

MARKTBEOBACHTUNG

Monitoring- bericht 2023

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 2023

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

Stand: 29. November 2023

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 615 - Marktbeobachtung,
Monitoring Strom/Gas; 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 2023 von 6.500 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 russische Angriffskrieg auf die Ukraine hat nicht nur schwerwiegende geopolitische und humanitäre Auswirkungen in Europa, sondern beeinflusst auch die Energiemärkte weltweit. Deutschland ist von den Auswirkungen dieses Konflikts auf die Energieversorgung und die Energiemärkte in besonderem Maße betroffen. Die Folgen des Ukrainekriegs auf die Energiemärkte in Deutschland sind vielschichtig und reichen von extrem gestiegenen Energiepreisen bis hin zu Bemühungen um Energiesicherheit und Diversifizierung der Energiequellen. Der vorliegende, grundlegend überarbeitete und neu gestaltete Monitoringbericht 2023 dokumentiert nun noch fokussierter die markanten Entwicklungen des Jahres 2022 und ordnet diese auf den jeweiligen Strom- und Gasmärkten ein. Dazu gehören auch die fortschreitende Energiewende und die ehrgeizigen Klimaziele Deutschlands, deren Umsetzung in einem möglichst marktkonformen und wettbewerblichen Umfeld erfolgen sollte. Die Förderung Erneuerbarer Energien, wie Wind- und Solarenergie, stellt weiterhin einen wirtschaftspolitischen Schwerpunkt dar. Dieser erfordert unter anderem den Ausbau von Netzkapazitäten und die Schaffung günstiger Rahmenbedingungen für Investitionen in Erneuerbare Energien.

Die Bereitstellung wichtiger Informationen für Verbraucher, die Herstellung von Markttransparenz sowie die Analyse der Wettbewerbsentwicklungen sind Ziele des gemeinsamen Monitorings der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes, die damit ihre enge und vertrauensvolle Zusammenarbeit in diesem Bereich fortsetzen. Der Fokus des Bundeskartellamtes ist dabei auf die wettbewerblichen Bereiche der Wertschöpfungsketten Strom und Gas einschließlich der Belieferung von Nicht-Haushaltskunden gerichtet. Die Schwerpunkte der Bundesnetzagentur liegen in den Bereichen der Erzeugung, der Netzentgelte, der Bewertung der Versorgungssicherheit und der Belieferung von Haushaltskunden.

Um eine stabile und sichere Strom- und Wärmeversorgung zu gewährleisten, kehrten im Jahr 2022 insgesamt 6,9 GW Stein- und Braunkohlekraftwerksleistung befristet durch das Ersatzkraftwerkeberechtigungsgesetz während der Ausrufung der Notfall- oder Alarmstufe Gas zurück an den Strommarkt. Diese Kraftwerke trugen zu einer stabilen Stromversorgung bei. Darüber hinaus hatte der Gesetzgeber im Jahr 2022 mit Blick auf die Versorgungssicherheit beschlossen, die Laufzeit der drei verbliebenen Kernkraftwerke bis zum 15. April 2023 zu verlängern. Mit dem am 30. April 2022 in Kraft getretenen Gasspeichergesetz und der Einführung von gesetzlichen Vorgaben für Füllstände wurde zudem die Versorgungssicherheit mit Gas in Deutschland erhöht. Die zum 1. November festgelegte Zielmarke von 95 Prozent konnte im Jahr 2023 bereits am 25. September erreicht werden.

Aufgrund eines gesunkenen Stromverbrauchs nahm auch die deutschlandweite Nettostromerzeugung leicht ab. Der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern am Bruttostromverbrauch betrug damit 45 Prozent, nachdem er 2021 noch bei 40 Prozent lag.

Die Marktkonzentration bei der Stromerzeugung und dem Stromerstabatz ohne Zahlungsanspruch nach dem EEG hat im Jahre 2022 – bezogen auf die Marktanteile der fünf absatzstärksten Unternehmen gegenüber dem Vorjahr abgenommen – sowohl mit Blick auf die erzeugten Mengen als auch die Erzeugungskapazitäten. Bei der Stromerzeugungsmenge und bei den Stromerzeugungskapazitäten führt RWE weiter das Feld der fünf größten Anbieter jeweils mit deutlichem Abstand an.

In den umfassenderen Analysen des jüngst erschienenen Marktmachtberichtes 2022 zu den Wettbewerbsverhältnissen in der Stromerzeugung hat das Bundeskartellamt entsprechend für das Jahr 2022 bis einschließlich des ersten Quartals 2023 festgestellt, dass sich im Rahmen der allgemeinen Marktentwicklung die Marktmacht von RWE im Stromer Absatzmarkt verfestigt hat. Die ermittelten Zeitanteile, in denen RWE für die Deckung des deutschen Strombedarfs unverzichtbar war, überschritten erneut deutlich die für die Marktbeherrschung angesetzte Vermutungsschwelle von fünf Prozent der Stunden eines Jahres. Die Bedeutung der Kraftwerkskapazitäten der nächstgrößten Anbieter LEAG und EnBW für die Deckung der Stromnachfrage in Deutschland hat im Jahr 2022 weiter zugenommen, ebenso wie die wettbewerbliche Bedeutung von Stromimporten und damit ausländischer Kraftwerkskapazitäten.

Seit Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine im Februar 2022 hat sich die Situation beim Gasimport in Folge der Verknappung des Angebots und der eingestellten Lieferungen aus Russland deutlich verändert. Die Gaslieferungen aus Russland über die Nord Stream 1 sind im Jahresverlauf drastisch zurückgegangen und sanken Anfang September schließlich auf 0 TWh. Die ausbleibenden Gaslieferungen aus Russland konnten durch zusätzliche Importe, unter anderem über die Niederlande, Belgien und aus Norwegen weitgehend kompensiert werden und lagen nur leicht unter dem Vorjahreswert. Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas waren im Jahr 2022 Norwegen, die Niederlande und Belgien mit einem Anteil von insgesamt 68 Prozent. Zusätzlich nahm im Dezember 2022 das erste deutsche schwimmende LNG-Terminal in Wilhelmshaven seinen Betrieb auf. Im Januar bzw. März 2023 wurde dieses durch zwei weitere schwimmende LNG-Terminals in Lubmin und Brunsbüttel ergänzt.

Im Gasbereich war im Jahr 2022 ein Rückgang im Gasabsatz zu verzeichnen, welcher insbesondere auf den deutlichen Rückgang russischer Gaslieferungen und möglicherweise auch auf einen verstärkten Fokus auf Gaseinsparmaßnahmen zurückgeführt werden kann. Die Marktkonzentration bei den für die Konzentrationsdarstellung betrachteten, an das deutsche Gasnetz angeschlossenen Untertageerdgasspeichern hat sich nicht wesentlich verändert. Die Marktposition der Gazprom Germania GmbH als eine der größten Erdgasspeicherbetreiberin ist allerdings auf die „Securing Energy for Europe GmbH“ (SEFE) übergegangen, die sich nunmehr in vollständigem Bundeseigentum befindet.

Auf den Endkundenmärkten lagen die jeweiligen kumulierten Marktanteile der vier absatzstärksten Strom- und Gaslieferanten bei der Belieferung von leistungsgemessenen und Standardlastprofilkunden im Jahr 2022 wie auch in den vergangenen Jahren unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen für eine marktbeherrschende Stellung. Angesichts dessen ist jedenfalls derzeit davon auszugehen, dass auf diesen Märkten kein Anbieter marktbeherrschend ist.

Auf den Energiemärkten hatte der russische Angriffskrieg auf die Ukraine im Februar 2022 weitreichende Auswirkungen. Im Jahr 2022 erreichten die Groß- und Einzelhandelspreise für Strom und Gas neue Höchststände. Wenngleich die Großhandelspreise gegen Ende des Jahres 2022 und im ersten Quartal des Jahres 2023 wieder sanken und die Volatilität abnahm, ist das Preisniveau weiterhin höher als vor dem Angriffskrieg und dem Beginn der Energiekrise. Die Preise im Stromgroßhandel folgen mit dieser Entwicklung weitgehend der Preisentwicklung bei Erdgas. Da Gaskraftwerke im Spothandel in Spitzenlastzeiten häufig preissetzend sind, führte die Vervielfachung der Gaspreise zu einer Vervielfachung der Börsenpreise für Strom (Merit-Order-Prinzip). Gegen Ende des Berichtszeitraums 2022 wurde die Preisentwicklung gedämpft durch die zu Beginn bereits genannte Reaktivierung von Kohlekraftwerken aus

der Sicherheitsbereitschaft, die Rückkehr von Reservekraftwerken sowie die vorübergehende Laufzeitverlängerung der drei verbliebenen Kernkraftwerke.

Auch auf das Beschaffungsverhalten hatte der russische Angriffskrieg starke Auswirkungen. Insbesondere konnten an den europäischen Gashandelsbörsen im Jahr 2022 enorme Volumenzuwächse sowohl auf dem Spot- als auch auf dem Terminmarkt festgestellt werden, wobei letzteres nach einer Einschätzung aus Börsensicht auch in einem stärkeren Absicherungsbedarf begründet sein mag.

Der mengengewichtete durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden betrug am 1. April 2023 45,19 ct/kWh und erreichte damit einen Höchststand (2022: 36,06 ct/kWh). Der mengengewichtete durchschnittliche Gaspreis für Haushaltskunden lag zum Stichtag 1. April 2023 bei 14,80 ct/kWh (2022; 9,88 ct/kWh) und damit rund 50 Prozent höher als im Vorjahr. Auch der durchschnittliche Strompreis für Nicht-Haushaltskunden und Heizstrom ist ebenso wie der durchschnittliche Gaspreis für Nicht-Haushaltskunden im Vergleich zum Vorjahr angestiegen. Dabei liegen teilweise die Strom- und insbesondere die Gaspreise für Nicht-Haushaltskunden im Durchschnitt nah am Niveau der jeweils geltenden Preisbremsen. Der Anstieg der Einzelhandelspreise für Strom und Gas im Laufe des Jahres 2022 ist insbesondere auf die deutlich gestiegenen Kosten der Energiebeschaffung zurückzuführen. Um die Preissteigerungen zu dämpfen, reagierte der Gesetzgeber mit einer vorzeitigen Abschaffung der EEG-Umlage zum 1. Juli 2022 und einer befristeten Absenkung der Mehrwertsteuer beim Gaspreis zum 1. Oktober 2022 auf 7 Prozent. Um eine weitere Entlastung von Gas-, Strom- und Wärmekunden zu erreichen, wurden außerdem die bereits erwähnten und zunächst auf das Jahr 2023 befristeten Energiepreisbremsen eingeführt.

