT		5.729	5.399	5.436	4.758
BE		962	962	964	964
CZ		3.619	4.427	3.776	4.951
FR		7.201	5.493	7.619	4.487
NL		3.155	4.115	3.091	4.621
PL		1.934	3.066	2.478	3.480

* Kapazitäten im Flow Based beruhen auf MaxBex Werten

Quelle: ÜNB

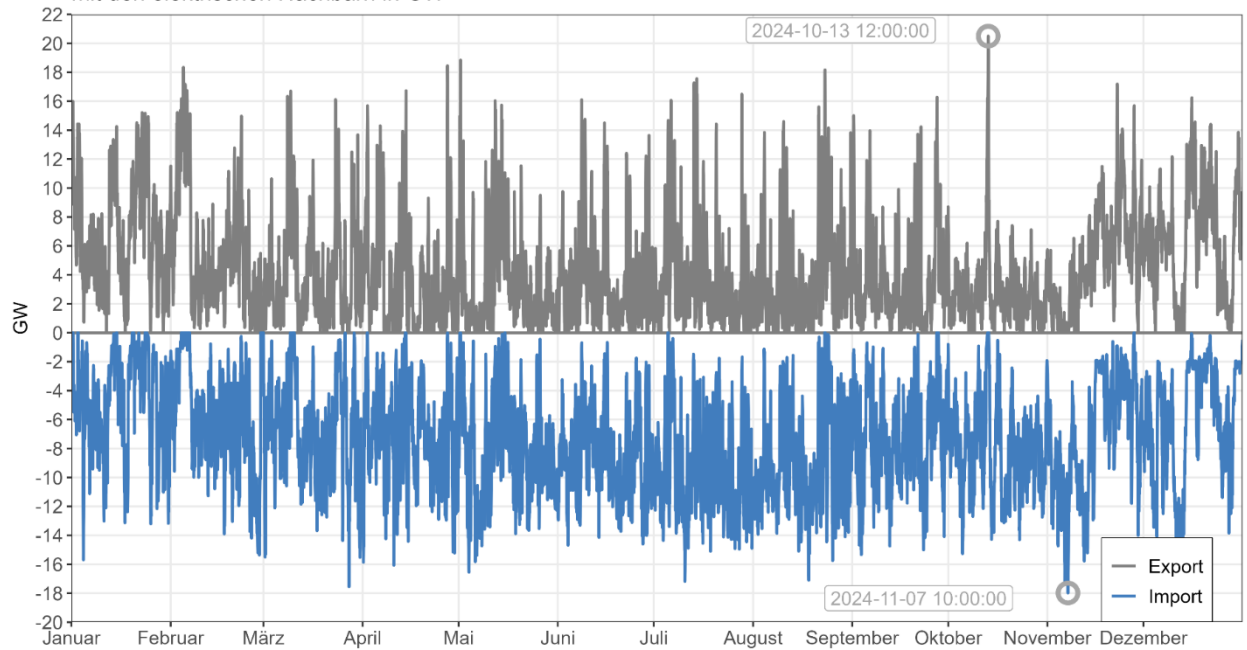
Abbildung 64: Entwicklung der Export- und Importkapazitäten

2. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Handelsflüsse

Strom: Export- und Importleistung

in GW

Jahresverlauf von Export- und Importleistung der deutschen Gebotszone in 2024
mit den elektrischen Nachbarn in GW



Jahresdauerlinie von Export- und Importleistung der deutschen Gebotszone in 2023 und 2024
mit den elektrischen Nachbarn in GW

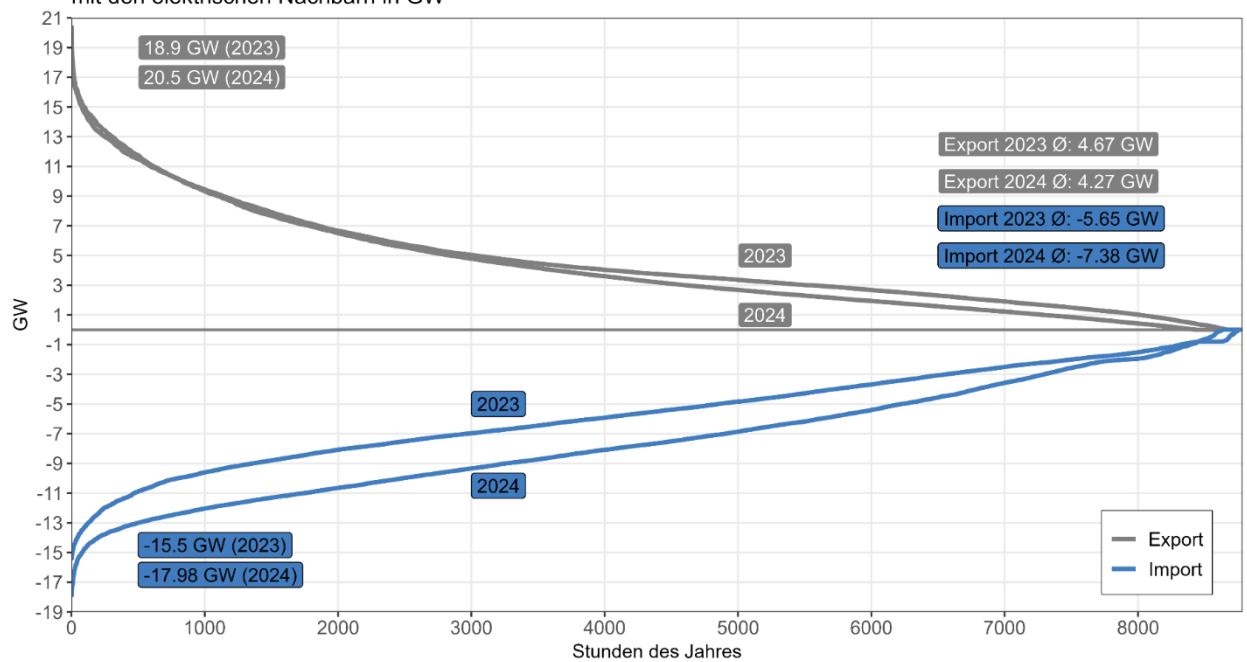


Abbildung 65: Export- und Importleistung

**Strom: Verbundaustauschfahrpläne und physikalische Lastflüsse
in TWh**

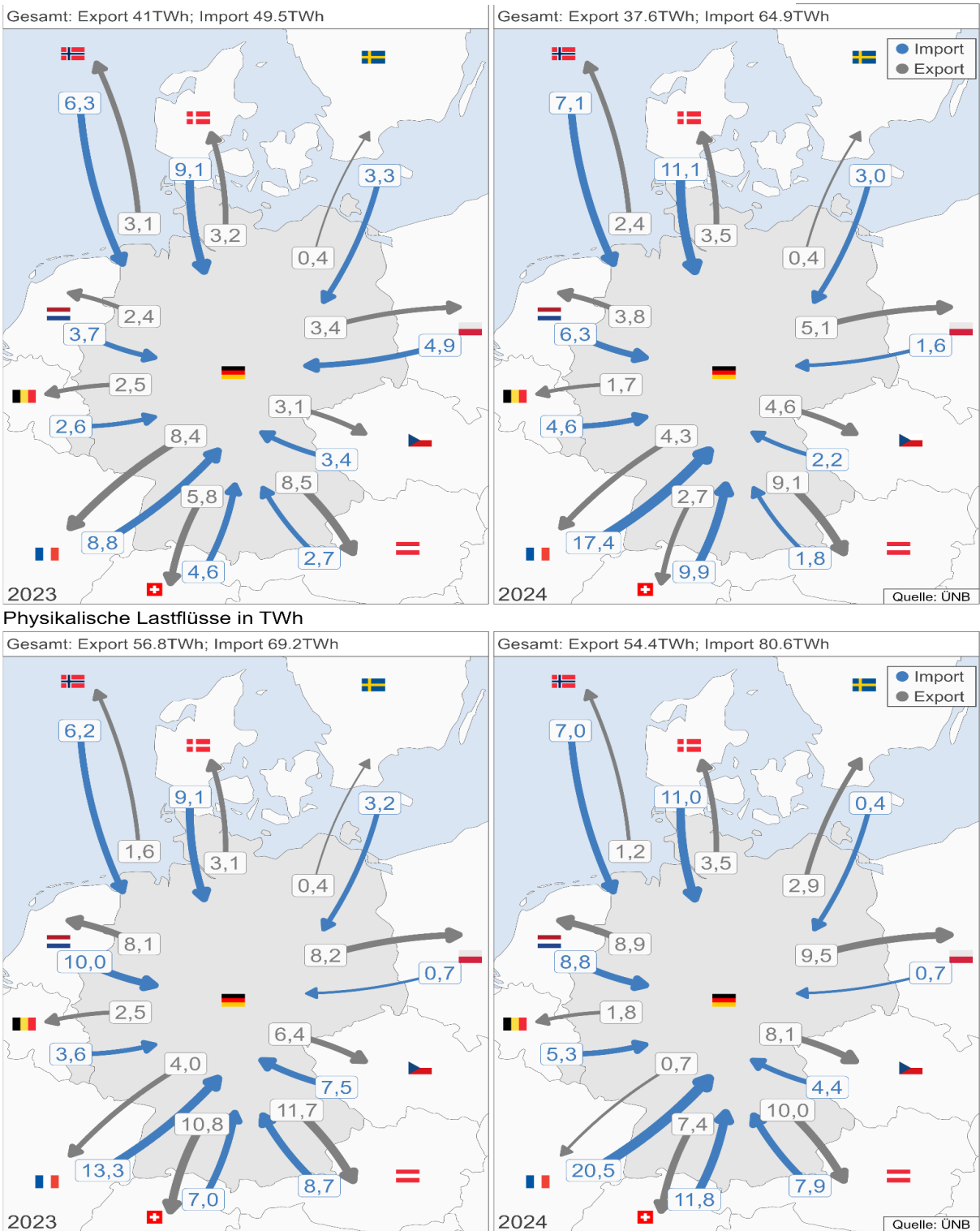


Abbildung 66: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel) und physikalische Lastflüsse

Strom: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands

Handelsvolumen in TWh

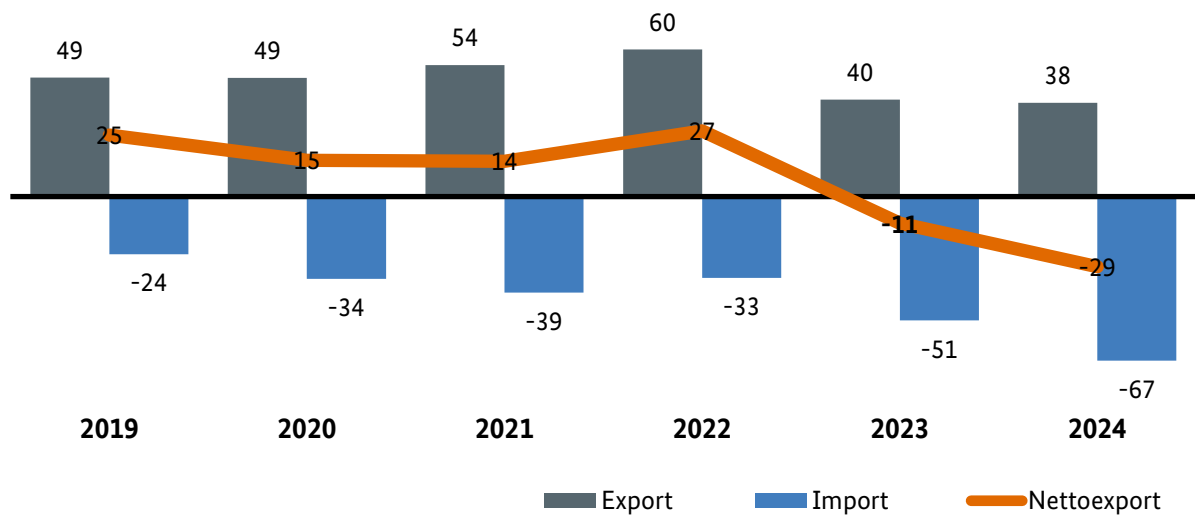


Abbildung 67: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands

Strom: Erlöse und Kosten der deutschen Ex- und Importe

in Mrd. Euro

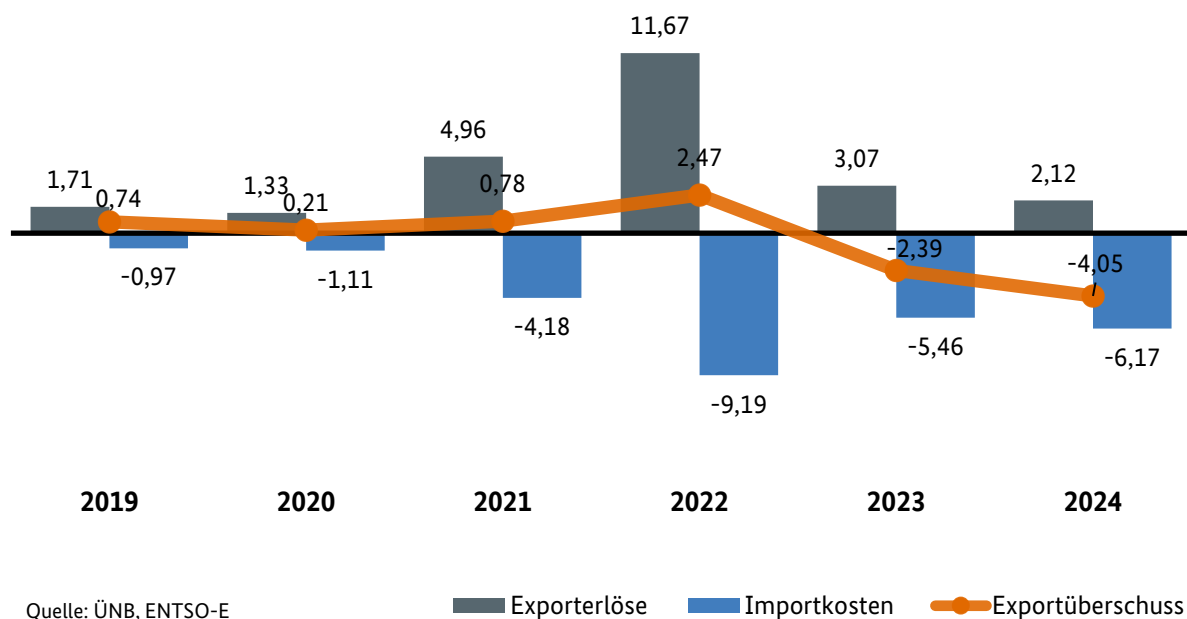


Abbildung 68: Erlöse und Kosten der deutschen Ex- und Importe

3. Ungeplante Flüsse

Strom: Ungeplante Flüsse
in TWh

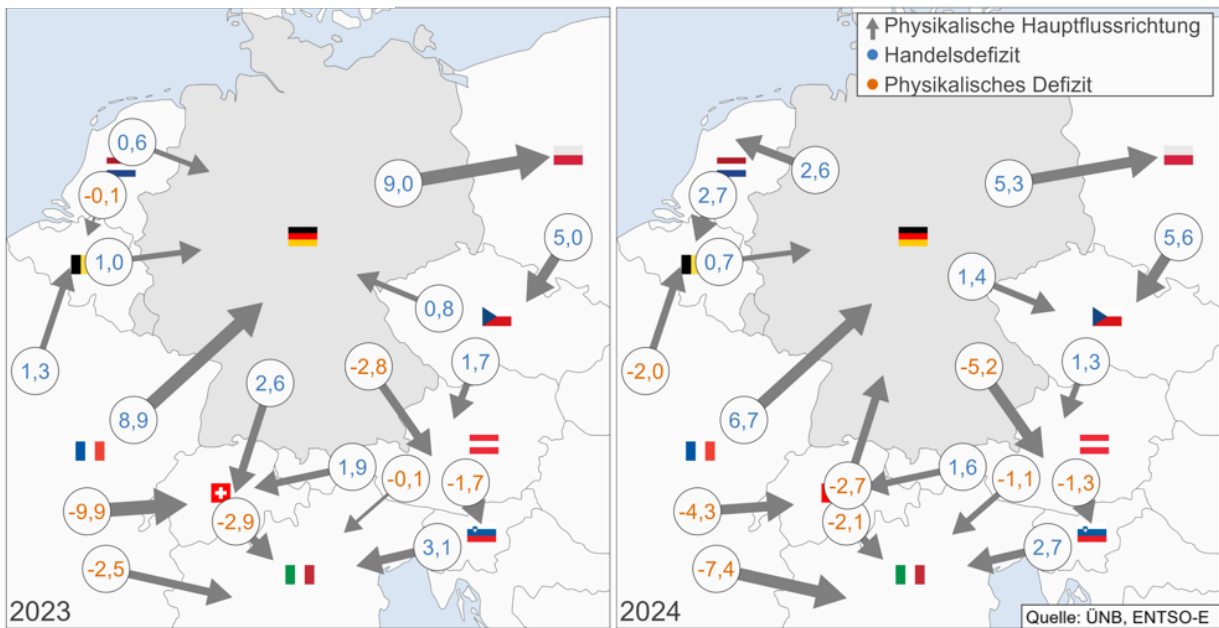
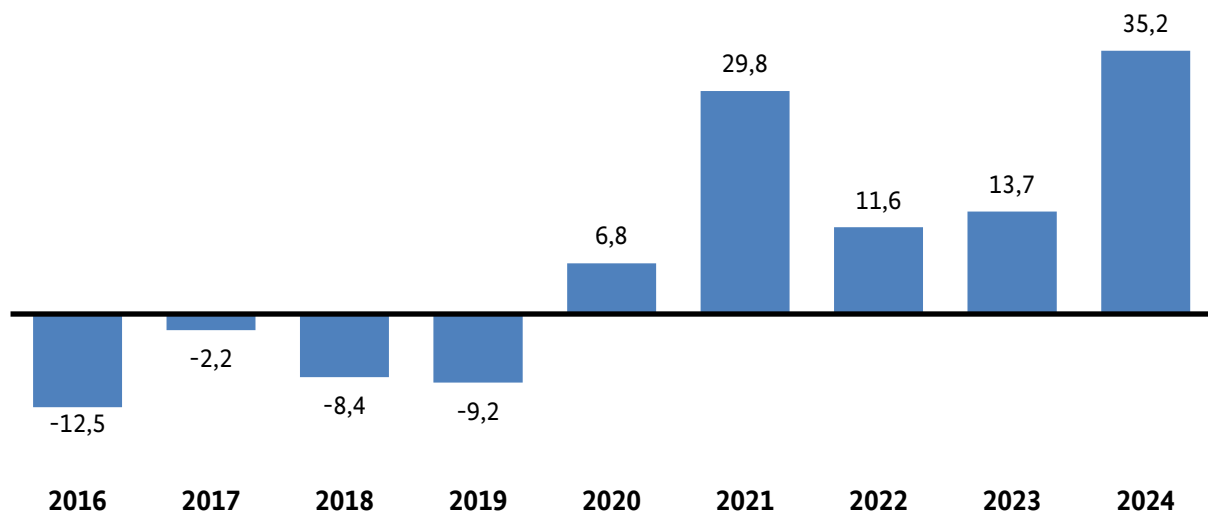


Abbildung 69: Ungeplante Flüsse

4. Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse

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



Quelle: ÜNB

Abbildung 70: Nettokompensationszahlungen aus dem ITC-Fonds an die 4 ÜNB

F. Großhandel Strom

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

Für den außerbörslichen Bereich ist der sogenannte OTC-Handel („over the counter“), teilweise vermittelt durch Broker, von erheblicher Bedeutung. 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.

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. Die EEX bietet Produkte im Terminhandel an, die EPEX SPOT, die Nord Pool und die EXAA hingegen Handel im Spotmarktbereich. Akteure an den Börsen sind registrierte Stromhandelsteilnehmer.⁴⁴

⁴⁴ 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.

Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an Börsenplätzen

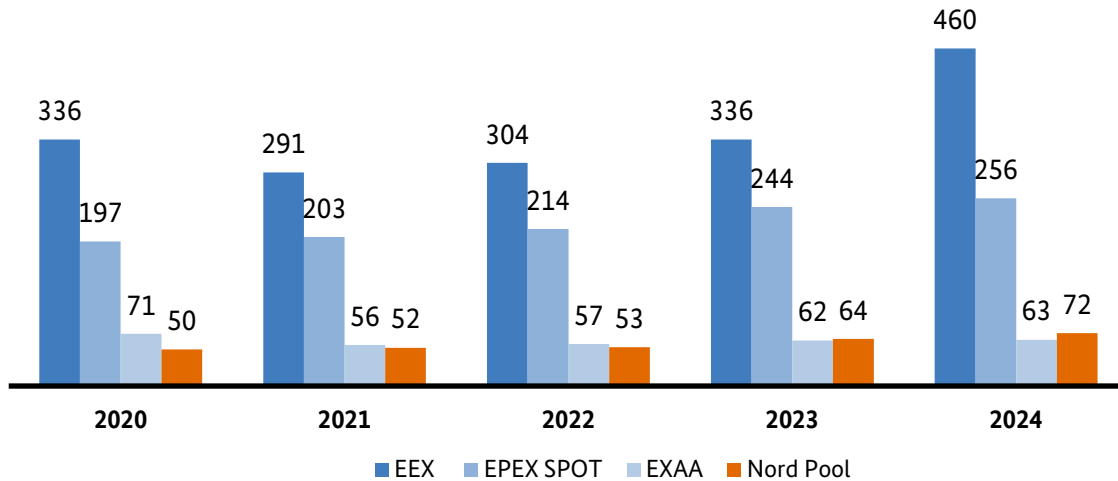


Abbildung 71: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an Börsenplätzen gemäß Angaben der Börsen

Börslicher Stromhandel findet als Spot- oder als Terminhandel statt, welche unterschiedliche, überwiegend komplementäre Funktionen erfüllen. Während am Spotmarkt – wie auch beim OTC-Handel – die physische Erfüllung des Stromlieferungsvertrages (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 Teile: Am sog. Day-Ahead-Markt wird täglich zur Mittagszeit Strom für den Folgetag verauktioniert. Am Intraday-Markt wird Strom noch kurzfristiger gehandelt mit einer Vorlaufzeit von einer Viertelstunde bis zu einem Tag. Von den hier betrachteten Strombörsen EPEX SPOT, Nord Pool und EXAA bieten alle Day-Ahead-Handel an. Darüber hinaus bieten die EPEX SPOT und die Nord Pool auch einen kontinuierlichen Intraday-Handel an. Die physische Erfüllung der Kontrakte durch Stromlieferung ist an diesen 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 der deutschen Gebotszone) der grenzüberschreitende Day-Ahead Handel im Rahmen der einheitlichen europäischen Day-Ahead Marktkopplung (SDAC) möglich.⁴⁵ Seit Juni 2022 ist das Projekt des Day-Ahead Flow-Based Market Coupling in den Betrieb gegangen. Dadurch wurde die bisherige Region Westeuropa um Kroatien, die Tschechische Republik, Ungarn, Polen, Rumänien, die Slowakei und Slowenien erweitert. Die Day-Ahead-Marktkopplung findet daher seitdem in der Core capacity calculation region (Core CCR) statt.⁴⁶ Hierdurch ist für die Marktteilnehmer über jede der drei oben genannten zugelassenen Börsen⁴⁷ (NEMO – Nominated Electricity Market Operator) für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg) der Zugang zur 12-Uhr-Auktion gegeben. In dieser Auktion wird aus der Gesamtheit der rechtzeitig abgegebenen Aufträge unter Berücksichtigung der vorhandenen Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen zwischen den einzelnen Gebotszonen von einem 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.

In der gekoppelten Day-Ahead-Auktion kann neben Einzelstunden und standardisierten Blöcken auch eine selbstgewählte Kombination von Einzelstunden (benutzerdefinierte Blöcke) gehandelt werden. Ferner können Gebote für eine vollständige oder teilweise physische Erfüllung von an der EEX gehandelten Terminkontrakten (Futures-Positionen) eingereicht werden. Neben der SDAC-Auktion bietet die EXAA aktuell eine weitere, zeitlich vorgelagerte, unabhängige und nicht gekoppelte Day-Ahead Auktion um 10:15 Uhr für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg an. Durch den frühen Auktionszeitpunkt an der EXAA im Rahmen der eigenen 10:15 Uhr Auktion bekommen Händler ein relevantes profilgenaues erstes Preissignal für den weiteren Handelstag.

Spotmärkte – Intraday Handel

Durch die einheitliche europäische Intraday-Marktkopplung (SIDC = Single Intraday Coupling)⁴⁸ bekommen Marktteilnehmer der Gebotszone Deutschland/Luxemburg Zugang zur gesamten europäischen Marktliquidität, egal über welche Börse gehandelt wird. In der deutschen Gebotszone bieten sowohl die Nord Pool als auch die EPEX SPOT einen Zugang zum gebotszonenübergreifenden Intradayhandel an.⁴⁹ Gegenstand des kontinuierlichen Intraday-Handels an EPEX SPOT und Nord Pool sind neben Einzelstunden und 15-Minuten-Perio-

⁴⁵ Rechtsgrundlage: Verordnung (EU) 2015/1222 der Europäischen Kommission vom 24. Juli 2015 (CACM-Verordnung).

⁴⁶ <https://www.nemo-committee.eu/assets/files/successful-go-live-of-the-core-fb-mc-project-.pdf>, aufgerufen am 30.08.2023

⁴⁷ Ebenfalls als Börse zugelassen für den Day-Ahead Handel ist die Nasdaq Oslo ASA, die jedoch noch nicht operiert, Quelle: <https://www.nemo-committee.eu/designated-NEMOs.pdf>, aufgerufen am 29. August 2023.

⁴⁸ Österreich, Belgien, Dänemark, Estland, Finnland, Frankreich, Lettland, Litauen, Luxemburg, Norwegen, Niederlande, Portugal, Spanien, Schweden, Bulgarien, Kroatien, Tschechien, Ungarn, Polen, Rumänien und Slowenien sowie Italien.

⁴⁹ 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

den 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.⁵⁰ Die deutschen ÜNB haben sich verpflichtet, bereits von 15 bis 18 Uhr des Vortags 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.⁵¹

Am 13. Juni 2024 wurde, im Zusammenhang mit der Weiterentwicklung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes, die 15-Minuten Intraday Auktion für das deutsche Marktgebiet durch drei Intraday Auktionen (IDAs) ersetzt, die jeweils um 15:00 Uhr (am Vortag), 22:00 Uhr (am Vortag) und 10:00 Uhr (am Tag) stattfinden⁵².

⁵⁰ 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

⁵¹ 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 grenzüberschreitende Kapazitäten zur Verfügung stehen.

⁵² <https://www.epexspot.com/en/news/intraday-auctions-idas-were-implemented-across-europe-13-june-2024>

1.1.1 Handelsvolumen

Elektrizität: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT, der EXAA und der Nord Pool in TWh

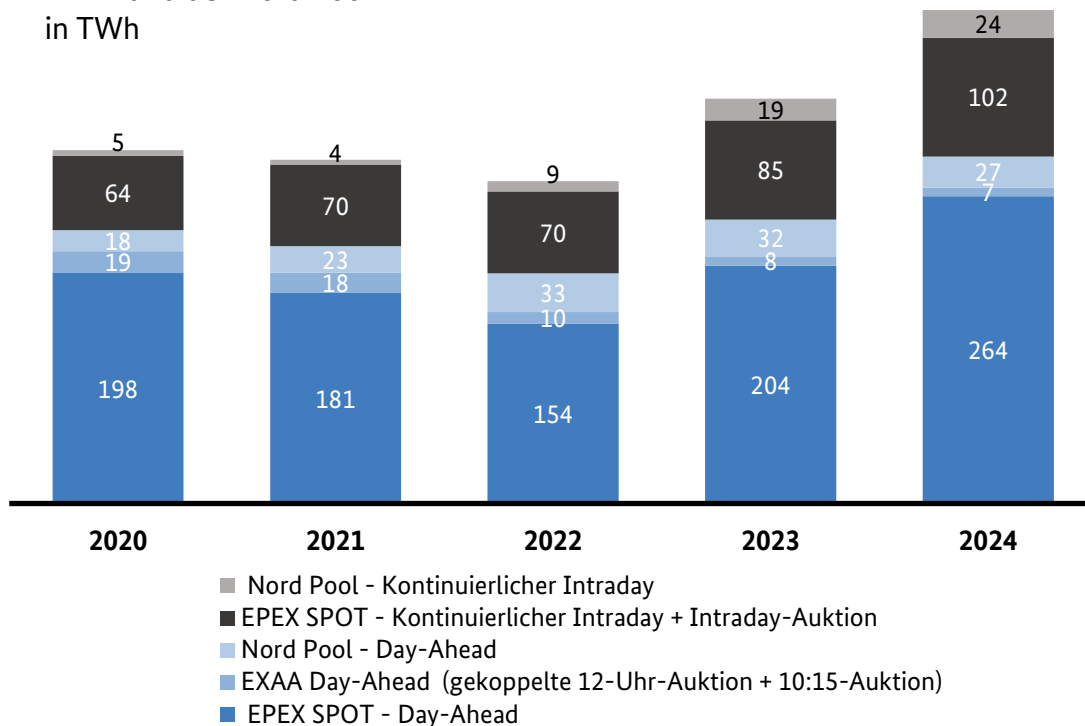


Abbildung 72: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT, der Nord Pool und der EXAA gemäß Angaben der Börsen⁵³

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.

⁵³ Die Darstellung des Handelsvolumina wurde ab dem Jahr 2020 angepasst, um der Teilnahme mehrerer Strombörsen an der gekoppelten Day-Ahead Auktion Rechnung zu tragen. Die dargestellten Volumina für das Jahr 2020 stellen je Strombörse über das Jahr den Mittelwert aus ausgeführten Kauf- und Verkaufsordern dar. Für die Jahre vor 2020 werden hier und in den vergangenen Berichten die Handelsvolumina der EPEX SPOT für die Day-Ahead Auktion als Summe des Maximums aus Kaufvolumen und Verkaufsvolumen je Lieferstunde dargestellt. Diese Methodik würde bei der Teilnahme mehrerer Strombörsen an einer Auktion, angewandt für alle Teilnehmer, die insgesamt gehandelte Strommenge überzeichnen. Aufgrund der Anpassung der Methodik sind ab dem Jahr 2020 Zahlen für die gekoppelte Day-Ahead Auktion nur bedingt mit den Zahlen des Vorjahres vergleichbar. Für die EPEX SPOT beträgt nach der bisherigen Berechnungsmethode die Summe des Maximums aus ausgeführten Kaufs- und Verkaufsvolumina je Lieferstunde für das Jahr 2020 rund 216 TWh.

Für den kontinuierlichen Intradayhandel werden die Volumina sowohl für 2020 als auch für die Vorjahre ohnehin bereits durch den Mittelwert aus ausgeführten Kauf- und Verkaufsordern je Strombörse über das Jahr abgebildet.

Strom: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise in Euro/MWh

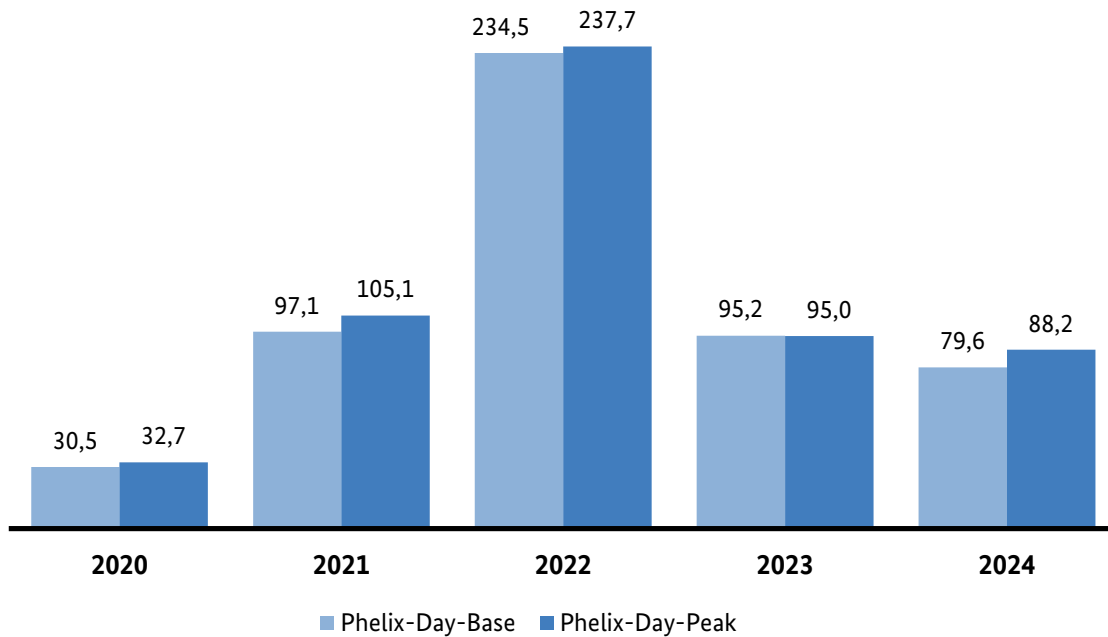


Abbildung 73: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise der gekoppelten Auktion gemäß Angaben der EPEX

Spotmärkte – Preisstreuung

Die Preise der SDAC weisen im Jahresverlauf weiterhin eine erhebliche Streuung auf, auch wenn die Streuung im Vergleich zu den letzten Jahren durchschnittlich etwas nachgelassen hat. Die arithmetischen Mittel der Preise pro Tag – hier am Beispiel der Baseload – spiegeln für das Jahr 2024 die Streuung der Energiemärkte wider. Die Extremwerte im Juni sind auf eine Entkopplung der Day-Ahead-Auktion an der EPEX-Spot aufgrund eines technischen Problems zurückzuführen. Die Preisspitzen im November und Dezember traten in Phasen mit extrem niedrigem Angebot von Wind- und Solarstrom („Dunkelflauten“) auf.

Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2024
in Euro/MWh

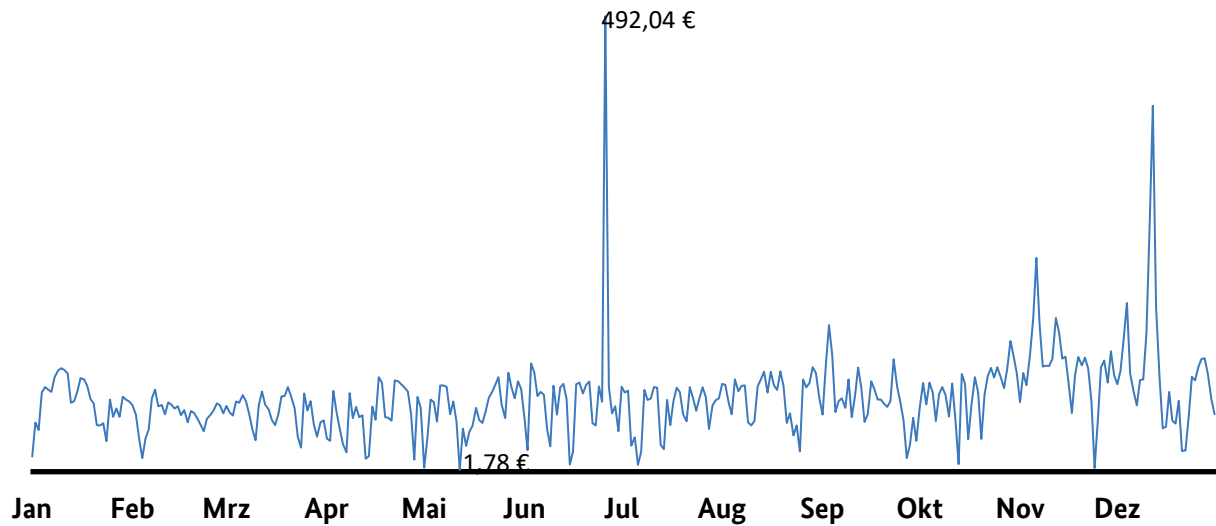


Abbildung 74: Entwicklung des Day-Baseload im Jahr 2024 gemäß Angaben der EPEX

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 2022	92,60 – 406,55	313,95	-0,79 – 699,44	700,23
Base 2023	45,97 – 136,25	90,28	-53,87 – 202,73	256,6
Base 2024	36,71 – 112,53	75,83	1,78 – 492,04	490,26
Peak 2022	94,33 – 425,76	331,44	-1,21 – 731,01	732,22
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

Tabelle 30: Spannen der Base- und Peakload-Preise in den Jahren 2022 bis 2024 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 be-

rechnet 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

Elektrizität: Handelsvolumen von German Power Futures an der EEX ohne OTC-Clearing in TWh

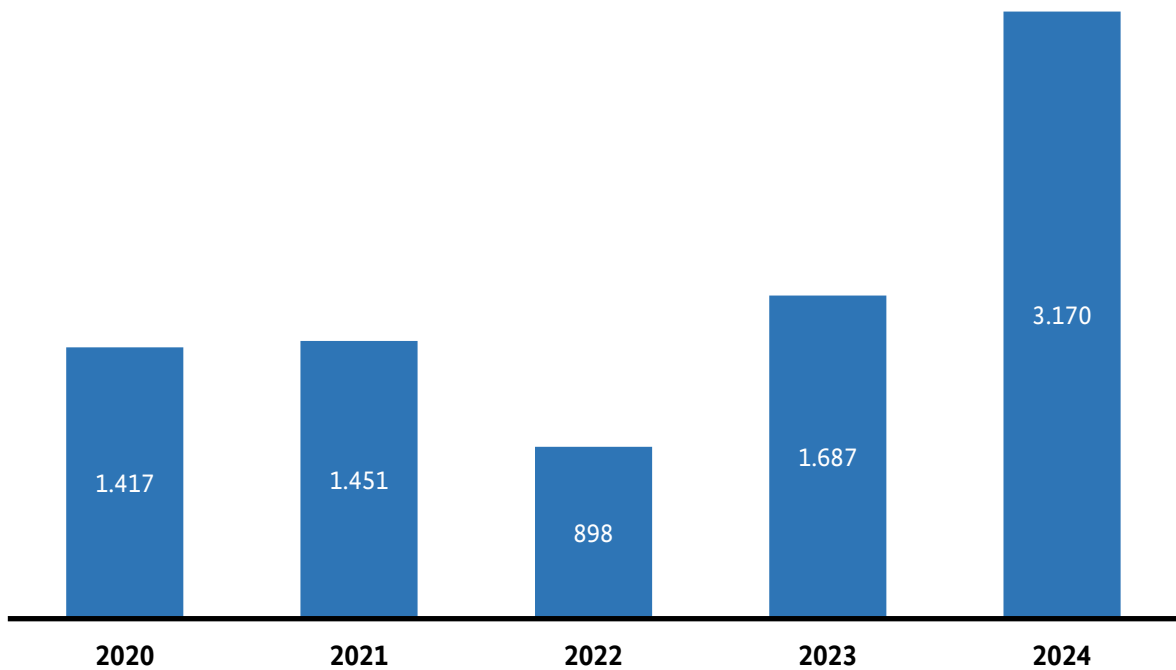


Abbildung 75: Handelsvolumen von German/Austria Power Futures sowie German Power Futures an der EEX

Elektrizität: Handelsvolumen von German Power Futures an der EEX nach Erfüllungsjahr in TWh

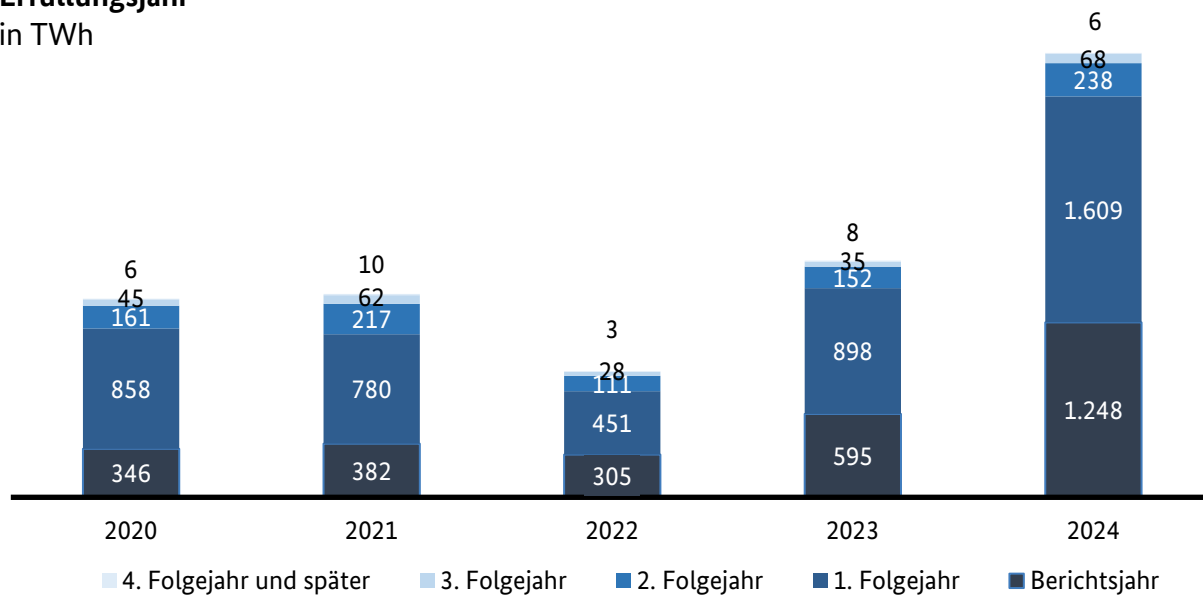


Abbildung 76: Handelsvolumen von German Power Futures nach Erfüllungsjahr gemäß Angaben der EEX

1.2.2 Preisniveau

Preisentwicklung von German Power Future für Base- und Peak-Year im Jahresverlauf 2024 in Euro/MWh

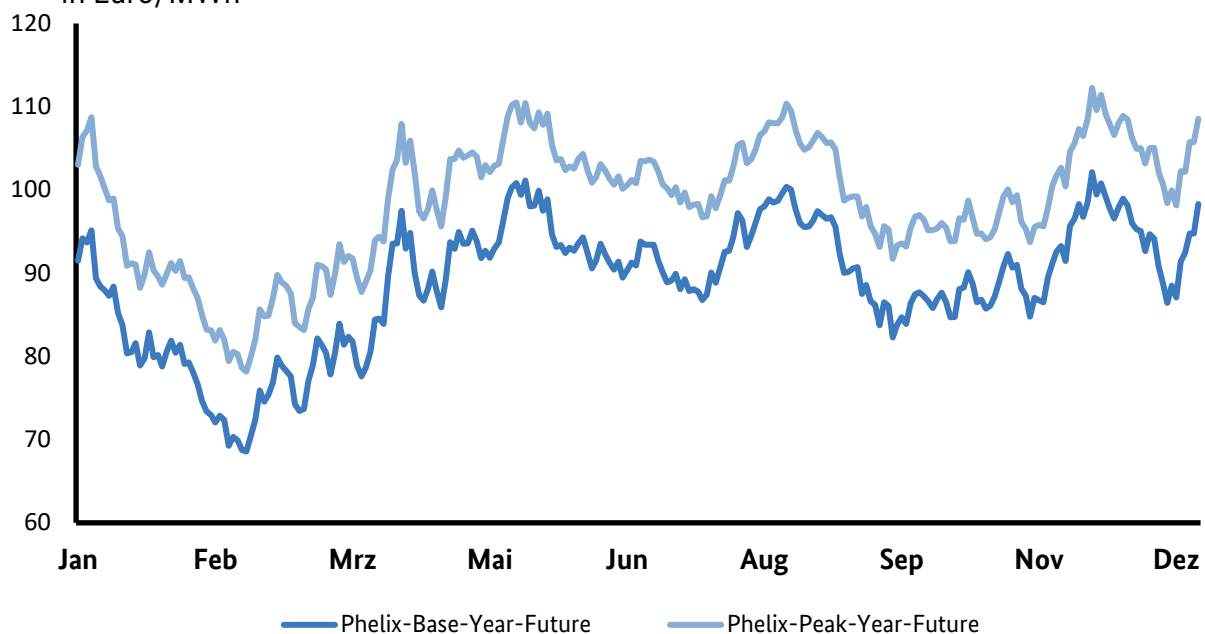


Abbildung 77: Preisentwicklung der German Power Future Base- und Peak-Year im Jahresverlauf 2024 gemäß Angaben der EEX

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

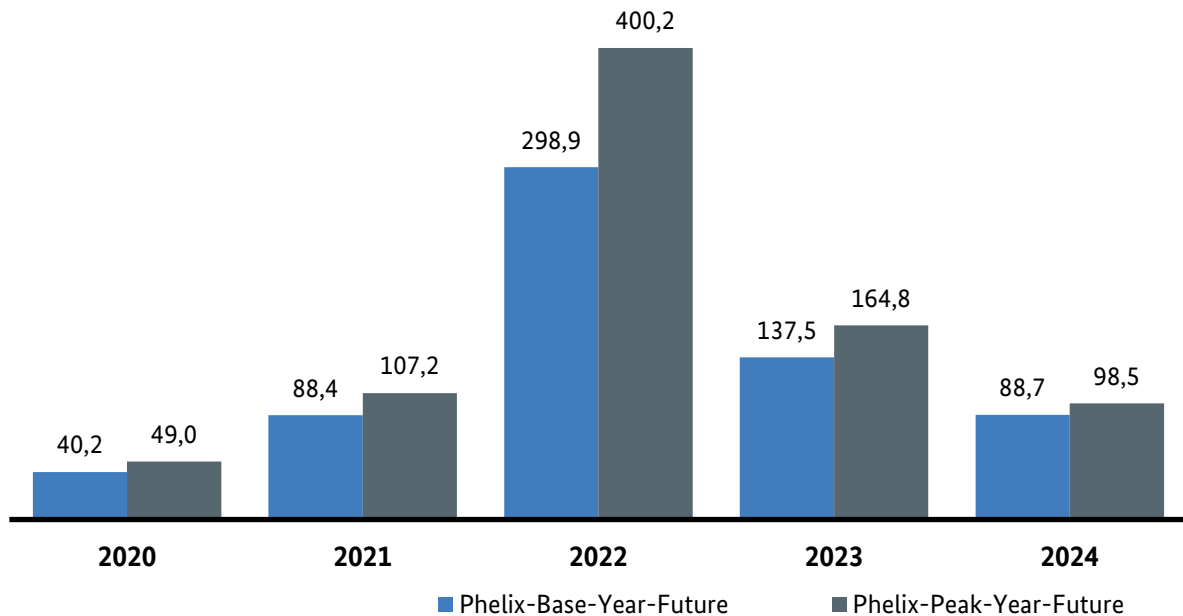


Abbildung 78: Entwicklung der Jahresmittelwerte der German Power Futures-Preise an der EEX

2. Außerbörslicher Großhandel

Kennzeichnend für den außerbörslichen Großhandel – auch OTC-Handel genannt – ist, dass die Vertragspartner einander bekannt sind bzw. spätestens bei Handelsabschluss einander bekannt werden. Zudem können die Parteien die Vertragsdetails grundsätzlich flexibel und individuell gestalten. 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, Handelsvermittler („Broker“) etc.