Der starke Anstieg der Strom- und Gaspreise in Folge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine hat auch im Wechselverhalten der Verbraucher deutliche Spuren hinterlassen. So ist im Jahr 2022 die Zahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden im Bereich Strom mit gut vier Mio. Wechseln deutlich gesunken. Auch die Anzahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden im Bereich Gas sank im Jahr 2022 um rund ein Drittel auf 1,15 Mio. Dies ist neben möglichen Auswirkungen der eingeführten Preisbremsen auch auf den deutlichen Rückgang des Angebots an attraktiven Neukundenverträgen zurückzuführen. So gab es zeitweise keinen Anreiz, aus der traditionell eher teureren Grundversorgung in einen Wettbewerbstarif zu wechseln, weil entweder keine oder nur wenige und teurere Angebote zur Verfügung standen. Entgegen dem langfristigen Trend hat die im Rahmen der Grundversorgung abgegebene Gasmenge erstmalig seit 2010 im Jahresvergleich sogar zugenommen. Inzwischen sind vermehrt wieder günstige Wettbewerbstarife auch unterhalb der Schwellenpreise der Preisbremsen verfügbar, was sich möglicherweise positiv auf die Wechselaktivitäten auswirken könnte.

Auch die Zahl der Lieferantenwechsel von Nicht-Haushaltskunden im Bereich Gas wie auch die vom Wechsel betroffene Gasmenge sind im Vergleich zum Vorjahr deutlich zurückgegangen. Im Bereich Strom hingegen kam es bei Nicht-Haushaltskunden zu häufigeren Lieferantenwechseln als im Vorjahr, da einige Nicht-Haushaltskunden auf Preisanstiege schneller reagieren konnten.

Die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt werden die sehr dynamische Entwicklung der Strom- und Gasmärkte in Deutschland weiterhin aufmerksam im Blick behalten und entsprechend ihren jeweiligen Aufgabenbereichen 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	12
A Strom.....	13
1. Netzübersicht Strom	13
2. Stromerzeugung	13
3. Marktkonzentration.....	17
4. Netzstrukturdaten.....	20
5. Netzausbau	20
6. Investitionen der Stromnetzbetreiber	21
7. Versorgungsstörungen Strom.....	21
8. Netzengpassmanagement.....	21
9. Netzentgelte Strom.....	23
10. Elektromobilität/Ladesäulen/Steuerbare Verbrauchseinrichtungen	23
11. Kosten der Systemdienstleistungen.....	24
12. Regelreserve.....	24
13. Grenzüberschreitender Stromhandel.....	25
14. Großhandel Strom	25
15. Einzelhandel Strom	28
16. Heizstrom	34
17. Mess- und Zählwesen Strom	36
B Gas	37
1. Netzübersicht Gas	37
2. Marktkonzentration.....	38
3. Marktraumumstellung.....	39
4. Im- und Exporte Gas	40
5. Biogas.....	41
6. Undergroundgasspeicher	41
7. Netzstrukturdaten.....	42
8. Netzausbau Gas	42
9. Investitionen der Gasnetzbetreiber	43
10. Kapazitätsangebot und Vermarktung	43
11. Versorgungsstörungen Gas	44
12. Netzentgelte Gas	44

13.	Regel- und Ausgleichsenergie.....	45
14.	Großhandel Gas.....	45
15.	Einzelhandel Gas.....	47
16.	Mess- und Zählwesen Gas.....	54
II	STROM	56
A	Situation auf den Strommärkten	57
1.	Netzübersicht	57
2.	Marktkonzentration.....	61
B	Erzeugung	69
1.	Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches	69
2.	Entwicklung Erneuerbare Energien.....	81
C	Netze.....	107
1.	Netzstrukturdaten.....	107
2.	Netzengpassmanagement.....	112
3.	Versorgungsstörungen Strom.....	117
4.	Investitionen	118
5.	Netzentgelte.....	121
6.	Steuerbare Verbrauchseinrichtungen	131
D	Systemdienstleistungen	133
1.	Kosten der Systemdienstleistungen.....	135
2.	Regelreserve.....	136
E	Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration.....	143
1.	Mittlere zur Verfügung gestellte Übertragungskapazität	145
2.	Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Handelsflüsse	147
3.	Ungeplante Flüsse	149
4.	Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse.....	149
F	Großhandel Strom.....	150
1.	Börslicher Großhandel.....	150
1.1	Spotmärkte.....	151
1.1.1	Handelsvolumina	154
1.1.2	Preisniveau	154
1.2	Terminmärkte.....	156
1.2.1	Handelsvolumen	157
1.2.2	Preisniveau	158
2.	Außerbörslicher Großhandel.....	159
2.1	Brokerplattformen.....	159
2.2	OTC-Clearing	160
G	Einzelhandel Strom.....	162
1.	Lieferantenstruktur und Anbieterzahl.....	163

2.	Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel	166
3.	Kündigungen und Stromsperrungen, abweichende Abrechnung.....	170
4.	Tarife	175
5.	Preisniveau	177
6.	Verbraucherservice und Verbraucherschutz.....	192
7.	Heizstrom	192
H	Mess- und Zählwesen	197
III	GAS	207
A	Situation auf den Gasmärkten.....	208
1.	Netzübersicht	208
2.	Marktkonzentration.....	210
B	Aufkommen von Gas.....	214
1.	Förderung von Erdgas in Deutschland	214
2.	Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas.....	214
3.	Marktraumumstellung.....	216
4.	Biogas (einschließlich Synthesegas)	217
5.	Gasspeicher	218
C	Netze	221
1.	Netzstrukturdaten.....	221
2.	Netzausbau - Netzentwicklungsplan Gas	225
3.	Investitionen	228
4.	Kapazitätsangebot und Vermarktung	231
5.	Versorgungsstörungen Gas	235
6.	Netzentgelte.....	236
D	Regel- und Ausgleichsenergie.....	244
1.	Regelenergie	244
2.	Ausgleichsenergie.....	247
E	Großhandel	250
1.	Börslicher Großhandel.....	250
2.	Außerbörslicher Großhandel	253
F	Einzelhandel	257
1.	Lieferantenstruktur und Anbieterzahl.....	257
2.	Vertragsstruktur, Lieferanten- und Vertragswechsel.....	259
3.	Gassperrungen und Kündigungen, abweichende Abrechnung	267
4.	Preisniveau	270
G	Mess- und Zählwesen	280

VERZEICHNISSE	286
Abbildungsverzeichnis	287
Tabellenverzeichnis	294
Abkürzungsverzeichnis	299
Glossar	303
Impressum	316

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 2022. Die Aufkommenseite setzte sich aus der gesamten Netto-Stromerzeugung von 531,7 Terawattstunden (TWh) - davon 9,2 TWh aus Pump- und Batteriespeichern sowie physikalischen Lastflüssen in Höhe von 50,1 TWh aus dem Ausland in das deutsche Netz der Allgemeinen Versorgung, zusammen. Auf der Verwendungsseite wurden aus den Netzen der Allgemeinen Versorgung 444,2 TWh (2021: 467 TWh) an Endverbraucher abgegeben (-4,9 Prozent im Vergleich zum Vorjahr). Der gesunkene Stromverbrauch lässt sich auf unterschiedliche Faktoren wie den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine, die hohen Energiepreise an den Großhandelsmärkten, die im Vorjahresvergleich mildere Witterung und die schwächelnden Konjunktur¹ des 2. Halbjahres 2022 zurückführen. 311 TWh entfielen dabei auf Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden. Weitere 120,8 TWh wurden von Haushaltskunden entnommen. Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher² bezogen insgesamt 12,4 TWh Strom. 35,5 TWh wurden in Netze eingespeist, die nicht der Allgemeinen Versorgung zuordenbar sind. Die Netzverluste beliefen sich insgesamt auf 28 TWh. Gleichzeitig floßen 75,2 TWh an physikalischen Lastflüssen aus dem deutschen Netz ins Ausland.³

2. Stromerzeugung

Aufgrund des gesunkenen Stromverbrauchs nahm auch die deutschlandweite Nettostromerzeugung leicht ab. Diese lag im Jahr 2022 mit 531,7 TWh unter dem Niveau von 2021 (-2,7 Prozent). Die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken verzeichnete hierbei einen Rückgang von rund 32,9 TWh (-10,1 Prozent). Die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien stieg im Vorjahresvergleich um 18 TWh (+8,2 Prozent). Der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern am Bruttostromverbrauch betrug dabei rund 45 Prozent⁴ (+5,0 Prozentpunkte im Vergleich zum Vorjahr). Am 04. April 2022 zwischen 13 Uhr und 14 Uhr gab es die höchste Einspeisung durch Wind- und PV-Anlagen (74,6 GWh). Ein hoher Zubau solcher Anlagen sowie eine starke Sonneneinstrahlung in 2022 waren die Hauptgründe für den deutlichen Anstieg.

Die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken betrug 108,0 TWh und stieg damit um 5,1 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Steinkohlekraftwerke erzeugten 58,8 TWh und lagen um 14,4 Prozent über dem Vorjahreswert.

Um eine stabile und sichere Strom- und Wärmeversorgung zu gewährleisten, kehrten im Jahr 2022 insgesamt 6,9 GW Stein- und Braunkohlekraftwerksleistung befristet durch das Ersatzkraftwerkebereitzstellungsgesetz

¹ <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/konjunktur-und-wachstum.html>.

² Batteriespeicher werden im Monitoring erst ab einer Nettonennleistung von 10 MW je Standort berücksichtigt.

³ Summiert man die Einzelpositionen auf der Verwendungsseite, ergibt sich ein Gesamtwert von 582,9 TWh. Dies weicht leicht von der Aufkommenseite ab, die 581,2 TWh beträgt. Diese Diskrepanz von 1,7 TWh ist auf die Vielzahl unterschiedlicher Marktteilnehmer und die Komplexität der Datenerhebung zurückzuführen.

⁴ Wenn von einem Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien von rund 47,4 Prozent oder mehr ausgegangen wird, bezieht sich dieser in der Regel auf die Definition des Verbrauchs als Netzlast (z. B. auf SMARD).

zurück an den Strommarkt. Dies geschah in Folge der Ausrufung der Notfall- oder Alarmstufe Gas. Auf Grundlage des § 50a Abs. 4 EnWG i.V.m. der Stromangebotsausweitungsverordnung konnten Netzreservekraftwerke, mit Ausnahme von Erdgaskraftwerken, und Anlagen aus der dritten KVVG Ausschreibungsrunde, die zum 31.10.2022 ein Kohleverfeuerungsverbot erhalten hatten, wieder bis zum 31.03.2024 befristet am Strommarkt teilnehmen.

Zur Vorbeugung gegen Versorgungsengpässe auf dem Gas- und Elektrizitätsmarkt wurden ebenfalls zum 01. Oktober 2022 bis max. 31. März 2024 gem. § 50d EnWG Kraftwerke aus der Sicherheitsbereitschaft gem. § 13g EnWG in eine Versorgungsreserve überführt. Während der Ausrufung der Notfall- oder Alarmstufe Gas konnten diese Kraftwerke befristet vom 01.10.2022 bis 30.06.2023 an den Strommarkt zurückkehren. Von dem Recht der befristeten Teilnahme am Strommarkt haben alle Betreiber von Kraftwerken, welche in die Versorgungsreserve überführt wurden, Gebrauch gemacht.

Die Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken lag bei 65,6 TWh und nahm dementsprechend um 15,6 Prozent im Vorjahresvergleich ab. Gründe waren unter anderem die hohen und deutlich gestiegenen Erdgaspreise am Spot- und Terminmarkt. Durch die befristete Rückkehr der Kohlekraftwerke wurde außerdem mehr Strom mit den Energieträgern Braun- und Steinkohle anstatt aus Erdgas erzeugt. Die Erzeugung aus Kernkraft reduzierte sich um etwa die Hälfte im Vergleich zum Vorjahr auf 32,8 TWh. Dieser deutliche Rückgang ist auf die Stilllegungen der Kernkraftwerke Brokdorf, Gundremmingen und Grohnde zum 31.12.2021 zurückzuführen. Die Stromerzeugung aus Ölkraftwerken erreichte in etwa das Vorjahresniveau und lag bei 4,5 TWh.

Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Mit KWK-Anlagen wurden im Jahr 2022 55,3 TWh Strom erzeugt (-11,4 TWh). Der Kondensationsstrom erhöhte sich um 12,8 TWh auf 142,5 TWh. Es wurden insgesamt 124,1 TWh (-22,1 TWh) an Nutzwärme erzeugt. Der wichtigste Energieträger 2022 für den Betrieb von KWK-Anlagen war Erdgas (Strom aus KWK-Anlagen: 37,3 TWh bzw. Nutzwärme 53,8 TWh). Einzig beim Kondensationsstrom war der wichtigste Energieträger Braunkohle mit 86,1 TWh erzeugter Menge.

Die installierte elektrische Leistung von KWK-Anlagen stieg im Jahr 2022 um 1,6 GW auf nun 29 GW. Die thermische Leistung stieg um 2,1 GW auf 56,4 GW. Der mit Abstand wichtigste Energieträger für KWK-Anlagen ist Erdgas. Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von insgesamt 16,4 GW bzw. 26,6 GW thermischer Leistung nutzen Erdgas als Brennstoff.

Elektrische Erzeugungsleistung

Die gesamte installierte Erzeugungskapazität betrug Ende 2022 247,3 GW⁵ (2021: 239,5 GW)⁶. Hiervon sind 96,9 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 150,4 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen. Im Bereich der konventionellen Energieträger war eine Abnahme von 2,8 GW zu verzeichnen. Diese lässt sich insbesondere auf die Stilllegungen der Kernkraftwerke und der Braunkohlekraftwerke jeweils zum 31.12.2021 zurückführen. Im Bereich der erneuerbaren Energieträger lag der Leistungszuwachs in 2022 hingegen bei 10,7 GW. In 2021 betrug der Zuwachs 8,6 GW gegenüber dem Jahr 2020. Am stärksten nahmen im Jahr 2022 die Erzeugungskapazitäten in den Bereichen solare Strahlungsenergie (+8,1 GW), Wind an Land (+2,0 GW) und Wind auf See (+0,3 GW) zu. Die installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland betrug Ende 2022 145,3 GW (2021: 134,2 GW). Dies bedeutet einen Anstieg um 11,2 GW (+8,3 Prozent). Auf Grundlage des EEG wurden im Jahr 2022 insgesamt 220 TWh Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen gefördert. Damit ist die Stromerzeugung aus EEG-Anlagen um 8,0 Prozent gestiegen.

Kennzahlen nach dem EEG

Die Zahlungen an Anlagenbetreiber nach dem EEG sind gegenüber dem Vorjahr um 37,3 Prozent auf 12,3 Mrd. Euro gesunken. Im Jahr 2022 haben die Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien damit durchschnittlich 5,6 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG⁷ erhalten. Der Grund für den Rückgang dieser Zahlungen lag in den hohen Strompreisen.

Seit 2010 nimmt der Anteil der Einspeisevergütung stetig ab. Im Jahr 2022 entfielen nur noch rund 17 Prozent aller Zahlungen nach dem EEG auf die Einspeisevergütung. Der größte Rückgang bei der Einspeisevergütung war bei Wind an Land (-96,5 Prozent) zu verzeichnen. Gründe waren vor allem die hohen Strompreise. Der Anteil der EEG Marktprämien belief sich auf 76 Prozent. Der höchste Anteil der Marktprämie lag bei Wind an Land und auf See sowie bei Geothermie. Die sonstige Direktvermarktung lag bei 7 Prozent. Hier war gerade bei Wasserkraft und verschiedenen Gasen der Anteil am höchsten (18 und 14 Prozent).

Die gesetzlichen Ausbaupfade wurden für Wind an Land, solare Strahlungsenergie sowie Biomasse in 2022 erreicht. Um die erhöhten Ausbauziele für 2030 zu erreichen, ist allerdings ein noch höherer Zubau unausweichlich. 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.

Ausschreibungen

Die Ausschreibungen im Jahr 2022 waren nahezu durchgängig unterzeichnet. Bei der Windenergie an Land wurde im ersten Gebotstermin noch eine Deckung der ausgeschriebenen Menge erreicht. Preissteigerungen

⁵ Umfasst sind auch Kraftwerke, die sich gegenwärtig nicht am Markt, bspw. in der Netzreserve befinden oder vorläufig stillgelegt sind.

⁶ Der Vorjahreswert aus dem Monitoring 2022 wurde für das Jahr 2021 aktualisiert.

⁷ 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.

im Laufe des Jahres führten dazu, dass die Gebote immer mehr abnahmen. Zur Trendumkehr hat auch die Festlegung der Höchstwerte durch die BNetzA beigetragen.

Auch bei Ausschreibungen für Solarenergie und den Innovationsausschreibungen nahm das eingereichte Gebotsvolumen stetig ab, was unter anderem an den steigenden Gestehungskosten und der massiven Ausweitung der auszuschreibenden Mengen lag. Auch hier hat die Bundesnetzagentur mit zwei Höchstwertfestlegungen für verbesserte Rahmenbedingungen und steigenden Wettbewerb gesorgt.

Die Ausschreibungen für Biomasse und Biomethan (aus dem Gasnetz entnommenes, verstromtes Biogas) waren wie seit ihrer Einführung auch im Jahr 2022 unterzeichnet. Bei der Biomasse hat 2023 eine Trendwende eingesetzt, die auch an der Höchstwert-Festlegung der Bundesnetzagentur liegen dürfte.

Im Jahr 2022 hat die Bundesnetzagentur eine Fläche für Offshore-Windenergie in der Nordsee ausgeschrieben, die vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) hinsichtlich der Meeresumwelt, des Baugrunds und der wind- und ozeanographischen Verhältnisse voruntersucht wurde. Der Offshore-Windpark soll im Jahr 2027 mit 980 MW in Betrieb gehen. Es wurden mehrere Gebote abgegeben. Bezuschlagt wurde ein Gebot mit einem Zuschlagswert von 0 Cent/kWh, in das aber die Inhaberin eines Eintrittsrechts eingetreten ist. Das Eintrittsrecht bestand, da das Unternehmen auf der Fläche ursprünglich einen Offshore-Windpark geplant hatte.

Im Jahr 2023 hat die Bundesnetzagentur an zwei Ausschreibungsterminen Flächen für Offshore-Windenergie mit einer Leistung von insgesamt 8.800 MW ausgeschrieben. Es handelt sich um die bisher größte jährliche Ausschreibungsmenge.

7.000 MW betrafen vier nicht zentral voruntersuchte Flächen, drei mit je 2.000 MW in der Nordsee und eine mit 1.000 MW in der Ostsee. Die Windparks sollen 2030 in Betrieb gehen. Die Zuschläge erfolgten erstmals nach einem online durchgeführten dynamischen Gebotsverfahren. Dies war erforderlich, da für die Nordsee-Flächen jeweils acht, für die Ostsee-Fläche neun Gebote mit einem Gebotswert von 0 Cent/kWh eingereicht wurden. Die Bieter mit der jeweils höchsten Zahlungsbereitschaft für eine Fläche erhielten den Zuschlag. Der Wettbewerb auf allen Flächen war lebhaft; es wurden zwischen 55 und 72 Gebotsrunden mit steigenden Gebotswerten durchgeführt. Insgesamt erzielten die Ausschreibungen eine Gesamtsumme von 12,6 Mrd. Euro.

Gegenstand der zweiten Ausschreibungen waren vier voruntersuchte Flächen in der Nordsee mit einer Gesamtleistung von 1.800 MW. Es wurde erstmals ein Gebotsverfahren mit qualitativen Kriterien durchgeführt, bei dem neben der Zahlungsbereitschaft auch Kriterien wie die Dekarbonisierung des Offshore-Ausbaus und der Einsatz umweltschonender Gründungstechnologien einbezogen wurden. Die Inbetriebnahme der Windparks ist für 2028 vorgesehen. Die Ausschreibung der voruntersuchten Flächen war durch die Eintrittsrechte auf drei der vier Flächen geprägt. Die qualitativen Kriterien hatten auf die Zuschlagserteilung keinen entscheidenden Einfluss.

Die Erlöse aus beiden Offshore Ausschreibungen des Jahres 2023 fließen zu 90 Prozent in die Stromkostensenkung und zu jeweils fünf Prozent in den Meeresnaturschutz sowie die Förderung einer umweltschonenden Fischerei. Die für Meeresnaturschutz und Fischerei bestimmten Anteile sind innerhalb eines Jahres an den Bundeshaushalt zu leisten. Die Stromkostensenkungskomponente ist über einen Zeitraum

von 20 Jahren in gleichen jährlichen Raten ab dem Fertigstellungstermin des jeweiligen Windparks an den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber zu zahlen.

Aktueller Kraftwerksbestand

Mit Stichtag zum 17. November 2023 sind an das deutsche Netz der allgemeinen Versorgung insgesamt 252,8 GW Erzeugungskapazitäten (Nettowerte) installiert. Insbesondere aufgrund der Stilllegungen der letzten drei Kernkraftwerke Isar 2, Emsland A und Neckarwestheim 2 zum 15. April 2023 reduzierte sich die Leistung im Bereich der nicht erneuerbaren Energieträger gegenüber dem 31.12.2022 um rund 3,1 GW.

Erwarteter Zubau- und Rückbau

Bis zum Jahr 2026 werden voraussichtlich weitere 1.999 MW an konventioneller Erzeugungsleistung installiert⁸. Dem stehen 13.447 GW an voraussichtlichen Stilllegungen gegenüber.