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 Parteien erhöht.

Nachfolgend wurde für das Jahr 2024 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 acht Broker beteiligt (Vorjahr: zehn), die Stromhandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland vermittelten.

Strom: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen in 2024 nach Erfüllungszeitraum in TWh

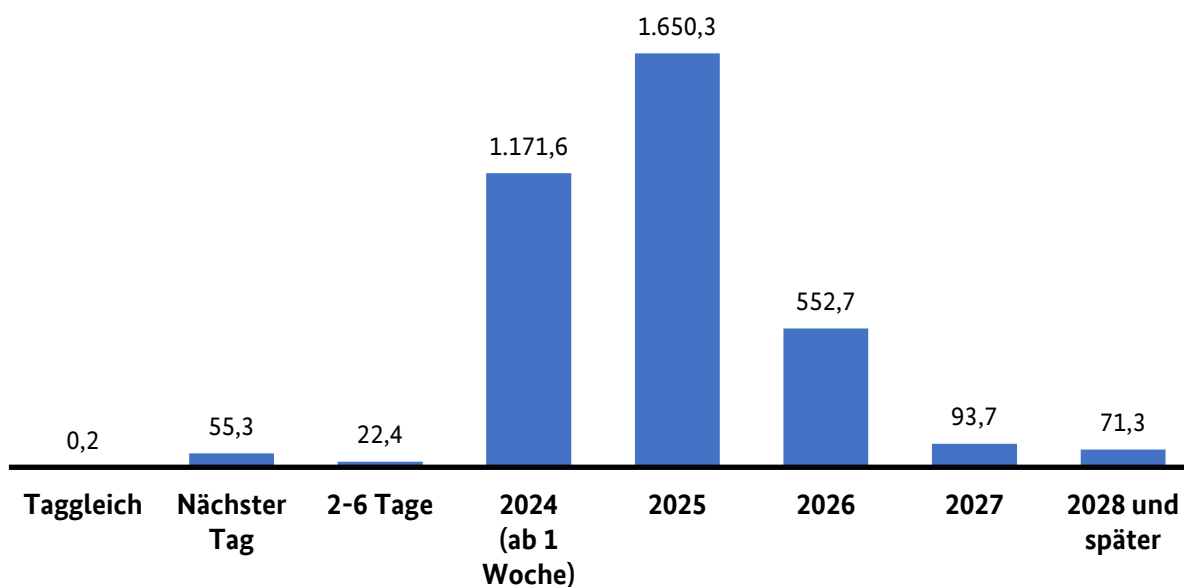


Abbildung 79: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2024 nach Erfüllungszeitraum gemäß Angaben befragter Broker

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. 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 Registration⁵⁴) 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:

Elektrizität: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von German Power Futures an der EEX in TWh

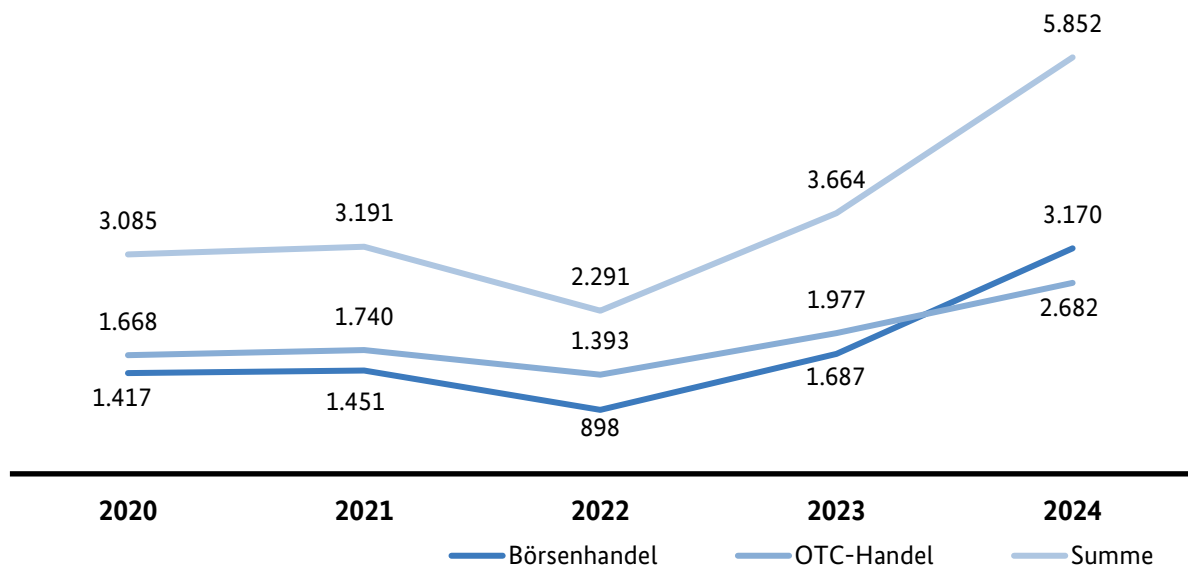


Abbildung 80: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von German-Power-Futures gemäß Angaben der EEX

⁵⁴ Die EEX bezeichnet diese Dienstleistung inzwischen nicht mehr als „OTC-Clearing“, sondern als „Trade Registration“. Im Monitoring-Bericht wird die ursprüngliche Bezeichnung beibehalten.

Elektrizität: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr
in TWh

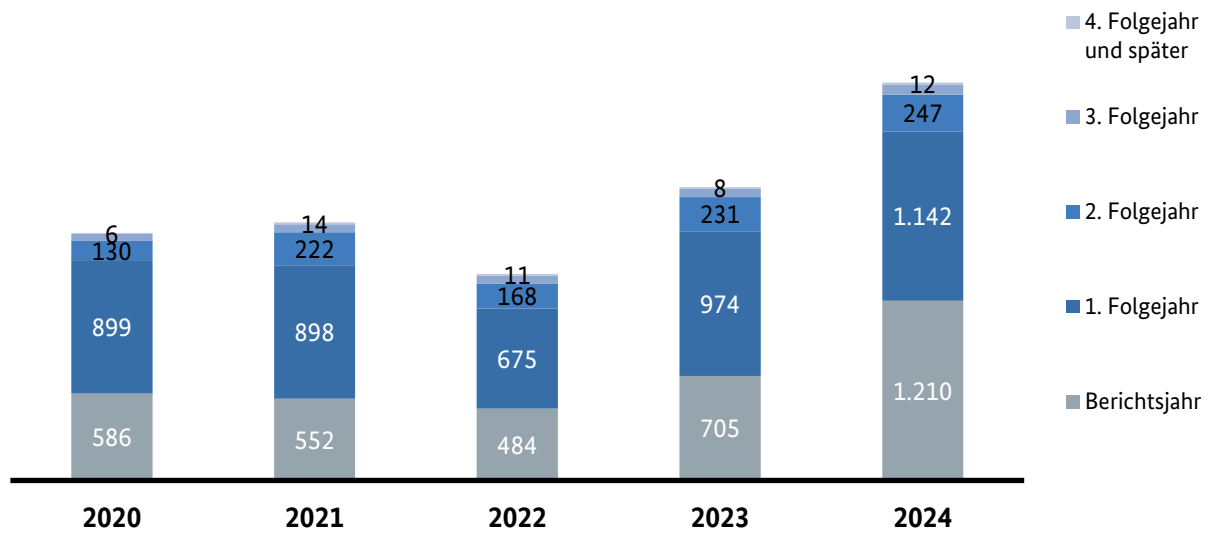


Abbildung 81: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr gemäß Angaben der EEX

G. Einzelhandel Strom

Im Bereich des Stromeinzelhandels können private Haushalte, Unternehmen und industrielle Kunden Strom von verschiedenen Anbietern beziehen. Dieser Markt ist durch eine hohe Wettbewerbsintensität geprägt, da Kunden die Möglichkeit haben, ihren Stromlieferanten frei zu wählen und zu wechseln. Stromversorger 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. Das Bundeskartellamt sorgt durch Fusionskontrolle sowie gemeinsam mit den Landeskartellbehörden durch Kartellaufsicht und Missbrauchsaufsicht für einen funktionierenden Wettbewerb. Insgesamt bietet der Einzelhandelsmarkt 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. Marktllokationen mit Elektrizität beliefern. Im Normalfall kann der Stromkunde aus einer Vielzahl von verschiedenen regionalen oder bundesweiten Anbietern seinen Elektrizitätslieferanten wählen. Schließen Verbraucherinnen und 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.

Strom: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlifikationen im Jahr 2024 belieferten
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

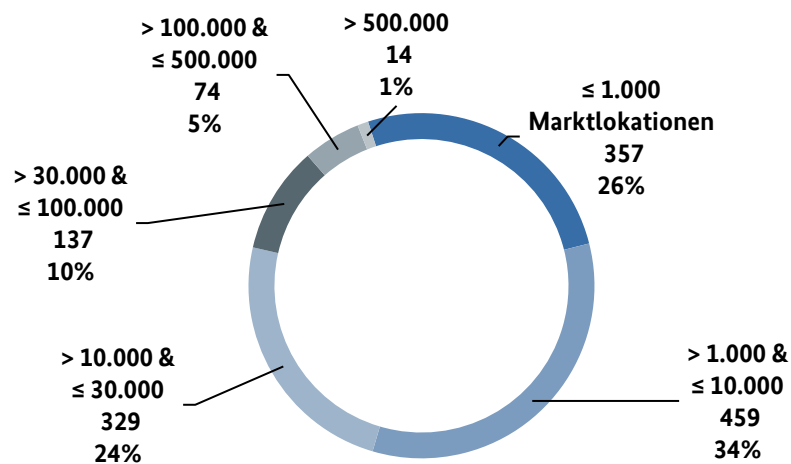


Abbildung 82: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlifikationen im Jahr 2024 belieferten

Strom: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten im Jahr 2024 belieferten
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

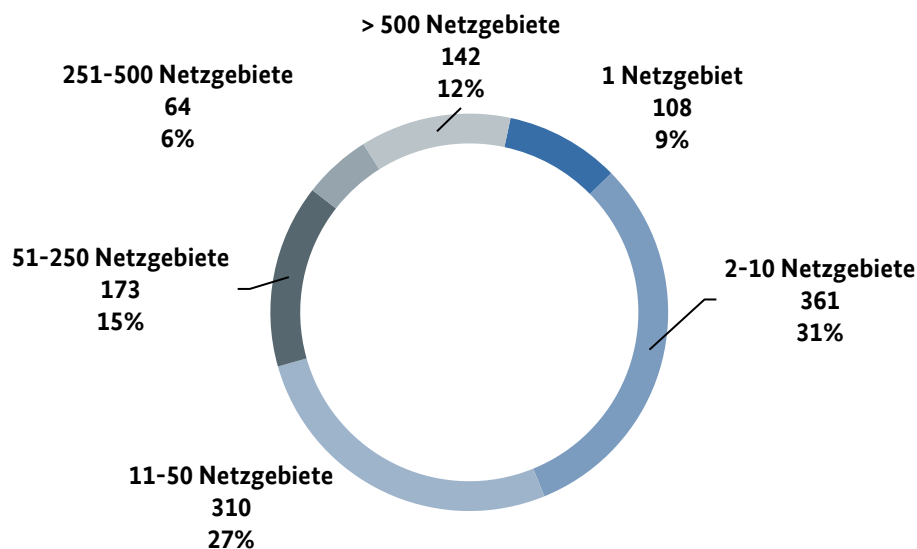


Abbildung 83: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten im Jahr 2024 belieferten

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

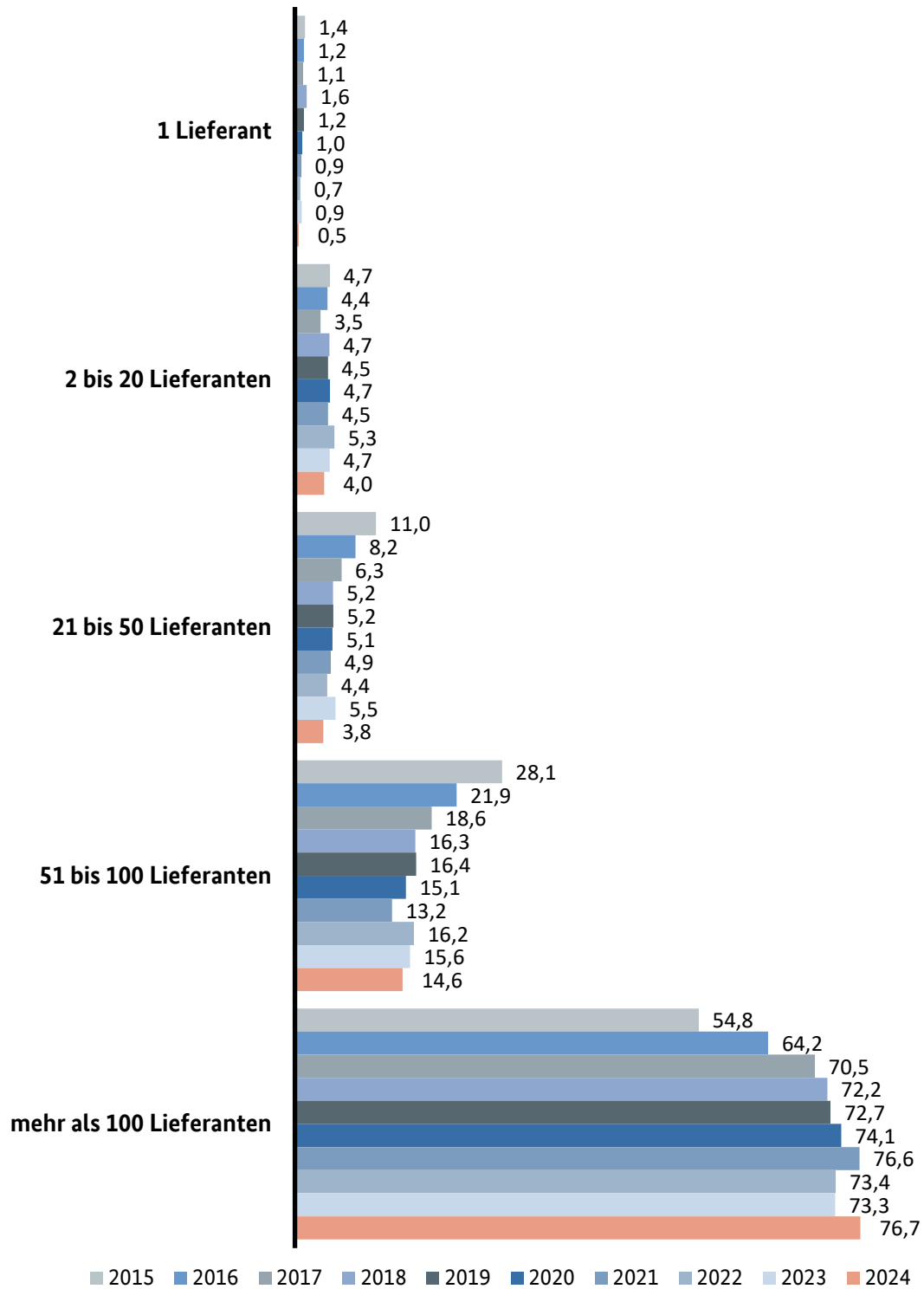


Abbildung 84: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Die Stromletzverbraucher 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 Stromletzverbraucher in Haushalts- und Nicht-Haushaltskunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden wird im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) im Wesentlichen nach qualitativen Merkmalen definiert.⁵⁵ 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.⁵⁶

Bei Stromlieferverträgen wird zwischen drei Vertragsarten unterschieden, die bei den Vertragsmodalitäten und Verpflichtungen der Lieferanten und den Preisen abweichen:

- Vertrag mit dem Grundversorger innerhalb der Grundversorgung,
- Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und
- Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Vertragswechsel und Lieferantenwechsel sind eine Möglichkeit für Verbraucher, auf den Strompreis sowie die Vertragsmodalitäten Einfluss zu nehmen. Als Lieferantenwechsel wird in diesem Zusammenhang der Vorgang bezeichnet, bei dem die Marktllokation eines Letztverbrauchers einem neuen Lieferanten zugeordnet wird, wobei Ein- und Auszüge nicht als Lieferantenwechsel gewertet werden. Als Vertragswechsel werden diejenigen Wechsel bezeichnet, die innerhalb desselben Unternehmens stattfinden.

Über die Lieferanten- und die Netzbetreiberfragebögen wurde für die oben genannten Kundengruppen erhoben, wie viele Lieferantenwechsel stattgefunden haben und welche Verbrauchsmengen auf diese Kunden entfielen. Bei der Abfrage wurden nachfolgende Verbrauchskategorien unterschieden:

⁵⁵ Nach § 3 Nr. 22 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.

⁵⁶ 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 2024

Menge und Verteilung

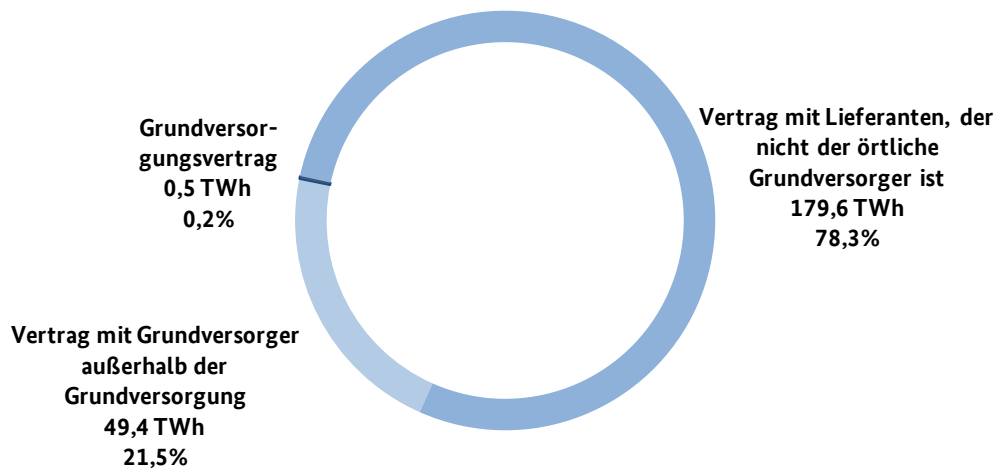


Abbildung 85: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2024 gemäß Angaben der Stromlieferanten

Strom: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2024

Menge in TWh und Verteilung

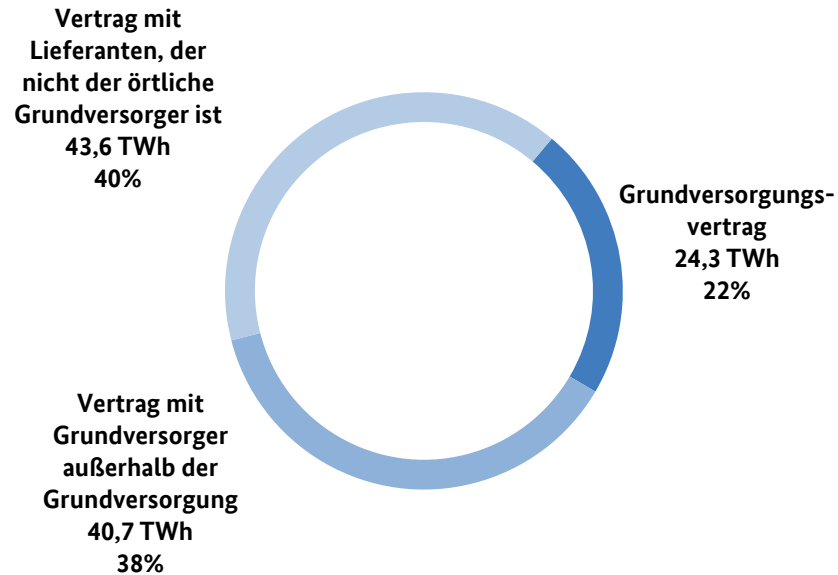


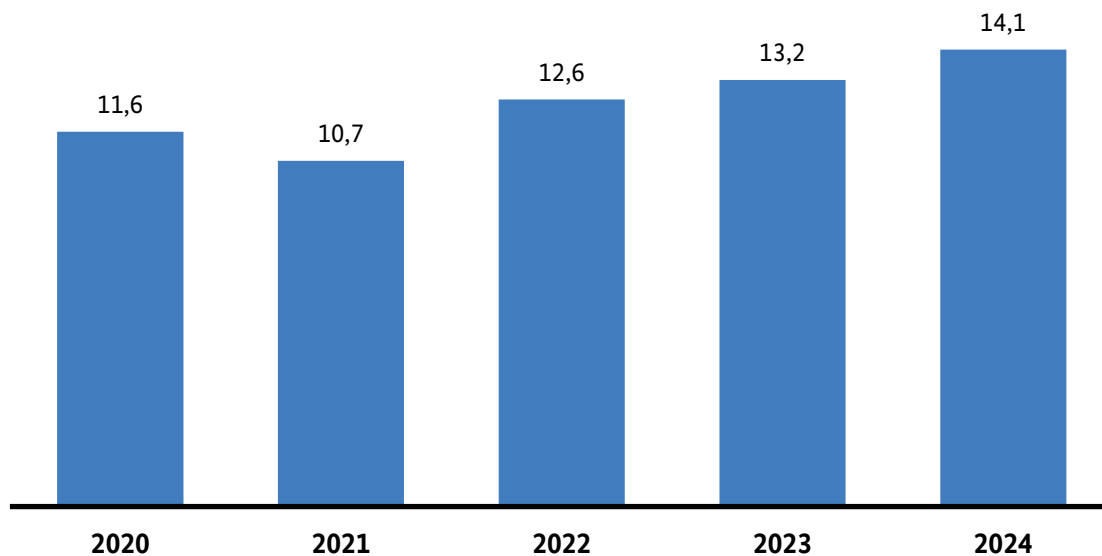
Abbildung 86: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2024

Strom: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2024

Letztverbraucher- kategorie	Anzahl der Marktllokationen mit Lieferanten- wechseln	Anteil an allen Marktllokationen der Verbrauchs- kategorie	Entnahmemenge an Marktllokationen mit Lieferanten- wechseln in TWh	Anteil an Entnahmemenge der Verbrauchs- kategorie
>10 MWh/Jahr – 2 GWh/Jahr	323.406	17,9%	19,1	17,3%
> 2 GWh/Jahr	2.418	14,4%	25,7	12,5%
Gesamt Nicht- Haushaltskunden	325.824	17,8%	44,8	14,1%

Tabelle 31: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2024 gemäß Angaben der Netzbetreiber⁵⁷**Strom: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden**

Mengenbezogene Quote für alle Verbraucher >10 MWh/Jahr in Prozent

Abbildung 87: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden gemäß Angaben der Netzbetreiber⁵⁸

⁵⁷ Im Jahr 2024 haben rund 1.345 Stromlieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Marktllokationen und Auspeisemengen bei RLM-Kunden getätigt (Vorjahr: 1.297). Unter den Stromlieferanten bestehen zum Teil Konzernverbindungen, so dass diese Zahl nicht mit der Anzahl der unabhängig voneinander agierenden Wettbewerber gleichzusetzen ist.

⁵⁸ Sollte es an derselben Marktllokation innerhalb des Kalenderjahres mehrfach zu Lieferantenwechseln kommen, werden die Vorfälle einzeln in die Analyse miteinbezogen.

Strom: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden

Anzahl

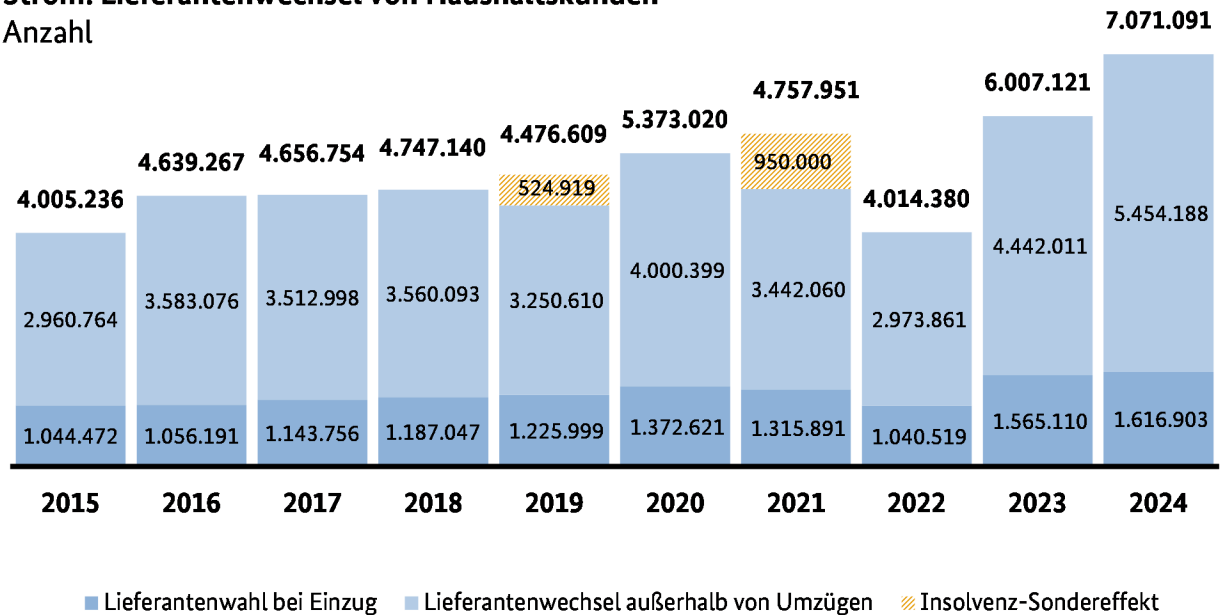


Abbildung 88: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden

Strom: Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden

in Prozent und Anzahl

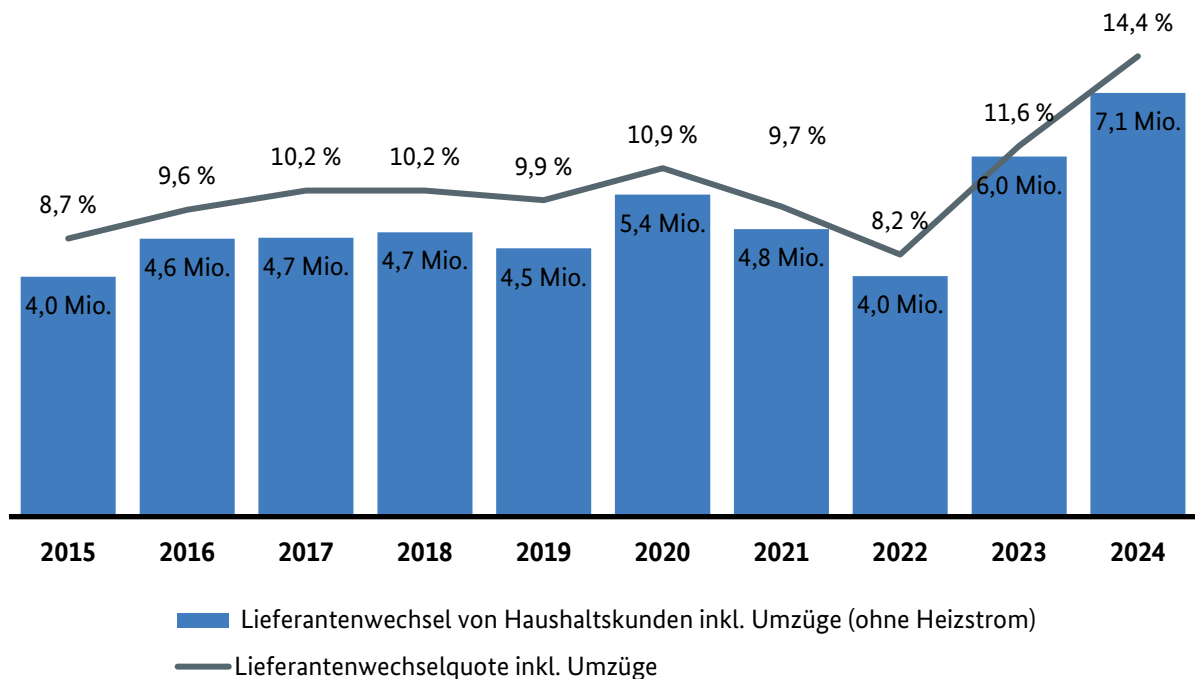


Abbildung 89: Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden

Strom: Vertragswechsel Haushaltskunden in den Jahren 2024, 2023, 2022 und 2021

Kategorie	Vertragswechsel in TWh	Anteil an Gesamt- entnahmemenge in Prozent	Vertragswechsel Anzahl	Anteil an Gesamtanzahl Haushaltskunden in Prozent
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 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 StromGKV/GasGKV). Ausnahmsweise kann ein Grundversorger den Vertrag fristlos kündigen, wenn die Voraussetzungen zur Unterbrechung der Belieferung (§§ 19 StromGKV/GasGKV) wiederholt vorliegen. Die fristlose Kündigung muss der Grundversorger dann zwei Wochen vorher androhen (§§ 21 StromGKV/GasGKV). 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 StromGKV/GasGKV).

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.

Nach der StromGVV 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.

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

Tabelle 33: Anzahl der Kündigungen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung und der durchschnittliche Zahlungsrückstand

Strom: Sperrungen nach Angaben der Lieferanten

Anzahl

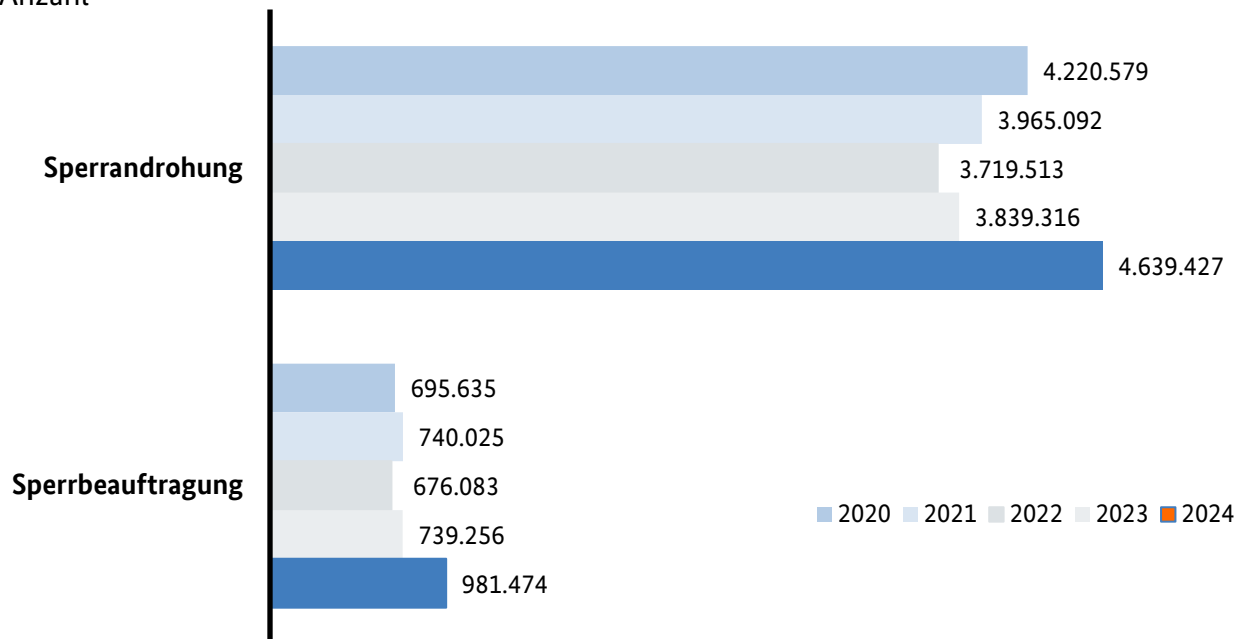


Abbildung 90: Sperrungen nach Angaben der Lieferanten

Strom: Sperrungen nach Angaben der Verteilernetzbetreiber

Anzahl

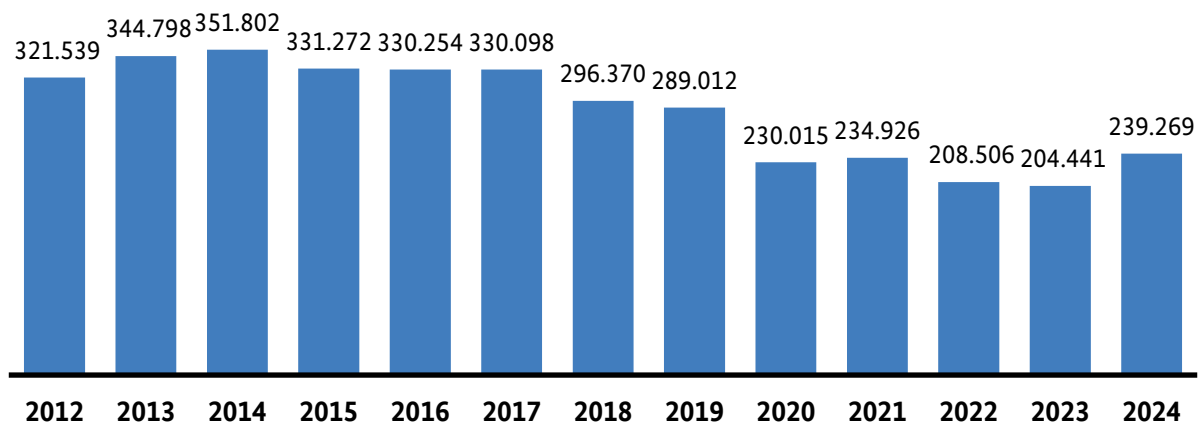


Abbildung 91: Sperrungen nach Angaben der Verteilernetzbetreiber

Strom: Sperrungen nach Quartalen 2024

Anzahl

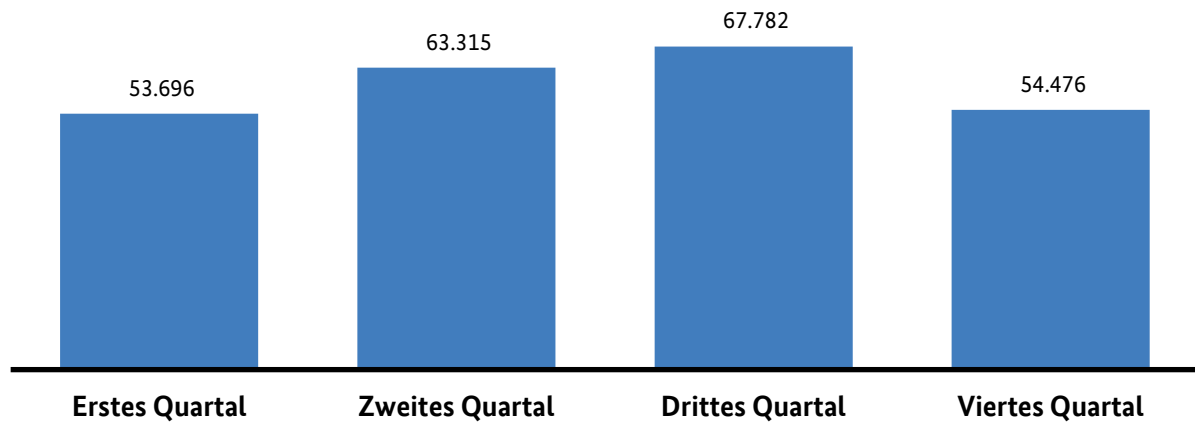


Abbildung 92: Sperrungen nach Quartalen 2024

Strom: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2024 (VNB Angaben)

	Anzahl Sperrungen (inner- und außerhalb der Grundversorgung)	Anteil an Marktlösungen von Letztverbrauchern im Bundesland in Prozent
Nordrhein-Westfalen	82.155	0,73%
Sachsen-Anhalt	10.867	0,69%
Saarland	3.626	0,54%
Thüringen	7.174	0,51%
Mecklenburg-Vorpommern	5.891	0,51%
Hamburg	5.814	0,48%
Sachsen	13.525	0,47%
Hessen	16.992	0,44%
Schleswig-Holstein	8.012	0,44%
Berlin	9.859	0,39%
Rheinland-Pfalz	10.128	0,39%
Baden-Württemberg	25.402	0,38%
Niedersachsen	17.503	0,36%
Bayern	23.314	0,29%
Brandenburg	5.035	0,29%
Bremen	919	0,21%
Gesamt Deutschland*	246.216	0,47%

*Die Gesamtsumme von 246.216 Sperrungen basiert auf einer jährlichen Abfrage der Sperrungen, differenziert nach Bundesländern. Die in Abbildung 91 genannte Gesamtzahl von 239.269 Sperrungen beruht hingegen auf einer quartalsweisen Abfrage mit Monatsangaben. Abweichungen zwischen beiden Werten sind daher statistisch bedingt und ergeben sich aus den unterschiedlichen Erfassungszeiträumen.

Tabelle 34: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2024

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 EnWG sind Stromlieferanten, die zum 31. Dezember eines Jahres mehr als 100.000 Letztverbraucher beliefern, im Folgejahr verpflichtet, den Abschluss eines Stromlieferungsvertrages mit dynamischen Tarifen für Letztverbraucher anzubieten. Ein dynamischer Stromtarif (§ 3 Nr. 31d 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 modelliert den dynamischen Strompreis. 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. Weitere Informationen zu den modellierten Preisen für dynamische Tarife stehen auf der Transparenzplattform SMARD zur Verfügung.

Strom: Anzahl der Stromlieferanten, die dynamische Tarife anbieten

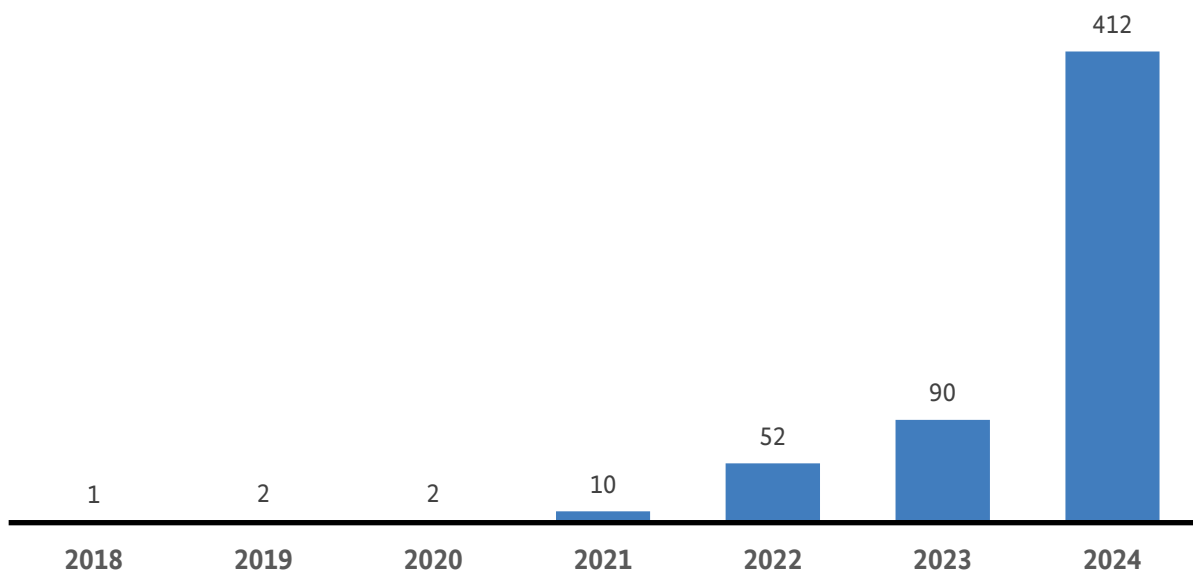


Abbildung 93: Anzahl der Stromlieferanten, die dynamische Tarife anbieten

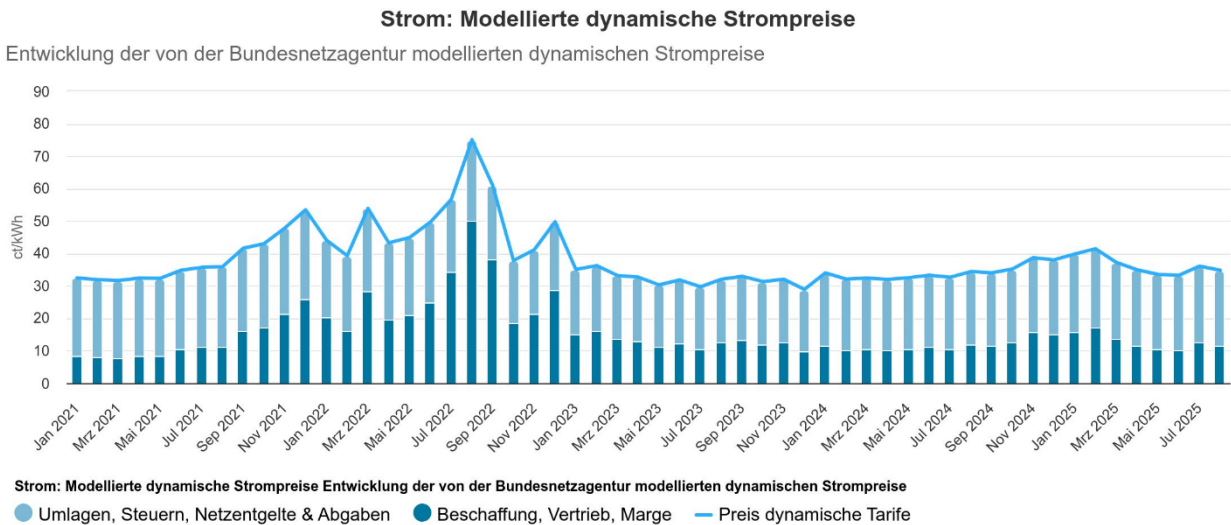


Abbildung 94: Modellierte dynamische Strompreise

5. Preisniveau

In Deutschland gibt es keine staatliche Regulierung der Strompreise. Der Strompreis bildet sich durch den Markt und setzt sich aus vom Lieferanten beeinflussbaren Faktoren, unter anderem 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. Rabatte aufgrund von staatlichen Preisbremsen sind hiervon nicht erfasst.

Stromlieferanten können wählen, ob sie ihren Strom über langfristige Verträge oder auf dem Spotmarkt beschaffen. Langfristige Verträge können eine gewisse Preisstabilität bieten, da die Preise über einen längeren Zeitraum festgelegt werden. Auf dem Spotmarkt können die Preise hingegen stark schwanken, abhängig von Angebot und Nachfrage. Die Entscheidung für eine der beiden Beschaffungsstrategien kann den durchschnittlichen Strompreis beeinflussen. Die Bundesnetzagentur betrachtet daher auch die Beziehung zwischen Groß- 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.