3. Marktkonzentration

Stromerzeugung

Die Marktkonzentration bei der Stromerzeugung und dem Stromerstabsatz (ohne Zahlungsanspruch nach dem EEG) hat hinsichtlich der Marktanteile der Erzeuger im Jahr 2022 abgenommen. So erreichten die fünf absatzstärksten Unternehmen (im Berichtszeitraum: RWE, LEAG, EnBW, Uniper, EON) auf dem Stromerstabsatzmarkt im Jahr 2022 bezogen auf das deutsche Marktgebiet einschließlich Luxemburg bei den Erzeugungsmengen einen gemeinsamen Marktanteil (CR5) von 63,5 Prozent. Im Jahr 2021 belief sich dieser Marktanteil noch auf 67,0 Prozent. Der Anteil der fünf größten Anbieter an den *deutschen konventionellen Stromerzeugungskapazitäten* (im Berichtszeitraum: RWE, EnBW, LEAG, Vattenfall, Uniper) zum Jahresende 2022 lag insgesamt mit 52,1 Prozent (CR5) ebenfalls unter dem Vorjahresniveau von 55,6 Prozent.⁹ Der Rückgang der Kapazitäten betrifft allerdings insbesondere E.ON, welche diesem Bereich für den Bericht 2022 nicht mehr unter die CR5 fällt. RWE führt sowohl bei der Stromerzeugungsmenge als auch bei den Stromerzeugungskapazitäten das Feld der fünf größten Anbieter jeweils mit deutlichem Abstand an. Hintergrund bei der Entwicklung der Kapazitäten ist die Umsetzung des Atom- und Kohleausstiegs, wonach wesentliche konventionelle Erzeugungskapazitäten - darunter und auch Anlagen aus dem Kreise der fünf größten Anbieter - aus dem Markt ausschieden. Das ursprünglich für das Jahr 2022 geplante Abschalten der drei letzten Atomkraftwerke ist im Berichtszeitraum nicht berücksichtigt, da diese noch bis zum 15. April 2023 aktiv waren.

⁸ Bei der Betrachtung des Zubaus werden nur die derzeit im Probetrieb oder in Bau befindlichen Stromerzeugungsanlagen mit einer Netto-Nennleistung ab 10 MW pro Standort berücksichtigt. In diesem Fall ist die Umsetzungswahrscheinlichkeit der Kraftwerksprojekte hinreichend groß.

⁹ Vorjahreswert aus dem Monitoringbericht 2022 wurde korrigiert, siehe weiter unten.

EEG-Strom

Bei der nach dem EEG geförderten Erzeugungsmenge macht der Anteil der oben genannten fünf Unternehmen analog zum Stromerstabsatzmarkt (RWE, LEAG, EnBW, Uniper, EON) für das Marktgebiet Deutschland für das Jahr 2022 rund 5,6 Prozent aus. Im Vorjahr waren es noch rund 6,4 Prozent – hier muss berücksichtigt werden, dass Vattenfall im Jahr 2021 anstelle von Uniper noch mit eingerechnet wurde. Betrachtet man die EEG-Erzeugungskapazitäten analog zum Stromerstabsatzmarkt (RWE, EnBW, LEAG, Vattenfall, Uniper), beträgt der Anteil der fünf größten Erzeuger (RWE, LEAG, EnBW, Uniper, Uniper) für das Jahr 2022 rund 3,1 Prozent im Vergleich zum Vorjahr mit 3,6 Prozent.

Verweis auf Marktmachtbericht

Ein weiterer entscheidender Parameter für die Beurteilung von Marktmacht im Bereich der Stromerzeugung ist die im Marktmachtbericht des Bundeskartellamtes vorgenommene sogenannte Pivotalanalyse¹⁰, im Rahmen derer ermittelt wird, in welchem Ausmaß der Kraftwerkspark eines Unternehmens pivotal - also unverzichtbar - ist, um die Stromnachfrage zu decken. Hiernach ergibt sich für das Jahr 2022 bis einschließlich des ersten Quartals 2023, dass sich im Rahmen der allgemeinen Marktentwicklung die Marktmacht von RWE im Stromerstabsatzmarkt verfestigt hat. Die ermittelten Zeitanteile, in denen der Strombedarf ohne RWE nicht mehr gedeckt werden konnte, überschritten wiederum deutlich die für die Marktbeherrschung angesetzte Vermutungsschwelle von fünf Prozent der Stunden eines Jahres. Weiter waren auch die Kapazitäten der Anbieter LEAG und EnBW bereits verstärkt für die Deckung der Nachfrage unverzichtbar. Ferner ist die Anzahl von Marktsituationen, in denen die marktbedingten Verhaltensspielräume inländischer Stromerzeuger nur noch durch Importe, also durch freie ausländische Kraftwerkskapazitäten, begrenzt worden sind, 2022 auf 5,9 Prozent der Stunden des Jahres angestiegen.

Hintergründe und Ausblick

Aufgrund der Stilllegung der letzten drei verbliebenen Kernkraftwerke sowie weiterer geplanter Abschaltungen von Kohlekraftwerken hat sich der aggregierte Marktanteil der fünf größten Erzeuger und damit der Grad der Marktkonzentration kapazitätsseitig zunächst weiter verringert und würde sich weiter verringern. Ein solcher Dekonzentrationseffekt durch Stilllegungen bewirkt allerdings zugleich eine Marktverknappung und steigert dadurch das wettbewerbliche Gewicht der verbleibenden Kapazitäten, welches sich etwa in dem der Pivotalanalyse zugrundeliegenden Residual Supply Index manifestiert. Auch ist zu beachten, dass Steinkohlekraftwerke im Jahr 2022 aufgrund der Energiekrise aus der Reserve reaktiviert worden sind, aber teils schon wieder deaktiviert sind bzw. teils in den Jahren 2023 und 2024 deaktiviert werden sollen.

Stromendkundenmärkte

Für das Jahr 2022 geht das Bundeskartellamt wie auch in den vergangenen Jahren davon aus, dass auf den beiden größten Stromeinzelhandelsmärkten derzeit kein Anbieter marktbeherrschend ist. Auf dem

¹⁰ Hierzu und zum Folgenden: Bundeskartellamt, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht) 2022, Bericht vom August 2023, S.7 ff.

bundesweiten Markt für die Belieferung von RLM-Kunden setzten die vier absatzstärksten Unternehmen (aktuell: E.ON, RWE, EWE und N-Ergie) im Jahr 2022 zusammengerechnet insgesamt rund 50,8 TWh ab. Ihr aggregierter Marktanteil betrug 21,1 Prozent. Im Vorjahr lag der Absatz bei 63,7 TWh bzw. 25,8 Prozent.¹¹ 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 Unternehmen (aktuell: E.ON, EnBW, Vattenfall und EWE) im Jahr 2022 auf rund 49,7 TWh – im Vorjahr entfielen auf dieselben Unternehmen noch 41,2 TWh. Der CR4 betrug auf diesem Markt für das Jahr 2022 rund 44,2 Prozent. Im Vorjahr lag der CR4 noch bei 36,1%. Auf beiden Märkten liegt der jeweilige CR4-Wert – im SLP-Bereich trotz der erheblichen Zunahme gegenüber dem Vorjahr – 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. Hier betrug der kumulierte, über alle Grundversorgungsgebiete in Deutschland aufsummierte Absatz der vier aktuell absatzstärksten Unternehmen¹² (wiederum E.ON, EnBW, Vattenfall und EWE) rund 14,4 TWh von der gesamten Abgabe an der Grundversorgungsmenge von rund 31,5 TWh, was einem Anteil von rund 45,9 Prozent – gegenüber rund 42,0 Prozent im Vorjahr 2021 entspricht.

Im Bereich der ebenfalls netzbezogenen abzugrenzenden Belieferung von SLP-Kunden mit Heizstrom hatten die vier derzeit absatzstärksten Unternehmen (hier E.ON, EnBW, Vattenfall und Lichtblick¹³) weiterhin sowohl in vielen Versorgungsgebieten als auch in der Summe der Versorgungsgebiete eine relativ starke Stellung. Der kumulierte Absatz der CR4-Unternehmen¹⁴, über alle Versorgungsgebiete in Deutschland aufsummiert, betrug rund 6,9 TWh von insgesamt 13,1 TWh für Heizstrom, was einem Anteil von 52,2 Prozent gegenüber 54,7 Prozent im Jahr 2021 entspricht.

¹¹ Ein Vergleich zum Vorjahr ist nur bedingt möglich, da im Vorjahr noch die GETEC zu der Gruppe der vier absatzstärksten Unternehmen gehörte.

¹² Hierbei handelt es sich um einen fiktiven Wert, der nur der Veranschaulichung der Marktverhältnisse dient, da die Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes bei der Grundversorgung keine bundesweite, sondern eine regionale (netzgebietsbezogene) Marktabgrenzung vorsieht.

¹³ Lichtblick hat einen großen Teil der Heizstromkunden von innogy (ehemals RWE) übernommen (Auflage im Rahmen des Zusammenschlussvorhabens M.8870 E.ON/innogy).

¹⁴ Auch hier handelt es sich um einen fiktiven Wert, der nur der Veranschaulichung der Marktverhältnisse dient, da die Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes bei der Belieferung von Kunden mit Heizstrom ebenfalls eine regionale (netzgebietsbezogene) Marktabgrenzung vorsieht.

4. Netzstrukturdaten

An der Datenerhebung zum Monitoring 2023 haben sich die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sowie 803 Verteilnetzbetreiber (VNB) beteiligt. Zum Stichtag 4. August 2023 waren bei der Bundesnetzagentur insgesamt 866 VNB (2022: 865) erfasst.

Die Stromkreislänge auf ÜNB-Ebene betrug 36,3 Tsd. km im Jahr 2022. Die Anzahl der Marktlokationen von Letztverbrauchern in den Netzgebieten der ÜNB belief sich auf insgesamt 414. Diese Marktlokationen weisen ausschließlich eine registrierende Lastgangmessung auf.

Auf allen Netzebenen der VNB betrug die gesamte Stromkreislänge zum 31. Dezember 2022 insgesamt rund 2,2 Mio. Kilometer. Die Anzahl der Marktlokationen von Letztverbrauchern in allen Netzgebieten der VNB belief sich auf rund 52 Mio. Die Mehrzahl der in der Datenauswertung berücksichtigten VNB (631 oder 76 Prozent) verfügt über Netze, welche eine kleine bis mittlere Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) bis 1.000 km aufweisen. Somit verteilt sich der Großteil der Kabel und Freileitungen der VNB auf rund 172 Unternehmen.

Im Jahr 2022 lag die Jahreshöchstlast am 01.02.2022 zwischen 12:30 Uhr und 12:45 Uhr bei 78,83 GW (Jahreshöchstlast in 2021 am 30.11.2021 zwischen 11:45 Uhr und 12:00 Uhr bei 81,37 GW). Die Jahreshöchstlast entspricht dem Maximalwert der in einem Jahr zu einem Zeitpunkt nachgefragten Summe der elektrischen Leistung aller angeschlossenen Verbraucher im Netz der allgemeinen Versorgung inklusive der Leitungsverluste. Dieser Wert zeigt auf, welcher maximalen Leistungsanforderung das Energieversorgungsnetz mindestens genügen muss.