Beim Industriekunden entfallen vom Gesamtpreis einige Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind. Wenn hingegen 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 nach § 19 StromNEV bzw. seit 2025 der Aufschlag für besondere Netznutzung und § 31 EnFG. Die Anspruchsvoraussetzungen sind für die verschiedenen Reduktionsmöglichkeiten unterschiedlich ausgestaltet. Im Rahmen des Monitorings wird nicht erhoben, ob es in der Praxis Fälle gibt, in denen alle maximalen Reduktionsmöglichkeiten ausgeschöpft werden (können).

Strom: Preisniveau am 1. April 2025 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	5,24 - 13,96	9,65
Nettonetzentgelt	2,36 - 6,18	4,28
Messung, Messstellenbetrieb	0,00 - 0,05	0,03
Konzessionsabgabe	0,05 - 0,11	0,10
Umlagen ^[1]		1,21
Stromsteuer		2,05
Vertrieb und Marge	0,00 - 5,62	1,77
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	15,62 - 29,18	19,09

[1] Umlage nach KWKG (0,277 ct/kWh), Umlage nach § 19 StromNEV (0,113 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,816 ct/kWh)

Tabelle 35: Preisniveau am 1. April 2025 für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr ohne Vergünstigungen gemäß Angaben der Stromlieferanten⁵⁹

⁵⁹ Für den Abnahmefall „Industriekunde“ gingen die Angaben von insgesamt 127 Stromlieferanten in die Berechnung ein (Vorjahr: 171 Stromlieferanten).

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

Preisabfrage zum 1. April 2025	Angenommener Wert	Mögliche Reduktion	verbleibender Betrag
Stromsteuer	2,05	-2,00	0,05
Nettonetzentgelt	4,28	-3,42	0,86
weitere Umlagen	1,21	-0,95	0,25
Konzessionsabgabe	0,10	-0,10	0,00
Summe	7,64	-6,48	1,16

Tabelle 36: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr zum 1. April 2025 gemäß Angaben der Stromlieferanten⁶⁰

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.

⁶⁰ Im Rahmen des Monitorings wird nicht erhoben, ob es in der Praxis Fälle gibt, in denen alle maximalen Reduktionsmöglichkeiten ausgeschöpft werden (können).

Strom: Preisniveau am 1. April 2025 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	6,25 - 15,10	10,77	37%
Nettonetzentgelt	6,21 - 12,20	9,03	31%
Messstellenbetrieb	0,02 - 0,91	0,35	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,59	0,87	3%
Umlagen ^[1]		2,65	9%
Stromsteuer		2,05	7%
Vertrieb und Marge	0,00 - 9,39	3,03	11%
Netto-Gesamtpreis	23,69 - 33,46	28,75	100%

^[1] Umlage nach KWKG (0,277 ct/kWh), Umlage nach § 19 StromNEV (1,558 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,816 ct/kWh)

Tabelle 37: Preisniveau am 1. April 2025 für den Abnahmefall 50 MWh pro Jahr gemäß Angaben der Stromlieferanten⁶¹

Preisniveau Haushaltskunden

Gemäß § 3 Abs. 22 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 2025 betrachtet, der typischerweise zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh verbraucht.

⁶¹ Für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ gingen die Angaben von insgesamt 735 Stromlieferanten in die Berechnung ein (Vorjahr: 812 Stromlieferanten).

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 Day-Ahead-, 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 2025

in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Vertrieb und Marge	4,45	11,1
Energiebeschaffung	11,39	28,4
Nettonetzentgelt	11,02	27,5
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,48	1,2
Konzessionsabgabe	1,60	4,0
Umlage nach KWKG	0,28	0,7
Umlage nach § 19 StromNEV	1,56	3,9
Umlage Offshore-Netz	0,82	2,0
Stromsteuer	2,05	5,1
Umsatzsteuer	6,39	16,0
Gesamt	40,05	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 2024 zum 1. April 2025 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	4,45	0,47	11,8
Energiebeschaffung	11,39	-2,73	-19,3
Nettonetzentgelt	11,02	-0,16	-1,4
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,48	0,05	12,6
Konzessionsabgabe	1,60	-0,01	-0,4
Umlage nach KWKG	0,28	0,00	0,7
Umlage nach § 19 StromNEV	1,56	0,92	142,3
Umlage Offshore-Netz	0,82	0,16	24,4
Stromsteuer	2,05	0,00	0,0
Umsatzsteuer	6,39	-0,25	-3,7
Gesamt	40,05	-1,54	-3,7

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

**Strom: Über alle Vertragskategorien mengengewichteter Elektrizitätspreis für
Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr
jeweils zum 1. April**

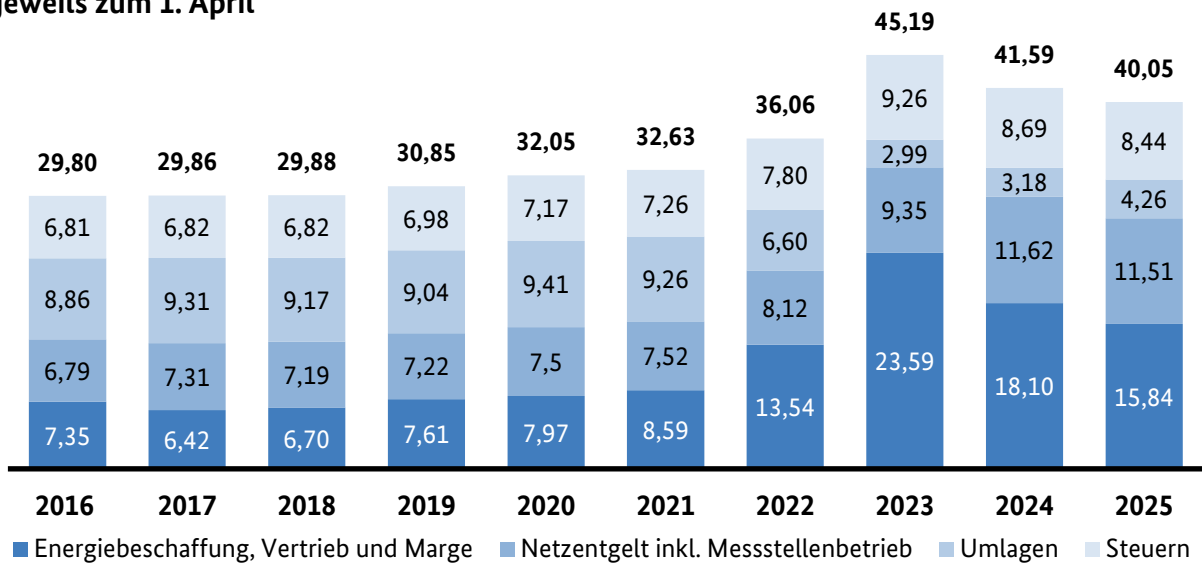


Abbildung 95: Über alle Vertragskategorien mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr

**Strom: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das
Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr zum 1. April 2025 (über alle
Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert, Band III, Eurostat: DC)
in Prozent**

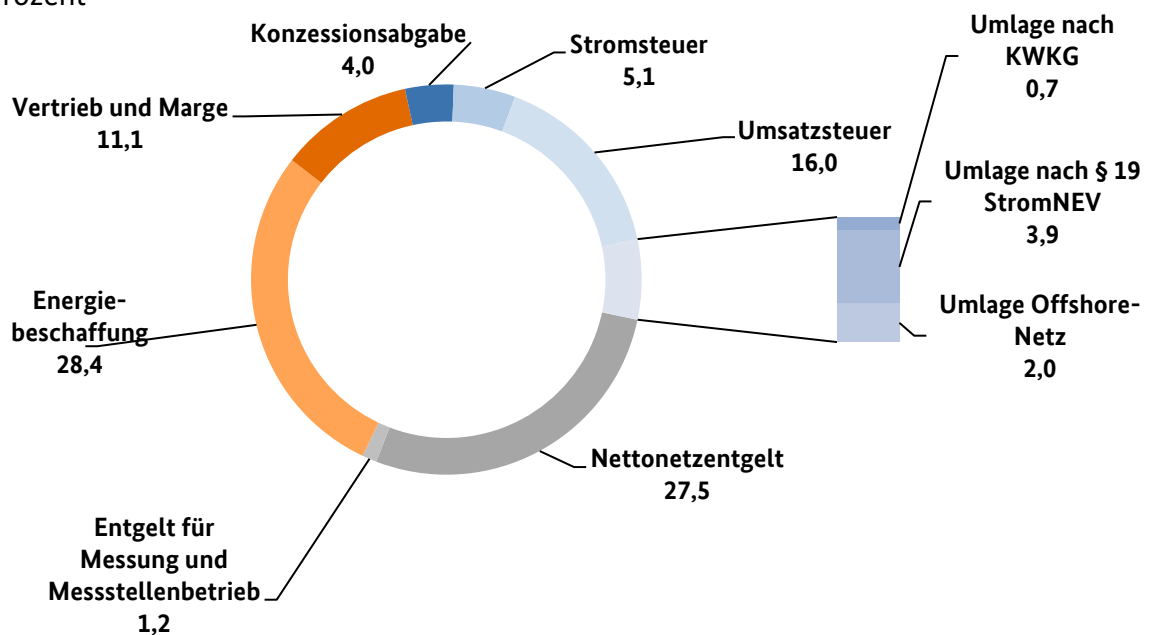


Abbildung 96: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr zum 1. April 2025

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

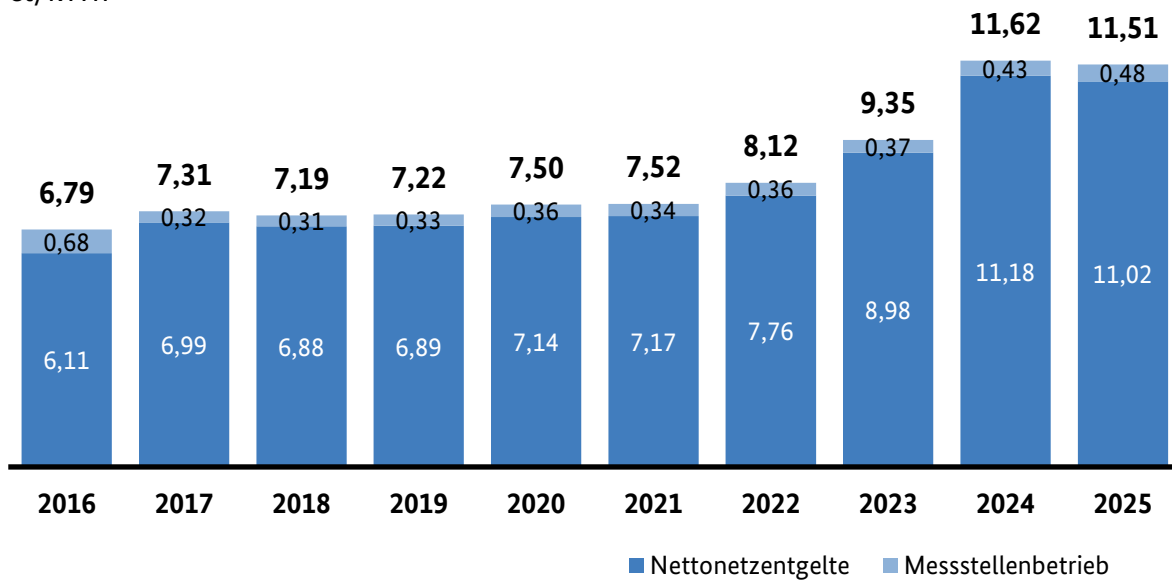


Abbildung 97: Entwicklung des Netzentgelts für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr jeweils zum 1. April

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 2025

in ct/kWh

Preisbestandteil	Ersatzver- sorgungs- vertrag	Grundver- sorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Vertrieb und Marge	7,91	6,72	4,22	3,57
Energiebeschaffung	11,45	12,31	11,42	10,92
Nettonetzentgelt	10,95	11,88	10,78	10,83
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,53	0,47	0,49	0,48
Konzessionsabgabe	1,65	1,67	1,59	1,58
Umlage nach KWKG	0,28	0,28	0,28	0,28
Umlage nach § 19 StromNEV	1,56	1,56	1,56	1,56
Umlage Offshore-Netz	0,82	0,82	0,82	0,82
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	7,05	7,17	6,31	6,10
Gesamt	44,24	44,93	39,51	38,20

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)

Strom: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie
jeweils zum 1. April (mengengewichteter Mittelwert, Band III, Eurostat: DC)
 in ct/kWh

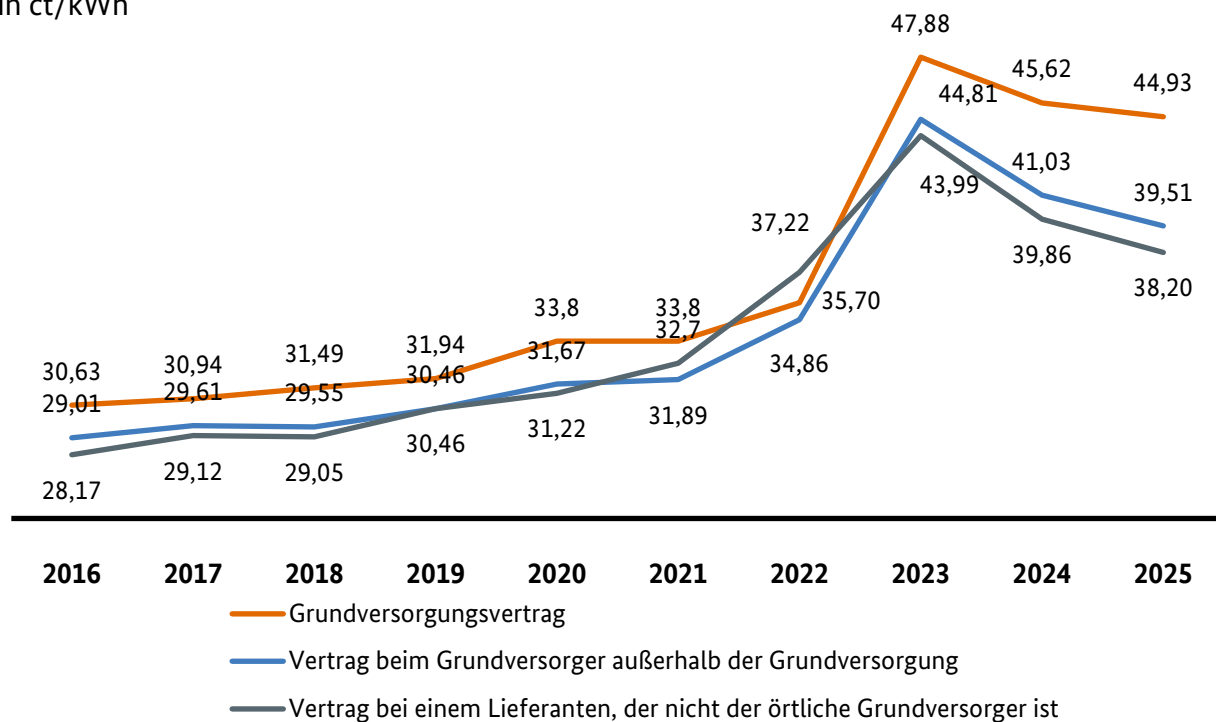


Abbildung 98: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie

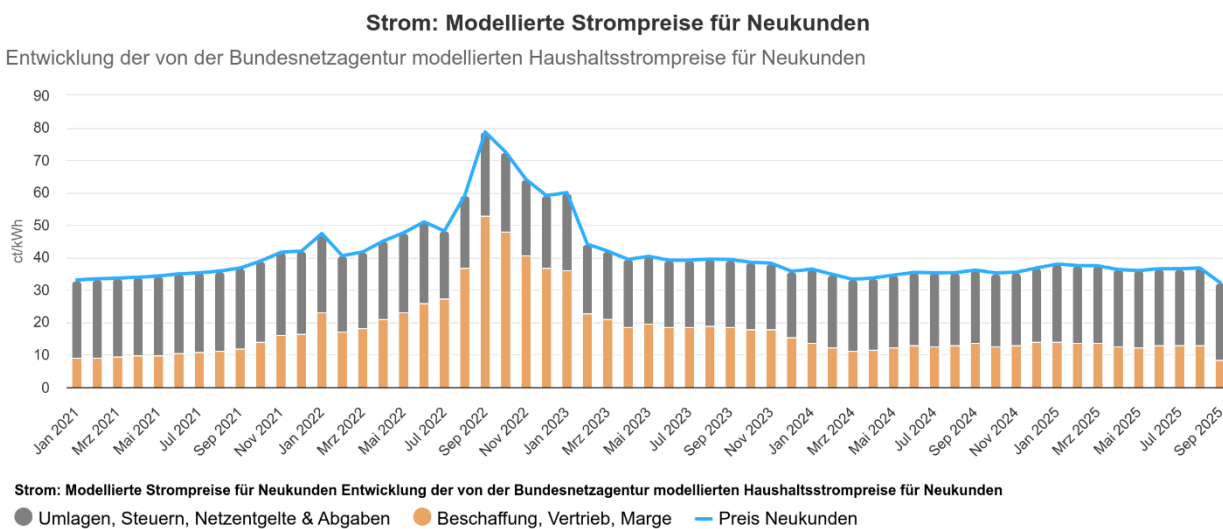
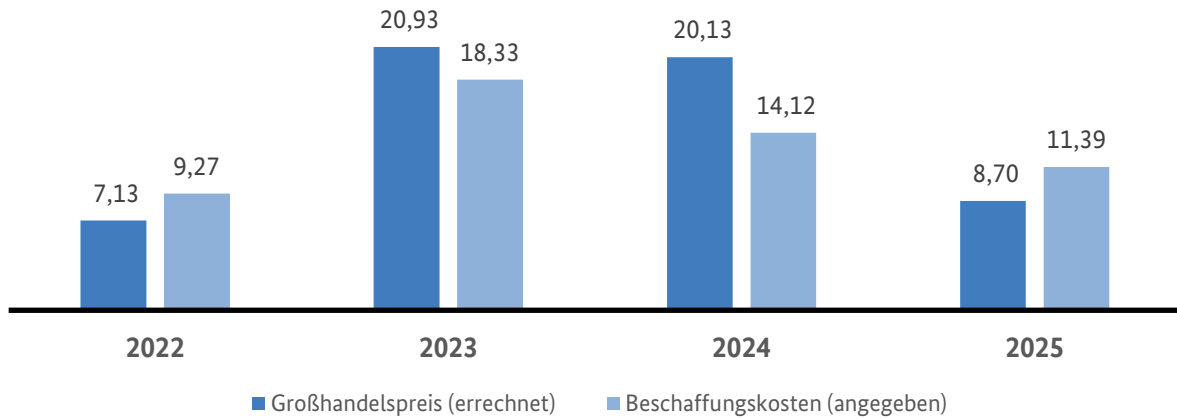


Abbildung 99: Modellierte Strompreise für Haushaltsneukunden

Strom: Beziehung zwischen Groß- und Einzelhandelspreisen*

in ct/kWh



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

Abbildung 100: Beziehung zwischen Groß- und Einzelhandelspreisen

Strom: Anteil der Lieferanten die in der Ersatzversorgung höhere Preise als in der Grundversorgung erheben

in Prozent

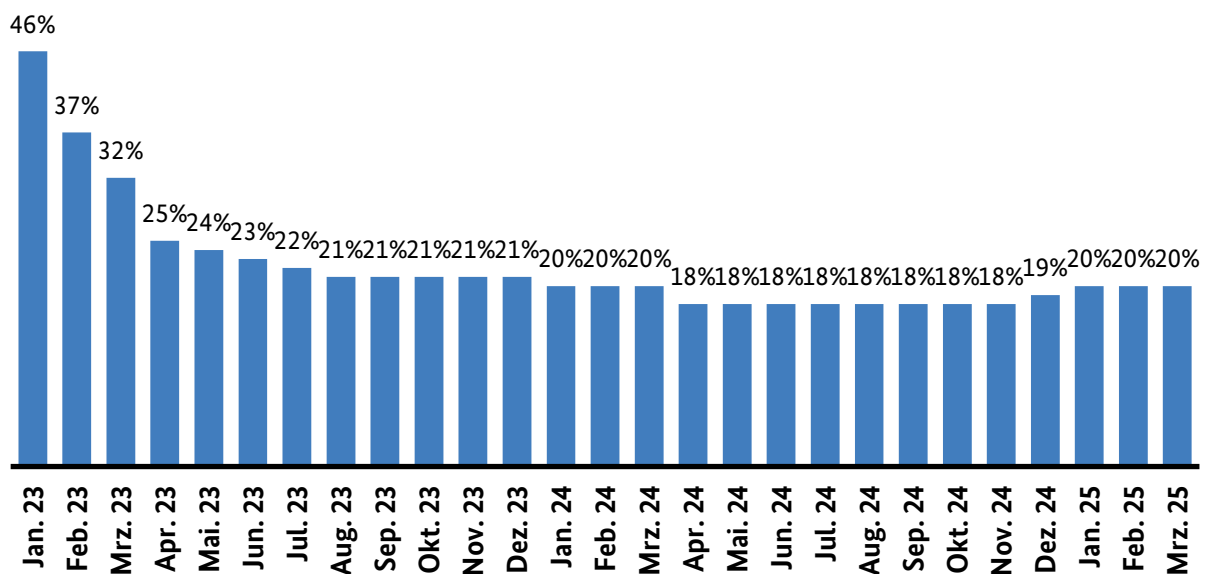


Abbildung 101: Anteil der Lieferanten, die erhöhte Ersatzversorgungspreise im Vergleich zur Grundversorgung erheben

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. Vorkasse, Mindestvertragslaufzeit), wobei ein entsprechender Ausgleich zwischen den Vertragspartnern an anderer Stelle (Gesamtpreis) erfolgt.

Strom: Sonderbonifikationen für Haushaltskunden
(außerhalb der Grundversorgung)

1. April 2025	Haushaltskunden		
	Durchschnittliche Höhe des Bonus in Euro	Durchschnittliche Verweildauer der in 2024 beendeten Verträge in Monaten	Durchschnittliche tatsächliche Laufzeit der zum 31.12.2024 bestehenden Verträge in Monaten
im eigenen Grundversorgungsgebiet	68	39	39
außerhalb des Grundversorgungsgebiets	58	34	50

Tabelle 41: Sonderbonifikationen für Haushaltskunden

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 2024

Kategorie		Gesamte Elektrizitätsabgabe	Gesamte Ökostromabgabe	Anteil der Abgabemenge und der Zählpunkte von Ökostrom in Prozent
Haushaltskunden	TWh	110,9	74,0	66,7%
	Marktlokationen (Tsd.)	49.016	29.523	60,2%
Weitere Letztverbraucher	TWh	261,8	62,5	23,9%
	Marktlokationen (Tsd.)	4.078	1.728	42,4%
Gesamt	TWh	372,7	136,5	36,6%
	Marktlokationen (Tsd.)	53.094	31.251	58,9%

Tabelle 42: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher in 2024

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

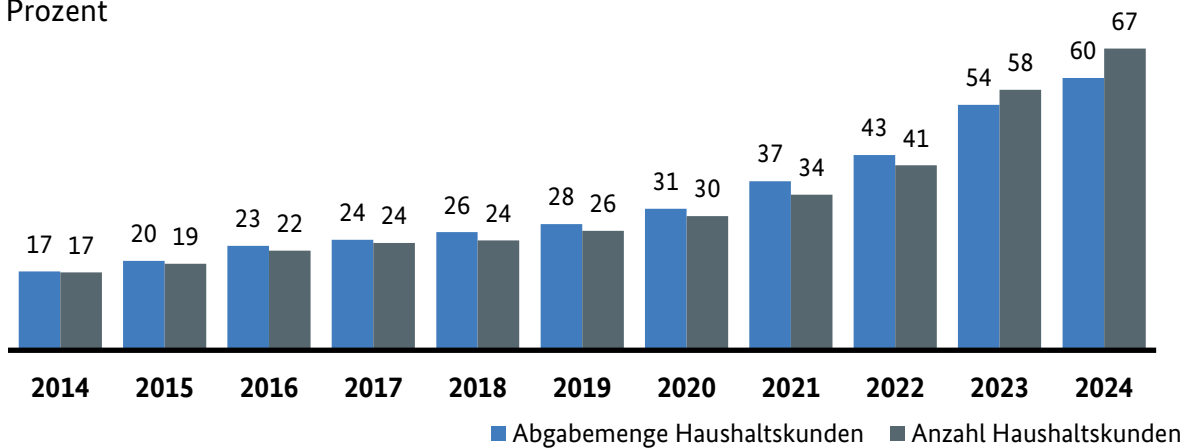


Abbildung 102: Anteil der Abgabemenge bzw. Anzahl von Haushaltskunden, die mit Ökostrom beliefert werden.

Strom: Veränderung des mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2024 zum 1. April 2025 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	4,36	1,04	23,8
Energiebeschaffung	10,88	-2,03	-18,6
Nettonetzentgelt	10,97	-1,03	-9,4
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,53	0,09	17,5
Konzessionsabgabe	1,60	0,05	3,2
Umlage nach KWKG	0,28	0,00	0,7
Umlage nach § 19 StromNEV	1,56	0,91	58,7
Umlage Offshore-Netz	0,82	0,16	19,6
Stromsteuer	2,05	0,00	0,0
Umsatzsteuer	6,28	-0,15	-2,4
Gesamt	39,32	-0,96	-2,4

Tabelle 43: Veränderung des mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2024 zum 1. April 2025 für das Abnahmenband 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 2025

in Prozent

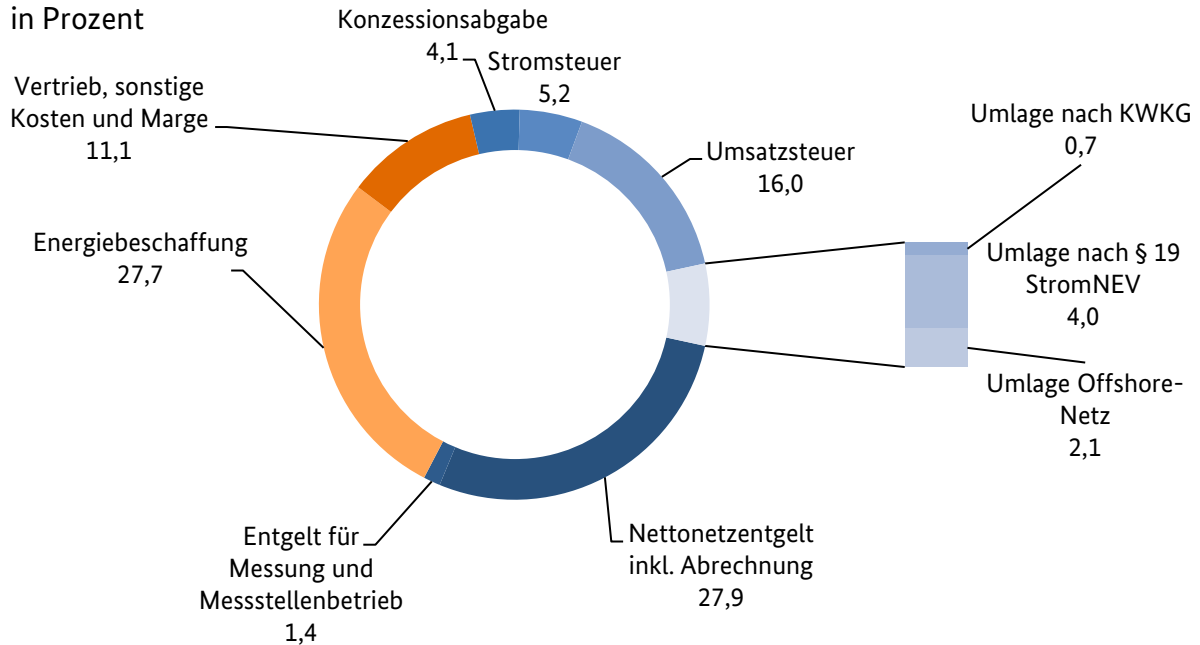
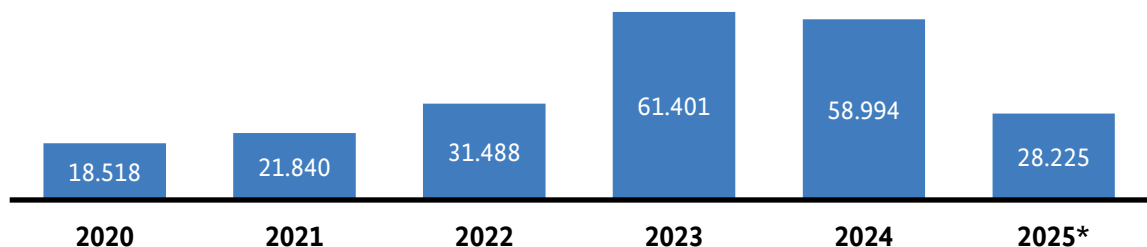


Abbildung 103: Aufteilung der Einzelpreisbestandteile für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh (DC) im Jahr für Ökostrom

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.

Anzahl der Verbrauchieranfragen



*Stand: Juni 2025

Abbildung 104: Anzahl der Verbraucheranfragen

7. Heizstrom

Heizstrom bezeichnet Strom, der zum Betrieb steuerbarer Verbrauchseinrichtungen zum Zwecke der Raumheizung bezogen wird. Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um Wärmepumpen oder Nachtspeicher. Auf Grund des unterschiedlichen Verbrauchszwecks bestehen wesentliche Unterschiede im Abnahmeverhalten im Vergleich zu gewöhnlichem Haushaltsstrom. Oftmals sind die Preise für Heizstromtarife geringer. Gesonderte Wärmetarife für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen setzen in der Regel voraus, dass eine steuerbaren Verbrauchseinrichtung im Sinne des § 14a EnWG vorliegt. Wegen der Möglichkeit, den Verbrauch zu unterbrechen, fallen für die Belieferung geringere Netzentgelte an. Die Messung erfolgt über einen separaten Zähler. Bei der getrennten Messung gibt es einen Eintarifzähler für den Haushaltsstrom sowie einen Zweitarifzähler für den Heizstrom. Dieser erfasst den Verbrauch zu Schwachlastzeiten (Niedertarif; NT-Tarif) und den übrigen Zeiten (Hochtarif; HT-Tarif) gesondert. Alternativ kann die Messung auch gemeinsam mit regulärem Haushaltsstrom über einen Doppeltarifzähler erfolgen. Neben den geringeren Netzentgelten entfallen auf Heizstromtarife geringere Konzessionsabgaben als auf sonstigen Haushaltstrom. Die Abfrage bezieht sich auf Nachtspeichertarife und Wärmepumpentarife, diese wurden für den Stichtag 1. April 2025 erhoben. Zusätzlich wurde der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpen mit getrennter Messung erfragt. Bei diesem Fall wurde durch § 22 EnFG die Zahlungsverpflichtung für die KWK-Umlage und die Offshore-Umlage für Wärmepumpen-Strom auf null gesetzt, sofern sie über einen eigenen Zählpunkt verfügen. Die Lieferanten sollten dabei jeweils auf einen Verbrauch von 7.500 kWh pro Jahr abstellen. Fast alle Heizstromanbieter beliefern sowohl Nachtspeicher- als auch Wärmepumpenkunden. Einige Lieferanten haben angegeben, dass sie keine genaue Aufteilung der Mengen und Marktlösungen auf Nachtspeicherheizungen einerseits und Wärmepumpen andererseits vornehmen können und haben dementsprechend die Aufteilung geschätzt oder den Gesamtwert nur in eine der beiden Kategorien eingetragen.

Wie in den Vorjahren wurden die Lieferanten gefragt, wie sich ihre Heizstromabgabe auf die Netzgebiete verteilt, in denen sie Grundversorger sind bzw. nicht Grundversorger sind. Die Abfrage bezieht sich auf den Grundversorgerstatus der beliefernden juristischen Person, sodass Konzernverbindungen nicht berücksichtigt werden. Anders als im Strom-Abschnitt „Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel“ wird bei der Auswertung für Heizstrom im Falle der Belieferung durch den örtlichen Grundversorger nicht nach den Kategorien „Grundversorgungsvertrag“ gegenüber „Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ unterschieden.

Strom: Übersicht Abgabemenge Heizstrom

	2024			2023		
	Nacht-speicher-heizung	Wärme-pumpe	Gesamt	Nacht-speicher-heizung	Wärme-pumpe	Gesamt
Menge in TWh	6,8	4,3	11,0	7,8	4,3	12,1
Anzahl Marktolokationen in Mio.	1,13	0,83	2,0	1,24	0,82	2,07
Anteile Menge an Gesamt in %	57,7%	42,3%	100%	64,2%	35,8%	100%
Anteile Marktolokationen an Gesamt in %	61,2%	38,8%	100%	60,0%	40,0%	100%
Durchschnitt pro Marktolokation in kWh	5.643			5.884		

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

Strom: Belieferung von Heizstromkunden durch Nicht-Grundversorger

Mengen- und marktllokationsmäßiger Anteil an der gesamten Heizstromabgabe in Prozent

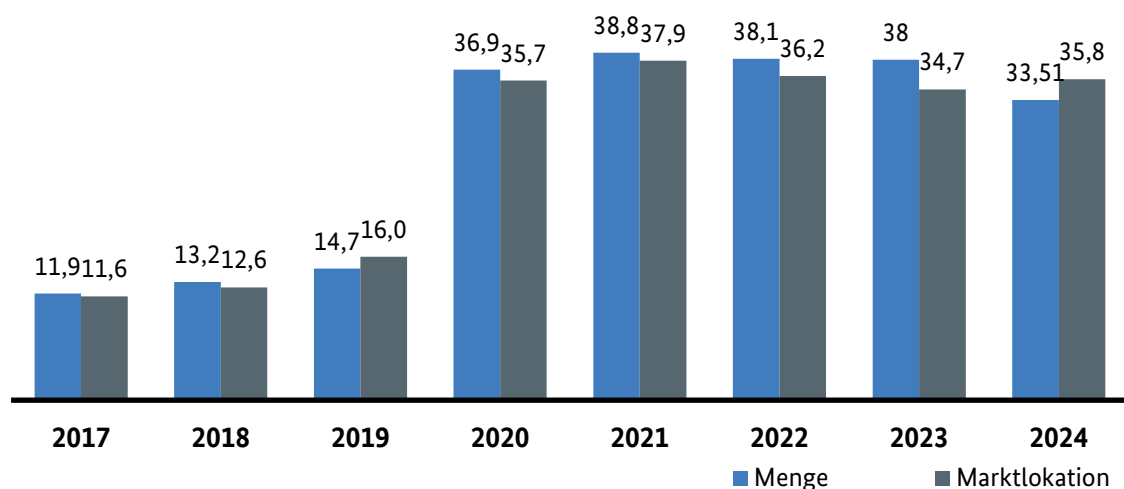


Abbildung 105: Entwicklung des Anteils der Heizstrommenge und -marktolokationen, die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger beliefert werden gemäß Angaben der Stromlieferanten

Strom: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Heizstromkunden

Mengen- und marktllokationbezogene Quote in Prozent

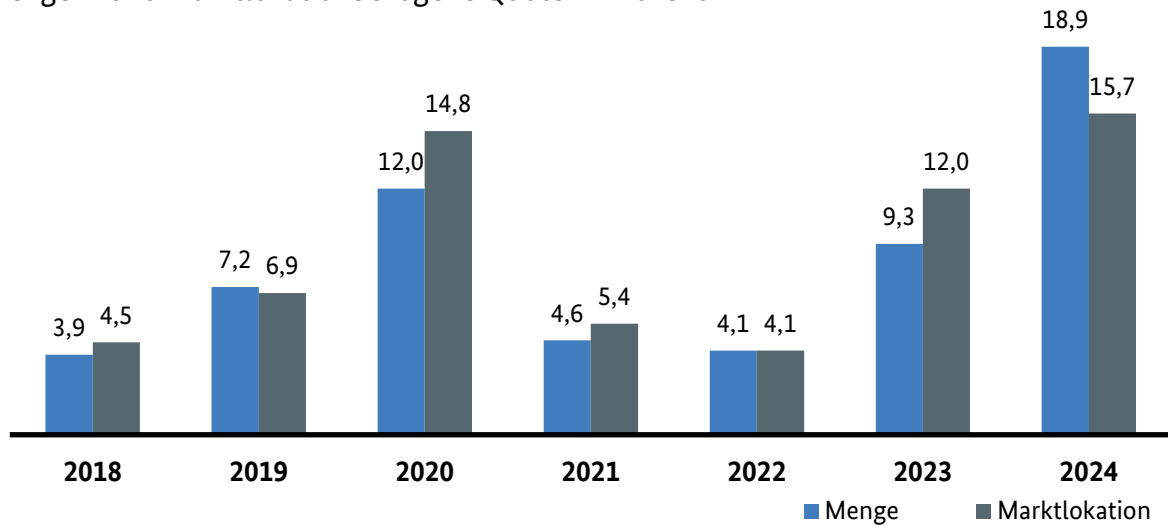


Abbildung 106: Entwicklung der Lieferantenwechselquote bei Heizstromkunden gemäß Angaben der VNB Strom

**Strom: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Heizstromkunden
mit einem Jahresstromverbrauch von 7.500 kWh/Jahr**

Preisstand: 1. April 2025

in ct/kWh

Preisbestandteil	Nachtspeicher- heizung	Wärmepumpe (gemeinsame Messung)	Wärmepumpe (getrennte Messung)
Vertrieb und Marge	4,41	3,23	4,69
Energiebeschaffung	10,35	11,89	10,86
Nettonetzentgelt	3,88	5,72	3,33
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,30	0,37	0,40
Konzessionsabgabe	0,29	0,73	0,17
Umlage nach KWKG	0,28	0,28	0,00
Umlage nach § 19 StromNEV	1,56	1,56	1,56
Umlage Offshore-Netz	0,82	0,82	0,00
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	4,55	5,06	4,38
Gesamt	28,47	31,70	27,44

Tabelle 45: Durchschnittliche mengengewichtete Preise am 1. April 2025 für die Abnahmefälle Nachtspeicher-
heizung 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 Einbauffälle) 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 schreibt das MsbG den verpflichtenden Rollout von intelligenten Messsystemen vor. Auf eigenen Wunsch können Energieversorgungsunternehmen, Direktvermarktungsunternehmen, 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 Messstellenbetriebsgesetzes 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.

Strom: Messlokationen nach Bundesländern im Jahr 2024

Anzahl in Mio.

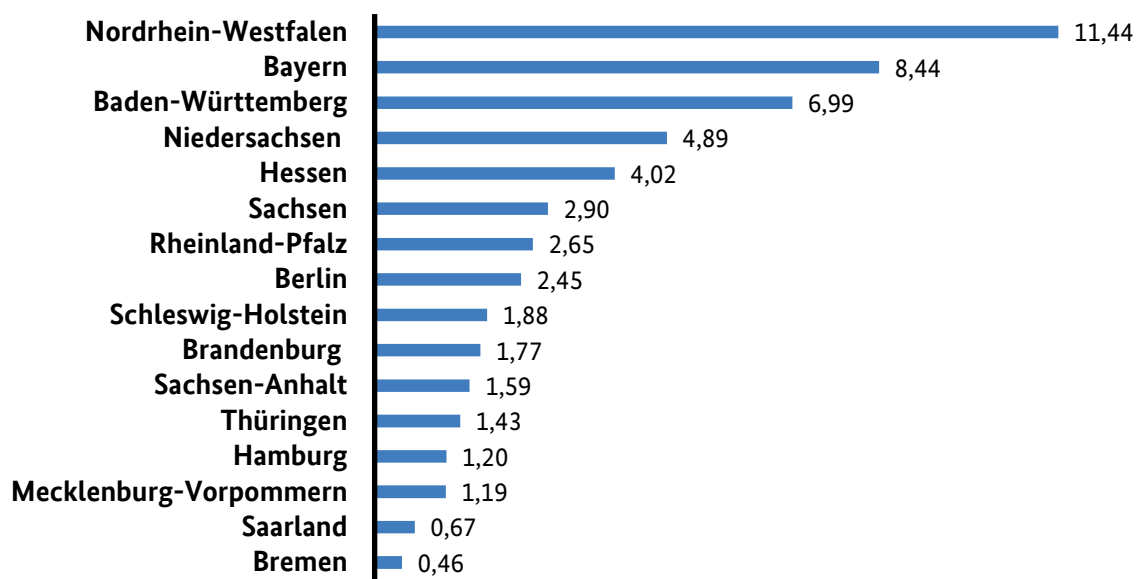


Abbildung 107: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern

Strom: Verpflichtender Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG a. F. im Jahr 2024

Stichtag 31.12.2024	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 & ≤ 10.000 kWh	1.847.096	87.814	800.340	345.648
> 10.000 kWh & ≤ 20.000 kWh	907.592		370.791	175.694
> 20.000 kWh & ≤ 50.000 kWh	467.579		163.338	87.925
> 50.000 kWh & ≤ 100.000 kWh	158.830		45.287	14.669
> 100.000 kWh	256.510	115.191	11.841	1.094
Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG	1.368.877	13.857	640.928	19.044
davon Messlokationen an Ladepunkten für Elektromobile	47.702		27.828	2.207
Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG				
> 7 kW & ≤ 15 kW	1.527.256	42.264	932.098	166.682
> 15 kW & ≤ 25 kW	390.210		210.606	37.108
> 25 kW & ≤ 100 kW	359.696		127.317	10.219
> 100 kW	105.438	51.776	7.331	118

Tabelle 46: Verpflichtender Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG a. F. - Stand 31. Dezember 2024

Strom: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG a. F. im Jahr 2024

	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:				
≤ 3.000 kWh	35.797.000		17.254.802	110.836
> 3.000 kWh & ≤ 6.000 kWh	9.211.437		4.442.511	181.981
Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG				
> 1 kW & ≤ 7 kW	817.748		508.499	7.727

Tabelle 47: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG a. F. - Stand 31. Dezember 2024

Strom: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway im Jahr 2024

Anzahl



Abbildung 108: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway - Stand 31. Dezember 2024

Strom: Durchschnittliche Verteilung der Abrechnungswege für den Messstellenbetrieb

Abfrage für das Jahr 2024

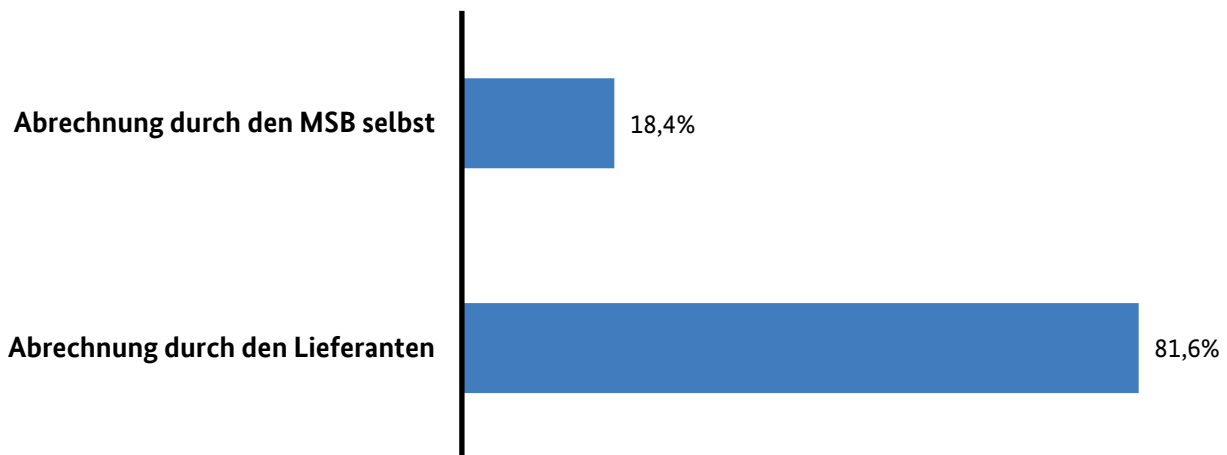


Abbildung 109: Verteilung der Abrechnungswege für den Messstellenbetrieb - Stand 31. Dezember 2024

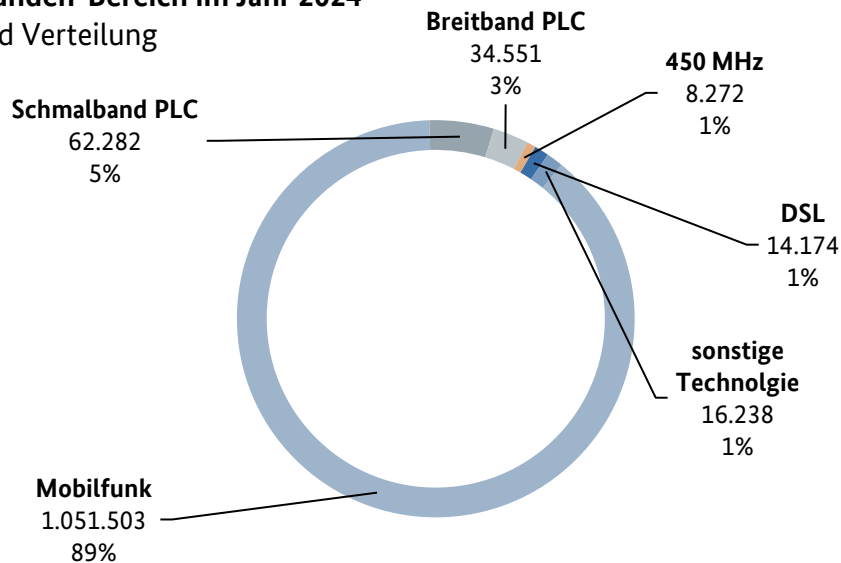
Strom: Eingesetzte Technologien bei Zählern/ Messeinrichtungen sowie Messsystemen im SLP-Kundenbereich

Anforderung	Messlokationen 2023	Messlokationen 2024
elektromechanische Zähler (Wechsel- und Drehstromzähler nach Ferraris-Prinzip)	23.759.549	21.084.569
davon Zwei- bzw. Mehrtarifzähler (Ferraris-Prinzip)	1.543.060	1.294.093
elektronische Messeinrichtung (Basiszähler, der nicht kommunikativ angebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG	5.495.514	4.971.220
moderne Messeinrichtung (die nicht in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG	21.268.286	25.004.743
Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme gemäß § 2 Nr. 7 MsbG sind (z. B. EDL40)	243.559	333.849
intelligente Messsysteme gem. § 2 Nr. 7 MsbG	568.250	1.108.822

Tabelle 48: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2024

Strom: Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kunden-Bereich im Jahr 2024

Anzahl und Verteilung



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

Abbildung 110: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2024

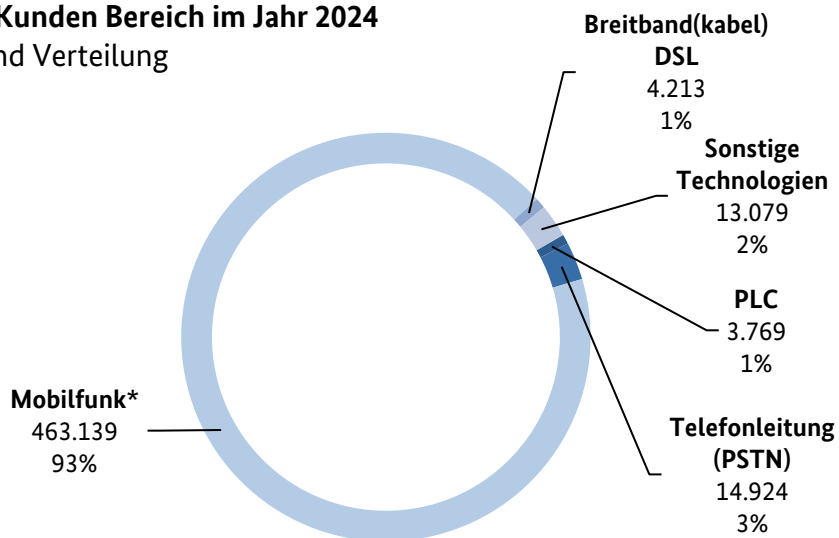
Strom: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich

Anforderung	Messlokationen 2024
Zähl- und Messeinrichtungen im RLM-Bereich (> 100.000 kWh/Jahr)	413.811
Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme gemäß § 2 Nr. 7 MsbG sind (z.B. EDL 40) (≤ 100.000 kWh/Jahr)	103.887
freiwilliger Einbau mit BSI-zertifizierten intelligenten Messsystemen	41.793
Sonstige	6.335

Tabelle 49: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2024

Strom: Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im RLM-Kunden Bereich im Jahr 2024

Anzahl und Verteilung



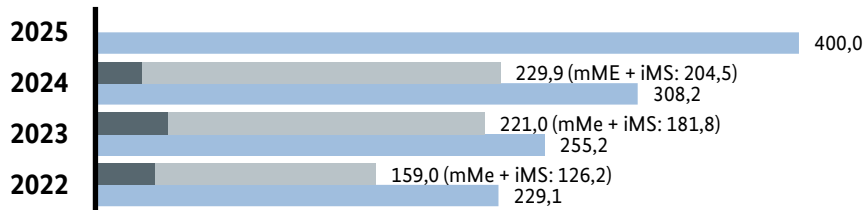
*inkl. Betriebsfunk, GSM/GPRS und UMTS/LTE

Abbildung 111: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im RLM-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2024

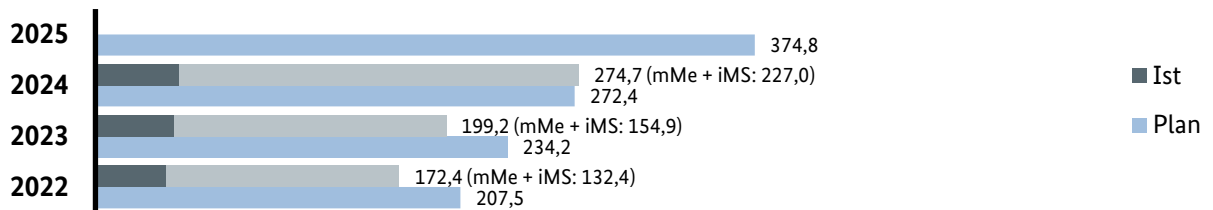
Strom: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

in Mio. Euro

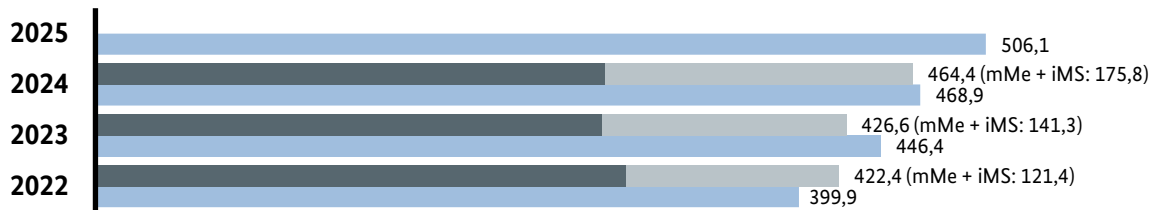
Investitionen in Neuinstallation, Ausbau, Erweiterung



Investitionen in Erhalt, Erneuerung



Aufwendungen



* Mit der Umstellung des Meldeverfahrens werden die Ist-Werte ab 2019 und die Planwerte ab 2020 für Investitionen und Aufwendung anteilig für intelligente Messsysteme abgefragt. Der Anteil ist in hellerer Schattierung in der Grafik dargestellt. Der Wert, der dabei auf intelligente Messsysteme entfällt und den hellen Bereich einnimmt, steht in Klammern.

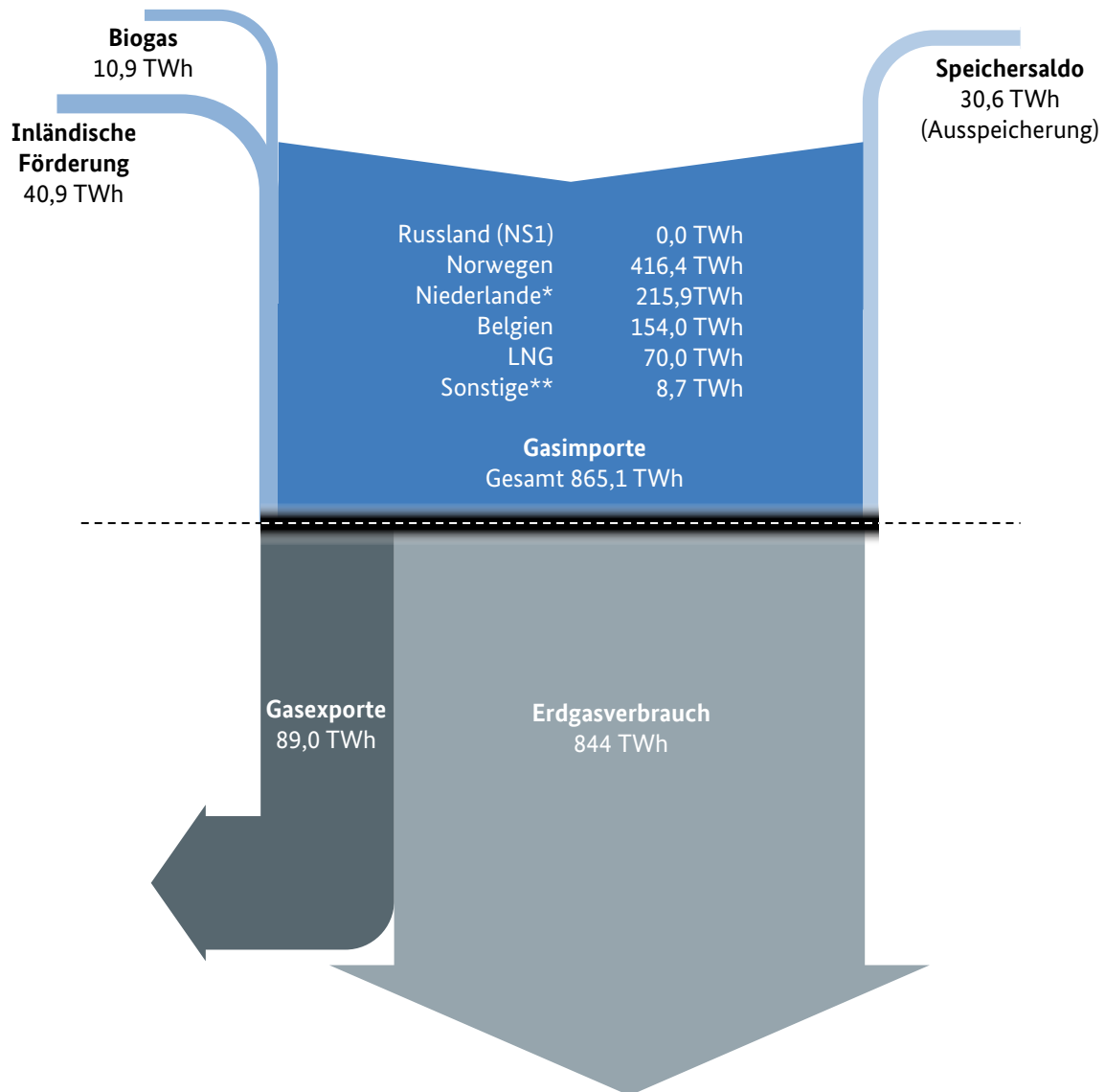
Abbildung 112: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

III. Kennzahlen Gas

A. Situation auf den Gasmärkten

1. Netzübersicht

Gas: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz für das Jahr 2024
in TWh



*enthält Gas aus GB

**sonstige Länder: Österreich, Schweiz, Polen, Frankreich

Abbildung 113: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland

Gas: Ausspeisemengen der FNB und VNB nach Kundenkategorie der Letztverbraucher in 2024

	Ausspeise- mengen FNB in TWh	Ausspeise- mengen VNB in TWh	Ausspeisemengen Gesamt in TWh
≤ 300 MWh/Jahr	0	292,4	292,4
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	0,5	111,8	112,3
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	5,0	92,5	97,5
> 100.000 MWh/Jahr	122,9	122,1	245,0
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	47,3	49,5	96,8
Gesamtsumme	175,7	668,3	844,0

Tabelle 50: Gasausspeisemenge der FNB und VNB jeweils nach Kundenkategorien der Letztverbraucher in 2024⁶²

⁶² Eigenberechnung basierend auf den Daten der Trading Hub Europe (THE) und den Daten aus der Monitoring-Datenerhebung.

Gas: Gasverbrauch jeweils nach Kundenkategorien der Letztverbraucher in 2024

	Gasverbrauch in TWh	Anteil am Gesamtverbrauch
≤ 300 MWh/Jahr	292,4	34,6%
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	112,3	13,3%
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	97,5	11,6%
> 100.000 MWh/Jahr	245,0	29,0%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	96,8	11,5%
Gesamtsumme	844,0	100,0%

Tabelle 51: Gasverbrauch jeweils nach Kundenkategorien der Letztverbraucher in 2024⁶³

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 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, ohne dass eine abschließende sachliche Marktabgrenzung getroffen wird.

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 2022 rund 840 TWh Einspeisekapazität an den GÜP nominiert wurden, waren es im Folgejahr nur noch 660 TWh. 2024 sank dieser Wert noch weiter auf knapp 610 TWh. Dabei entfielen allein auf die 4 größten Unternehmen

⁶³ Eigenberechnung basierend auf den Daten der Trading Hub Europe (THE) und den Daten aus der Monitoring-Datenerhebung.

knapp 80 Prozent der nominierten Einspeisekapazitäten. Bei Betrachtung der Netto-Entry-Nominierungen, also der Mengen, die im Netzgebiet THE verbleiben, zeigt sich ebenfalls eine interessante Entwicklung. Während sich im Jahr 2022 die Netto-Entry-Nominierungen auf 710 TWh beliefen, lagen sie im Jahr 2023 bei 657 TWh und im Jahr 2024 bei gut 587 TWh. Die sich verändernde Rolle Deutschlands als Transitland zeigt sich daran, dass nach 130 TWh Ausspeisekapazität im Jahr 2022 im Jahr 2023 nur noch 3 TWh nominiert wurden; im Jahr 2024 stieg dieser Wert wieder auf 23 TWh an.

Situation bei der Beschaffung

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 16 Monaten bis siebeneinhalb Jahren.

Situation beim Absatz

Sowohl gemessen an den Handelsabsätzen insgesamt (also den Absätzen an sämtliche Groß- und Einzelhändler einschließlich der Weiterverteiler) als auch gemessen an den Absätzen an Weiterverteiler haben die drei wichtigsten Wettbewerber (CR3) gegenüber dem Vorjahr geringfügig an Absatz verloren. Die Laufzeit der Verträge mit den Weiterverteilern beläuft sich auf durchschnittlich einem halben bis durchschnittlich viereinhalb Jahren, wobei hier nur ca. 60 Prozent der Gasgroßhändler feste Laufzeiten angegeben haben.

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

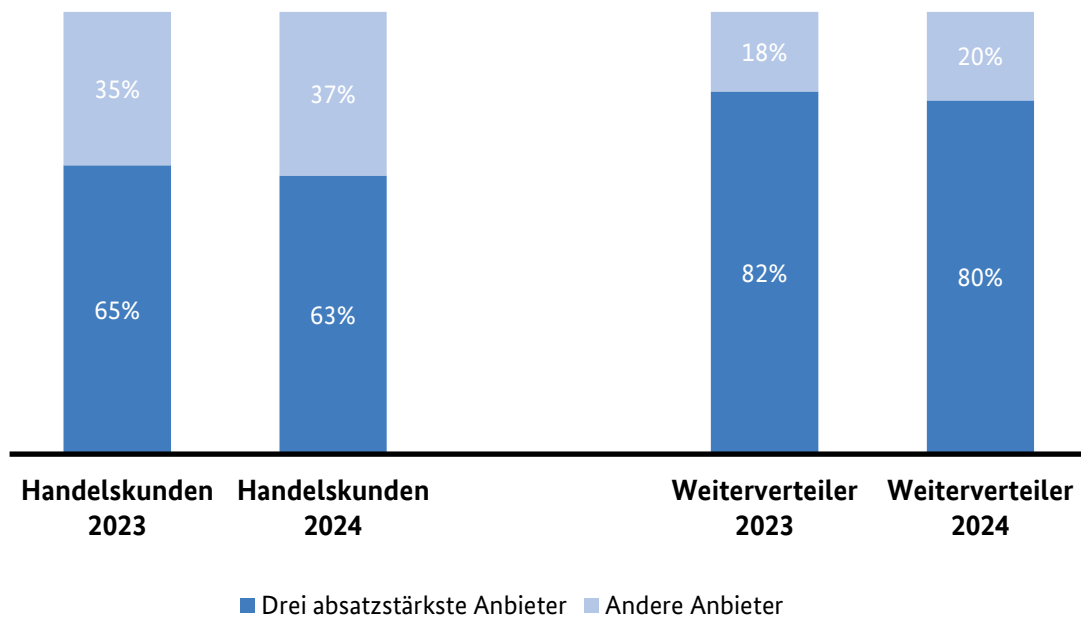


Abbildung 114: Entwicklung der Anteile der drei absatzstärksten Unternehmen (CR3) am Gasabsatz an Handelskunden und Weiterverteiler

Untertagegasspeicher

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 offen gelassen.⁶⁵ Die Konzernzurechnung erfolgt anhand der Dominanzmethode. Es wurden Angaben von 25 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

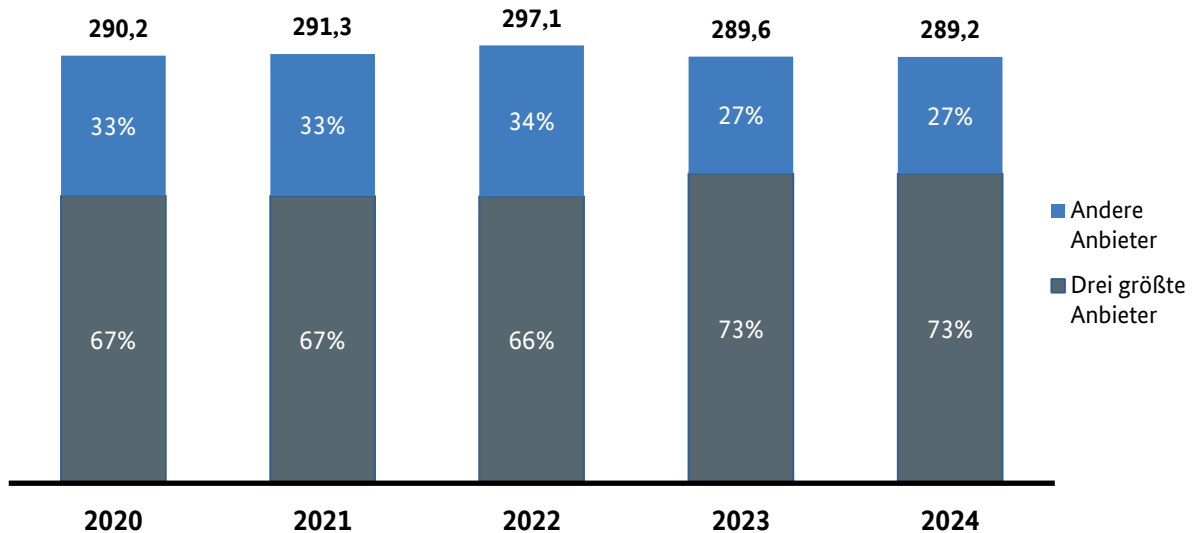


Abbildung 115: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter (CR3) mit den größten Speicherkapazitäten gemäß Angaben der Speichereigentümer

Gasendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet auf den Gasletztverbrauchermarkten 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 991 Gaslieferanten (juristische Personen) zu Grunde (im Vorjahr: 968). 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.

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

Gas: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2024

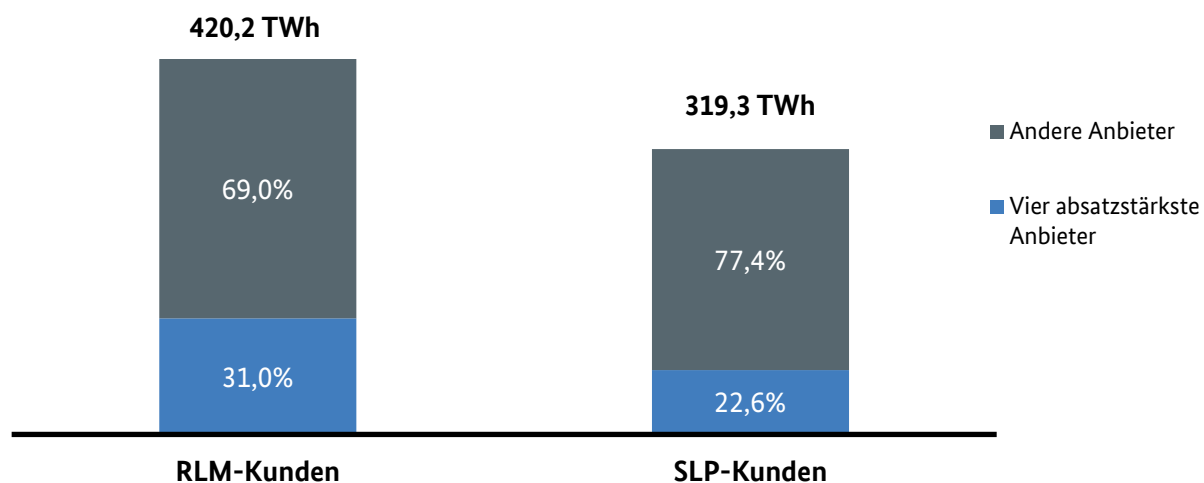


Abbildung 116: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden gemäß Angaben der Gaslieferanten

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

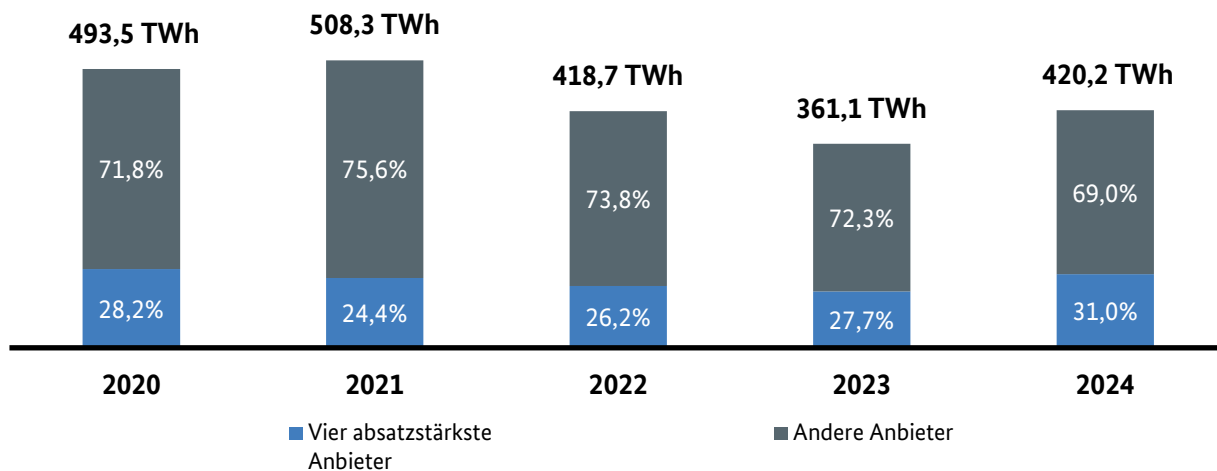


Abbildung 117: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM-Kunden gemäß Angaben der Gaslieferanten

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

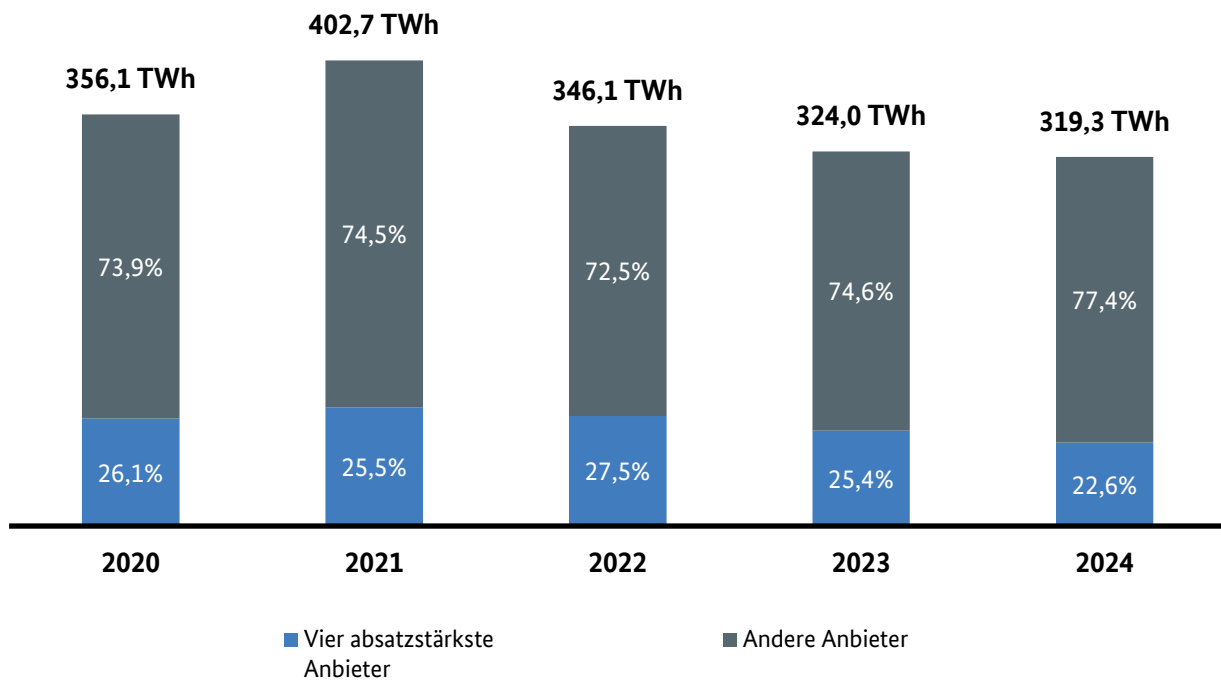


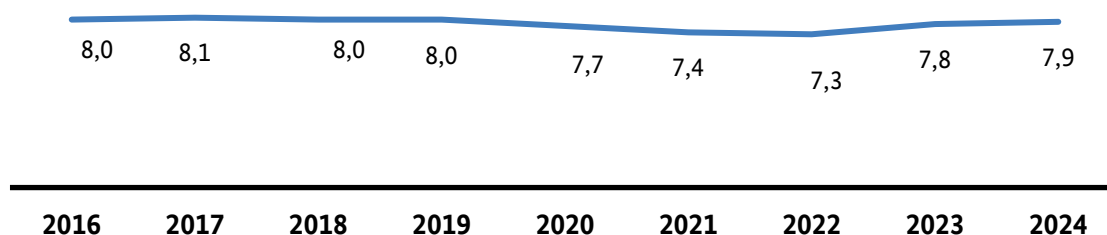
Abbildung 118: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an SLP-Kunden gemäß Angaben der Gaslieferanten

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) steigt zum Stichtag der Reservenberechnung 1. Januar 2025 leicht auf 7,9 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 119: Verhältnis zwischen Reserve und Produktion der deutschen Erdgasreserven seit 2016

2. Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas

Zur Beurteilung der Im- und Exporte werden die physikalischen Gasflüsse an den Grenzübergangspunkten (GÜP) herangezogen, die von den FNB täglich an die Bundesnetzagentur gemeldet werden. Jedoch ist es möglich, dass die hier erfassten Import- und Exportmengen infrastrukturbedingt auch Ringflüsse beinhalten können.⁶⁷

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

⁶⁷ 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.

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 abgedeckt werden. Bei der Betrachtung der Exporte wird auf die Länder abgestellt, die das Gas am jeweiligen Grenzübergangspunkt übernehmen.

Gas: Im- und Exporte von und nach Deutschland 2024

in TWh

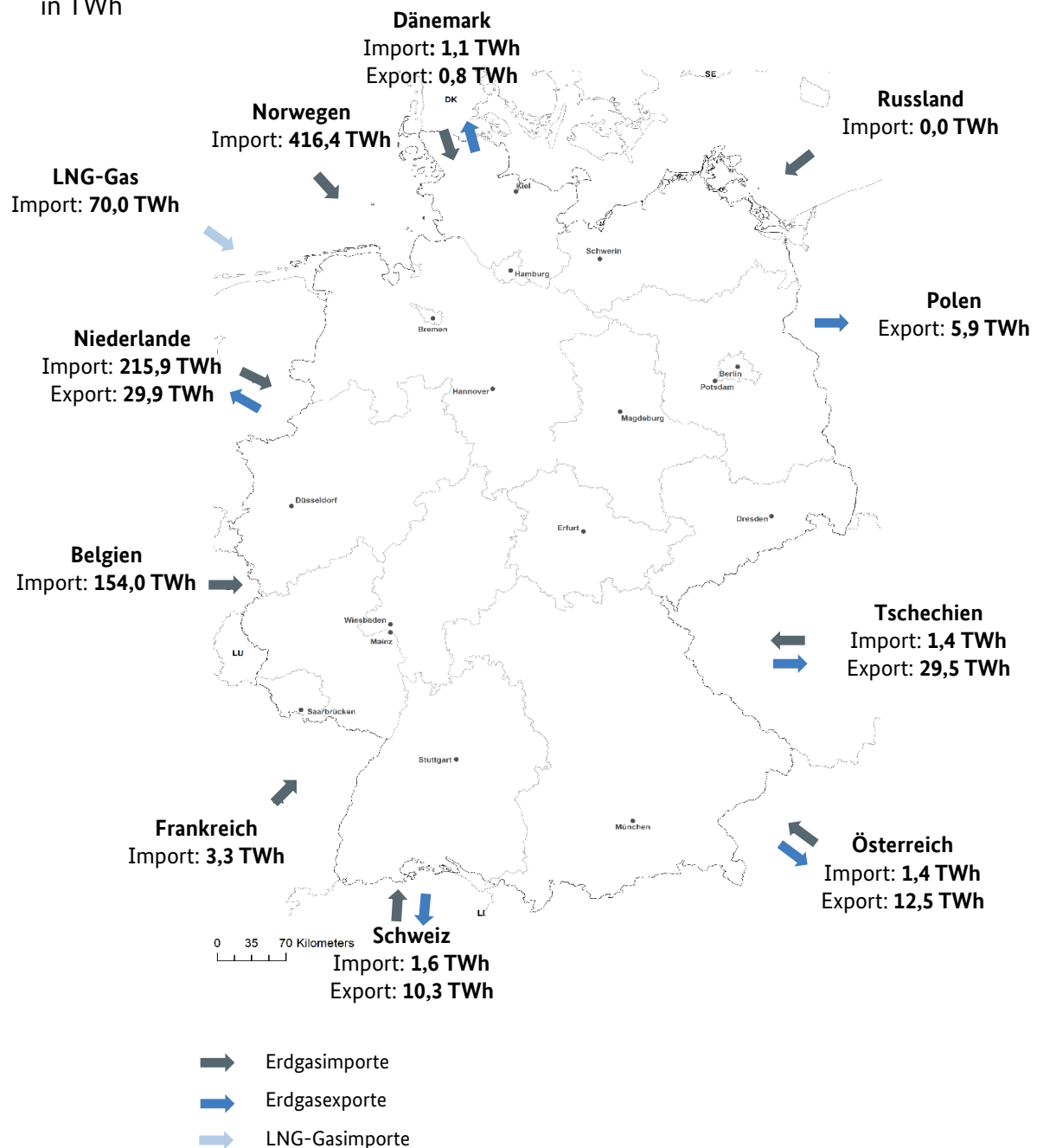


Abbildung 120: Im- und Exporte von und nach Deutschland 2024

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

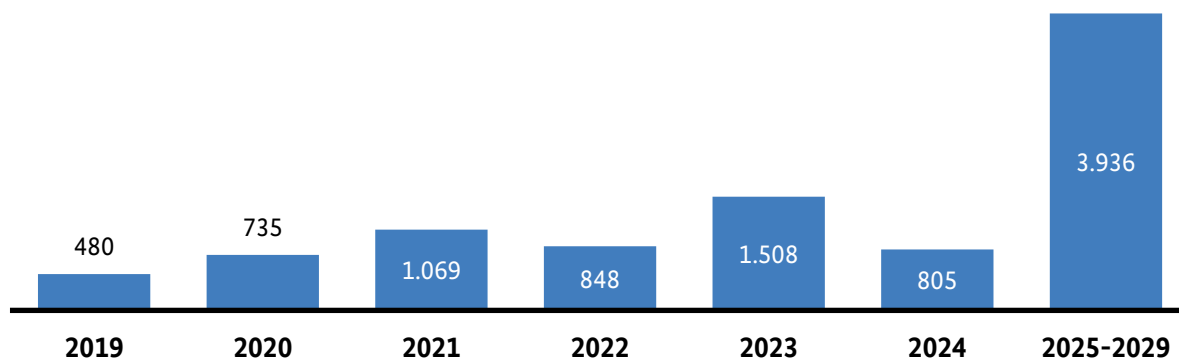


Abbildung 121: Umzustellende RLM-Kunden

Gas: Umzustellende SLP-Kunden Anzahl

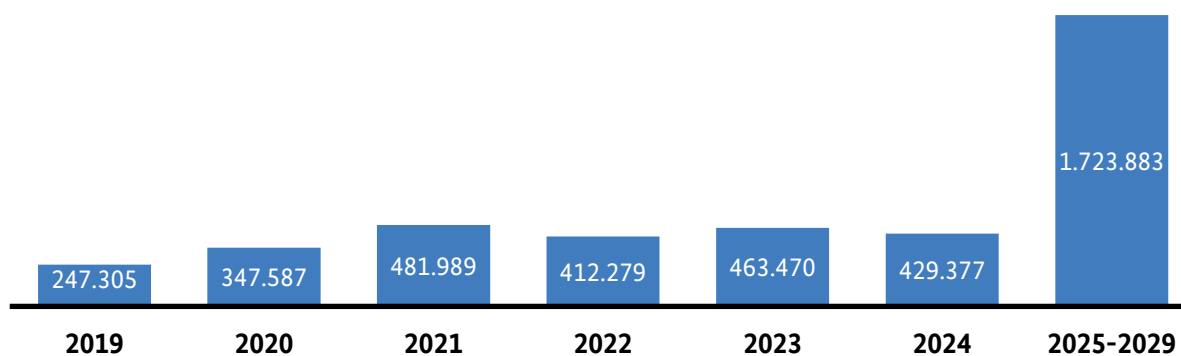


Abbildung 122: Umzustellende SLP-Kunden

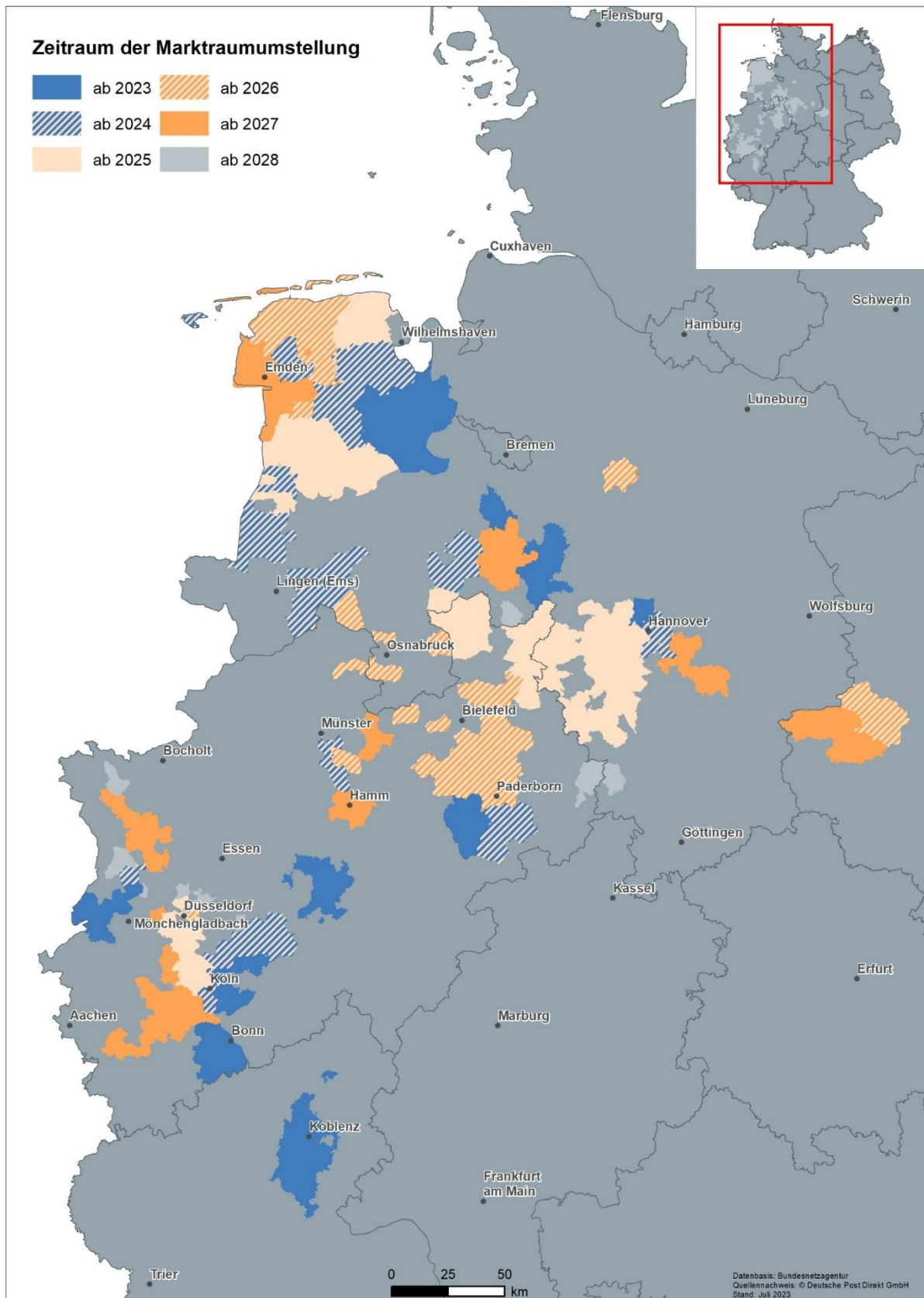


Abbildung 123: Zeitraum der Marktraumumstellung

4. Biogas (einschließlich Synthesegas)

Biogas⁶⁸ 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 Anforderungen⁶⁹ 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.

⁶⁸ Unter Biogas versteht man im Sinne des § 3 Nr. 10g EnWG versteht man 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 jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16) stammen.

⁶⁹ Gemäß den Arbeitsblättern G 260 und G 262 des DVGW e.V.

Gas: Kennzahlen Biogaseinspeisung in 2024

	Vertraglich vereinbarte Einspeiseleistung in Mio. kWh/h	Einspeisung in Mio. kWh/a	Anlagenanzahl
Biomethan	3,340	10.446,1	242
Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt. ^[1]	0,004	1,4	7
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)	0,073	504,8	17
Gesamt	3,421	10.952,3	267

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

Tabelle 52: Kennzahlen Biogaseinspeisung in 2024

5. Gasspeicher

Die Gasspeicher in Deutschland sind für eine Versorgung mit Gas insbesondere in den Wintermonaten von großer Bedeutung. Sie spielen eine wichtige Rolle beim saisonalen Ausgleich von Verbrauchsschwankungen und für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Deutschland verfügt aufgrund günstiger geologischer Gegebenheiten über gute Bedingungen für die Einrichtung von Erdgasspeichern. Zu den deutschen Unterspeichern 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.

Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der Untergrundgasspeicher zum 31. Dezember 2024

in TWh

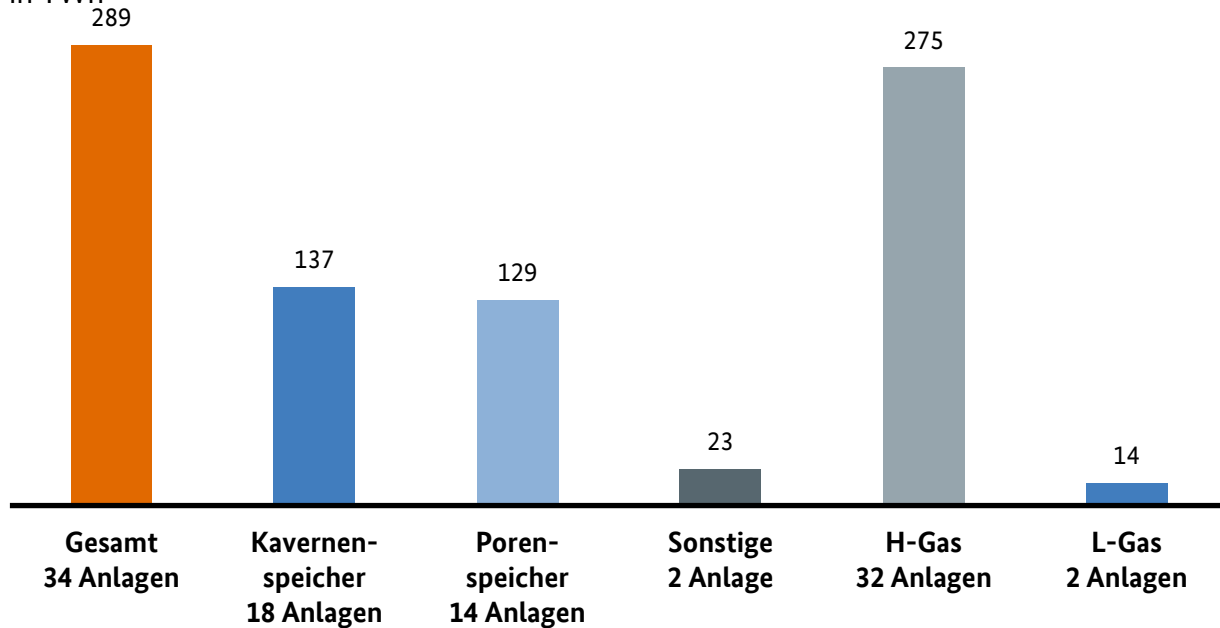


Abbildung 124: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2024

Gas: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber

Anzahl der Speicherunternehmen

Anzahl Kunden	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	8	10	11	9	10	11	9	11	9	9	11
2	4	2	2	2	4	2	3	2	3	2	2
3 - 9	5	4	6	6	4	6	4	4	6	5	4
10 - 15	3	3	1	3	4	3	3	2	2	1	2
16 - 20	1	1	2	3	2	1	2	1	4	1	1
> 20	2	2	2	0	0	1	2	4	0	5	4

Tabelle 53: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber

Gas: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2018 bis 2024
in TWh

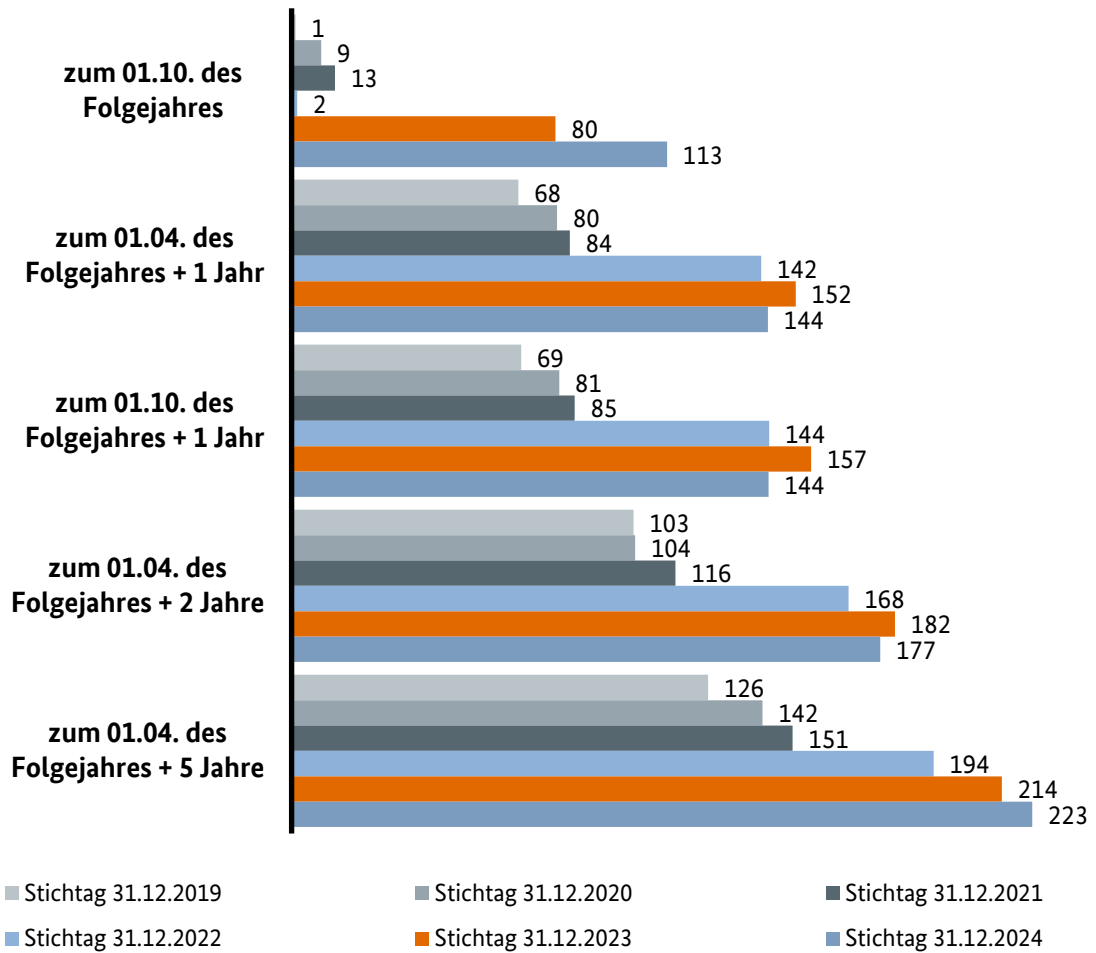


Abbildung 125: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden

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

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Fernleitungsnetzbetreiber	16	16	16	16	16	15
Verteilernetzbetreiber	703	703	702	704	699	699
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	682	676	674	675	670	670
davon VNB mit weniger als 15.000 angeschlossenen Kunden ^[1]	534	534	532	532	532	525

[1] Angaben basierend auf den Angaben der Verteilernetzbetreiber

Tabelle 54: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland – Stand 4. November 2025

Gas: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge (Stand 31.12.2024)

Anzahl und Verteilung

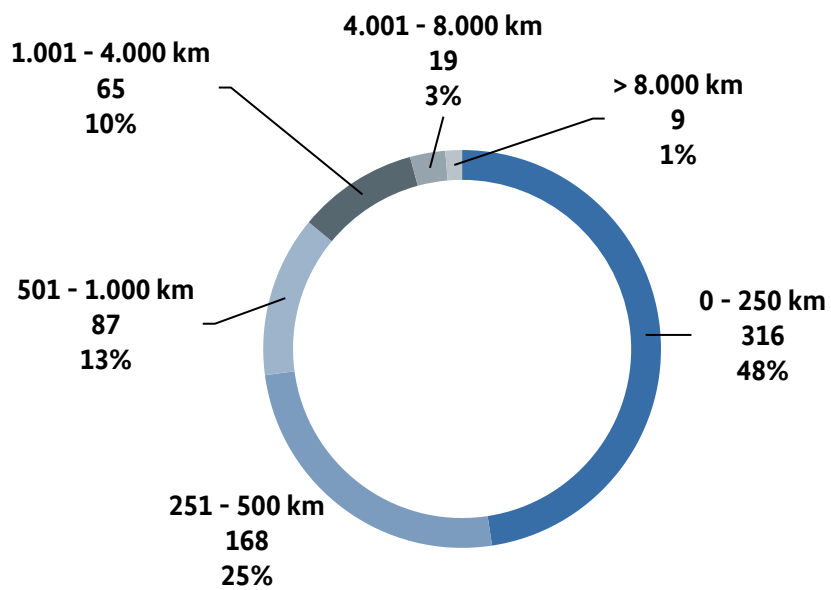


Abbildung 126: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Angaben der meldenden VNB Gas – Stand 31. Dezember 2024

Gas: Netzstrukturdaten 2024

	FNB	VNB^[1]	Gesamtsumme FNB und VNB
Netzbetreiber (Anzahl)	15	661	676
Netzlänge (in Tsd. km)	43,5	561,5	605,0
davon ≤ 0,1 bar	0,0	205,3	205,3
davon > 0,1 – 1 bar	0,0	275,7	275,7
davon > 1 – 5 bar	0,1	29,8	29,9
davon > 5 – 16 bar	2,9	29,8	32,7
davon > 16 bar	40,5	20,9	61,4
Ausspeisepunkte Gesamt (in Tsd.)	3,5	11.064,2	11.067,7
davon ≤ 0,1 bar	0,0	6.001,3	6.001,3
davon > 0,1 – 1 bar	0,0	4.839,2	4.839,2
davon > 1 – 5 bar	0,1	212,7	212,8
davon > 5 – 16 bar	1,2	8,7	9,9
davon > 16 bar	2,2	2,3	4,5
Marktllokationen von Letztverbrauchern (in Tsd.)	0,5	14.381,3	14.381,8
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	0,5	1.550,4	1.550,9
davon Haushaltskunden	0,0	12.830,9	12.830,9

[1] Die Auswertung beruht auf Angaben von 664 Netzbetreibern

Tabelle 55: Netzstrukturdaten 2024 gemäß Angaben der FNB und VNB Gas, Stand 31. Dezember 2024

Gas: Marktllokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene (Stand 31.12.2024)

Anzahl in Mio.