5. Netzausbau

Aktueller Stand Netzausbau im Übertragungsnetz

Zum Stichtag 31. Dezember 2022 umfassten das Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) und das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) insgesamt 119 Vorhaben mit einer ungefähren Gesamtlänge von 14.054 km. 25 Vorhaben davon waren bereits vollständig fertiggestellt, 14 weitere auf allen Abschnitten mindestens genehmigt. In der Genehmigungsphase befanden sich noch 52 Vorhaben. Für 28 Vorhaben standen die jeweils ersten Anträge auf Bundesfachplanung bzw. auf ein Raumordnungsverfahren noch aus.

Die Gesamtlänge der EnLAG-Vorhaben lag dabei zum Stichtag bei etwa 1.821 km, die sich wie folgt aufteilen:

- etwa 8 km im Raumordnungsverfahren
- etwa 128 km vor dem oder im Planfeststellungsverfahren
- 329 km genehmigt und vor dem oder im Bau
- 1.356 km fertiggestellt

Die Gesamtlänge der BBPIG-Vorhaben lag bei etwa 12.233 km, die sich wie folgt aufteilen:

- etwa 3.719 km vor dem Genehmigungsverfahren
- etwa 742 km im Raumordnungs- oder Bundesfachplanungsverfahren

- etwa 5.891 km vor dem oder im Planfeststellungs- oder Anzeigeverfahren
- 778 km genehmigt und vor dem oder im Bau
- 1.103 km fertiggestellt

Künftiger Netzausbaubedarf der Verteilnetzbetreiber

Die 82 größten Strom-Verteilnetzbetreiber erwarten bis 2032 einen Netzausbaubedarf von rund 42 Mrd. Euro. Dieser Netzausbaubedarf wurde der Bundesnetzagentur durch 3.366¹⁵ Einzelmaßnahmen mit einem Volumen von 16,46 Mrd. Euro sowie einer zusätzlichen pauschaleren Planung der unteren Netzebenen (Mittelspannung bis Niederspannung) mit einem Volumen von 25,48 Mrd. Euro gemeldet. Von den 3.366 Einzelmaßnahmen befinden sich rund 32 Prozent bereits im Bau und weitere 25 Prozent in der konkreten Planung. Mit dem Projektstatus „vorgesehen“ sind 43 Prozent der Maßnahmen gemeldet. Hierbei werden insgesamt Leitungen mit einer Länge von rund 93.136 Kilometern angegeben, die verstärkt, optimiert, neu gebaut oder ersetzt werden müssen. Weitere Informationen können dem Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze entnommen werden.¹⁶

6. Investitionen der Stromnetzbetreiber

Im Jahr 2022 brachten die Netzbetreiber insgesamt rund 13.119 Mio. Euro (2021: 13.556 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen (beides handelsrechtliche Werte¹⁷) in die Netzinfrastruktur auf. Es entfielen 8.843 Mio. Euro auf Investitionen und Aufwendungen der VNB und 4.276 Mio. Euro auf Investitionen und Aufwendungen der vier ÜNB. Die Investitionen der ÜNB sind im Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr um ca. 19 Prozent (2021: 4.677 Mio. Euro, 2022: 3.917 Mio. Euro) gesunken. Die Investitionen der VNB sind um 18 Prozent gestiegen (2021: 4.835 Mio. Euro, 2022: 5.733 Mio. Euro). Für das Folgejahr 2023 planen ÜNB und auch VNB eine Erhöhung der Investitionen.

7. Versorgungsstörungen Strom

Für das Berichtsjahr 2022 haben 855 Netzbetreiber 157.245 Versorgungsunterbrechungen in der Nieder- und Mittelspannung zur Bildung des SAIDIENWG übermittelt. Dies bedeutet im Vergleich zum Vorjahr eine Abnahme von 9.370 Unterbrechungen. Der für die Nieder- und Mittelspannung berechnete Jahreswert von 12,2 Minuten je angeschlossenem Letztverbraucher liegt damit unter dem Vorjahreswert von 12,7 Minuten. Somit befindet sich die Versorgungszuverlässigkeit für das Kalenderjahr 2022 weiterhin auf einem hohen Niveau.

8. Netzengpassmanagement

Im Vergleich zum Vorjahr ist das Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagementmaßnahmen (strom- und spannungsbedingte Anpassungen durch Redispatch, Countertrading und Einsatz Netzreserve) im Jahr

¹⁵ betrifft ausschließlich Netzausbau, der zu einer Erhöhung der Übertragungskapazität führt.

¹⁶ www.bundesnetzagentur.de/netzausbau.

¹⁷ Investitionen und Aufwendungen werden im Glossar definiert. Die handelsrechtlichen Werte entsprechen nicht den kalkulatorischen Werten, die nach den Vorgaben der ARegV in die Erlösbergrenze der Netzbetreiber einberechnet werden.

2022 um 19 Prozent gestiegen und liegt bei 32.772 GWh. Davon betrug der Redispatch mit Erneuerbaren Energien 8.063 GWh. Im Verhältnis zur Gesamtstromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wurden im Jahr 2022 rund 3,3 Prozent der Erneuerbaren Energien wegen strom- und spannungsbedingten Engpässen abgeregelt. Es konnten somit fast 97% der erneuerbaren Erzeugung transportiert und genutzt werden.

Grundsätzlich ist der Anstieg des Maßnahmenvolumens für Netzengpassmanagementmaßnahmen auf den Ausbau von relativ lastfernen Windenergieanlagen, sich ändernde Rahmenbedingungen für den Stromhandel mit anderen Staaten sowie Verzögerungen im Netzausbau zurückzuführen. Zudem haben sich die folgenden spezifischen Faktoren im Jahr 2022 ausgewirkt:

- **Niedrigwasserperioden und Kohletransporte:** Im ersten Quartal 2022 führten lange Trockenperioden zu niedrigen Rheinpegeln, wodurch Kohletransportschiffe nur begrenzte Mengen transportieren konnten. Dies beeinträchtigte die Betriebsbereitschaft von Kraftwerken in Süddeutschland. Die höhere Nutzung der Nord-Süd-Leitungen erhöhte den Bedarf an Redispatch-Maßnahmen.
- **Stromexport und Lastflüsse:** Niedrige Verfügbarkeiten von französischen Kernkraftwerken führten zu verstärkten Stromexporten und veränderten Lastflüssen von Ost nach West.
- **Abschaltung von Kernkraftwerk Gundremmingen C:** Die Stilllegung Ende 2021 führte zu einer stärkeren Belastung der Transportleitungen in Süddeutschland.
- **Wetterbedingte Einflüsse:** Mehrere Sturmtiefs im Februar 2022 und ein hohes Windaufkommen im April trugen zur vermehrten Einspeisung von Windenergie bei und erhöhten die Netzauslastung.
- **Mehr Kostentransparenz:** Durch die Einführung des "Redispatch 2.0" tragen die Netzbetreiber nunmehr die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich auch von Abregelungen von Erneuerbaren Energie und KWK-Anlagen. Dies führt zu einer Verschiebung der damit verbundenen Kosten, die bei den Kosten für positiven Redispatch sichtbar werden. Diese Umstellung zielt auf eine gerechtere und effizientere Gesamtstruktur ab und vermeidet damit Kosten, erhöht aber die hier sichtbaren Redispatch-Mengen und -Kosten.

Die vorläufigen Gesamtkosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen lagen im Gesamtjahr 2022 bei rund 4,2 Mrd. Euro und damit weit über Vorjahresniveau (Gesamtjahr 2021: 2,3 Mrd. Euro). Der Anstieg der Kosten um gut 83 Prozent ist dabei einerseits auf den mengenmäßigen Anstieg der Maßnahmen sowie andererseits hauptsächlich auf die stark gestiegenen Brennstoffpreise (Kohle, Gas und Öl) zurückzuführen. Weitere Informationen zum Netzengpassmanagement finden Sie auf der Internetseite der Bundesnetzagentur unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/Systemstudie>

9. Netzentgelte Strom

Die mengengewichteten Netzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für das Jahr 2023 sind für Haushaltskunden deutlich angestiegen (+1,2 ct/kWh). Für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh liegt der mengengewichtete Mittelwert der Netzentgelte bei 9,35ct/kWh.

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden liegen die Werte für das Jahr 2023 im arithmetischen Mittel für Gewerbekunden über dem Niveau des Vorjahres. Bei den Gewerbekunden sind die Netzentgelte inkl. Messstellenbetrieb um rund acht Prozent gestiegen auf 7,42 ct/kWh (2022: 6,85 ct/kWh). Bei den Industriekunden sind die Netzentgelte inklusive Messstellenbetrieb um rund zwölf Prozent auf 3,30 ct/kWh gestiegen (2022: 2,96 ct/kWh).

Diese Steigerungen der Netzentgelte bestätigen die letztjährigen Angaben der Verteilnetzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur zu den vorläufigen Netzentgelten für das Jahr 2023. Gründe sind u.a. steigende Engpassmanagementkosten bei einigen VNB, Investitionen in die Netze sowie steigende Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie aufgrund gestiegener Börsenstrompreise. Einige Verteilnetzbetreiber planen zudem mit einem Mengenrückgang aufgrund von Energieeinsparungen.

Die ÜNB-Entgelte bleiben 2023 im Vergleich zu 2022 im Durchschnitt weitgehend stabil. Dies ist auf den Zuschuss im Rahmen des Strompreisbremsengesetzes zurückzuführen, wodurch die Erlösobergrenzen der ÜNB auf dem Stand des Jahres 2022 konstant gehalten wurden. Im Jahr 2023 sind die Netzentgelte der ÜNB erstmals bundesweit einheitlich. Durch den letzten Schritt der bundesweiten Angleichung bleiben die Netzentgelte nicht für jeden einzelnen ÜNB exakt konstant.

Nach Angaben einer Stichprobe von Verteilnetzbetreibern in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur zu den vorläufigen Netzentgelten 2024 steigen die Verteilernetzentgelte im bundesweiten Durchschnitt erneut spürbar an. Gründe sind u.a. weiterhin steigende Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie aufgrund gestiegener Börsenstrompreise sowie der Beginn der 4. Regulierungsperiode. 2024 findet erstmals das Kostenniveau der Kostenprüfung mit dem Basisjahr 2021 Eingang in die Netzentgelte. Bei den Netzbetreibern in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur wurden im Vergleich zur letzten Kostenprüfung mit Basisjahr 2016 höhere Netzkosten anerkannt. Einige Verteilernetzbetreibe planen zudem wiederum mit Mengenrückgängen.

10. 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. Auf Basis der Anzeigen veröffentlicht die Bundesnetzagentur monatlich umfangreiche Daten und Informationen zur öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur unter Bundesnetzagentur - E-Mobilität.