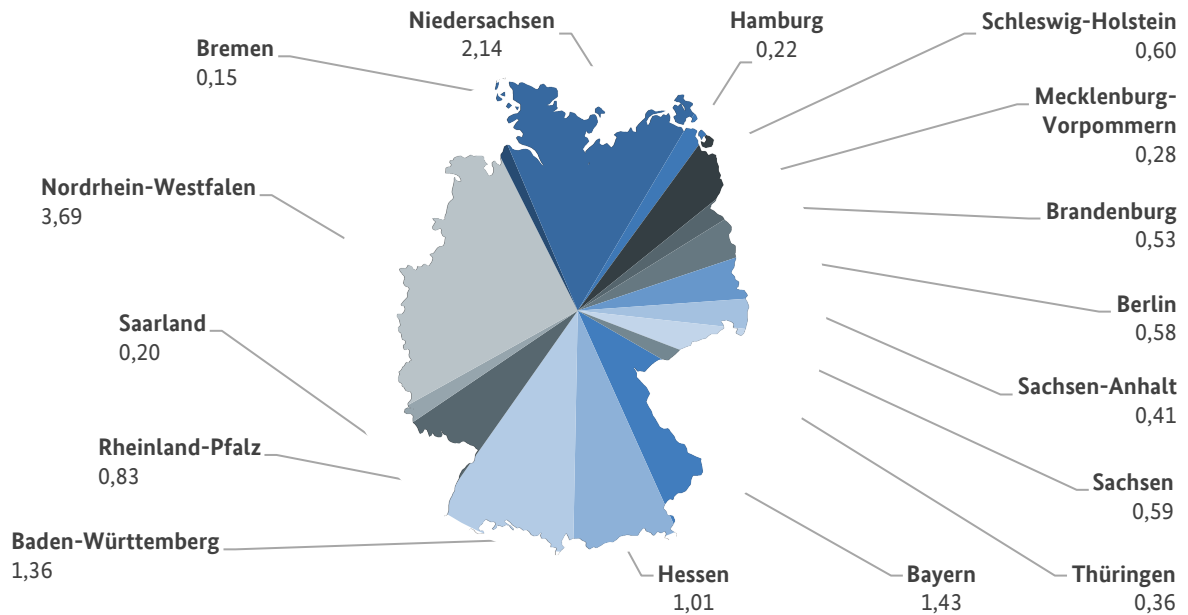


Abbildung 127: Marktllokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2024

Gas: Marktllokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene (Stand 31.12.2024)

Anzahl

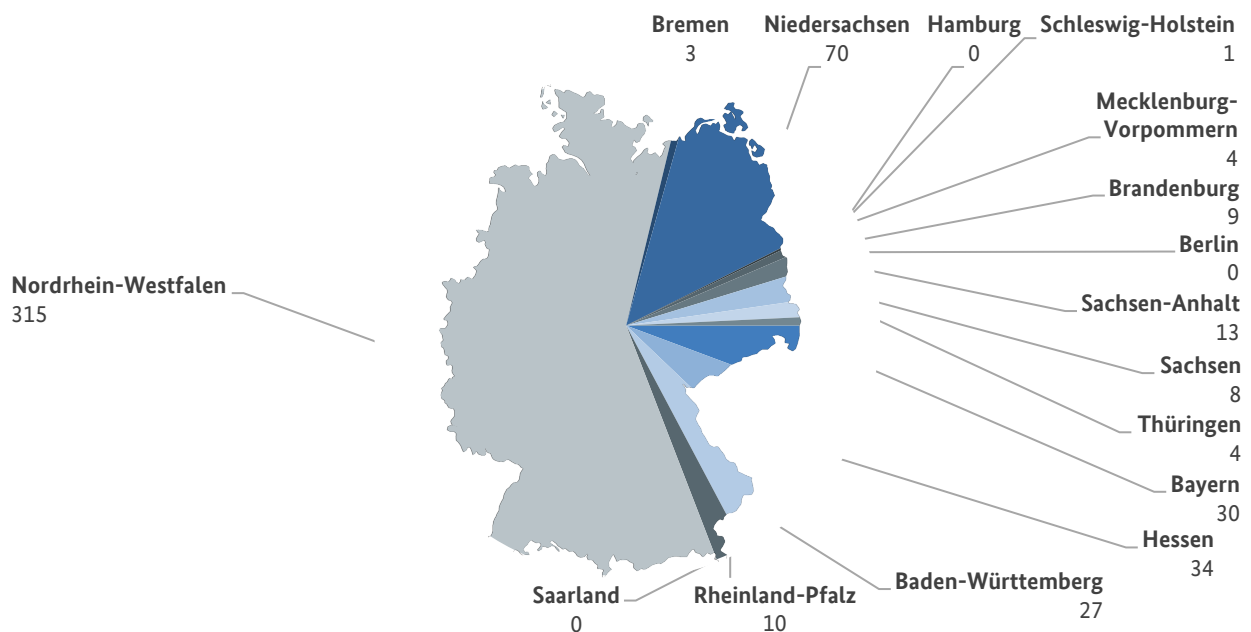


Abbildung 128: Marktllokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene gemäß Angaben der FNB Gas – Stand 31. Dezember 2024

Gas: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlaktionen (Stand 31.12.2024)

Anzahl und Verteilung

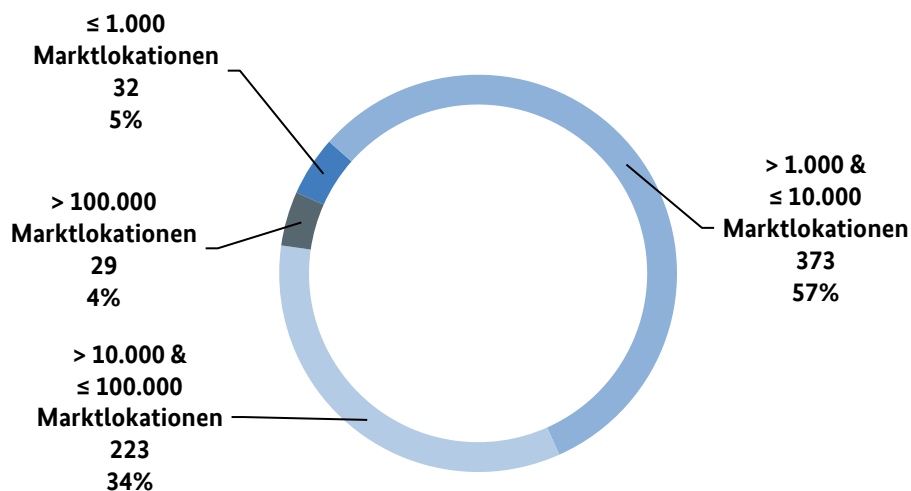


Abbildung 129: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlaktionen gemäß Angaben der meldenden VNB Gas – Stand 31. Dezember 2024

2. Netzausbau - Netzentwicklungsplan Gas

Im Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2022 - 2032 werden Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ermittelt, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Inhaltlich liegt der Fokus des NEP Gas 2022-2032 zum einen auf Ausbauforderungen, die sich durch den Anschluss von Gaskraftwerken – hier besteht eine Schnittstelle zum Elektrizitätsmarkt –, Gasspeichern und Industriekunden stellen. Des Weiteren betrachtet er Verbindungen des deutschen Fernleitungsnetzes mit denen der europäischen Nachbarstaaten und den Kapazitätsbedarf in den nachgelagerten Netzen. Zum anderen liegt der Fokus seit dem NEP Gas 2020-2030 auch auf der Ermittlung von Erdgasleitungen, welche für den künftigen Transport von Wasserstoff umgestellt werden könnten. Zu den bestätigten Maßnahmen gehören daher auch Projekte, die die Herausnahme von Leitungen bzw. Gasdruckregel- und Messanlagen aus dem Erdgasnetz zur Umstellung auf Wasserstoff betreffen. Dadurch wird der zügige Aufbau eines Wasserstoffnetzes ermöglicht, sofern Leitungen nicht mehr für den Transport von Erdgas benötigt werden. Im NEP werden Gasleitungen ausgewiesen, die aus dem Erdgasnetz herausgenommen werden können und für eine Umstellung auf Wasserstoff in Betracht kommen. § 113b EnWG ermöglicht dabei, dass in geringfügigem Umfang auch der Bau neuer Erdgasinfrastruktur erfolgen darf.

Die Bundesnetzagentur hatte am 20.01.2022 den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 mit Änderungen bestätigt. Der Entwurf zum Netzentwicklungsplan sollte ursprünglich am 01.07.2022

der BNetzA vorgelegt werden. Der Angriffskrieg auf die Ukraine am 24. Februar 2022 hat die gaswirtschaftlichen Rahmenbedingungen jedoch so grundlegend verändert, dass die im Januar bestätigten Annahmen keine realistische Prognosegrundlage mehr darstellten. Um diese Entwicklungen und deren Auswirkungen auf den erforderlichen Netzausbau in einem ersten Schritt möglichst gut abzubilden, hatte die Bundesnetzagentur kurzfristig die Modellierung von drei weiteren LNG-Versorgungssicherheitsvarianten, die den teilweisen Ersatz russischer Erdgasmengen zum Gegenstand hatten, mit den Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmt. Die Ergebnisse dieser Modellierung haben die Fernleitungsnetzbetreiber mit einem Zwischenbericht am 6. Juli 2022 veröffentlicht.

Um den Infrastrukturausbau zum vollständigen Ersatz russischer Importe im Sinne der Versorgungssicherheit möglichst schnell voranzutreiben, haben die Bundesnetzagentur und die Fernleitungsnetzbetreiber sodann entschieden, den ursprünglichen Szenariorahmen anzupassen, um eine stärkere Diversifizierung der Gasquellen insbesondere durch LNG und zusätzliche Einspeisungen an westlichen Grenzübergangspunkten sowie eine Anpassung der Bedarfsprognosen (Verbrauchsreduktion) noch im NEP Gas 2022-2032 berücksichtigen zu können. Dazu hat die Bundesnetzagentur am 11. November 2022 die Bestätigung des Szenariorahmens teilweise widerrufen und die ursprüngliche Bestätigung vom 20. Januar 2022 des von den Fernleitungsnetzbetreibern eingereichten Szenariorahmens um drei weitere Modellierungsvarianten (Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus) ergänzt.

Auf dieser Grundlage haben die FNB der Bundesnetzagentur am 31. März 2023 den Entwurf des NEP Gas 2022-2032 vorgelegt. Der Ausbauvorschlag der FNB umfasst insgesamt 140 Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von ca. 4,4 Mrd. Euro. Die im Vergleich zum vorherigen NEP Gas zusätzlich vorgeschlagenen Maßnahmen stehen, aufgrund des Wegfalls russischer Erdgasmengen, größtenteils im Zusammenhang mit der veränderten Flusssituation im Fernleitungsnetz. Eine maßgebliche Rolle spielen vor diesem Hintergrund und der langfristigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit die Netzausbaumaßnahmen für den künftigen Abtransport von LNG-Mengen. Daneben sind weitere Ausbaumaßnahmen für künftige Bedarfe von Gaskraftwerken und die L-/H-Gas-Umstellung erforderlich.

Die Bundesnetzagentur hat am 21. Dezember 2023 das Änderungsverlangen zum NEP Gas 2022-2032 erlassen. Mit dem Änderungsverlangen bestätigt die Bundesnetzagentur 133 der von den FNB vorgeschlagenen Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von ca. 4,1 Mrd. Euro. Die bestätigten Maßnahmen umfassen insgesamt einen Leitungszubau von 925 km und einen Verdichterbau in Höhe von 149 MW im Fernleitungsnetz. Nach Bekanntgabe des Änderungsverlangens haben die FNB die geforderten Änderungen zum 20. März 2024 im finalen Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 umgesetzt.

Um den Weg für eine zügige Umstellungsmöglichkeit von Erdgasleitungen auf Wasserstoff vorzubereiten, werden im Änderungsverlangen in geringfügigem Umfang auch Ausbaumaßnahmen bestätigt, die notwendig sind, um perspektivisch Erdgasleitungen auf eine Wasserstoffnutzung umstellen zu können (erdgasverstärkende Maßnahmen). Reine Wasserstoffnetzinfrastrukturen fallen nicht unter den Anwendungsbereich des §

15a EnWG in der seinerzeit geltenden Fassung und sind damit nicht Bestandteil der bestätigten Netzausbaumaßnahmen. Die Bundesnetzagentur knüpft die Umsetzung der erdgasverstärkenden Maßnahmen an die Bedingung, dass die Umstellung der Leitungen, aufgrund derer die erdgasverstärkenden Maßnahmen notwendig werden, ausreichend konkret gesichert ist und auch im Hinblick auf das zukünftige Wasserstoff-Kernnetz erforderlich bleibt.

Die Entwicklung eines Wasserstofftransportnetzes rückt immer stärker in den Fokus. So wurde im Oktober 2024 das Wasserstoff-Kernnetz durch die Bundesnetzagentur genehmigt. Das Wasserstoff-Kernnetz ist der Grundpfeiler für den Hochlauf der Wasserstoff-Wirtschaft in Deutschland und bildet die Basis für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur. Ziel des Kernnetzes ist es, Erzeugungs- und Verbrauchszentren sowie Speicher und Importpunkte miteinander zu verbinden. Alle Bundesländer sollen durch das Kernnetz angebunden werden.

Aufgrund der Novellierung des EnWG (u.a. der §§ 15a-15e) haben die Betreiber von Fernleitungsnetzen und die regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen ab dem Jahr 2025 und dann alle zwei Jahre, einen nationalen Netzentwicklungsplan für das Fernleitungs- und Wasserstofftransportnetz (Integrierter Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff) zu erstellen.

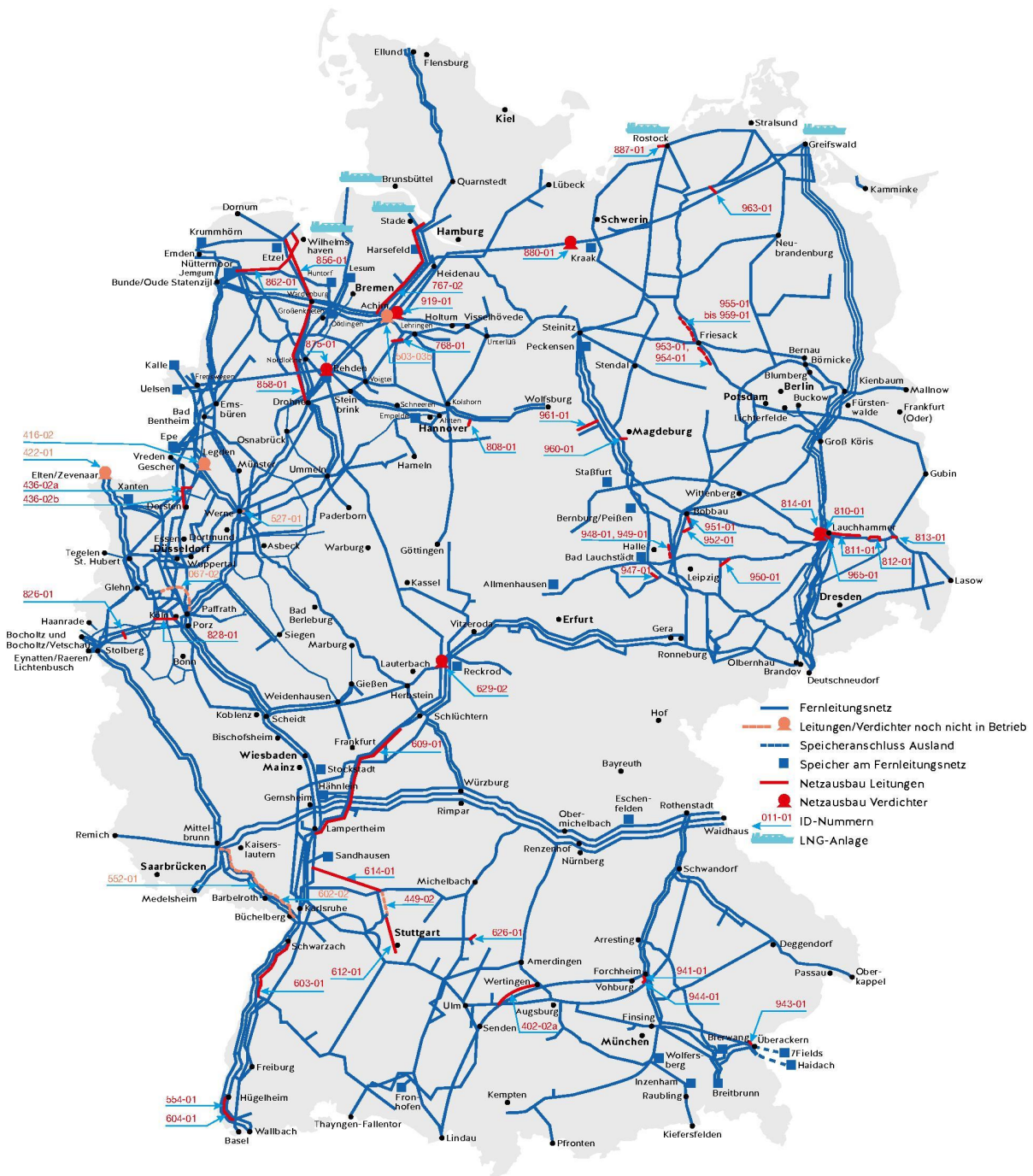


Abbildung 130: Netzausbaumaßnahmen bis Ende 2032 laut Kap. 10 des NEP Gas 2022-2032 vom 20.03.2024 gemäß Änderungsverlangen der BNetzA

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 Managements, 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.

**Gas: Investitionen und Aufwendungen -
Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber**
in Mio. Euro

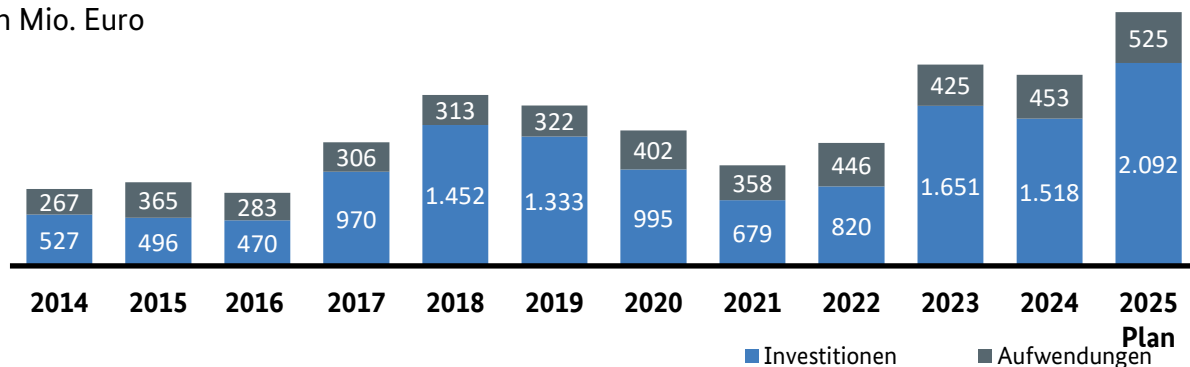


Abbildung 131: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber

**Gas: Investitionen und Aufwendungen -
Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber**
in Mio. Euro

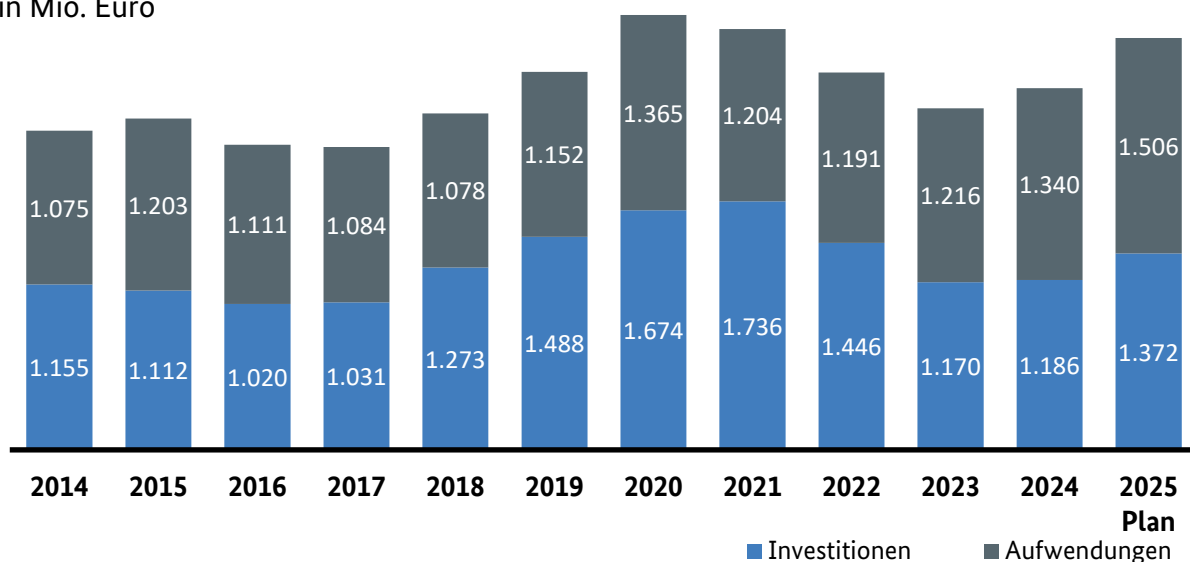


Abbildung 132: Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Gas

Gas: Aufteilung der Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen in 2024

Anzahl und Verteilung

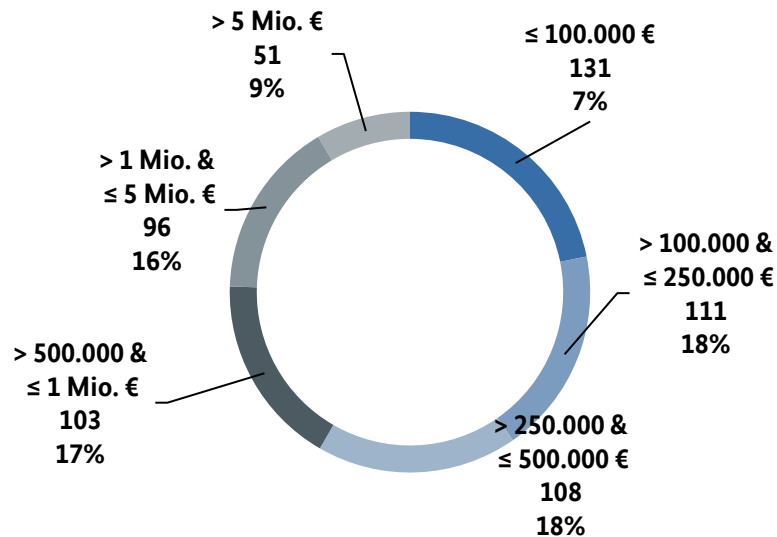


Abbildung 133: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2024

Gas: Aufteilung der Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen in 2024

Anzahl und Verteilung

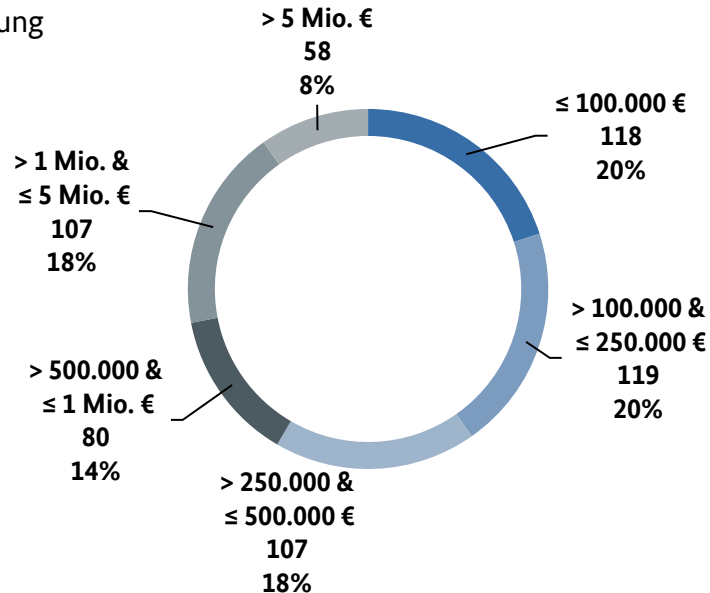


Abbildung 134: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2024

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 ange-

botenen 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 (Kapazitätsproduktstandardisierung, „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 Betrachtungszeitraum wurde es dagegen noch angeboten und wird daher in den folgenden Auswertungen berücksichtig.

sichtigt. 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.

Gas: Angebot von Ein- und Ausspeisekapazitäten im GWJ 2023/2024 THE in GWh/h

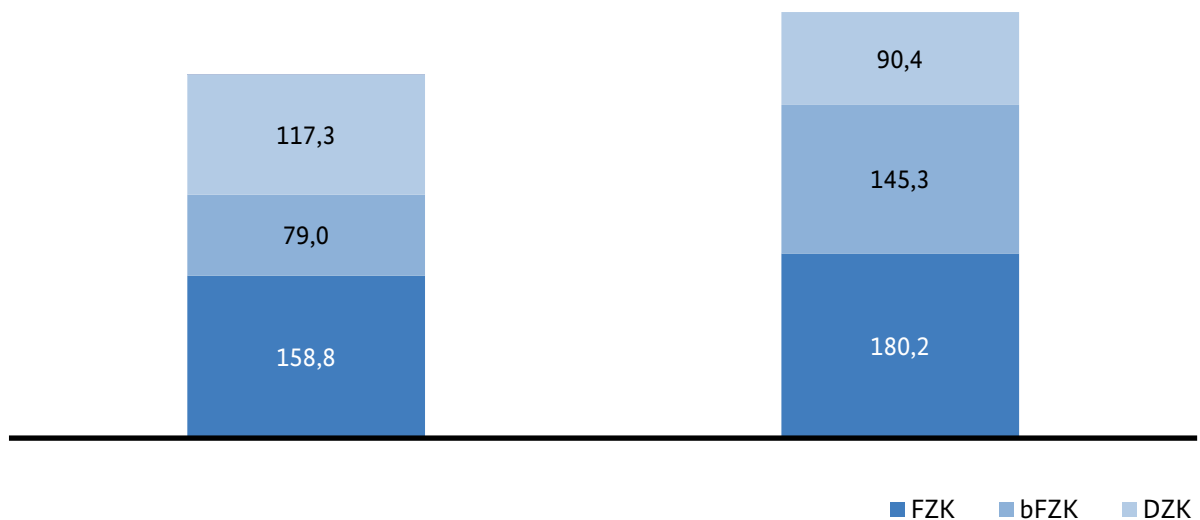


Abbildung 135: Angebot von Ein- und Ausspeisekapazitäten im GWJ 2023/2024

**Gas: Nominierungen von Transportkunden an Ein- und Ausspeisepunkte
im GWJ 2023/2024**
in TWh/h

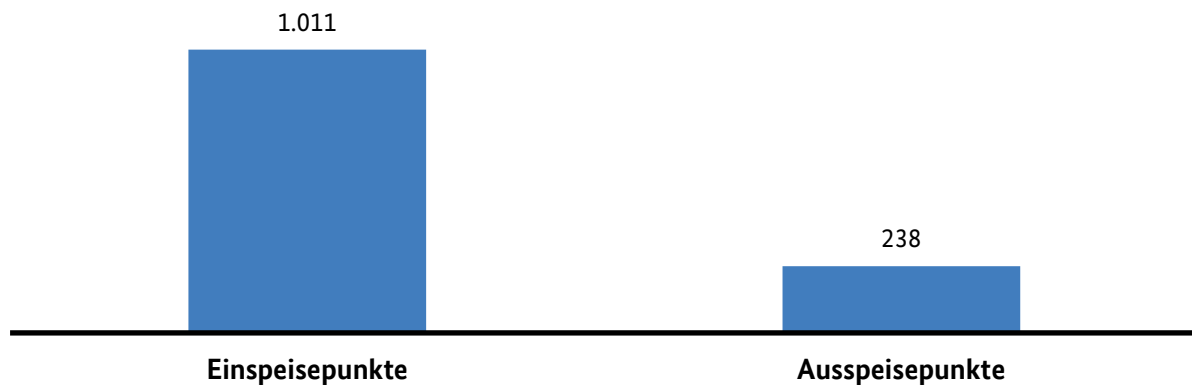


Abbildung 136: Buchung der nominierungspflichtigen Ein- und Ausspeisepunkte im GWJ 2023/2024

5. Versorgungsstörungen Gas

Die Bundesnetzagentur ermittelt jährlich den Durchschnittswert der Gas-Versorgungsunterbrechungen für alle Letztverbraucher in Deutschland (SAIDI: System Average Interruption Duration Index). In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die zurückzuführen sind auf Einwirkungen durch Dritte, Störungen im Bereich des Netzbetreibers, Rückwirkungen aus anderen Netzen oder sonstige Störungen.

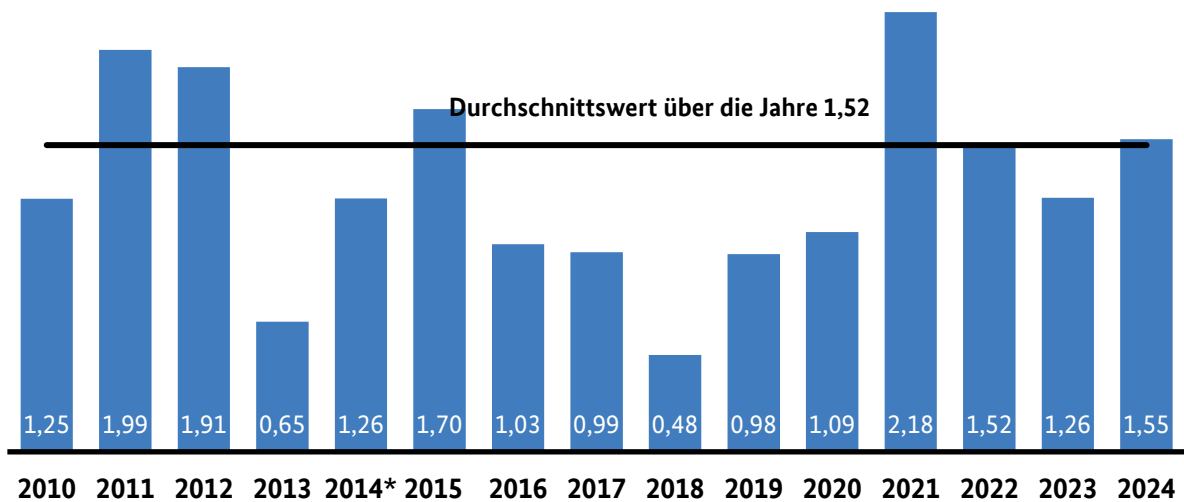
Gas: SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2024

Druckstufe	Spezifischer SAIDI	Anmerkungen
≤ 100mbar	1,31 min/Jahr	Haushalts- u. Kleinverbraucher
> 100mbar	0,24 min/Jahr	Großverbraucher, Gaskraftwerke
> 100mbar	0,00 min/Jahr	nachgelagerte Netzbetreiber (nicht Teil des SAIDI)
druckstufenunabhängig	1,55 min/Jahr	SAIDI-Wert über alle Letztverbraucher

Tabelle 56: Versorgungsunterbrechungen im Jahr 2024

Gas: Zeitablauf des SAIDI-Wertes

in min/Jahr



*Unfall nicht berücksichtigt, weil keine Auswirkung auf Tarifkunden gegeben war.

Abbildung 137: Zeitablauf des SAIDI-Werts

Gas: SAIDI nach Bundesländern 2024 in Minuten

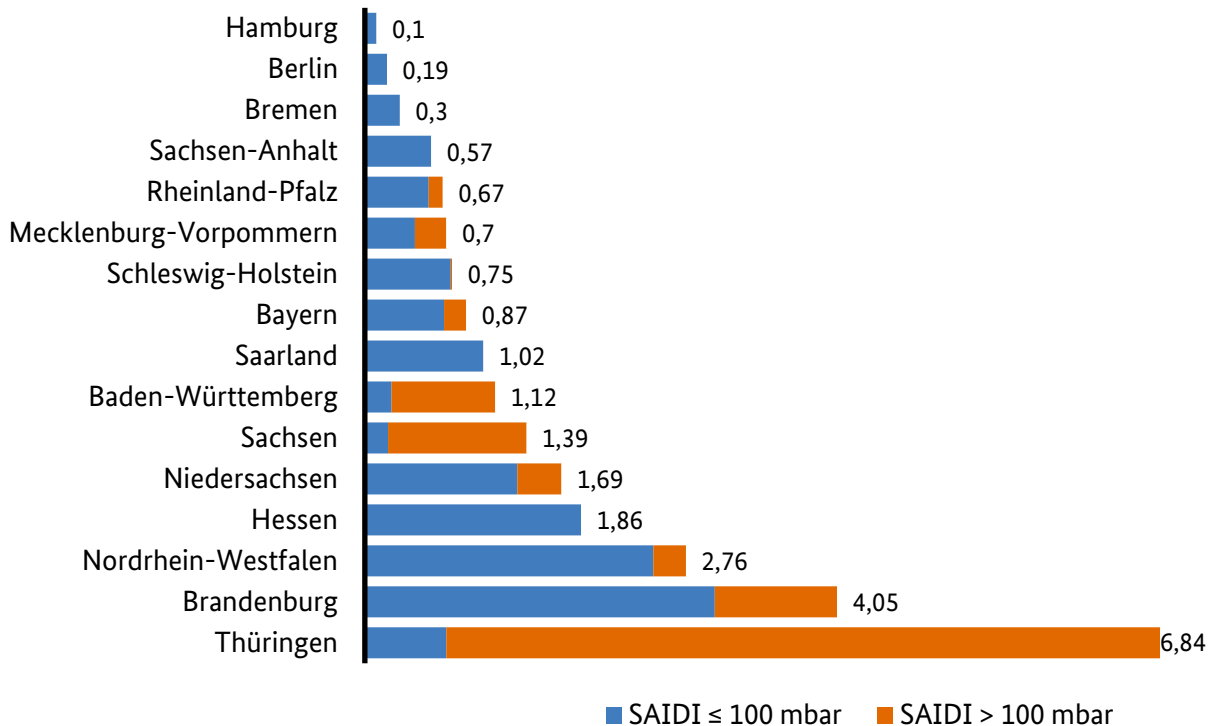


Abbildung 138: SAIDI Gas - Aufteilung nach Bundesländern

6. 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 Basisjahr⁷⁰ erfolgt die Bestimmung der Erlösobergrenzen unter Anwendung verschiedener Regulierungsfaktoren

⁷⁰ Das Basisjahr ist das Geschäftsjahr, das drei Jahre vor Beginn einer Regulierungsperiode liegt.

(z. B. sektorale Produktivitätsentwicklung, Verbraucherpreisindex, individuelle Effizienzvorgaben, Kapitalkostenabzug wegen zwischenzeitlich abgeschriebener Anlagen sowie Kapitalkostenaufschlag für neu getätigte Investitionen etc.). Die Netzkosten werden hierfür in unterschiedliche Kostenanteile aufgeteilt. Hervorzuheben sind dabei die so- genannten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, die nicht den Instrumenten der Anreizregulierung unterliegen. Als solche gelten auf Fernleitungsebene 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.

Gas: Entwicklung der Netzentgelte in ct/kWh

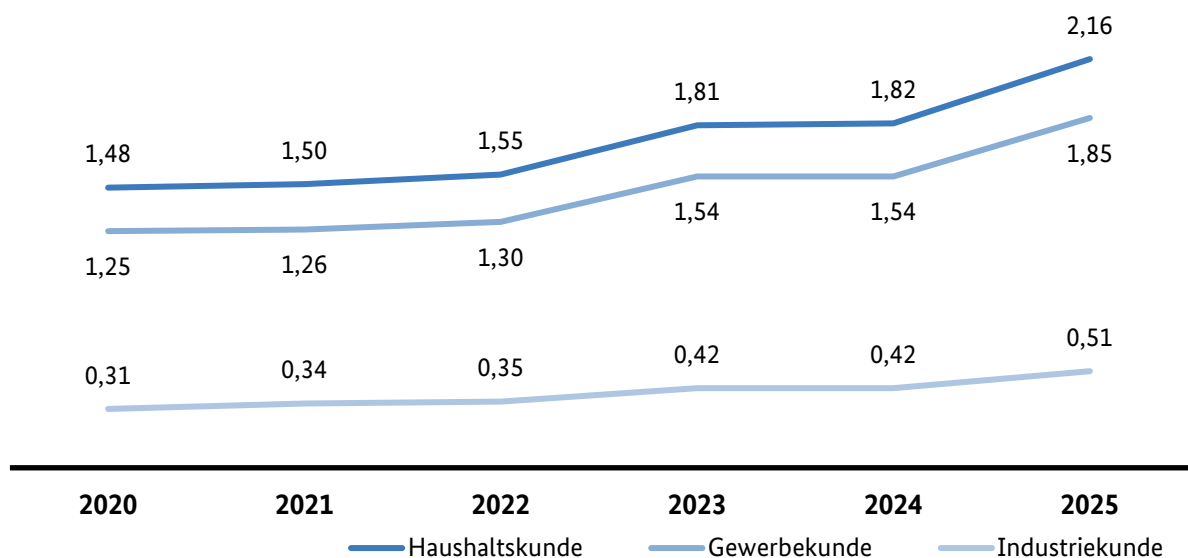


Abbildung 139: Entwicklung der Netzentgelte Gas gemäß Angaben der Verteilernetzbetreiber

Gas: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2025
in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert ^[1]	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Bremen	2,67	2,53	2,82	2
Sachsen-Anhalt	2,45	1,44	3,45	28
Sachsen	2,41	1,38	4,01	37
Saarland	2,38	1,74	3,06	16
Brandenburg	2,36	1,35	4,58	29
Baden-Württemberg	2,25	1,35	5,33	105
Thüringen	2,19	1,45	3,06	30
Mecklenburg-Vorpommern	2,18	1,36	3,27	22
Rheinland-Pfalz	2,12	1,40	3,08	34
Schleswig-Holstein	2,11	1,36	3,24	43
Bayern	2,03	1,15	3,72	104
Nordrhein-Westfalen	2,02	1,02	3,24	116
Hessen	2,00	1,35	2,73	45
Niedersachsen	1,94	1,12	3,14	65
Berlin	1,79	1,79	1,79	1
Hamburg	1,67	1,67	1,67	1

[1] Als Gewichtunggrundlage wurde die Gasausspeisemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet

Tabelle 57: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2025 gemäß Angaben der VNB Gas



Bundesnetzagentur

Gas: Verteilung der Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2025

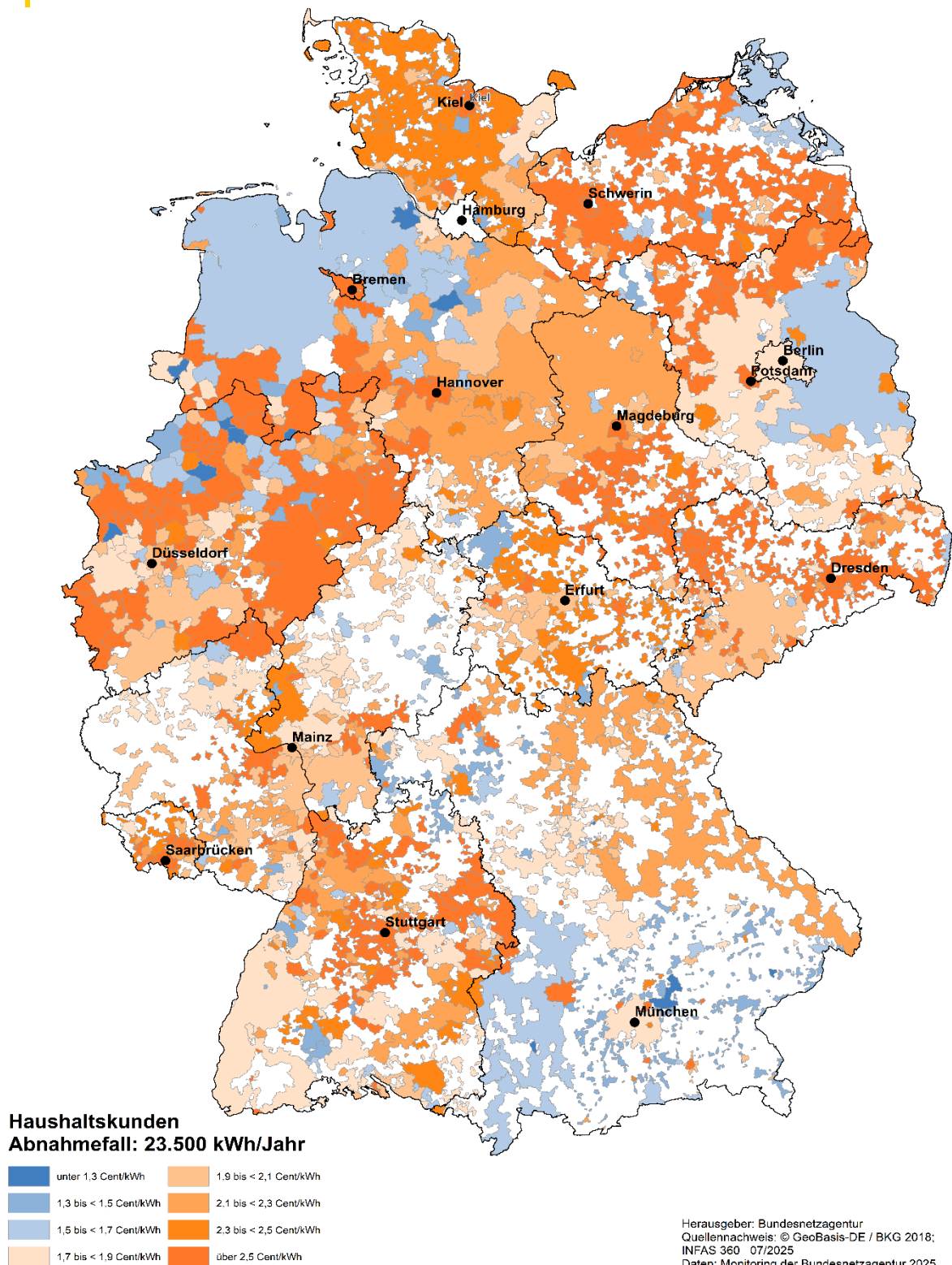


Abbildung 140: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ – Stand 1. Januar 2025 gemäß Angaben der VNB Gas

Gas: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2025
in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert ^[1]	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Sachsen-Anhalt	2,16	1,33	3,15	28
Saarland	2,10	1,53	2,84	16
Sachsen	2,09	1,22	3,70	37
Brandenburg	2,07	1,05	4,38	29
Baden-Württemberg	1,98	1,00	4,70	105
Thüringen	1,92	1,13	2,82	30
Rheinland-Pfalz	1,91	1,25	2,68	34
Mecklenburg-Vorpommern	1,90	1,16	2,87	22
Schleswig-Holstein	1,78	1,15	2,71	43
Bremen	1,77	1,71	1,83	2
Bayern	1,76	0,97	3,60	104
Hessen	1,73	1,15	2,57	45
Niedersachsen	1,72	0,97	2,93	65
Nordrhein-Westfalen	1,70	0,44	2,89	116
Berlin	1,55	1,55	1,55	1
Hamburg	1,42	1,42	1,42	1

[1] Als Gewichtunggrundlage wurde die Anzahl der Zählpunkte der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.