Im Jahr 2022 ist die Anzahl öffentlich zugänglicher Ladepunkte für Elektrofahrzeuge wie schon in den beiden Jahren zuvor um ca. 40 Prozent angestiegen. Ende 2022 waren über 82.000 öffentlich zugängliche Ladepunkte

mit einer Ladeleistung von insgesamt über 2,5 GW in Betrieb. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht regelmäßig umfangreiche Informationen unter <https://www.bundesnetzagentur.de/ladeinfrastruktur>.

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

In der Niederspannungsebene haben Verteilnetzbetreiber nach § 14a EnWG die Möglichkeit, Flexibilität von Verbrauchern zu nutzen, um so lokale Überlastungen zu vermeiden. So können sie mit Letztverbrauchern, die steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen, Elektromobile und Nachtspeicherheizungen besitzen, eine netzdienliche Steuerung vereinbaren und im Gegenzug ein verringertes Netzentgelt berechnen.

Davon haben im Jahr 2022 insgesamt 1.808.565 und damit ähnlich viele steuerbare Verbrauchseinrichtungen Gebrauch gemacht wie im Vorjahr (-4.442). Dabei war die Zahl der Nachtspeicherheizungen weiter rückläufig, die Zahl der Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge hat hingegen leicht zugenommen.

11. Kosten der Systemdienstleistungen

Die saldierten Kosten für Systemdienstleistungen, die auf Letztverbraucher umgelegt werden, sind im Jahr 2022 mit rund 5,8 Mrd. Euro im Vergleich zum Jahr 2021 deutlich gestiegen (2021: 3,4 Mrd. Euro).

Hauptkostenblöcke waren dabei die Kosten für Netzengpassmanagement mit rund 4,2 Mrd.. Euro (2021: 2,3 Mrd. Euro), Regelleistungsvorhaltung für Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) mit insgesamt 0,6 Mrd. Euro (2020: 0,6 Mrd. Euro) sowie Verlustenergie mit 0,8 Mrd. Euro (2020: 0,5 Mrd. Euro).

12. Regelreserve

Verglichen mit dem Vorjahr sind die Jahresdurchschnitte der ausgeschriebenen Regelleistung der drei Reservequalitäten im Jahr 2022 weiterhin leicht gesunken. Für die Primärregelleistung wurden 555 MW (Vorjahr: 562 MW) ausgeschrieben. Während bei der positiven Sekundärregelleistung die durchschnittlich ausgeschriebene Leistung 1.996 MW (2021: 2.092 MW) betrug, lag der Jahresdurchschnitt der ausgeschriebenen negativen Regelleistung bei 1.901 MW (2021: 1.972 MW). An positiver Minutenreserveleistung wurden durchschnittlich 922 MW (2021: 1.098 MW) und an negativer Minutenreserveleistung 422 MW (2021: 576 MW) ausgeschrieben.

Die im Monat durchschnittlich eingesetzte Sekundärregel- und Minutenreserveleistung bewegte sich im Jahr 2022 auf einem ähnlichen Niveau wie im Vorjahr. Auch im Jahr 2022 erreichte die durchschnittlich eingesetzte Regelleistung dieser beiden Reservequalitäten im April ihren Höchstwert. Er betrug 235 MW und fiel somit 11 MW höher aus als im Vorjahr.

Auf Beschluss des Bundesgerichtshofes wurde im Januar 2022 die Preisobergrenze für Regelarbeit in Höhe von 9.999 Euro/MWh ausgesetzt, welche gemäß Beschluss BK6-20-370 vom 16.12.2020 eingeführt worden war. Somit galt vorübergehend wieder die technische Preisobergrenze von 99.999 Euro/MWh. Seit der Inbetriebnahme des europäischen Zielmarktdesigns für Regelarbeit am 22.06.2022 beträgt die harmonisierte europäische Preisgrenze für Regelarbeit 15.000 Euro/MWh. Gleichzeitig wurde entsprechend den Vorgaben der EU-Kommission (VO (EU) 2017/2195) die kostenbasierte Berechnung des Ausgleichsenergiepreises auf eine preisbasierte Berechnung umgestellt. Die Ausgleichsenergiepreise basieren seither auf den Regelarbeitspreisen, die sich auf den europäischen Abrufplattformen PICASSO (Sekundärregelreserve) und MARI (Minutenregelreserve) einstellen. Diese Folge an Änderungen führte, insbesondere in der ersten

Jahreshälfte 2022, zu einem starken Anstieg des Ausgleichsenergiepreises. Der mengengewichtete Durchschnitt der Ausgleichsenergiepreise betrug im Falle einer Unterspeisung 454,78 Euro/MWh, was verglichen mit dem Vorjahr einem Anstieg von 129% entspricht. Im Falle von Überspeisungen lag der durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreis bei -16,54 Euro/MWh (2021: 16,77 Euro/MWh).

13. Grenzüberschreitender Stromhandel

Auch im Jahr 2022 lagen die Stromexporte über den Stromimporten. Das deutsche Stromexportvolumen ist im Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr leicht angestiegen. Das im Jahr 2022 über die Grenzen gehandelte Volumen (Im- und Export) im realisierten Stromaustausch betrug insgesamt 94 TWh (2021: 93 TWh). Davon entfielen rund 60 TWh auf den Export und rund 33 TWh auf den Import. Deutschland gehört damit weiterhin zu den großen Stromexporteuren in Europa. Somit betrug das deutsche Exportsaldo im Jahr 2022 rund 27 TWh.

14. Großhandel Strom

Im Zuge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine im Februar 2022 hat sich die Situation auf den Energiemärkten weiter verschärft. Wenngleich eine leichte Erholung seit September 2022 festzustellen ist, sind die Preise auf den Großhandelsmärkten für Strom im Jahr 2022 insgesamt deutlich angestiegen und sehr volatil. Die Preise im Stromgroßhandel folgen mit dieser Entwicklung weitgehend der Preisentwicklung bei Erdgas. Da Gaskraftwerke im Spothandel in Spitzenlastzeiten häufig preissetzend sind, führte die Vervielfachung der Gaspreise zu einer Vervielfachung der Börsenpreise für Strom. (Merit Order Prinzip). Gegen Ende des Berichtszeitraums 2022 wurde die Preisentwicklung gedämpft durch die Reaktivierung von Kraftwerken aus der Sicherheitsbereitschaft sowie die Rückkehr von Reservekraftwerken, wobei Gaskraftwerke in den Zeiten hoher Stromnachfrage weiterhin häufig preissetzend sind. Das Handelsvolumen bzw. die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte hat sich im Jahr 2022 zudem reduziert.

Handelsvolumen Spotmarkt

Das Handelsvolumen in der dem Spotmarkt zuzuordnenden gekoppelten Day-Ahead-12-Uhr-Auktion hat sich im Jahr 2022 mit rund 196,5 TWh im Vergleich zum Vorjahr mit 218,7 TWh um rund zehn Prozent reduziert. Hiervon wurden 154,3 TWh über die EPEX SPOT, 33,3 TWh über die Nord Pool und 8,9 TWh über die EXAA eingestellt. Das Volumen der eigenständigen 10:15 Uhr Day-Ahead-Auktion an der EXAA für die deutsche Gebotszone im Jahr 2022 liegt bei rund 1,2 TWh.

Anders hat sich das Handelsvolumen im Intraday-Markt entwickelt. Hier ist ein Anstieg des Handelsvolumens festzustellen, und zwar insgesamt auf 79,1 TWh, was einem Zuwachs von rund 5 TWh bzw. rund 7 Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Das Volumen des Intraday-Handels über die EPEX SPOT ist angestiegen, und zwar auf 70,4 TWh – hiervon entfallen rund 8,1 TWh auf die Intraday-Auktion und 62,3 TWh auf den kontinuierlichen Intradayhandel. Das Handelsvolumen an der Nord Pool im kontinuierlichen Intraday-Handel in der Gebotszone Deutschland-Luxemburg betrug im Jahr 2022 rund 8,7 TWh und hat sich im Vergleich zum Vorjahr mit 4,2 TWh mehr als verdoppelt.

Handelsvolumen Terminmarkt

Der börsliche Terminhandel verzeichnete ebenfalls noch stärkere Volumenrückgänge als im Sportmarkt. Im Jahr 2022 lag das börsliche Handelsvolumen für German Power Futures bei 898 TWh, ein Rückgang von rund 38 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Der Rückgang lässt sich u. a. auf das dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine geschuldete unsichere Marktumfeld, die hohe Volatilität der Großhandelspreise und eine im Jahr 2022 wachsende Inflation zurückführen. Für das Produkt German Power Future konzentrierte sich der Terminhandel im Jahr 2022 vorrangig auf Kontrakte für das Jahr 2023 als Erfüllungsjahr mit rund 451 TWh. Längerfristige Kontrakte für die jeweiligen Folgejahre wurden durchgängig weniger als im Vorjahr gehandelt.

Auch die außerbörslichen, über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichneten Rückgänge. Das von diesen Brokern vermittelte Volumen betrug im Jahr 2022 insgesamt rund 2.704 TWh gegenüber 3.512 TWh im Jahr 2021. 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 gesunken. Das von ihren Mitgliedern vermittelte Handelsvolumen für „German Power“ hat von 4.345 TWh im Vorjahr auf 2.074 TWh im Jahr 2022, d. h. um rund 52 Prozent, abgenommen.¹⁸

Das Volumen des OTC-Clearing von German Power Futures an der EEX ist mit 1.393 TWh im Jahr 2022 um rund 20 Prozent gesunken. Dieser Anteil des Volumens des OTC-Clearing macht rund 61 Prozent des entsprechenden Gesamthandelsvolumens der EEX aus. Im Vorjahr betrug der Anteil des OTC-Clearing noch 55 Prozent. Festzustellen ist, dass das OTC-Clearing seit 2019 mengenmäßig den überwiegenden Teil des Handels im Terminmarkt erfasst. Ebenso ist das zum Clearing registrierte Volumen an der LEBA gesunken. Das registrierte Volumen für „German Power“ im Jahr 2022 betrug rund 1.238 TWh, was einem Anteil von rund 60 Prozent an den von den LEBA-Mitgliedern insgesamt vermittelten OTC-Volumina entsprach. Daraus ergibt sich, dass das OTC-Clearing den größten Anteil am Gesamthandel der LEBA umfasst.

German Power-Optionen spielen im Börsenhandel an der EEX bislang keine Rolle; es kam erneut nicht zu solchen Transaktionen. Es gibt allerdings German Power-Optionen, die außerbörslich vereinbart und an der EEX gecleart werden. Im Jahr 2022 wurden außerbörslich vereinbarte German Power-Optionen am OTC-Clearing in Höhe von 41 TWh an der EEX gecleart. Das entspricht einem Anteil von 3 Prozent am gesamten gehandelten German Power Futures. Das Volumen des OTC-Clearings von Optionen hat sich im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr um rund 56 Prozent verringert.

Preise Spotmarkt

Vor allem durch die geschilderte geopolitische Lage sowie durch Insolvenzen von Stromanbietern sind die Preise auf den Großhandelsmärkten für Strom deutlich angestiegen und schwanken. So betrug der arithmetische Jahresdurchschnittswert auf dem Spotmarkt für den Day-Ahead-Preis für die Baseload im Jahr 2022 rund 234,53 Euro/MWh, im Vorjahr lag der entsprechende Durchschnitt noch bei 97,12 Euro/MWh – ein Anstieg von rund 141 Prozent.

¹⁸ Siehe London Energy Brokers' Association, Monthly Volume Report.

Bei den Base- und Peak-Preisen der gekoppelten Auktion waren 2022 zahlreiche Extremwerte festzustellen. Die Spannweite der mittleren 80 Prozent der größensortierten Baseload-Werte für das Jahr 2022 hat sich auf 310,2 Euro/MWh erhöht. Im Jahr 2021 betrug die Spannweite nur 144,54 Euro/MWh. Die entsprechende Peakload-Spanne der mittleren 80 Prozent ist ebenfalls stark gestiegen – von 172,78 Euro/MWh im Jahr 2021 auf 692,54 Euro/MWh im Jahr 2022.

Bei der Base- und Peakload kam es nur an einem Tag zu negativen Preisen.¹⁹ Der niedrigste Preis bei der Baseload im Wert von -1,43 Euro/MWh sowie bei der Peakload von -1,49 Euro/MWh wurde am 31. Dezember 2022 erzielt. Im Vorjahr lag das Minimum der Baseload bei -8,23 Euro/MWh beziehungsweise der Peakload bei -19,56 Euro/MWh. Auch die Maxima der beiden Indizes haben sich im Vergleich zum Vorjahr erhöht. Im Jahr 2022 betrug der höchste Wert bei der Baseload 691,11 Euro/MWh und war somit rund 62 Prozent über dem Höchstwert des Vorjahres, der bei 427,50 Euro/MWh lag. Das Maximum bei der Baseload wurde am 26. August 2022 erzielt. Der Höchstwert für 2022 bei der Peakload wurde am gleichen Tag erzielt und lag bei 720,26 Euro/MWh und ist im Vergleich zum Vorjahr, in dem dieser noch 510,52 Euro/MWh betrug, um rund 41 Prozent erneut gestiegen.

Preise Terminmarkt

Bei Terminkontrakten für das Folgejahr sind die Durchschnittspreise ebenfalls stark gestiegen. Mit 298,86 Euro/MWh im Jahresmittel ist der German Power Future für Lieferung im Jahr 2023, gegenüber dem Vorjahr, für Lieferung im Jahr 2022, mit 88,42 Euro/MWh um rund 238 Prozent gestiegen. Bei dem Phelix-Peak-Year-Future belief sich der Preis 2022 im Jahresmittel auf 400,17 Euro/MWh. Die Steigerung gegenüber dem Wert aus dem Vorjahr mit 107,23 Euro/MWh beträgt somit rund 273 Prozent.

Die Preise der Frontjahres-Futures sind im Verlauf des Jahres 2022 ebenfalls stark gestiegen und erreichten ihren Höhepunkt Ende August und sind bis zum Jahresende 2022 wieder gefallen. So notierte der German Power Future Peak-Year am Anfang des Jahres noch rund 121,63 Euro/MWh und Ende Dezember 2022 rund 238,85 Euro/MWh. Zwischenzeitlich, vor allem in den Sommermonaten mit einer Spitze am 26. August 2022, erreichte der German Power Future Base-Year eine Höhe von 985 Euro/MWh sowie der German Power Future Peak-Year sogar Werte von 1.295 Euro/MWh.

¹⁹ Negative Preise sind Preissignale auf dem Strommarkt, welche auftreten, wenn z. B. eine hohe unflexible Stromerzeugung auf eine geringe Nachfrage trifft. Unflexible Stromquellen können nicht kurzfristig und ohne hohen finanziellen Aufwand herunter- und wieder hochgefahren werden oder müssen wegen anderweitiger Lieferverpflichtungen durchlaufen (Wärme, Industrieprozesse, Regelleistungsvorhaltung). Einen wesentlichen Beitrag zu negativen Preisen können aber auch bei negativen Preisen fortlaufende Förderungen verursachen.

15. Einzelhandel Strom

Vertragsstruktur Nicht-Haushaltskunden

Im Jahr 2022 haben rund 1.370 Stromlieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Marktlokationen und Ausspeisemengen bei RLM-Kunden getätigt (Vorjahr: 1.411). Unter den 1.370 Stromlieferanten bestehen zum Teil Konzernverbindungen, so dass diese Zahl nicht mit der Anzahl der unabhängig voneinander agierenden Wettbewerber gleichzusetzen ist.

Im Jahr 2022 wurden Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) an 391.977 Marktlokationen mit knapp 240,2 TWh Strom beliefert. Im Vorjahr waren es rund 246,6 TWh bei 376.086 Marktlokationen. Die Belieferung erfolgte zu 99,9 Prozent 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 0,23 TWh Strom geliefert – dies entspricht 0,1 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden.

Von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen 21,6 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und rund 78,3 Prozent der Gesamtabgabemenge entfielen auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem örtlich zuständigen Grundversorger. Im Vorjahr entfielen, bezogen auf die Abgabemenge, 24,0 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und 75,9 Prozent auf Verträge mit anderen Lieferanten. Die Entwicklung der letzten Jahre zeigt, dass die Grundversorgerstellung sowie die Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung für die Gewinnung von RLM-Kunden im Strombereich weiterhin an Bedeutung verlieren.

Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation Haushaltskunden

Im Endkundenmarkt hat sich für die Verbraucher die Anzahl der Auswahloptionen zwischen verschiedenen Elektrizitätslieferanten leicht vermindert. Letztverbraucher konnten im Jahr 2022 im Durchschnitt zwischen 157 Anbietern (2021: 167 Anbieter) wählen (ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen). Für das Kundensegment der Haushaltskunden betrug der bundesweite Durchschnitt 136 Anbieter (2021: 147 Anbieter).

Im Jahr 2022 wurden 39 Prozent der Entnahmemenge von Haushaltskunden über einen Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, bezogen. Insgesamt wurden damit rund 61 Prozent der Entnahmemenge nach wie vor durch den Grundversorger geliefert (im Rahmen der Grundversorgung oder eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung). Der mengenbezogene Anteil der Haushaltskunden in der Grundversorgung belief sich auf rund 24 Prozent (2021: 25 Prozent). Damit ist der Anteil der grundversorgten Kunden etwa auf dem Vorjahresniveau geblieben. Wie bereits im Vorjahr wurden rund 37 Prozent der Entnahmemenge aller Haushaltskunden über einen Vertrag beim örtlichen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung bezogen (2021: 37 Prozent). Die starke Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten ist damit im Vergleich zum Vorjahr konstant geblieben. Auch im Bereich des Ökostroms sind die Anteile der Abgabemenge an der gesamten Stromabgabe an Haushaltskunden in Deutschland 2022 auf 43 Prozent angewachsen (Vorjahr: 37 Prozent).

Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden

Über alle Verbrauchskategorien von über 10 MWh/Jahr hinweg betrachtet, lag die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2022 bei 12,6 Prozent. Die Vorjahreswechselquote lag bei 10,7 Prozent. Seit einigen Jahren sind im Bereich der Nicht-Haushaltskunden in etwa konstante Wechselquoten festzustellen. Der Anstieg im Jahr 2022 kann u. a. mit dem Anstieg der Energiepreise begründet werden, da einige Nicht-Haushaltskunden auf Preisanstiege reagieren konnten. Im Rahmen dieser Abfrage wird nicht untersucht, welcher Anteil der Nicht-Haushaltskunden im Laufe mehrerer Jahre den Lieferanten mehrfach, einmal oder überhaupt nicht wechselt.

Lieferantenwechsel Haushaltskunden

Im Jahr 2022 ist die Zahl der Lieferantenwechsel mit gut vier Mio. Wechseln deutlich gesunken. Die Lieferantenwechselquote bezogen auf die Anzahl der Haushaltskunden lag damit bei 8,2 Prozent (2021: 9,7 Prozent). Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine und der in Folge starke Anstieg der Strompreise hat auch im Wechselverhalten der Verbraucher deutliche Spuren hinterlassen. So ist das Angebot attraktiver Neukundenverträge deutlich zurückgegangen, was sich auch in der stark reduzierten Anzahl der Wechselnden widerspiegelt. So gab es zeitweise keinen Anreiz aus der traditionell eher teureren Grundversorgung in einen Wettbewerbsstarif zu wechseln, weil entweder keine oder nur wenige, teurere Angebote zur Verfügung standen.

Vertragswechsel Haushaltskunden

Die Anzahl und die Menge der Vertragswechsel²⁰ beim bestehenden Lieferanten sind im Jahr 2022 um fast 100 Prozent gestiegen, während im Jahr 2021 noch ein deutliches Minus von rund 16 Prozent zu verzeichnen war. Rund drei Mio. Haushaltskunden (mit einem Gesamtverbrauch von rund 7,5 TWh) stellten ihren bestehenden Energieliefervertrag bei ihrem Lieferanten um (Vorjahr: 1,5 Mio. Haushaltskunden; 3,7 TWh).

Kündigungen und Stromsperrungen

Im Jahr 2022 haben Lieferanten (Grundversorger und wettbewerbliche Lieferanten) gegenüber ihren Kunden insgesamt knapp 205.083 Kündigungen u. a. wegen Zahlungsverzugs ausgesprochen. Die Kündigungen fanden zu 91 Prozent (186.900 Kündigungen) außerhalb der Grundversorgung statt. Bei einem durchschnittlichen Zahlungsrückstand von 170 Euro haben diese Lieferanten ihren Kunden den Energieliefervertrag gekündigt. Einem kleineren Teil, nämlich 9 Prozent (18.183 Kündigungen) wurde innerhalb der Grundversorgung gekündigt. Die Kündigung eines Grundversorgungsvertrages ist nur unter engen Voraussetzungen möglich. Dafür darf keine Grundversorgungspflicht bestehen. Die weitere Versorgung muss also aus wirtschaftlichen Gründen für den Grundversorger nicht zumutbar sein.

Die Anzahl der von den Netzbetreibern durchgeführten Sperrungen lag im Jahr 2022 bei 208.506 und ist im Vergleich zum Vorjahr um elf Prozent gesunken (2021: 234.926). Sehr viel höher ist die Anzahl der Sperrandrohungen von Lieferanten gegenüber Haushaltskunden, wenn auch im Vergleich zum Vorjahr rückläufig. Diese Zahl lag bei etwa 3,7 Mio. von denen ca. 676 Tsd. in eine Sperrbeauftragung beim zuständigen

²⁰ Wechsel des Stromtarifs auf Betreiben des Letztverbrauchers (Kunden) bei dem gleichen Stromversorger von dem er zuvor beliefert wurde.