Tabelle 58: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2025 gemäß Angaben der VNB Gas



Bundesnetzagentur

Gas: Verteilung der Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2025

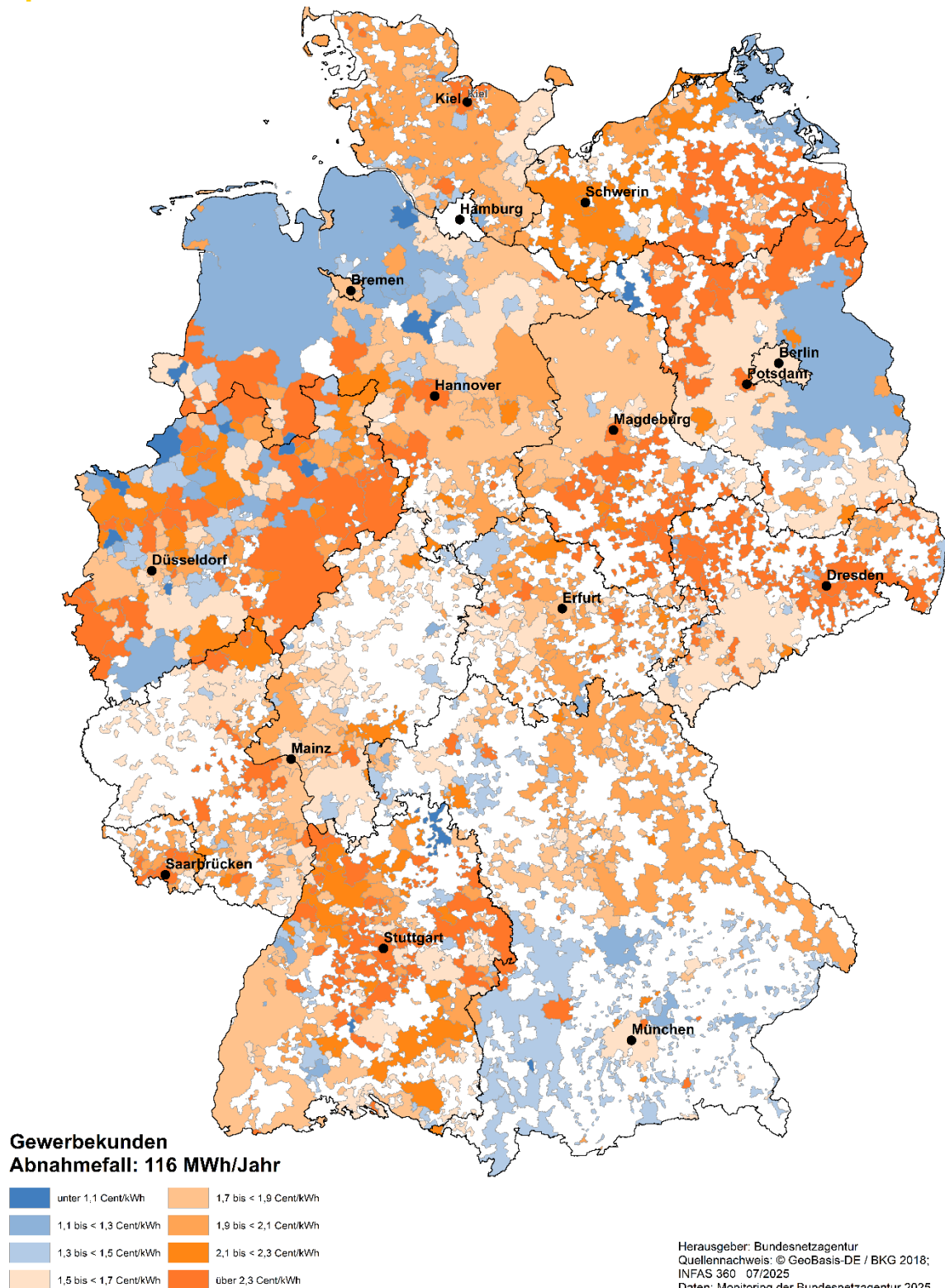


Abbildung 141: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2025 gemäß Angaben der VNB Gas

Gas: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2025 in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert ^[1]	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Thüringen	0,67	0,48	1,11	6
Saarland	0,63	0,37	1,07	6
Mecklenburg-Vorpommern	0,62	0,38	1,09	7
Baden-Württemberg	0,59	0,13	2,54	45
Sachsen-Anhalt	0,57	0,31	0,92	9
Sachsen	0,56	0,29	1,10	10
Schleswig-Holstein	0,55	0,31	0,93	10
Rheinland-Pfalz	0,54	0,32	0,88	12
Brandenburg	0,53	0,29	0,94	10
Niedersachsen	0,50	0,32	0,78	21
Bayern	0,49	0,23	0,76	27
Hessen	0,45	0,10	0,87	16
Berlin	0,42	0,42	0,42	1
Bremen	0,39	0,31	0,47	2
Nordrhein-Westfalen	0,38	0,16	1,23	49
Hamburg	0,33	0,33	0,33	1

[1] Als Gewichtunggrundlage wurde die Gasausspeisemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.

Tabelle 59: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2025 gemäß Angaben der VNB Gas



Bundesnetzagentur

Gas: Verteilung der Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2025

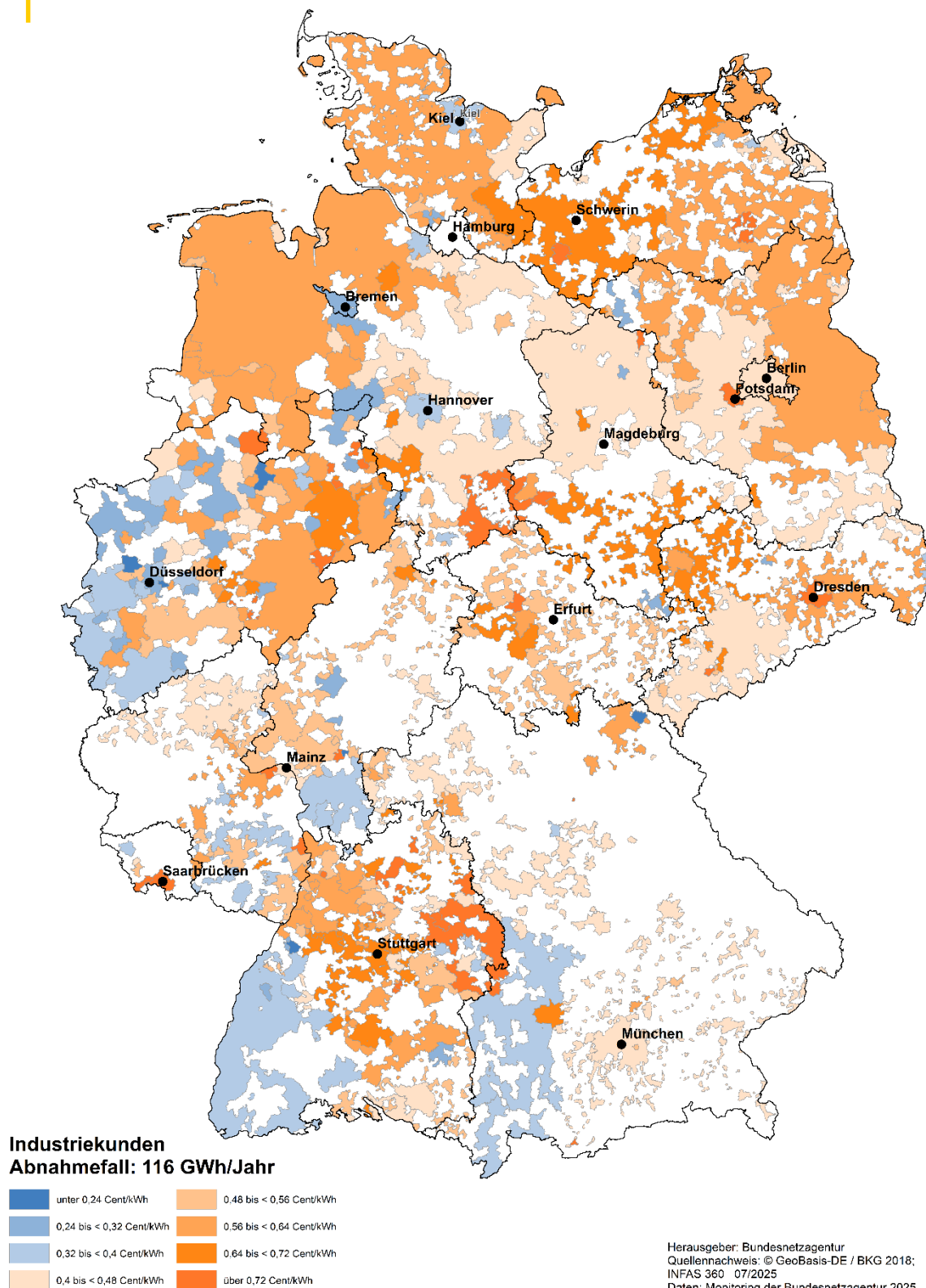


Abbildung 142: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2025 gemäß Angaben der VNB Gas

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.

Gas: Regelenergieeinsatz bei Trading Hub Europe (THE) in MWh

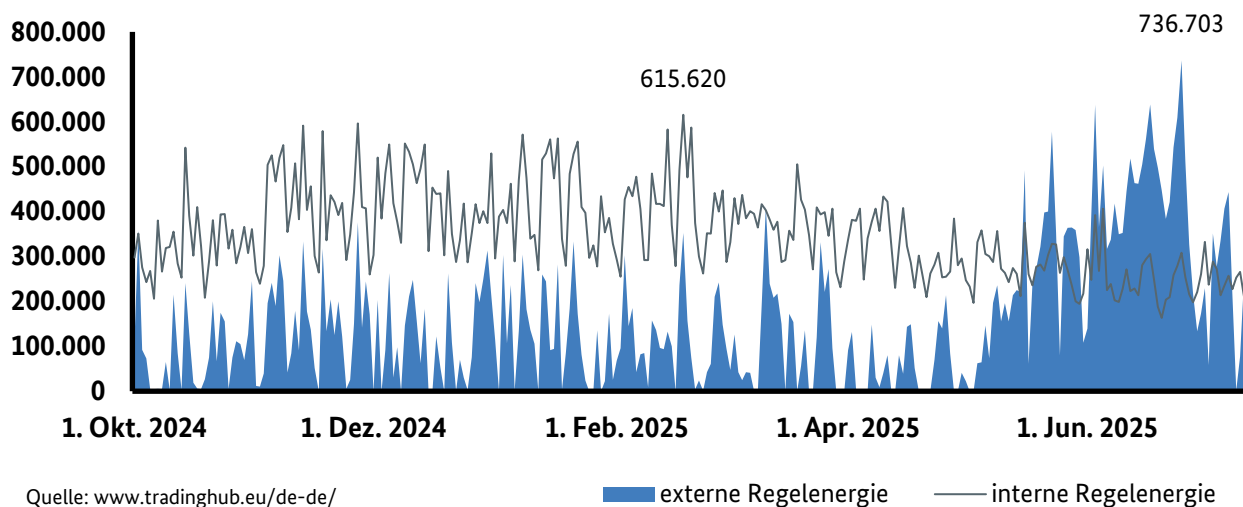
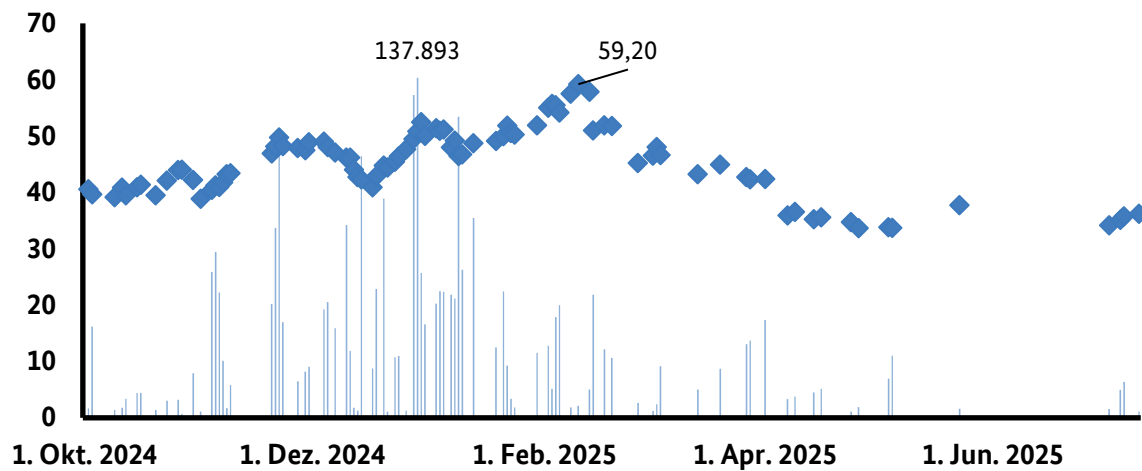


Abbildung 143: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2024 bei Trading Hub Europe (THE)

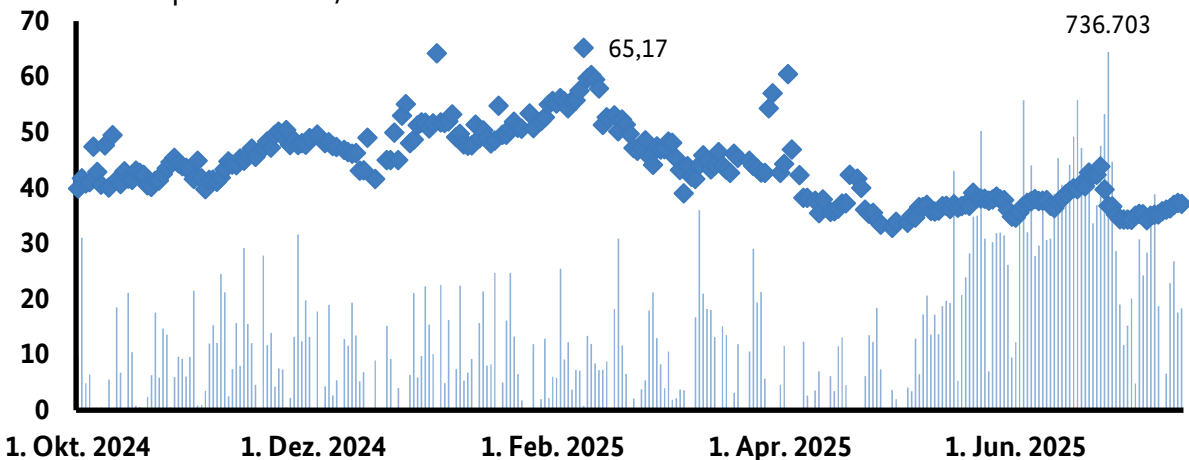
Gas: Externe Regelenergie MOL 1 Trading Hub Europe

Menge in MWh und Einkaufspreis in Euro/MWh

Quelle: www.tradinghub.eu/de-de/

■ Menge ◆ Einkaufspreis

Abbildung 144: Externe Regelenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2024 für MOL 1 im Marktgebiet Trading Hub Europe

Gas: Externe Regelenergie MOL 2 - Trading Hub Europe Menge in MWh und Einkaufspreis in Euro/MWhQuelle: www.tradinghub.eu/de-de/

■ Menge ◆ Einkaufspreis

Abbildung 145: Externe Regelenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2024 für MOL 2 im Marktgebiet Trading Hub Europe

Gas: Externe Regelennergie MOL 4 - Trading Hub Europe (THE)

Menge in MWh und Einkaufspreis in Euro/MWh

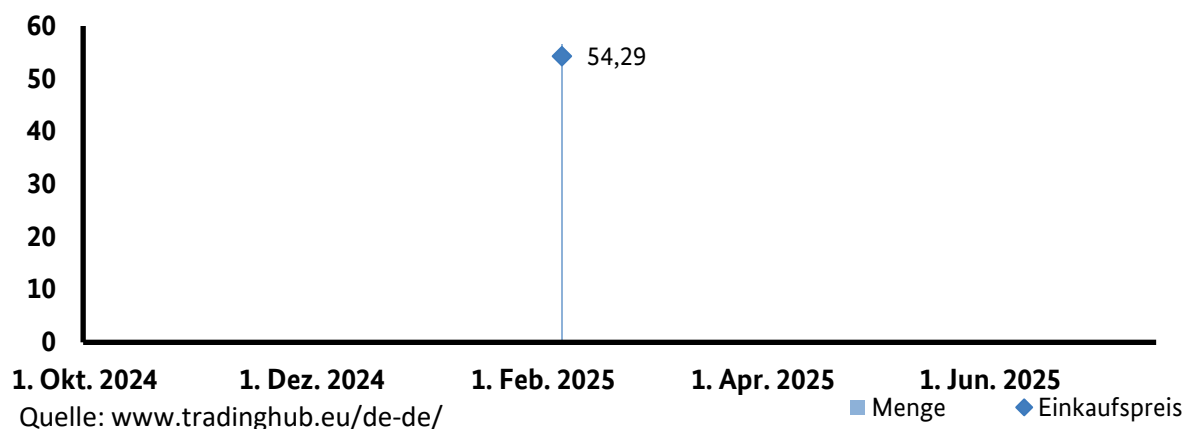


Abbildung 146: Externe Regelennergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2024 für MOL 4 im Trading Hub Europe

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 ermittelt und abgerechnet; 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 Regelennergiepreis (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 Regelennergie und dem mengengewichteten Gasdurchschnittspreis dieses Tages abzüglich eines Abschlags von zwei Prozent.

Die Merit-Order-Logik der externen Regelennergie (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.

Gas: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise - Trading Hub Europe (THE) in Euro/MWh

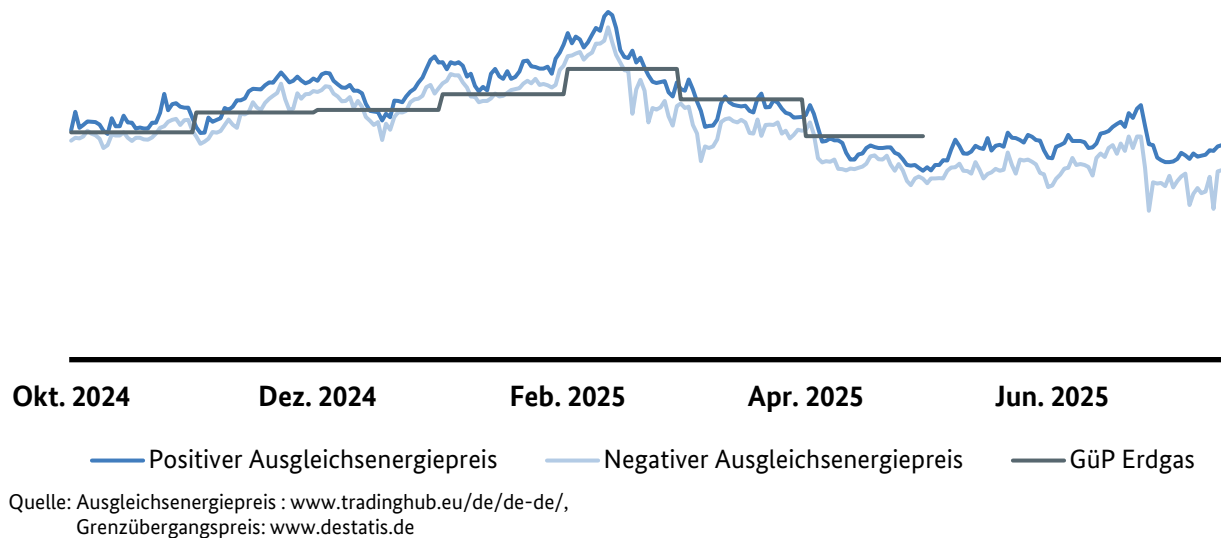
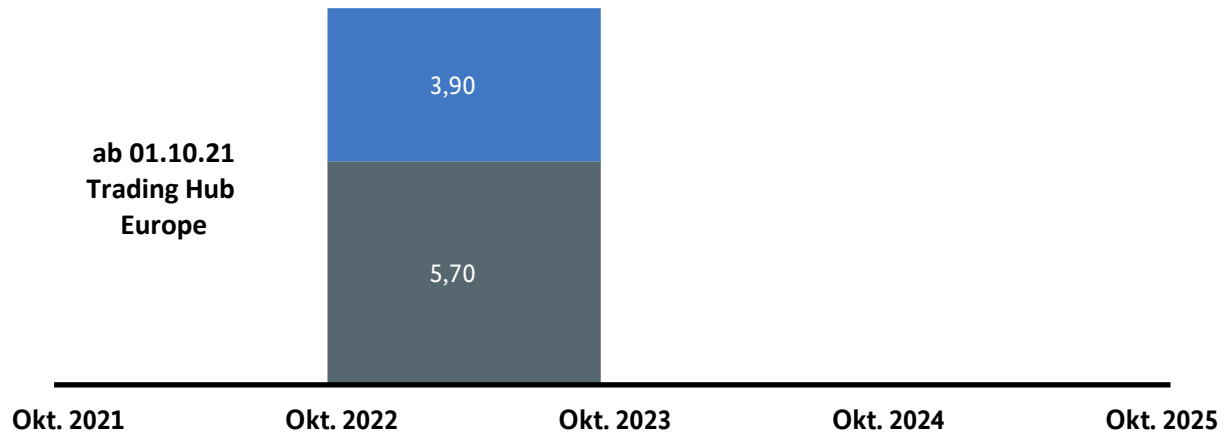


Abbildung 147: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise Trading Hub Europe ab 1. Oktober 2024

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.

Gas: THE Bilanzierungsumlage in Euro/MWh



Quelle: www.tradinghub.eu/de-de

■ RLM ■ SLP

Abbildung 148: 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 (z.B. „over the counter“ – OTC) abgewickelt. Ein Teil des außerbörslichen Großhandels wird aber bei den Börsen im Rahmen eines sogenannten OTC-Clearings registriert.⁷¹

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).

Zum 31. Dezember 2024 belief sich die gesamte Anzahl der Handelsteilnehmer am Börsenhandel Gas der EEX auf 293 Akteure im Vergleich zu 251 Akteuren im Jahr zuvor. Auf dem Spotmarkt stieg die Zahl der aktiven Teilnehmer⁷² für THE-Kontrakte je Handelstag im Jahresmittel um 6 Teilnehmer auf 96 Teilnehmer. Auf dem Terminmarkt wurden durchschnittlich 31 (Vorjahr 30) 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 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. calen-

⁷¹ 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.

⁷² Ein Teilnehmer gilt als aktiv an einem Handelstag, wenn jedenfalls eines seiner Gebote ausgeführt worden ist.

dars) handelbar. Marktteilnehmer nutzen den Terminmarkt im Allgemeinen zum Ausgleich kurzfristig auftretender Bedarfsdeckung und zur langfristigen Preisabsicherung. Im börslichen Gashandel ist 2024 eine Absenkung des Handelsvolumens im Spot- und Terminmarkt zu beobachten. Dabei behält das gehandelte Volumen auf den Terminmärkten im Vergleich zu dem Niveau vor dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine auf deutlich höherem Niveau.

Gas: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete
in TWh

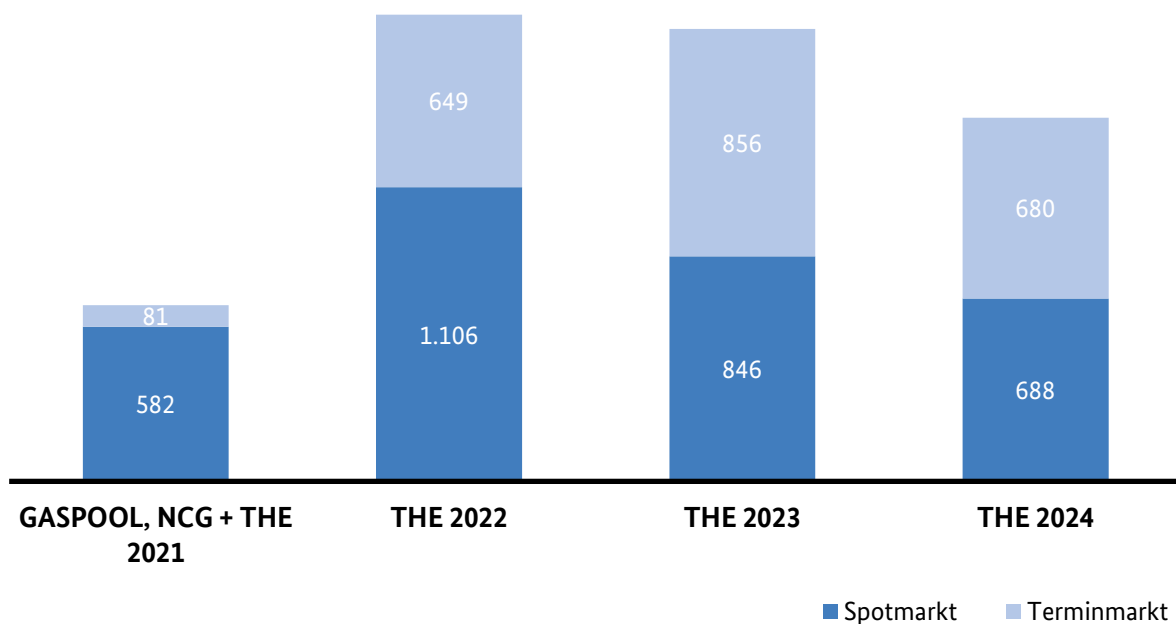


Abbildung 149: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete gemäß Angaben der Trading Hub Europe GmbH

Gas: Entwicklung der Spotmarkt-Gashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete
in TWh

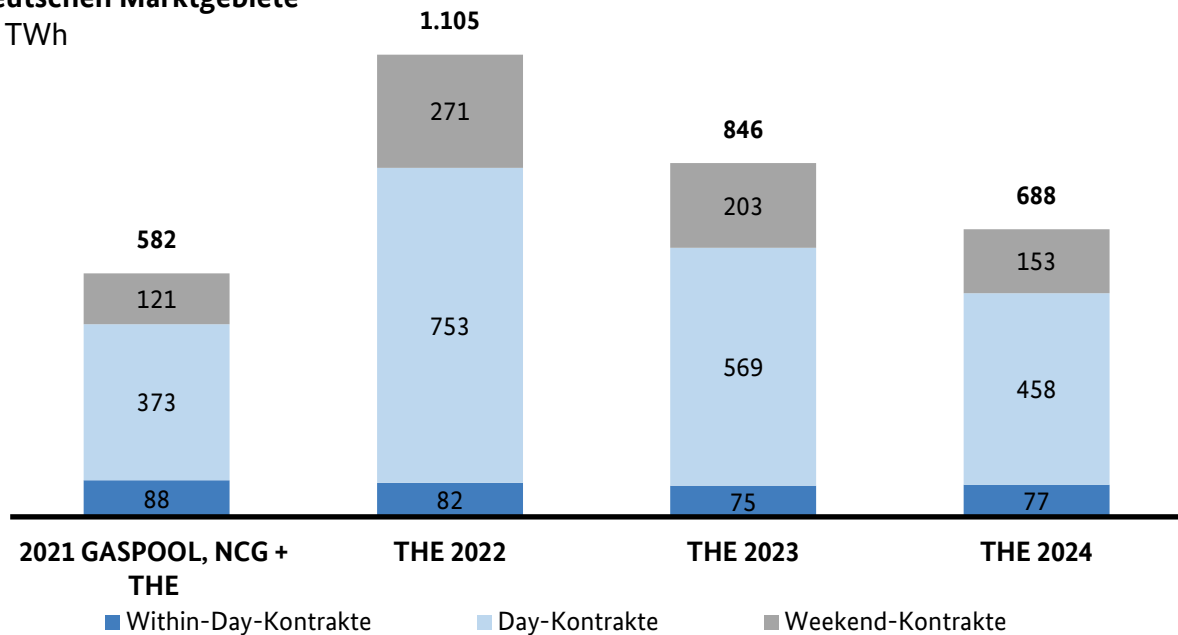


Abbildung 150: Gas: Entwicklung der Sportmarkt-Gashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete gemäß Angaben der European Energy Exchange AG

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 zu berücksichtigen. 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:

Gas: Entwicklung des EGSI in Euro/MWh

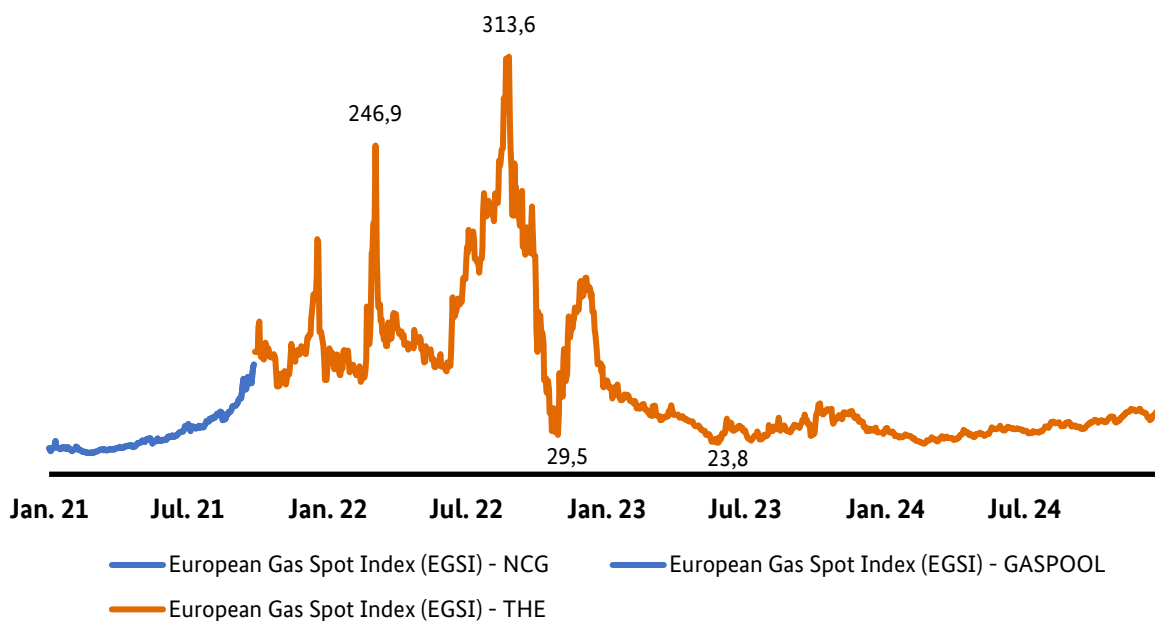


Abbildung 151: Entwicklung des EGSI im Vorjahresvergleich gemäß Angaben der befragten Handelsplätze

2. Außerbörslicher Großhandel

Ein erheblicher Teil des Großhandels mit Erdgas wird außerbörslich 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. Vermieden werden Aufwendungen für die Sicherheitsstellungen (Margins) der börslichen Zwischenhändler, die bei langfristigen Kontrakten einen ganz erheblichen Umfang annehmen können und entsprechende Kapitalkosten verursachen. Eine bedeutende Rolle spielt die Handelsvermittlung durch Brokerplattformen. Hier agiert der Broker als Vermittler; das Erfüllungsrisiko bleibt zwischen den Parteien.

Brokerplattformen

Die Inanspruchnahme eines Brokers kann die Kosten im Vergleich zum börslichen Handel reduzieren und die Realisierung größerer Transaktionen erleichtern. Gleichzeitig wird zum einen eine breitere Risikostreuung ermöglicht, da Broker als Dienstleister anbieten, das von ihnen vermittelte Handelsgeschäft zum Clearing an der Börse registrieren zu lassen. Zum anderen beinhaltet das Clearing das sogenannte Cross-Margining, womit die Sicherheitsstellung an die Nettoposition angepasst wird. Hiermit wird das Kontrahentenausfallrisiko der Parteien abgesichert. 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 2024 nach Erfüllungszeitraum
in TWh

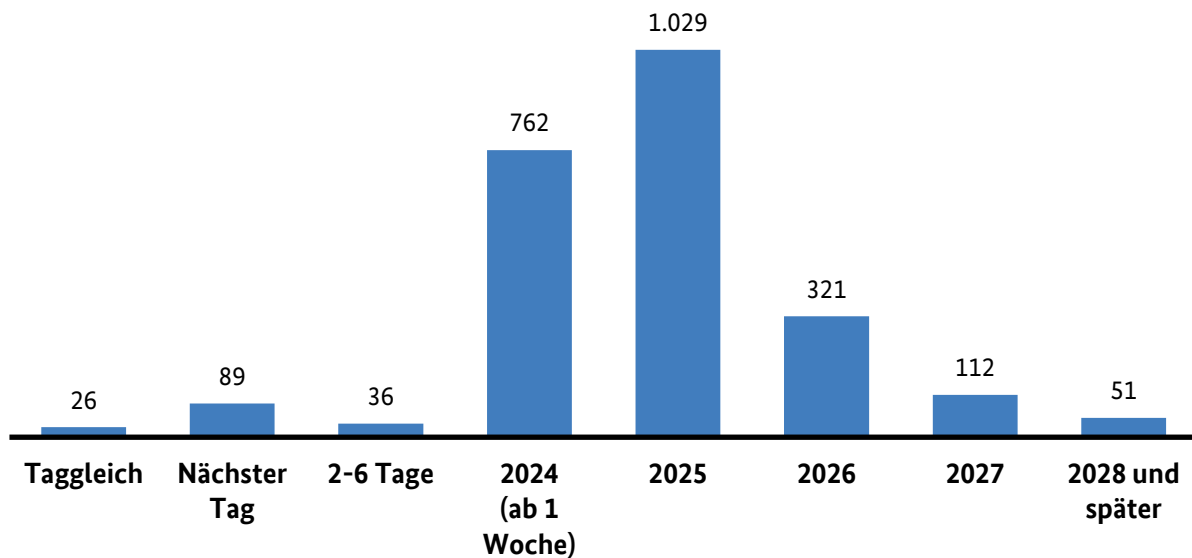
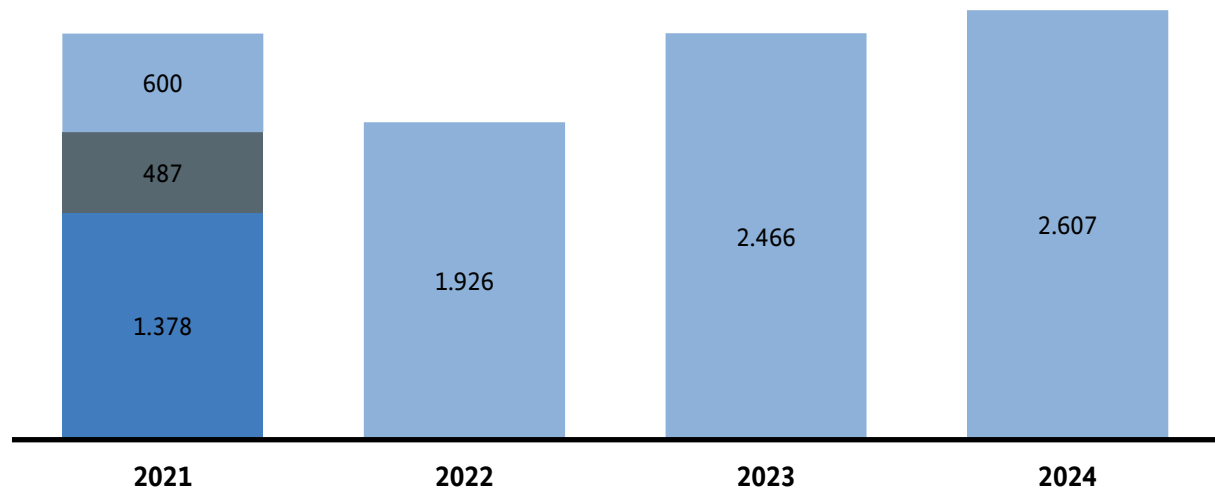


Abbildung 152: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über Brokerplattformen im Jahr 2024 nach Erfüllungszeitraum gemäß Angaben der befragten Brokerplattformen

Die von der London Energy Brokers' Association (LEBA)⁷³ veröffentlichten Daten zum brokervermittelten Erdgashandel weisen eine Zunahme des Gas-Handelsvolumens im Jahr 2024 aus. Auf alle in der LEBA organisierten Brokerplattformen entfielen im Jahr 2024 für das deutsche Marktgebiet insgesamt 2.258 TWh (Vorjahr 1.999 TWh), was nach einem Anstieg aus dem Vorjahr in Höhe von 28 Prozent einem erneuten Anstieg um ca. 13 Prozent entspricht.

⁷³ 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

■ NetConnect Germany ■ GASPOOL ■ THE

Abbildung 153: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für die deutschen Marktgebiete gemäß öffentlicher Berichte der LEBA

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 steigenden Nominierungsmengen nieder. Da aber nur der Handelssaldo zwischen Parteien – bei Börsengeschäften also Marktteilnehmer auf der einen und Börse auf der anderen Seite – nominiert wird, bewegt sich das Nominierungsvolumen langsamer als das Handelsvolumen. Außerdem 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 auch im Jahr 2024 wieder eine kontinuierlich fallende Entwicklung, sowohl bei H- als auch bei L-Gas.

Gas: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den virtuellen Handelspunkten
in TWh

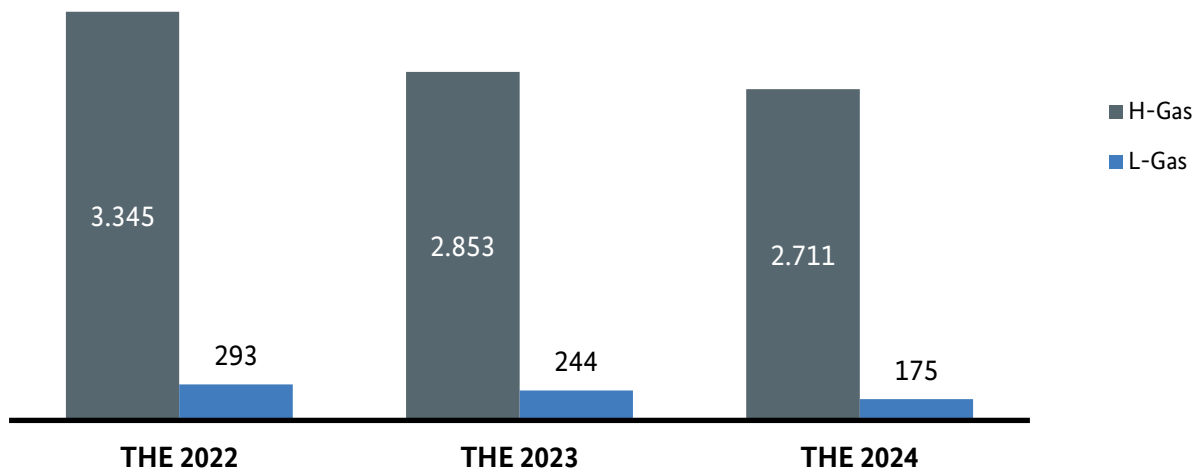


Abbildung 154: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten gemäß Angaben der Trading Hub Europe GmbH

Gas: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2024
in TWh

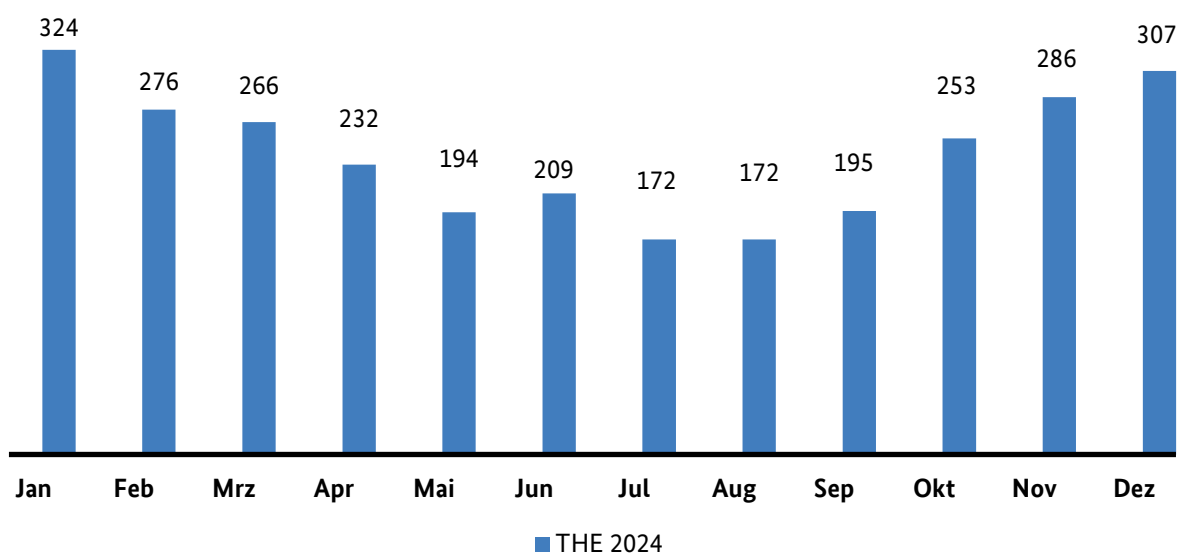


Abbildung 155: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten gemäß Angaben der Trading Hub Europe GmbH

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 über 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 Marktlifikationen beliefern (Stand 31.12.2024)

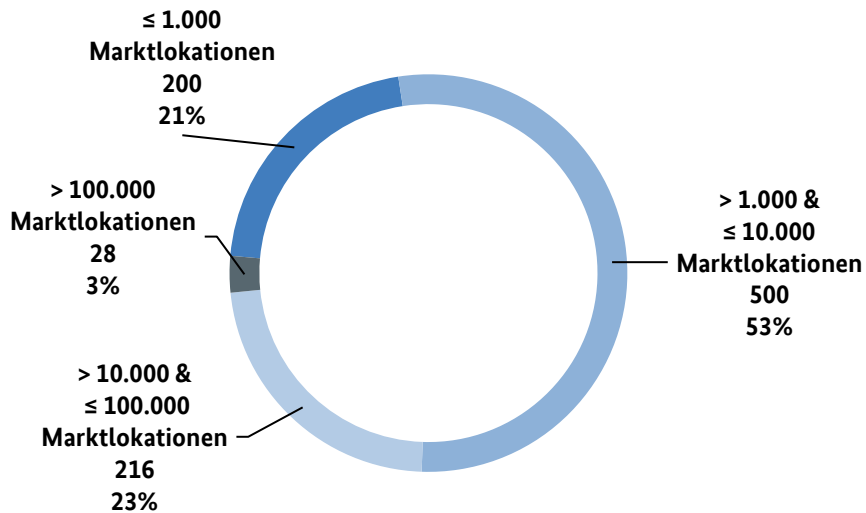


Abbildung 156: Anzahl und Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlifikationen beliefern – Stand 31. Dezember 2024

Gas: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellten Gruppen von Lieferanten tätig sind
in Prozent; Belieferung von Haushaltskunden; nach Angaben der VNB Gas

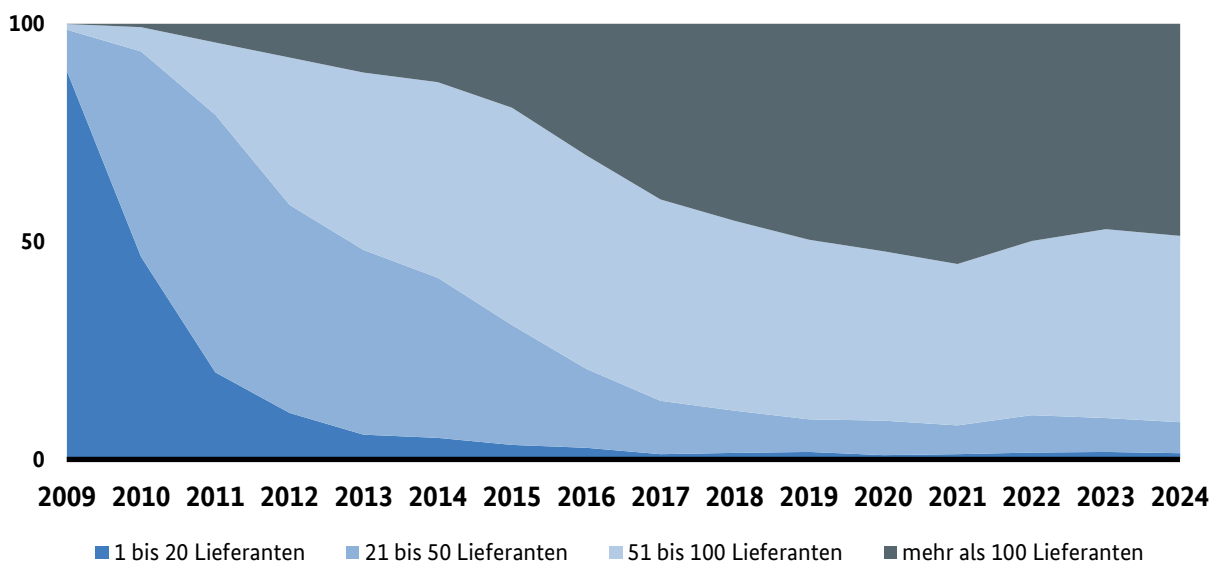


Abbildung 157: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2024

Gas: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die Haushaltskunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern
(Stand 31.12.2024; nach Angaben der Gaslieferanten)

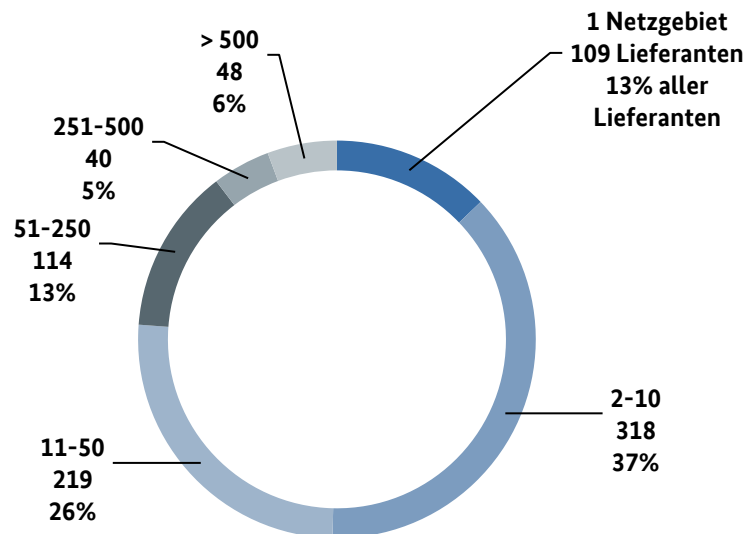


Abbildung 158: Anzahl und Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern gemäß Angaben der Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2024

2. Vertragsstruktur, Lieferanten- und Vertragswechsel

Vertragsstruktur/Kundenkategorien

Im Rahmen der Datenerhebung zum Monitoring werden die Gasabgabemengen an Letztverbrauchergruppen unterteilt in die Kategorien Grundversorgungsverträge, Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung⁷⁴ und Verträge bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist. Die Kategorie „Grundversorgungsverträge“ schließt hierbei für Auswertungszwecke Energielieferungen in der Ersatzversorgung (§ 38 EnWG) und Zweifelsfälle ein. Dabei ist zu beachten, dass als Vertragspartner auf juristische Personen abgestellt wird.

Die Gasletztverbraucher werden nach Art der Verbrauchserfassung in 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. Daneben können die Gasletztverbraucher in Haushalts- und Nicht-Haushaltskunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden ist

⁷⁴ In der kartellrechtlichen Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes wird hierfür der Begriff „Sonderverträge“ verwendet.

im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) im Wesentlichen nach qualitativen Merkmalen definiert⁷⁵. 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).

Gasverbrauch Industriekunden in TWh/Monat

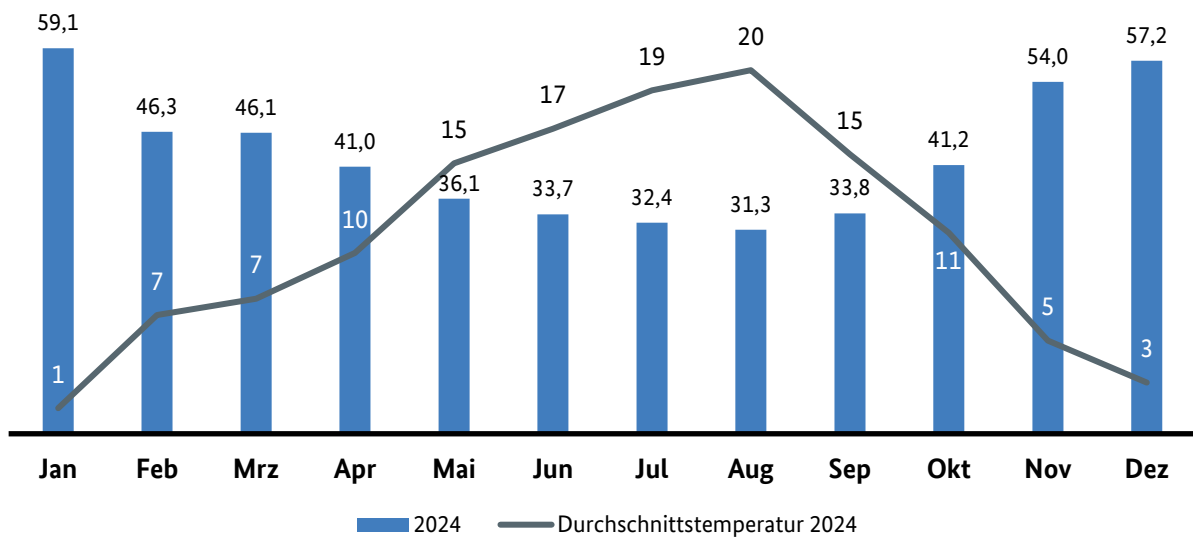


Abbildung 159: Gasverbrauch Industriekunden⁷⁶

⁷⁵ Nach § 3 Nr. 22 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.

⁷⁶ 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 2024

Menge und Verteilung

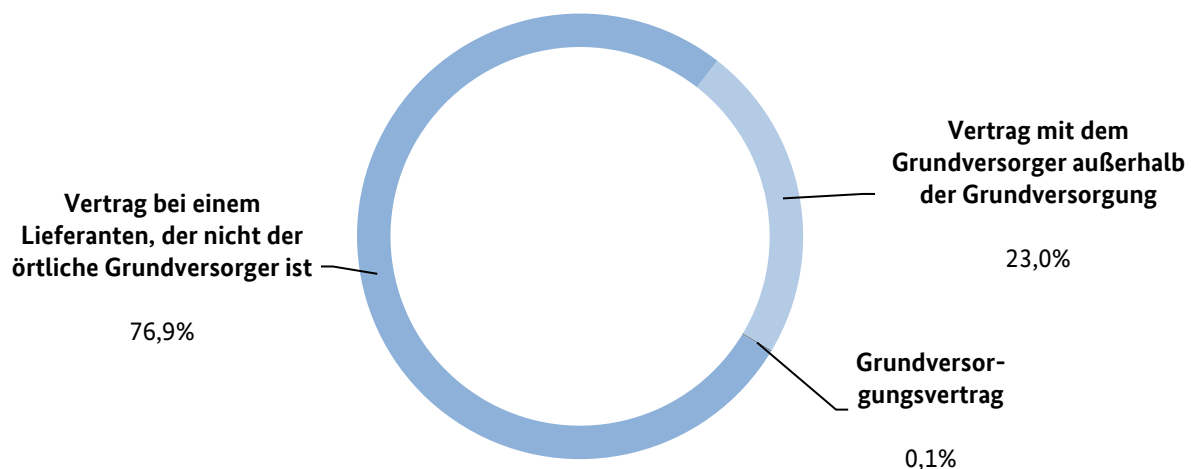


Abbildung 160: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden gemäß Angaben der befragten Gaslieferanten

Gasverbrauch Gewerbekunden in TWh/Monat

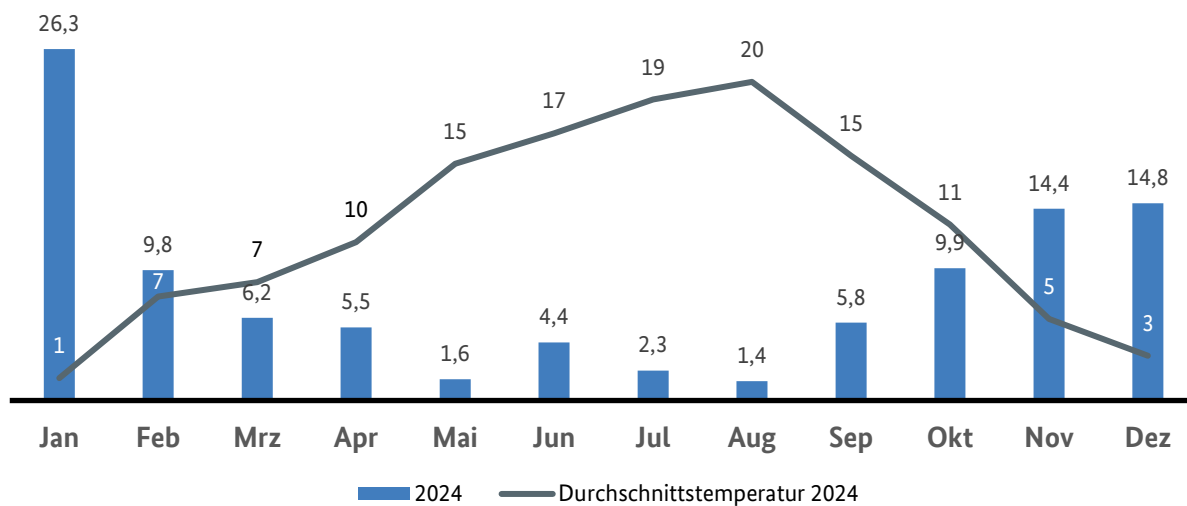


Abbildung 161: Gasverbrauch Gewerbekunden⁷⁷

⁷⁷ Eigenberechnung der Bundesnetzagentur, basierend auf den Daten der Trading Hub Europe (THE). Wetterdaten beruhen auf Messungen des Deutschen Wetterdienstes (DWD).

Gasverbrauch Haushaltskunden in TWh/Monat

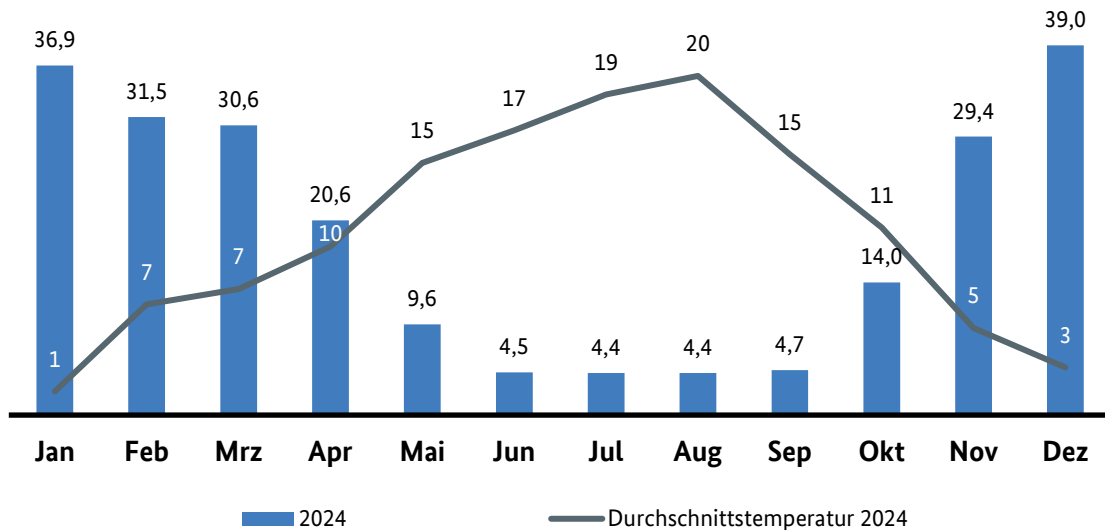


Abbildung 162: Gasverbrauch von Haushaltskunden⁷⁸

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden nach Abgabemenge (Stand 31.12.2024)

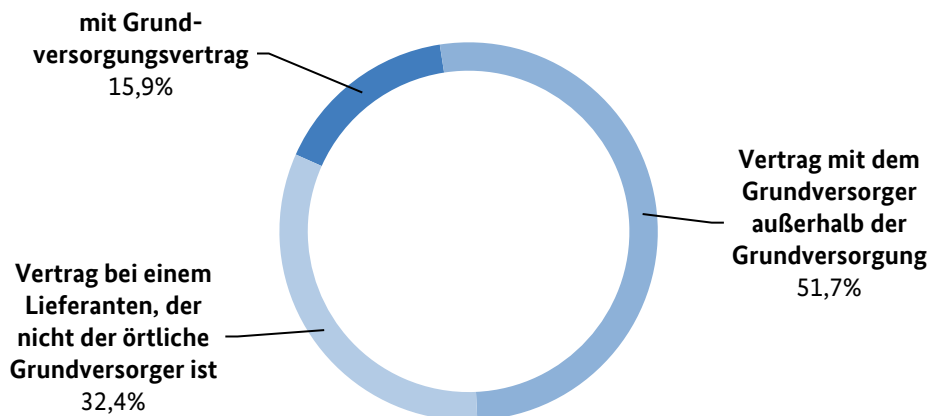


Abbildung 163: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2024 gemäß Angaben der Gaslieferanten

⁷⁸ Eigenberechnung der Bundesnetzagentur, basierend auf den Daten der Trading Hub Europe (THE). Wetterdaten beruhen auf Messungen des Deutschen Wetterdienstes (DWD).

Gas: Anteile der Abgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart
in Prozent

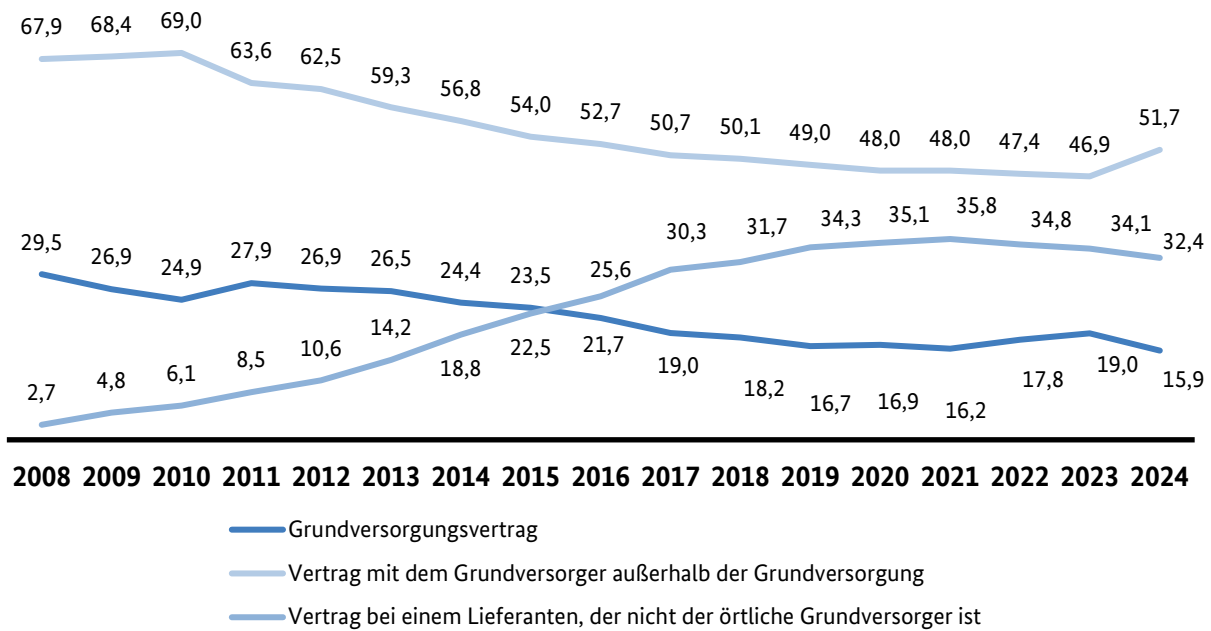


Abbildung 164: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart – Stand 31. Dezember 2024 gemäß Angaben der Gaslieferanten

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)			
	2023		2024	
	Menge in TWh	Verteilung in Prozent	Menge in TWh	Verteilung in Prozent
Grundversorgungsvertrag	30,8	19,0	25,8	16,1
Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	76,6	47,2	85,6	53,3
Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	54,8	33,8	49,1	30,6
Gesamtsumme	162,2	100,0	160,5	100,0

Tabelle 60: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge) für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) – Stand: 31. Dezember 2024 gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden

Anzahl in Mio. und Verteilung

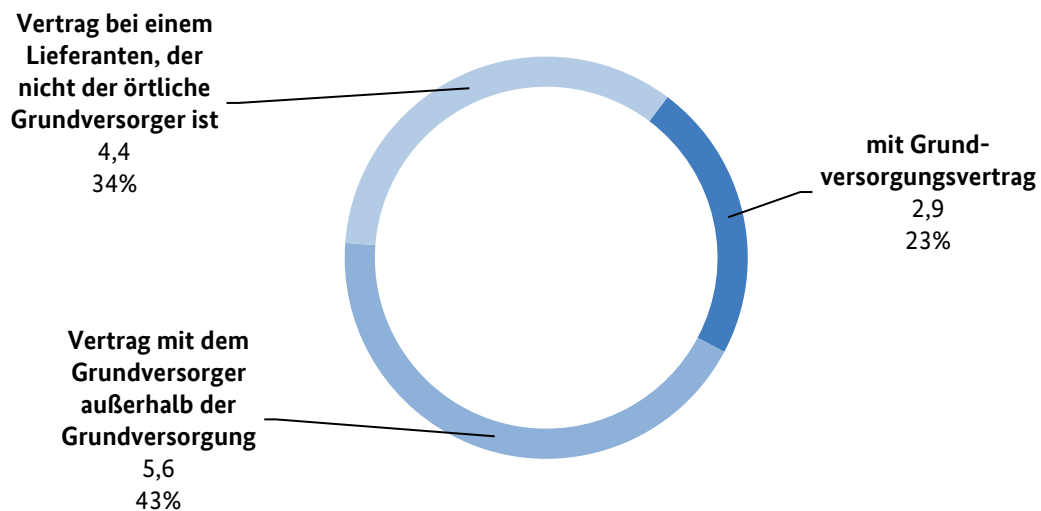


Abbildung 165: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) – Stand: 31. Dezember 2024 gemäß Angaben der Gaslieferanten

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)			
	2023		2024	
	Anzahl in Mio.	Verteilung in Prozent	Anzahl in Mio.	Verteilung in Prozent
Grundversorgungsvertrag	2,0	21,7	1,6	17,8
Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	4,2	45,7	4,3	47,8
Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	3,0	32,6	3,1	34,4
Gesamtsumme	9,2	100,0	9,0	100,0

Tabelle 61: Vertragsstruktur von Haushaltskunden Gas (Anzahl) für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) – Stand: 31. Dezember 2024 gemäß Angaben der Gaslieferanten

Lieferanten- und Vertragswechsel

Die Veränderungen bei Wechselquoten und Wechselprozessen sind wesentliche Indikatoren für die wettbewerbliche Entwicklung. Als Lieferantenwechsel wird in diesem Zusammenhang der Vorgang bezeichnet, bei dem die Marktlotation 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 Gewerbetunden 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 nur die vier höchsten Abnahmekategorien mit einem Letztverbrauch von über 0,3 GWh/Jahr inkl. Gaskraftwerken berücksichtigt.

Gas: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2024

Letztverbraucher- kategorie	Anzahl der Marktlotationen, bei denen der Lieferant wechselte	Anteil an allen Marktlotationen der Verbrauchs- kategorie	Entnahmemenge an den Marktlotationen, bei denen der Lieferant wechselte	Anteil an Gesamt- entnahmemenge der Verbrauchs- kategorie
< 0,3 GWh/Jahr	2.083.580	14,6%	47,1 TWh	16,4%
≥ 0,3 GWh/Jahr < 10 GWh/Jahr	19.285	17,0%	19,3 TWh	17,6%
≥ 10 GWh/Jahr < 100 GWh/Jahr	536	14,4%	13,0 TWh	13,5%
≥ 100 GWh/Jahr	64	11,7%	17,8 TWh	7,4%
Gaskraftwerke	3	1,5%	0,7 TWh	0,7%
Gesamt	2.103.468		97,9 TWh	

Tabelle 62: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien 2024

Gas: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

Mengenbezogene Quote für alle Verbraucher >300 MWh/Jahr

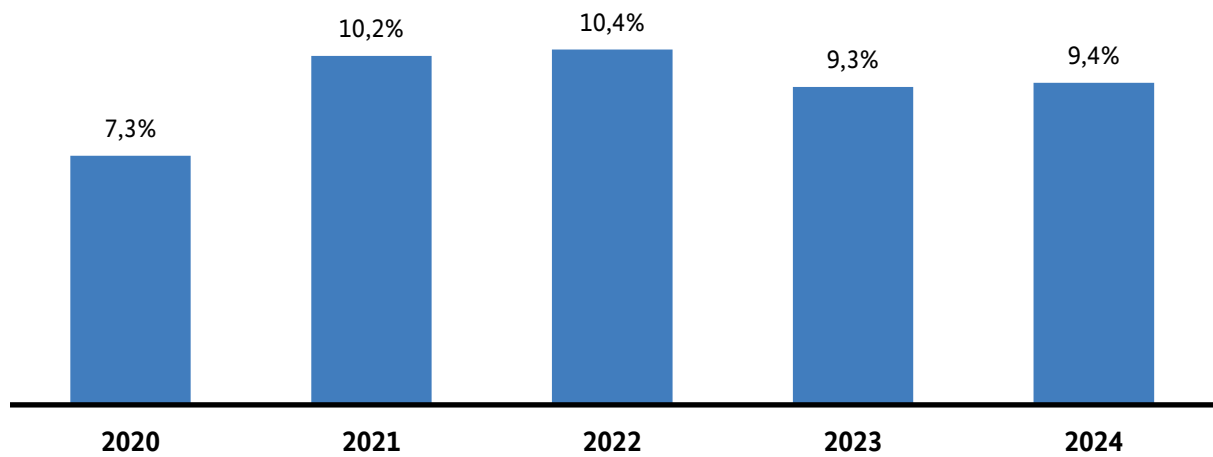


Abbildung 166: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

Gas: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden

Anzahl

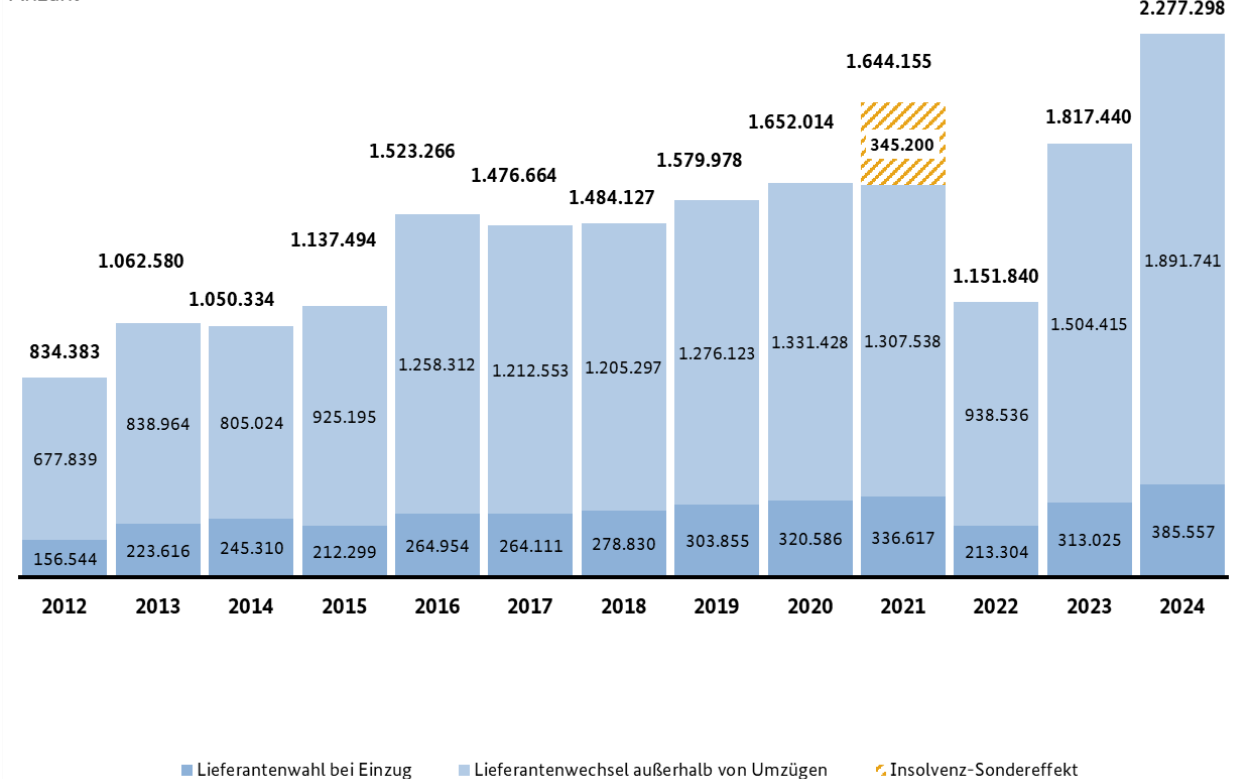


Abbildung 167: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Angaben der VNB Gas

**Gas: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote
Haushaltskunden**
in Prozent

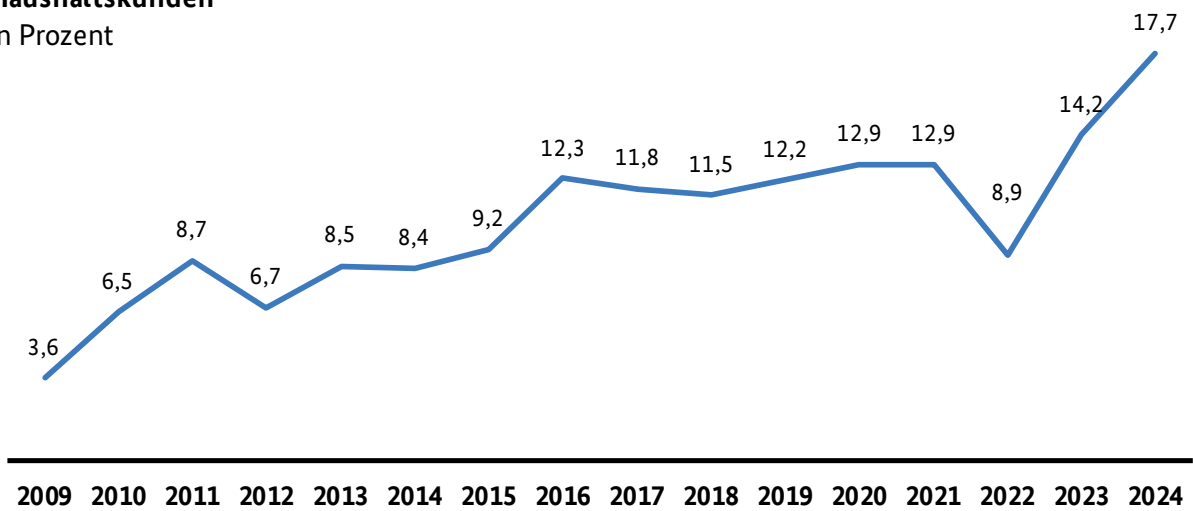


Abbildung 168: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Angaben der VNB Gas

Gas: Vertragswechsel von Haushaltskunden im Zeitraum 2021 - 2024

Kategorie	Vertragswechsel in TWh	Anteil an Gesamtabgabemenge in Prozent	Vertragswechsel 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

Tabelle 63: Vertragswechsel von Haushaltskunden Gas in den Jahren 2021-2024 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 ausbleiben der Zahlung kann der Lieferant beim Netzbetreiber eine Sperrung (Unterbrechung der Energieversorgung) beauftragen. Grundversorger sind grundsätzlich verpflichtet, alle Haushaltskunden in dem jeweiligen Netzbiet 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

Tabelle 64: Anzahl der Kündigungen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung

Gas: Sperrungen nach Angaben der Verteilernetzbetreiber Anzahl

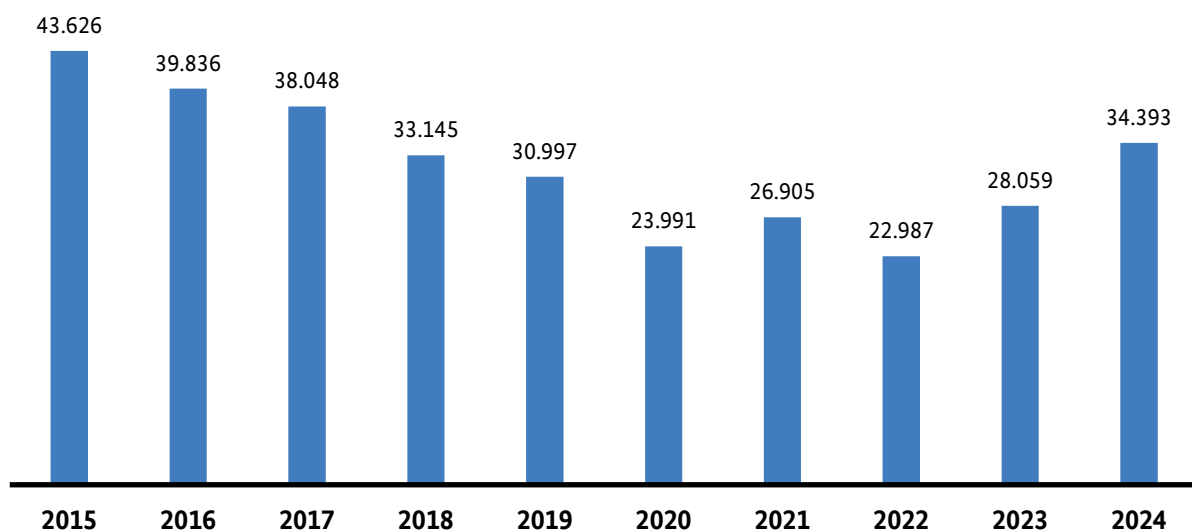


Abbildung 169: Gassperrungen in den Jahren 2015 bis 2024 gemäß Angaben der VNB Gas

Gas: Sperrandrohungen und Sperrbeauftragungen nach Angaben der Lieferanten

Anzahl im Jahr 2015 bis 2024

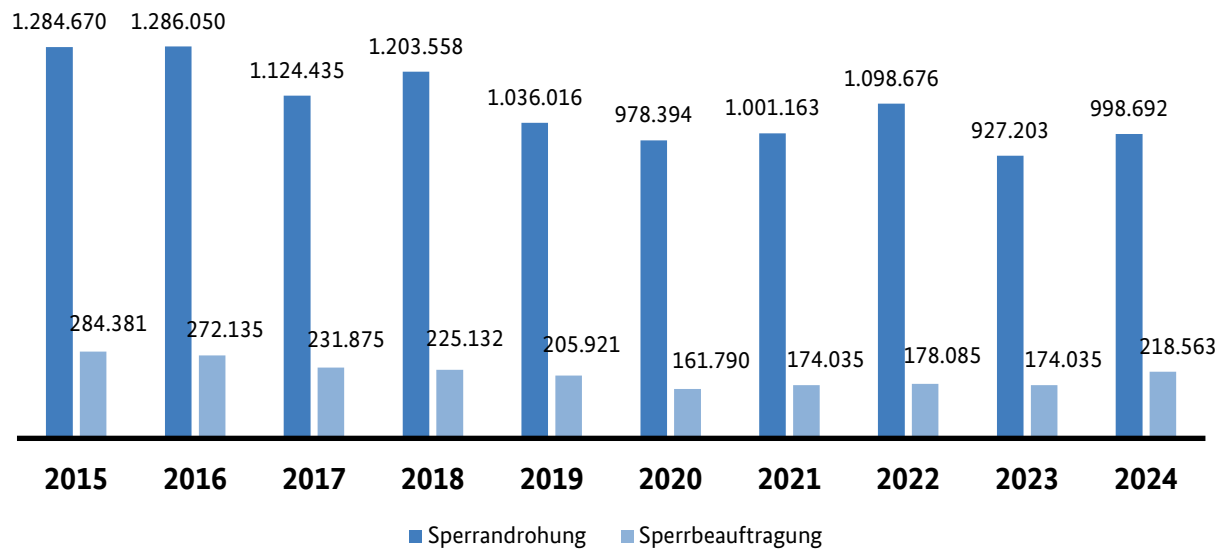


Abbildung 170: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen gemäß Angabe der Gaslieferanten

Gas: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2024 - nach Angaben der VNB

	Anzahl Sperrungen (in- und außerhalb der Grundversorgung)	Anteil an Marktlifikationen von Letztverbrauchern im Bundesland in Prozent
Nordrhein-Westfalen	16.266	0,43
Baden-Württemberg	2.839	0,21
Hessen	2.055	0,20
Niedersachsen	4.329	0,20
Berlin	1.151	0,20
Sachsen-Anhalt	753	0,18
Saarland	341	0,17
Rheinland-Pfalz	1.356	0,17
Brandenburg	743	0,15
Sachsen	818	0,14
Thüringen	467	0,13
Bayern	1.734	0,12
Schleswig-Holstein	543	0,09
Mecklenburg-Vorpommern	188	0,07
Bremen	78	0,05
Hamburg	42	0,02
Gesamt Deutschland*	33.703	0,23

*Die Gesamtsumme von 33.703 Sperrungen basiert auf einer jährlichen Abfrage der Sperrungen, differenziert nach Bundesländern, während die Gesamtzahl der Sperrungen (34.393) aus Abbildung 169 auf einer quartalsweisen Abfrage mit Monatsangaben beruht. Differenzen zwischen diesen beiden Zahlen sind daher durch die unterschiedlichen Erfassungszeiträume statistisch bedingt.

Tabelle 65: Anzahl der Gassperrungen pro Bundesland im Jahr 2024 gemäß Angaben der VNB Gas

4. Preisniveau

In Deutschland gibt es keine staatliche Regulierung der Gaspreise. 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 Netzentgelten⁷⁹, Konzessionsabgaben und Entgelten für Messung und Messstellenbetrieb, Umlagen und Steuern, zusammen.

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, 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. 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.⁸⁰ 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. Für die Berechnung des nachfolgend ausgewiesenen Preisniveaus wurde der Grundpreis bei der Mittelwertbildung berücksichtigt.

⁷⁹ Der Preisbestandteil „Entgelt für Abrechnung“ ist seit dem 1. Januar 2017 Bestandteil der Netzentgelte und wird nicht mehr gesondert ausgewiesen.

⁸⁰ Ab einer Verbrauchsmenge von 1,5 GWh hat der Netzbetreiber grundsätzlich eine registrierende Leistungsmessung vorzunehmen.

Gaspreise Nicht-Haushaltskunden

Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“)

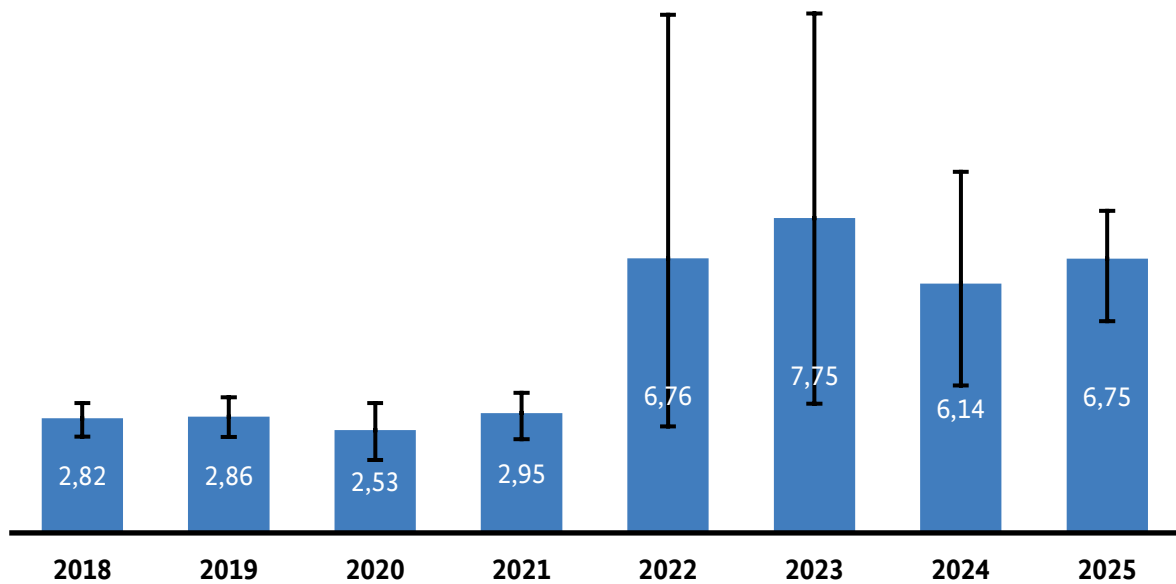
Gas: Preisniveau am 1. April 2025 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

	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	0,23 - 1,06	0,56	8,3%
Messung, Messstellenbetrieb	0,00 - 0,03	0,023	0,3%
Konzessionsabgabe ^[1]	0,00	0,00	0,0%
Energiebeschaffung	1,00 - 5,18	3,84	56,9%
CO ₂ -Abgabe	0,9977	0,9977	14,8%
Gassteuer	0,55	0,55	8,2%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	0,00 - 2,23	0,78	11,6%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	5,21 - 7,93	6,75	

[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 66: Preisniveau am 1. April 2025 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten

**Gas: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise
für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr jeweils zum 1. April
in ct/kWh, ohne Umsatzsteuer**



80 Prozent-Spanne der angegebenen Werte

Abbildung 171: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten

Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“)

Gas: Preisniveau am 1. April 2025 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	1,22 - 2,41	1,79	18,9%
Messung, Messstellenbetrieb	0,01 - 0,11	0,06	0,6%
Konzessionsabgabe	0,03 - 0,03	0,05	0,5%
Energiebeschaffung	1,93 - 6,12	4,45	47,0%
CO ₂ -Abgabe	0,9977	0,9977	10,5%
Gassteuer	0,55	0,55	5,8%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	0,10 - 3,90	1,58	16,7%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	7,99 - 11,19	9,48	

Tabelle 67: Preisniveau am 1. April 2025 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

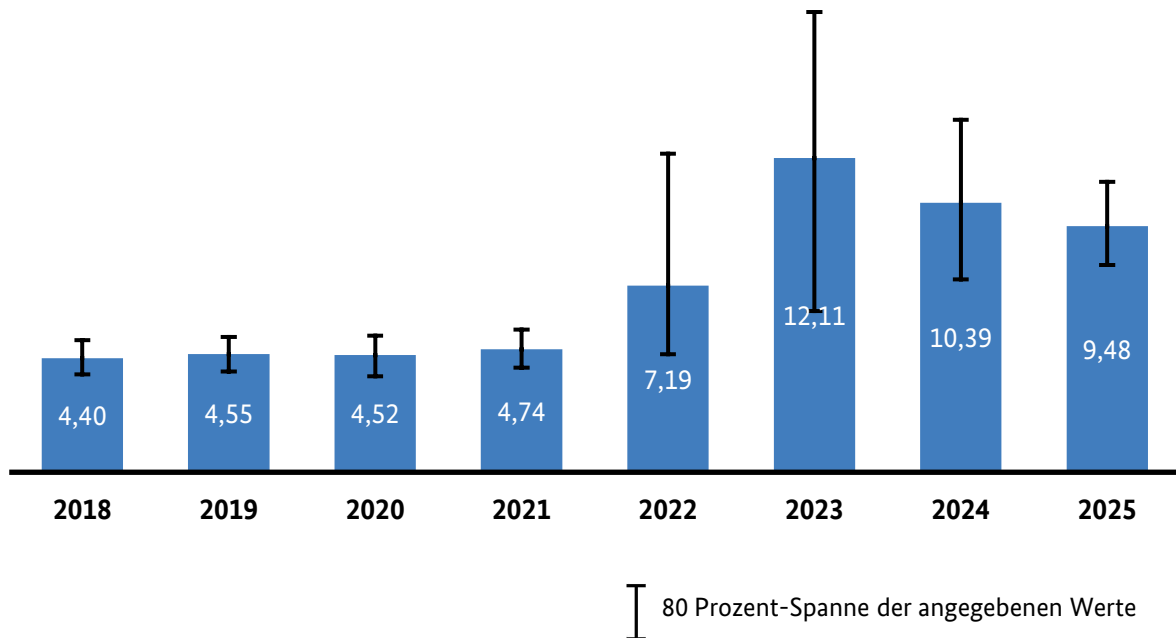


Abbildung 172: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gaspreise Haushaltskunden

Gas: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien
Preisstand 1. April 2025, in Prozent

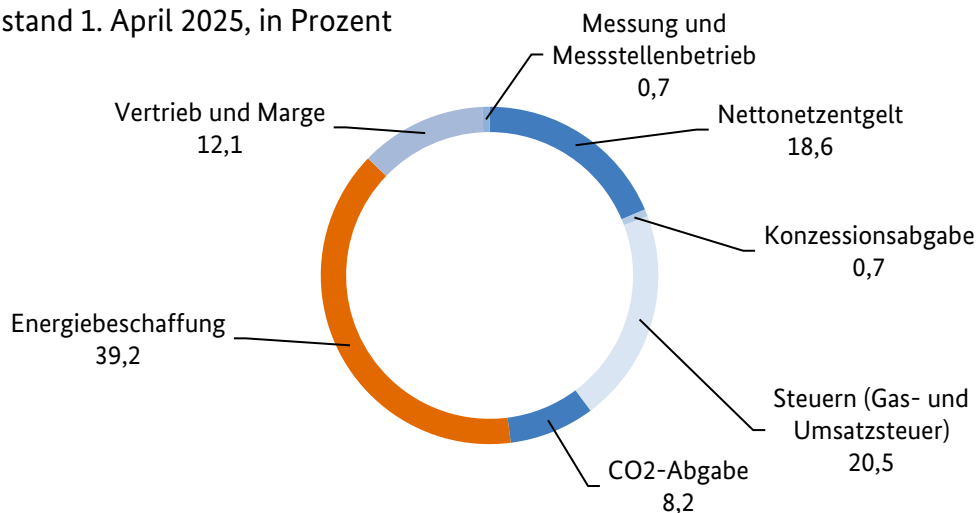


Abbildung 173: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien - Preisstand 1. April 2025 in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	2,26	18,6%
Entgelt für Messung	0,03	0,2%
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,06	0,5%
Konzessionsabgabe	0,08	0,7%
CO ₂ -Abgabe	0,998	8,2%
Derzeitige Gassteuer	0,55	4,5%
Umsatzsteuer	1,93	15,9%
Energiebeschaffung	4,75	39,2%
Vertrieb und Marge	1,47	12,1%
Gesamt	12,13	100,0%

Tabelle 68: 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

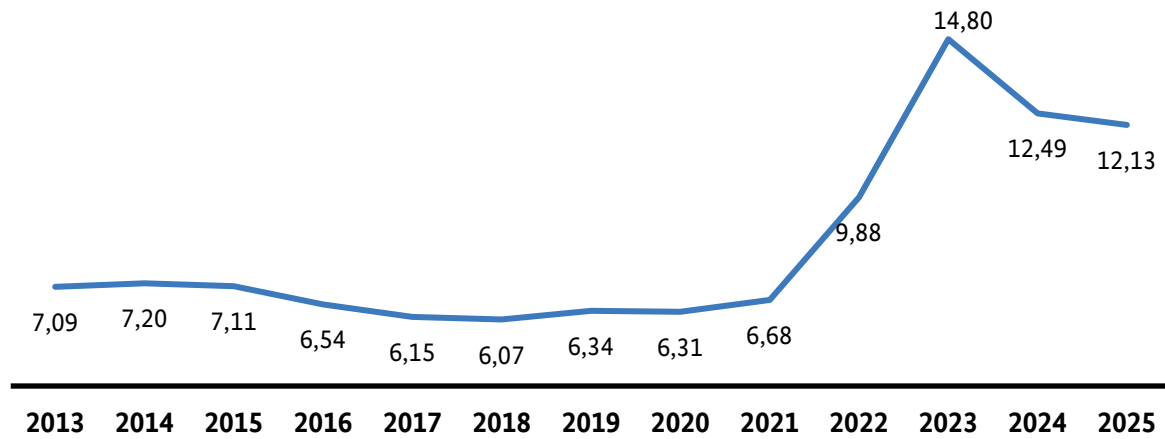


Abbildung 174: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie - Preisstand 1. April 2025 in ct/kWh

Preisbestandteil	Ersatzver- sorgungs- vertrag	Grundver- sorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	2,12	2,29	2,23	2,28
Entgelt für Messung	0,03	0,03	0,02	0,04
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,09	0,09	0,06	0,06
Konzessionsabgabe	0,25	0,27	0,04	0,04
CO ₂ -Abgabe	0,998	0,998	0,998	0,998
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,55	0,55
Umsatzsteuer	2,31	2,17	1,94	1,85
Energiebeschaffung	5,79	5,16	4,73	4,57
Vertrieb und Marge	2,33	2,01	1,50	1,17
Gesamt	14,47	13,57	12,07	11,56

Tabelle 69: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie gemäß Angaben der Gaslieferanten

**Gas: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden
jeweils zum 1. April
in ct/kWh**

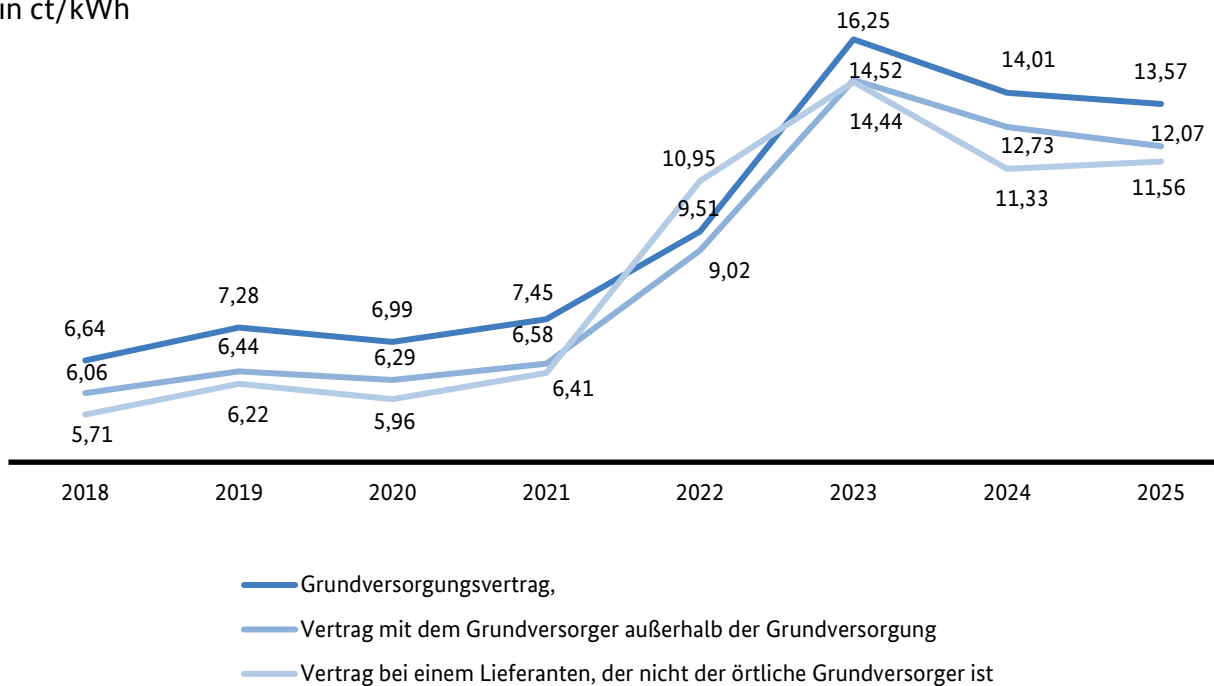


Abbildung 175: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden gemäß Angaben der Gaslieferanten

**Gas: Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb
und Marge" für Haushaltskunden - jeweils zum 1. April
in ct/kWh**

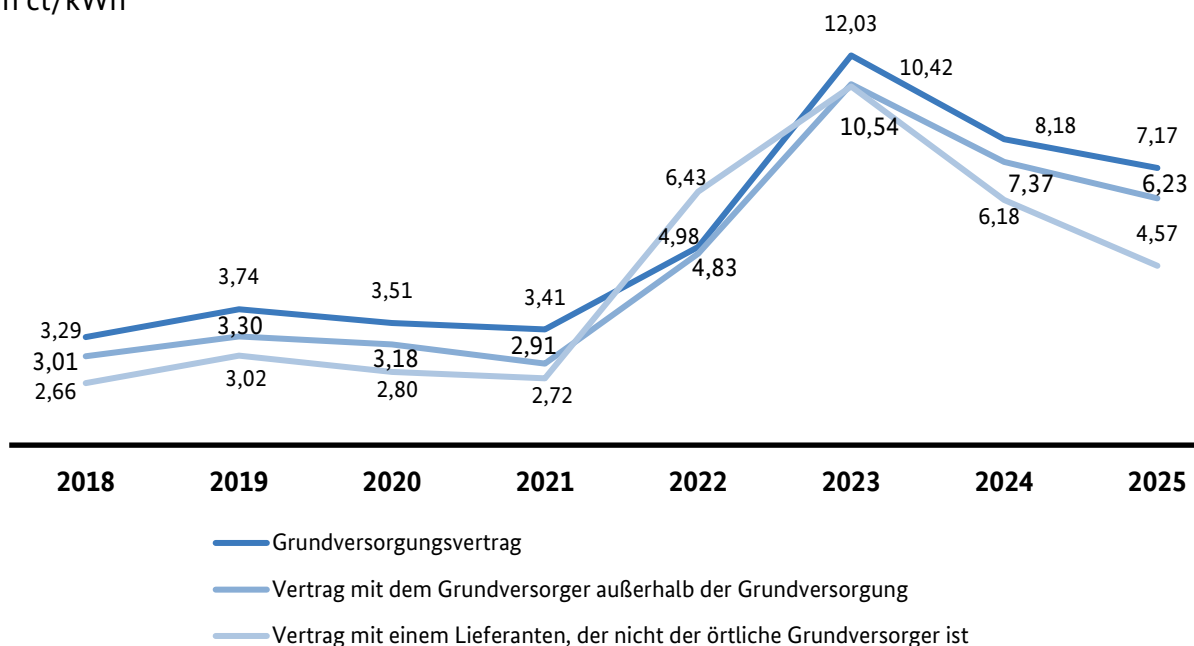
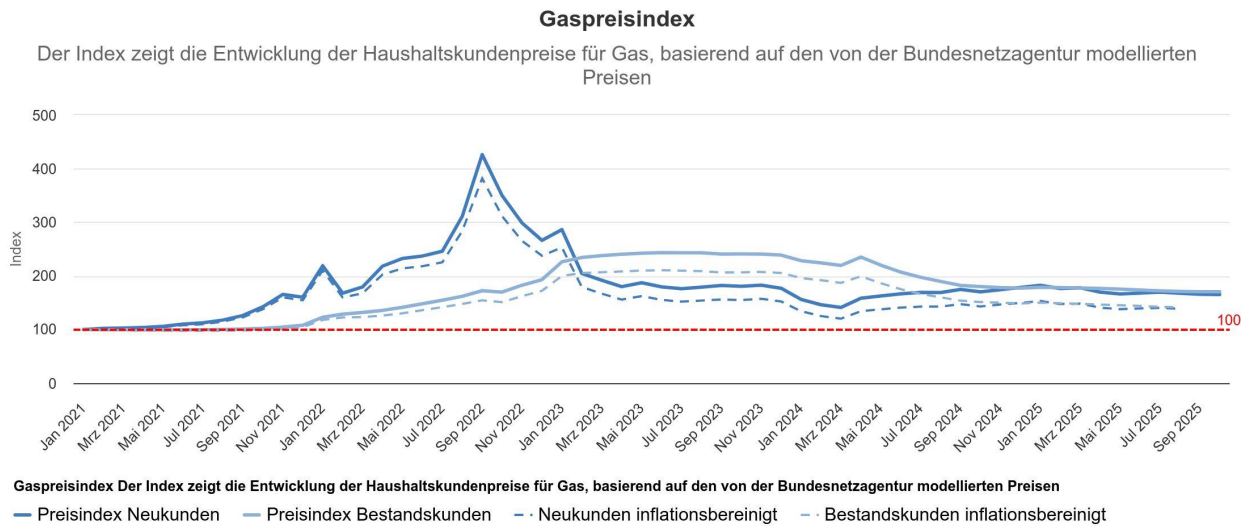


Abbildung 176: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden gemäß Angaben der Gaslieferanten

Abbildung 177: Gaspreisindex für Haushaltskunden, Quelle: www.smard.de

G. Mess- und Zählwesen⁸¹

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	2024
Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber i.S.d. §2 Nr. 4 MsbG (bis 2016: Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i.S.d. § 21b Abs. 1 EnWG)	649
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)	8
Lieferant mit Tätigkeit als Messstellenbetreiber	12
Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber	12

Tabelle 70: Marktrolleverteilung des Netzbetreibers gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Gas - Stand 31. Dezember 2024

⁸¹ Die in diesem Kapitel dargestellten Ergebnisse berücksichtigen die Rückmeldungen von 669 Unternehmen

Gas: Messlokationen nach Bundesländern im Jahr 2024

Anzahl in Mio.

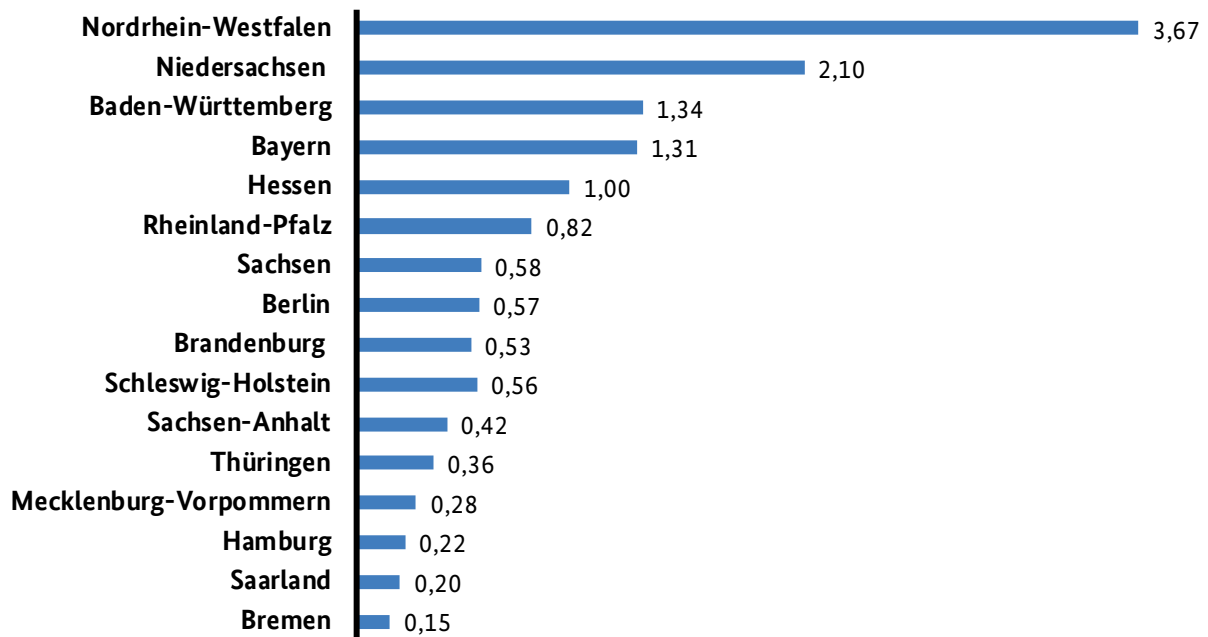


Abbildung 178: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern in 2024

Gas: Zähl-/Messeinrichtung für SLP-Kunden im Jahr 2024

Zähl-/Messeinrichtung des Messstellenbetreibers für Standardlastprofilkunden	Anzahl Messlokationen nach Zählergröße		
	G1,6 bis G6	G10 bis G25	ab G40
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk	4.158.787	134.816	16.137
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk und Impulsausgang	8.146.476	260.191	24.358
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk und herstellerspezifischem Ausgang (z.B.: Cyble, Absolut-Encoder)	1.008.245	48.165	6.644
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk	2.454	251	123
Ultraschall Gaszähler	1.327	1	156
Lastgang-/Leistungsmessgerät wie bei RLM-Kunden	108	192	2.991
andere mechanische Gaszähler	13.527	2.821	28.112
andere elektronische Gaszähler	923	11	344
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	7.371.927	237.909	34.943
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	398.776	19.023	3.562

Tabelle 71: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen nach Zählergröße für SLP-Kunden - Stand 31. Dezember 2024

Gas: Technologie am Zählwerk der SLP-Kunden im Jahr 2024
Anzahl und Verteilung

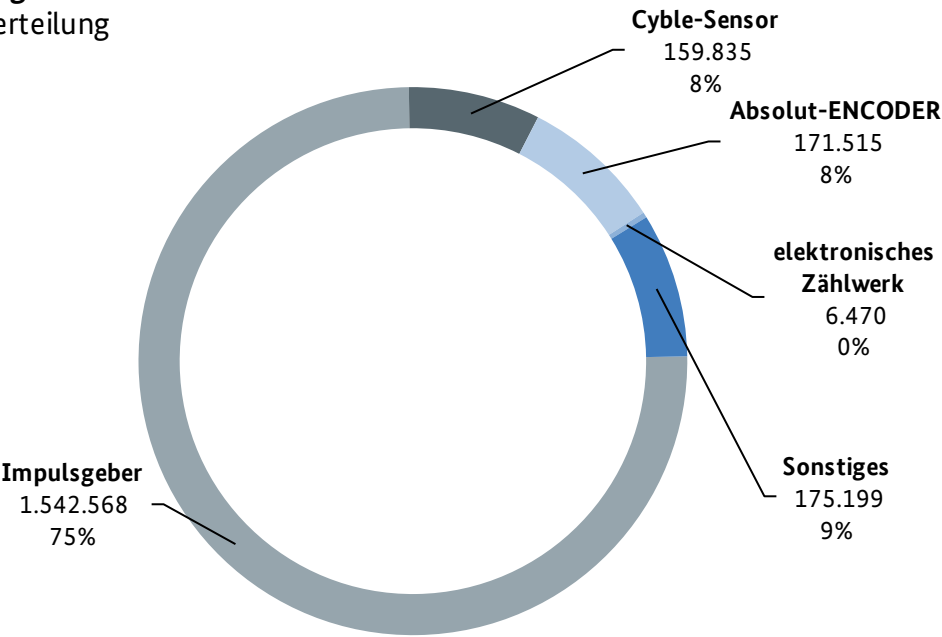


Abbildung 179: Verwendete Kommunikationstechnologie am Zählwerk im Bereich der SLP-Kunden - Stand 31. Dezember 2024

Gas: Zähl-/ Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden im Jahr 2024

Funktion	Anzahl Messlokationen
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Registriergerät/Datenspeicher	13.666
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter	13.100
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Brennwert-Mengenumwerter	474
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	16.009
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Temperaturmengenumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	859
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Smart-Meter Gateway	-
Sonstige	110

Tabelle 72: Anzahl Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden - Stand 31. Dezember 2024

Gas: Kommunikative Fernanbindung der RLM-Kunden im Jahr 2024

Anzahl und Verteilung

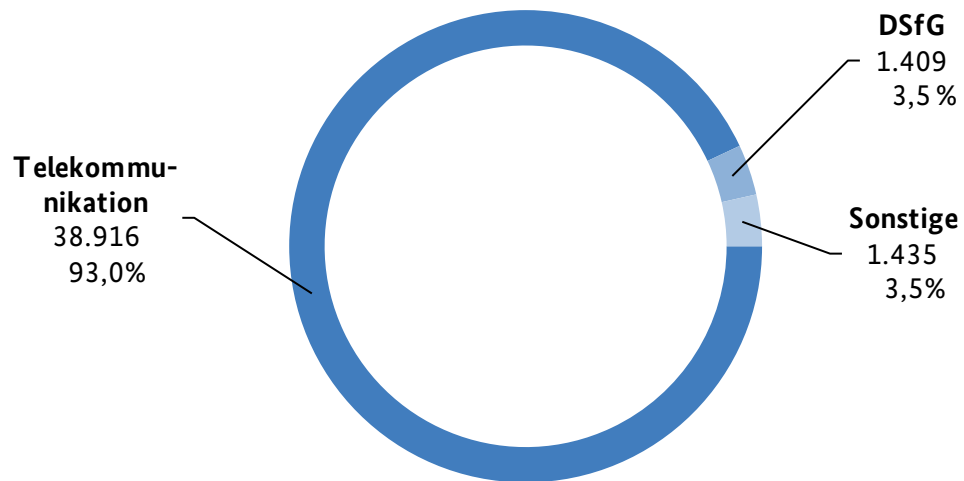
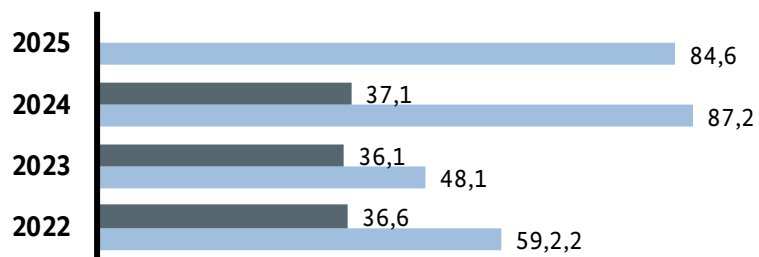


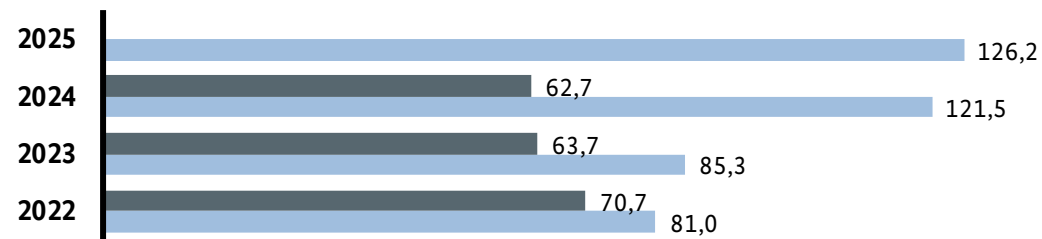
Abbildung 180: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden - Stand 31. Dezember 2024

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

Investitionen in Neuinstallation, Ausbau, Erweiterung



Investitionen in Erhalt, Erneuerung



Aufwendungen

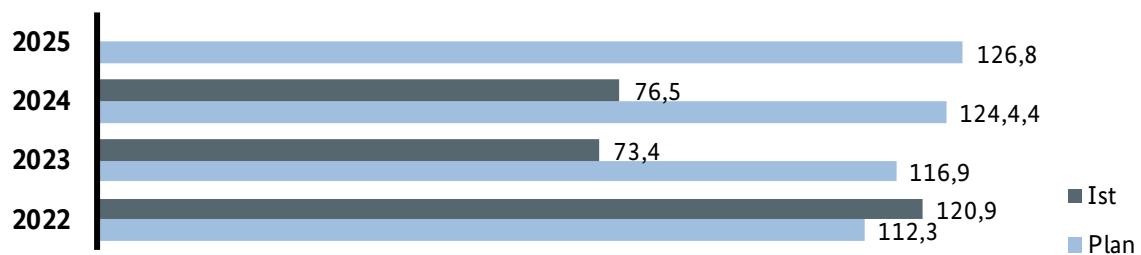


Abbildung 181: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

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. Versorgungsstörungen Strom
7. Netzentgelte Strom
8. Elektromobilität/Ladesäulen/Steuerbare Verbrauchseinrichtungen
9. Systemdienstleistungen
10. Grenzüberschreitender Stromhandel
12. 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. Undergroundgasspeicher
7. Netzstrukturdaten
8. Netzausbau Gas

9. Investitionen der Gasnetzbetreiber
10. Kapazitätsangebot und Vermarktung
11. Versorgungsstörungen Gas
12. Netzentgelte Gas
14. Einzelhandel Gas (Haushaltskunden)
15. 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. Versorgungsstörungen Strom
 3. Investitionen
 4. Netzentgelte
 5. 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. Versorgungsstörungen Gas
 6. Netzentgelte
- D. Regel- und Ausgleichsenergie

- 1. Regelenenergie
- 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
- 13. Großhandel Gas
- 14. 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 2024.....	51
Abbildung 2: Anteile der größten Unternehmen an der konventionellen inländischen Stromerzeugung	56
Abbildung 3: Anteil der CR4 an RLM-Kunden und SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen im Jahr 2024	59
Abbildung 4: Entwicklung der Nettostromerzeugung.....	62
Abbildung 5: Anteile Energieträger an der Nettostromerzeugung	63
Abbildung 6: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung jeweils zum 31.12.	64
Abbildung 7: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung.....	65
Abbildung 8: Aktueller Kraftwerksbestand je Bundesland	66
Abbildung 9: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes.....	68
Abbildung 10: Erwarteter Zu- und Rückbau an Kraftwerksleistung bis 2028	70
Abbildung 11: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2024	73
Abbildung 12: Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen an Land	75
Abbildung 13: Ausbau der Leistung von solarer Strahlungsenergie	76
Abbildung 14: Ausbau der Leistung von Biomasseanlagen.....	76
Abbildung 15: Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen auf See	77
Abbildung 16: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG.....	77
Abbildung 17: Maximale Einspeisung.....	78
Abbildung 18: Anteil der Vermarktungsformen an der eingespeisten Jahresarbeit.....	79
Abbildung 19: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträger	80
Abbildung 20: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG	81
Abbildung 21: Durchschnittliche Zahlungen je Energieträger im Jahr 2024	81
Abbildung 22: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Solar Freifläche.....	83
Abbildung 23: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Solar Aufdach	83
Abbildung 24: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Wind an Land	84
Abbildung 25: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Biomasse	84
Abbildung 26: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Biomethan	85
Abbildung 27: Entwicklung der Ausschreibungsmengen im Vergleich zu Gebots- und Zuschlagsmengen Innovationsausschreibung	85
Abbildung 28: Entwicklung der Zuschlagswerte Solar Freifläche.....	86
Abbildung 29 Entwicklung der Zuschlagswerte Solar Aufdach	86

Abbildung 30: Entwicklung der Zuschlagwerte Wind.....	87
Abbildung 31: Entwicklung der Zuschlagwerte Biomasse	87
Abbildung 32: Entwicklung der Zuschlagwerte Innovationsausschreibung	88
Abbildung 33: Regionale Verteilung der Zuschlagsmengen aller abgeschlossenen Ausschreibungen nach dem EEG - Solar	91
Abbildung 34: Regionale Verteilung der Zuschlagsmengen aller abgeschlossenen Ausschreibungen nach dem EEG - Biomasse und Biomethan	92
Abbildung 35: Regionale Verteilung der Zuschlagsmengen aller abgeschlossenen Ausschreibungen nach dem EEG - Wind an Land und Innovationsausschreibung.....	93
Abbildung 36: Marktllokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2024.....	95
Abbildung 37: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2024.....	96
Abbildung 38: Marktllokationen je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2024	96
Abbildung 39: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2024	97
Abbildung 40: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge in 2024	97
Abbildung 41: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der Marktllokationen in 2024.....	98
Abbildung 42: Versorgungsstörungen nach §52 EnWG	99
Abbildung 43: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der Übertragungsnetzbetreiber	100
Abbildung 44: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber	101
Abbildung 45: Verteilernetzbetreiber nach Investitions- und Aufwendungssummen in 2024.....	101
Abbildung 46: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte [betrachteter Beispielsfall: großer Industriekunde mit 4.500 Benutzungsstunden, angeschlossen an der Höchstspannungsebene des Übertragungsnetzes, beispielhafte Netzentgeltermäßigung gem. § 19 Abs. 2 StromNEV i.H.v. 75 Prozent]	104
Abbildung 47: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte [betrachteter Beispielsfall: Verteilernetzbetreiber mit 4.500 Benutzungsstunden, angeschlossen an der Umspannebene Höchst- zu Hochspannung des Übertragungsnetzes.]	105
Abbildung 48: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten Nettonetzentgeltes für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden gemäß Angaben der Netzbetreiber	105
Abbildung 49: Netzentgelt Grundpreis 2025	107
Abbildung 50: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2025	109
Abbildung 51: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2025	111
Abbildung 52: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2025.....	113
Abbildung 53: Verteilung der Marktllokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen, die vor dem 01.01.2024 in Betrieb gegangen sind.....	115
Abbildung 54: Kosten der Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden.....	120
Abbildung 55: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Engpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2024	121
Abbildung 56: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten	124
Abbildung 57: Entwicklung der ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW	124
Abbildung 58: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW	125

Abbildung 59: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW	125
Abbildung 60: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV	126
Abbildung 61: Durchschnittlicher Einsatz von Minutenreserveleistung im NRV	126
Abbildung 62: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung	127
Abbildung 63: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise	128
Abbildung 64: Entwicklung der Export- und Importkapazitäten	132
Abbildung 65: Export- und Importleistung	133
Abbildung 66: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel) und physikalische Lastflüsse	134
Abbildung 67: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands	135
Abbildung 68: Erlöse und Kosten der deutschen Ex- und Importe	135
Abbildung 69: Ungeplante Flüsse	136
Abbildung 70: Nettokompensationszahlungen aus dem ITC-Fonds an die 4 ÜNB	137
Abbildung 71: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an Börsenplätzen gemäß Angaben der Börsen	139
Abbildung 72: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT, der Nord Pool und der EXAA gemäß Angaben der Börsen	142
Abbildung 73: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise der gekoppelten Auktion gemäß Angaben der EPEX	143
Abbildung 74: Entwicklung des Day-Baseload im Jahr 2024 gemäß Angaben der EPEX	144
Abbildung 75: Handelsvolumen von German/Austria Power Futures sowie German Power Futures an der EEX	145
Abbildung 76: Handelsvolumen von German Power Futures nach Erfüllungsjahr gemäß Angaben der EEX ..	146
Abbildung 77: Preisentwicklung der German Power Future Base- und Peak-Year im Jahresverlauf 2024 gemäß Angaben der EEX	146
Abbildung 78: Entwicklung der Jahresmittelwerte der German Power Futures-Preise an der EEX	147
Abbildung 79: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2024 nach Erfüllungszeitraum gemäß Angaben befragter Broker	148
Abbildung 80: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von German-Power-Futures gemäß Angaben der EEX	149
Abbildung 81: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr gemäß Angaben der EEX	150
Abbildung 82: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlifikationen im Jahr 2024 belieferten	152
Abbildung 83: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten im Jahr 2024 belieferten	152
Abbildung 84: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist	153
Abbildung 85: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2024 gemäß Angaben der Stromlieferanten	155
Abbildung 86: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2024	155

Abbildung 87: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden gemäß Angaben der Netzbetreiber	156
Abbildung 88: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden	157
Abbildung 89: Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden	157
Abbildung 90: Sperrungen nach Angaben der Lieferanten.....	160
Abbildung 91: Sperrungen nach Angaben der Verteilernetzbetreiber	160
Abbildung 92: Sperrungen nach Quartalen 2024	161
Abbildung 93: Anzahl der Stromlieferanten, die dynamische Tarife anbieten.....	163
Abbildung 94: Modellierte dynamische Strompreise	164
Abbildung 95: Über alle Vertragskategorien mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr	171
Abbildung 96: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr zum 1. April 2025.....	171
Abbildung 97: Entwicklung des Netzentgelts für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr jeweils zum 1. April.....	172
Abbildung 98: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie	174
Abbildung 99: Modellierte Strompreise für Haushaltsneukunden.....	174
Abbildung 100: Beziehung zwischen Groß- und Einzelhandelspreisen.....	175
Abbildung 101: Anteil der Lieferanten, die erhöhte Ersatzversorgungspreise im Vergleich zur Grundversorgung erheben.....	175
Abbildung 102: Anteil der Abgabemenge bzw. Anzahl von Haushaltskunden, die mit Ökostrom beliefert werden.	177
Abbildung 103: Aufteilung der Einzelpreisbestandteile für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh (DC) im Jahr für Ökostrom.....	179
Abbildung 104: Anzahl der Verbraucheranfragen.....	179
Abbildung 105: Entwicklung des Anteils der Heizstrommenge und -marktllokationen, die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger beliefert werden gemäß Angaben der Stromlieferanten.....	181
Abbildung 106: Entwicklung der Lieferantenwechselquote bei Heizstromkunden gemäß Angaben der VNB Strom	182
Abbildung 107: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern	185
Abbildung 108: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway - Stand 31. Dezember 2024	187
Abbildung 109: Verteilung der Abrechnungswege für den Messstellenbetrieb - Stand 31. Dezember 2024.....	188
Abbildung 110: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2024.....	189
Abbildung 111: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im RLM-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2024.....	190
Abbildung 112: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen.....	191
Abbildung 113: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland	194

Abbildung 114: Entwicklung der Anteile der drei absatzstärksten Unternehmen (CR3) am Gasabsatz an Handelskunden und Weiterverteiler.....	198
Abbildung 115: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter (CR3) mit den größten Speicherkapazitäten gemäß Angaben der Speichereigentümer	199
Abbildung 116: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	200
Abbildung 117: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM-Kunden gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	200
Abbildung 118: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an SLP-Kunden gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	201
Abbildung 119: Verhältnis zwischen Reserve und Produktion der deutschen Erdgasreserven seit 2016	202
Abbildung 120: Im- und Exporte von und nach Deutschland 2024	203
Abbildung 121: Umzustellende RLM-Kunden	204
Abbildung 122: Umzustellende SLP-Kunden	204
Abbildung 123: Zeitraum der Marktraumumstellung.....	205
Abbildung 124: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2024	208
Abbildung 125: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden	209
Abbildung 126: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Angaben der meldenden VNB Gas – Stand 31. Dezember 2024	211
Abbildung 127: Marktllokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2024	213
Abbildung 128: Marktllokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene gemäß Angaben der FNB Gas – Stand 31. Dezember 2024	213
Abbildung 129: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktllokationen gemäß Angaben der meldenden VNB Gas – Stand 31. Dezember 2024	214
Abbildung 130: Netzausbaumaßnahmen bis Ende 2032 laut Kap. 10 des NEP Gas 2022-2032 vom 20.03.2024 gemäß Änderungsverlangen der BNetzA.....	217
Abbildung 131: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber ..	218
Abbildung 132: Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Gas...	218
Abbildung 133: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2024	219
Abbildung 134: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2024	219
Abbildung 135: Angebot von Ein- und Ausspeisekapazitäten im GWJ 2023/2024	221
Abbildung 136: Buchung der nominierungspflichtigen Ein- und Ausspeisepunkte im GWJ 2023/2024.....	222
Abbildung 137: Zeitablauf des SAIDI-Werts	223
Abbildung 138: SAIDI Gas - Aufteilung nach Bundesländern.....	224
Abbildung 139: Entwicklung der Netzentgelte Gas gemäß Angaben der Verteilernetzbetreiber	225
Abbildung 140: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ – Stand 1. Januar 2025 gemäß Angaben der VNB Gas.....	227
Abbildung 141: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2025 gemäß Angaben der VNB Gas.....	229

Abbildung 142: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2025 gemäß Angaben der VNB Gas.....	231
Abbildung 143: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2024 bei Trading Hub Europe (THE).....	232
Abbildung 144: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2024 für MOL 1 im Marktgebiet Trading Hub Europe.....	233
Abbildung 145: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2024 für MOL 2 im Marktgebiet Trading Hub Europe.....	233
Abbildung 146: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2024 für MOL 4 im Trading Hub Europe	234
Abbildung 147: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise Trading Hub Europe ab 1. Oktober 2024	235
Abbildung 148: Bilanzierungsumlage im THE Marktgebiet.....	236
Abbildung 149: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete gemäß Angaben der Trading Hub Europe GmbH.....	238
Abbildung 150: Gas: Entwicklung der Sportmarkt-Gashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete gemäß Angaben der European Energy Exchange AG	239
Abbildung 151: Entwicklung des EGSI im Vorjahresvergleich gemäß Angaben der befragten Handelsplätze	240
Abbildung 152: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über Brokerplattformen im Jahr 2024 nach Erfüllungszeitraum gemäß Angaben der befragten Brokerplattformen	241
Abbildung 153: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für die deutschen Marktgebiete gemäß öffentlicher Berichte der LEBA.....	242
Abbildung 154: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten gemäß Angaben der Trading Hub Europe GmbH.....	243
Abbildung 155: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten gemäß Angaben der Trading Hub Europe GmbH.....	243
Abbildung 156: Anzahl und Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlifikationen beliefern – Stand 31. Dezember 2024.....	245
Abbildung 157: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2024.....	245
Abbildung 158: Anzahl und Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern gemäß Angaben der Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2024.....	246
Abbildung 159: Gasverbrauch Industriekunden	247
Abbildung 160: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden gemäß Angaben der befragten Gaslieferanten	248
Abbildung 161: Gasverbrauch Gewerbekunden.....	248
Abbildung 162: Gasverbrauch von Haushaltskunden	249
Abbildung 163: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2024 gemäß Angaben der Gaslieferanten	249
Abbildung 164: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart – Stand 31. Dezember 2024 gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	250
Abbildung 165: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) – Stand: 31. Dezember 2024 gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	251
Abbildung 166: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden	253
Abbildung 167: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Angaben der VNB Gas.....	253

Abbildung 168: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Angaben der VNB Gas.....	254
Abbildung 169: Gassperrungen in den Jahren 2015 bis 2024 gemäß Angaben der VNB Gas	256
Abbildung 170: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen gemäß Angabe der Gaslieferanten.....	257
Abbildung 171: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	261
Abbildung 172: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	263
Abbildung 173: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	263
Abbildung 174: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	265
Abbildung 175: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	267
Abbildung 176: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	267
Abbildung 177: Gaspreisindex für Haushaltskunden, Quelle: www.smard.de	268
Abbildung 178: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern in 2024	270
Abbildung 179: Verwendete Kommunikationstechnologie am Zählwerk im Bereich der SLP-Kunden - Stand 31. Dezember 2024	272
Abbildung 180: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden - Stand 31. Dezember 2024	273
Abbildung 181: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen	274

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzbilanz 2024	52
Tabelle 2: Entnahmemengen (ohne Pumpspeicherkraftwerke) der Letztverbraucher nach Entnahmekategorien	53
Tabelle 3: Entnahmemengen (ohne Pumpspeicherkraftwerke) der Letztverbraucher nach Lastprofil	53
Tabelle 4: Konventionelle inländische Erzeugungsmengen der fünf größten deutschen Stromerzeuger	55
Tabelle 5: Inländische konventionelle Erzeugungskapazitäten der fünf größten deutschen Stromerzeuger	57
Tabelle 6: Abgabe Stromlieferanten nach Marktabgrenzung der Stromkundenmärkte des BKartA	58
Tabelle 7: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland	67
Tabelle 8: Erwarteter Zubau konventioneller Kraftwerksleistung 2025 bis 2028	69
Tabelle 9: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW	71
Tabelle 10: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK Anlagen je Energieträger ab 10 MW	71
Tabelle 11: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger	73
Tabelle 12: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG	74
Tabelle 13: Steigerungsraten der installierten Anlagen nach Energieträgern	74
Tabelle 14: Übersicht Ausbaupfade	75
Tabelle 15: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern	78
Tabelle 16: Eingespeiste Jahresarbeit nach Vermarktungsform und Energieträger für das Jahr 2024	79
Tabelle 17: Zahlungen nach Energieträgern	80
Tabelle 18: Realisierungsraten für Solaranlagen aus den Solarausschreibungen des ersten Segments mit abgelaufenen Realisierungsfristen	82
Tabelle 19: Realisierungsraten für Windanlagen aus den Windausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen	89
Tabelle 20: Realisierungsraten für Biomasseanlagen aus den Biomasseausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen	90
Tabelle 21: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Netzbetreiber in Deutschland	94
Tabelle 22: Netzstrukturdaten 2024	95
Tabelle 23: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastuktur der ÜNB	100
Tabelle 24: Grundpreis Netzentgelte	106
Tabelle 25: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2025	108
Tabelle 26: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2025	110
Tabelle 27: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2025	112
Tabelle 28: Steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach den Festlegungen nach §14a EnWG	115
Tabelle 29: Maximale Ausgleichsenergiepreise	127
Tabelle 30: Spannen der Base- und Peakload-Preise in den Jahren 2022 bis 2024 gemäß Angaben der EPEX ..	144

Tabelle 31: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2024 gemäß Angaben der Netzbetreiber	156
Tabelle 32: Vertragswechsel von Haushaltskunden in den Jahren 2024, 2023, 2022 und 2021.....	158
Tabelle 33: Anzahl der Kündigungen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung und der durchschnittliche Zahlungsrückstand.....	159
Tabelle 34: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2024.....	162
Tabelle 35: Preisniveau am 1. April 2025 für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr ohne Vergünstigungen gemäß Angaben der Stromlieferanten	166
Tabelle 36: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr zum 1. April 2025 gemäß Angaben der Stromlieferanten	167
Tabelle 37: Preisniveau am 1. April 2025 für den Abnahmefall 50 MWh pro Jahr gemäß Angaben der Stromlieferanten.....	168
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).....	169
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.....	170
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)	173
Tabelle 41: Sonderbonifikationen für Haushaltskunden.....	176
Tabelle 42: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher in 2024.....	177
Tabelle 43: Veränderung des mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2024 zum 1. April 2025 für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr für Ökostrom (Band III; Eurostat: DC) für Haushaltskunden.....	178
Tabelle 44: Übersicht Abgabemenge und Anzahl Marktllokationen Heizstrom gemäß Angaben der Stromlieferanten.....	181
Tabelle 45: Durchschnittliche mengengewichtete Preise am 1. April 2025 für die Abnahmefälle Nachtspeicherheizung und Wärmepumpe mit gemeinsamer und getrennter Messung mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh/Jahr gemäß Angaben der Stromlieferanten.....	183
Tabelle 46: Verpflichtender Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG a. F. - Stand 31. Dezember 2024	186
Tabelle 47: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG a. F. - Stand 31. Dezember 2024	187
Tabelle 48: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2024	188
Tabelle 49: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2024	189
Tabelle 50: Gasausspeisemenge der FNB und VNB jeweils nach Kundenkategorien der Letztverbraucher in 2024	195
Tabelle 51: Gasverbrauch jeweils nach Kundenkategorien der Letztverbraucher in 2024	196
Tabelle 52: Kennzahlen Biogaseinspeisung in 2024.....	207
Tabelle 53: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber.....	208
Tabelle 54: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland – Stand 4. November 2025	210
Tabelle 55: Netzstrukturdaten 2024 gemäß Angaben der FNB und VNB Gas, Stand 31. Dezember 2024.....	212
Tabelle 56: Versorgungsunterbrechungen im Jahr 2024.....	223

Tabelle 57: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2025 gemäß Angaben der VNB Gas.....	226
Tabelle 58: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2025 gemäß Angaben der VNB Gas.....	228
Tabelle 59: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2025 gemäß Angaben der VNB Gas.....	230
Tabelle 60: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge) für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) – Stand: 31. Dezember 2024 gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	250
Tabelle 61: Vertragsstruktur von Haushaltskunden Gas (Anzahl) für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) – Stand: 31. Dezember 2024 gemäß Angaben der Gaslieferanten	251
Tabelle 62: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien 2024.....	252
Tabelle 63: Vertragswechsel von Haushaltskunden Gas in den Jahren 2021-2024 gemäß Angaben der Gaslieferanten	254
Tabelle 64: Anzahl der Kündigungen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung	256
Tabelle 65: Anzahl der Gassperrungen pro Bundesland im Jahr 2024 gemäß Angaben der VNB Gas.....	258
Tabelle 66: Preisniveau am 1. April 2025 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten	260
Tabelle 67: Preisniveau am 1. April 2025 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten	262
Tabelle 68: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten	264
Tabelle 69: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie gemäß Angaben der Gaslieferanten	266
Tabelle 70: Marktrollenverteilung des Netzbetreibers gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Gas - Stand 31. Dezember 2024	269
Tabelle 71: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen nach Zählergröße für SLP-Kunden - Stand 31. Dezember 2024.....	271
Tabelle 72: Anzahl Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden - Stand 31. Dezember 2024.....	272

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 (voll digitales Mobilfunknetz)
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
GÜP	Grenzübergangspunkt
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
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 paketerientierter Funkdienst“, paketerientierter 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	<i>Elektrizität</i> 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. <i>Gas</i>

	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 Netzknoten 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. 10a 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. 10b EnWG).
Brutto-Stromerzeugung	Erzeugte elektrische Arbeit einer Erzeugungseinheit, gemessen an den Generatorklemmen (vgl. VGB, 2012).
Bruttostromverbrauch	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.
CO ₂ -Ausstoß zur Stromerzeugung	Mit der Stromerzeugung aus der spezifischen Erzeugungseinheit einhergehende Freisetzung von CO ₂ . Bei KWK-Anlagen die anteilige Freisetzung von CO ₂ , die nach dem Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 6 "Energetische Bewertung von Fernwärme - Bestimmung spezifischer CO ₂ -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 Stromlieferungsvertrages 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 Netzenspässe 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 auszusahlen. 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/m ³ und einen Wobbeindex von 12,8 kWh/m ³ bis 15,7 kWh/m ³ .
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 abrechneten 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 Kessengas, 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/m ³ und einen Wobbeindex von 10,5 kWh/m ³ bis 13,0 kWh/m ³ .
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.
Marktllokation	In einer Marktllokation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktllokation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Die Marktllokation 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 Kühlwassertemperaturverlaufes). 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 Lebensdauende 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	<i>Elektrizität</i> Stromnetzentgelt ab 1. Januar 2017 inklusive Abrechnungsentgelt, ohne Entgelte für Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe sowie Umlagen nach EEG und KWKG und weitere Umlagen. <i>Gas</i> 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	<i>Elektrizität</i> 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 Hausanschlussversicherung, es sei denn, dass eine abweichende Vereinbarung getroffen wird; in jedem Fall sind auf die Hausanschlussversicherung 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).

	<i>Gas</i> 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) $\leq 1 \text{ kV}$ Mittelspannung (MS) $> 1 \text{ kV}$ und $\leq 72,5 \text{ kV}$ Hochspannung (HS) $> 72,5 \text{ kV}$ und $\leq 125 \text{ kV}$ Höchstspannung (HöS) $> 125 \text{ kV}$
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 Preisvergleichsportale) 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) grundsätzlich einen höheren monetären Wert auf.
Phelix (Physical Electricity Index)	<i>Spotmarkt:</i> 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. <i>Terminmarkt:</i> 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 Küssengas 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 Vollast 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)	<i>Elektrizität</i> 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). <i>Gas</i> 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 Lastgangmessung 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, Zählnummer.

Steuerbare Verbrauchseinrichtung in Niederspannung (ehemals abschaltbare Verbrauchseinrichtung)	Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird. Als steuerbare Verbrauchseinrichtung im Sinne von Satz 1 gelten auch Elektromobile. Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Verpflichtung nach den Sätzen 1 und 2 näher zu konkretisieren, insbesondere einen Rahmen für die Reduzierung von Netzentgelten und die vertragliche Ausgestaltung vorzusehen sowie Steuerungshandlungen zu benennen, die dem Netzbetreiber vorbehalten sind, und Steuerungshandlungen zu benennen, die Dritten, insbesondere dem Lieferanten, vorbehalten sind. Sie hat hierbei die weiteren Anforderungen des Messstellenbetriebsgesetzes an die Ausgestaltung der kommunikativen Einbindung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zu beachten. (§14a EnWG alte Fassung, in Kraft bis zum 31.12.2022)
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 Verbundaustauschfahrpläne	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

26.11.2025

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