Netzbetreiber mündeten (2021: 4 Mio. Sperrandrohungen und 740 Tsd. Sperrbeauftragungen). Vermutlich lässt sich die rückläufige Zahl der Sperrungen auch auf die im Dezember 2021 in Kraft getretene Verschärfung der Voraussetzungen für eine Sperrung in der Grundversorgung (Stromgrundversorgungsverordnung) zurückführen. Betrachtet man darüber hinaus den Jahresverlauf der Sperrungen, so lässt sich festhalten, dass in den energieintensiveren Quartalen 1 und 4 des Jahres weniger Sperrungen umgesetzt wurden als im Rest des Jahres.

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 306 Stromlieferanten wurden im Jahr 2022 in der Grundversorgung insgesamt rund 13.000 Haushaltskunden (2021: 19.670) über Bargeld- oder Chipkartenzähler oder sonstige vergleichbare Vorkassensysteme versorgt. Es wurden 1.945 Vorkassensysteme in 2022 neu eingebaut und 1760 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 2022 bei durchschnittlich 25,9 Euro pro Jahr und Zähler.

Strompreise „Industriekunden“ – Abnahmefall 24 GWh/Jahr

Der Abnahmefall mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr hat einen Gesamtpreis zum 1. April 2023 ohne Umsatzsteuer und ohne Reduktionsmöglichkeiten in Höhe von 23,25 ct/kWh und übersteigt den Mittelwert aus dem Vorjahr von 22,51 ct/kWh um 0,74 ct/kWh, das entspricht eine Steigerung von rund 3 Prozent. Dabei hat sich vor allem der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil von 12,77 ct/kWh im Vorjahr auf 16,70 ct/kWh in 2023 erhöht. Der Wegfall einiger Umlagen könnte ein möglicher Grund sein, weshalb der Gesamtpreis im Gegenzug nur leicht angestiegen ist. So ist die EEG-Umlage in Höhe von 3,72 ct/kWh für die vorjährige Preisabfrage komplett entfallen. Das Nettonetzentgelt ist hingegen im Vergleich zum Vorjahr von 2,94 ct/kWh auf 3,30 ct/kWh gestiegen.²¹ Der hier angegebene Wert könnte nicht unbedingt der tatsächlichen Traglast der Endkunden entsprechen, da zu diesem Zeitpunkt bereits die Strompreisbremse in Kraft war (§ 5 Abs. 2 Nr. 1 bzw. 2 StromPBG). Zudem könnte durch die Setzung des Referenzpreises auch ein gewisser Preisankereffekt entstanden sein.

Definitionsgemäß war bei diesen Preisangaben zu unterstellen, dass der (Industrie-)Kunde mit einem Verbrauch von 24 GWh/Jahr keine der gesetzlichen Vergünstigungsmöglichkeiten (z. B. Reduzierungen bei den Netzentgelten, der Konzessionsabgabe, bei der Stromsteuer) in Anspruch nehmen kann. Wenn sie die Vergünstigungen in Anspruch nehmen könnten, würdeder vom Lieferanten nicht beeinflussbare Preisbestandteil von 6,15 ct/kWh auf 0,43 ct/kWh sinken. In dem so definierten Abnahmefall entfallen vom Gesamtpreis insgesamt 6,15 ct/kWh auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind. Wenn hingegen Stromverbraucher die Voraussetzungen der in den entsprechenden Verordnungen und

²¹ Für den Abnahmefall „Industriekunde“ wurden die Angaben von insgesamt 192 Stromlieferanten herangezogen (Vorjahr: 197 Stromlieferanten).

Gesetzen vorgesehenen Regelungen erfüllen, ergeben sich Reduzierungen bei den Netzentgelten, der Konzessionsabgabe, bei der Stromsteuer sowie bei den Umlagen nach KWKG, § 19 StromNEV und § 17f EnWG. 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).

Strompreise „Gewerbekunden“ – Abnahmefall 50 MWh/Jahr

Im zweiten Abnahmefall von 50 MWh/Jahr, ein beispielhafter Verbrauch eines Gewerbekunden, lag der Mittelwert des Gesamtpreises ohne Umsatzsteuer zum Stichtag 1. April 2023 bei 33,06 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahrswert von 25,65 ct/kWh um 7,41 ct/kWh gestiegen, das entspricht rund 28,0 Prozent.²² Dieser Betrag liegt ziemlich nah am Strom-Brutto-Referenzpreis für nach § 5 Abs. 2 Nr. 1 bzw. 2 StromPBG. Dies deutet darauf hin, dass der Referenzpreis als Orientierung bei der Preissetzung gedient haben könnte. Zu der Steigerung trägt maßgeblich der Anstieg des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils bei. Dieser ist von 11,03 ct/kWh im Jahr 2022 auf rund 21,05 ct/kWh angestiegen - dies entspricht einer Erhöhung um 10,02 ct/kWh bzw. 91 Prozent. Insgesamt macht dieser vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil rund 64 Prozent des Gesamtpreises aus; im Vorjahr waren es nur rund 43 Prozent des Gesamtpreises. Auch in diesem Abnahmefall gab es Streichungen der EEG-Umlage sowie der AbLaV-Umlage, die einen weiteren Anstieg der Preise gedämpft haben. Zu beachten ist, dass das arithmetische Mittel die breite Streuung der Netzentgelte und die Heterogenität der Netzbetreiber bei diesen Abnahmefällen nicht mit abbildet.

Strompreise Haushaltskunden

Die Preise für Haushaltskunden wurden zum Stichtag 1. April 2023 bei den in Deutschland tätigen Lieferanten erhoben. Der Durchschnittspreis (inkl. USt.) ist dabei sehr deutlich auf 45,19 ct/kWh gestiegen (2022: 36,06 ct/kWh). Dieser Mittelwert gewichtet die Preise der einzelnen Vertragsverhältnisse bei einem Jahresverbrauch von 2.500 kWh bis 5.000 kWh und bildet somit einen aussagekräftigen Indikator für den Strompreis von Haushaltskunden in Deutschland.

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 im Jahr 2023 bei 48 Prozent liegt und damit gegenüber dem Vorjahr deutlich gesunken ist (2022: 62 Prozent), beträgt der beeinflussbare Anteil rund 52 Prozent und hat sich somit deutlich erhöht (2022: 38 Prozent). Ursächlich hierfür sind die stark gestiegenen Großhandelspreise der letzten Jahre, welche sich insbesondere bei den langfristig zu beschaffenden Energiemengen der Lieferanten ausgewirkt haben. Diese langfristig beschafften Mengen (ein, zwei bzw. drei Jahre im Voraus) machen ca. 90 Prozent der beschafften Menge der Lieferanten für das Jahr 2023 aus.

Gegenüber dem Jahr 2022 ist der Durchschnittspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung für einen Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh in 2023 auf 47,88 ct/kWh angestiegen (2022: 35,70 ct/kWh). Der durchschnittliche Preis für einen Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beträgt

²² Für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ wurden die Angaben von insgesamt 905 Stromlieferanten herangezogen (Vorjahr: 940 Stromlieferanten).

44,81 ct/kWh (2022: 34,86 ct/kWh). Im Falle eines Vertrages bei einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger ist der Preis um rund 18 Prozent gestiegen und liegt nun bei 43,99 ct/kWh (2022: 37,22 ct/kWh). Im Jahr 2023 liegen die Preise somit bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, wieder unterhalb der Preise beim Grundversorger. Die Entwicklung aus dem Vorjahr, in der die Preise beim Grundversorger unterhalb der Preise von Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger sind, ist somit nicht mehr gegeben. Dies ist vermutlich auf die unterschiedlichen Beschaffungsstrategien der Lieferanten zurückzuführen. Während Grundversorger eine eher langfristige Beschaffungsstrategie verfolgen, ist bei Lieferanten außerhalb der Grundversorgung vermutlich eine kurzfristigere Beschaffung der Energiemengen üblich. Letztere konnten somit von den zuletzt wieder gefallenem Großhandelspreisen schneller profitieren.

Umlagen

Für das Jahr 2022 haben die Netzbetreiber insgesamt rund 10,455 Mrd. Euro über Umlagen von den Netznutzern erhoben. Dieser Betrag setzt sich zusammen aus der EEG-Umlage (6,43 Mrd. Euro), der Offshore-Netzumlage (1,47 Mrd. Euro), der § 19-StromNEV-Umlage (1,21 Mrd. Euro), der KWKG-Umlage (1,33 Mrd. Euro) und der Abschaltbare-Lasten-Umlage (0,015 Mrd. Euro).

Die ursprünglich für das Jahr 2022 prognostizierten Kosten für die EEG-Förderung lagen bei 12,96 Mrd. Euro. Durch die im Jahr 2022 deutlich gestiegenen Börsenstrompreise haben sich die Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber aus der Vermarktung in der Festvergütung geförderten Stroms deutlich erhöht. Zudem musste durch die hohen Strompreise im Großhandel deutlich weniger Förderung nach dem EEG ausgezahlt werden als in der Prognose veranschlagt. Die Förderkosten gemäß EEG waren somit deutlich geringer als prognostiziert. Die EEG-Umlage wurde zum 1. Juli 2022 zur Entlastung der Stromkunden auf 0 ct/kWh gesenkt werden. Ab 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

Aufgrund der stark gestiegenen Energiekosten hat sich der Gesetzgeber für eine Entlastung von Gas-, Strom- und Wärmekunden entschieden. Dabei zielt das Strompreisbremsegesetz (StromPBG) darauf ab, die Stromverbraucher zu entlasten. Diese Entlastung soll insbesondere durch eine Abschöpfung von erzielten Überschusserlösen der Betreiber von Stromerzeugungsanlagen (Leistung über 1 MW) 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 werden²³. 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.

²³ Stand 02. November 2023.

Ein Baustein zur Refinanzierung der Entlastungsseite stellt die Abschöpfung von Überschusserlösen bei Betreibern von Stromerzeugungsanlagen dar. Die Stromerzeuger müssen eine Selbstveranlagung übermitteln. Die Frist zur Meldung der Selbstveranlagung der Abschöpfungsbeträge für den ersten Abrechnungszeitraum (Dezember 2022 – März 2023) ist am 31.07.2023 abgelaufen. Stand Anfang August 2023 haben rund 80% der 12.000 Betreiber von abzuschöpfenden Stromerzeugungsanlagen eine vollständige Meldung abgegeben und haben dabei rund 406 Mio. € im Rahmen der Selbstveranlagung als abzuschöpfenden Betrag gemeldet womit sie zur Entlastung beigetragen haben. Diese Zahlen werden sich durch Nachmeldungen voraussichtlich noch erhöhen.

Aufgabe der Bundesnetzagentur ist es die Selbstveranlagungen der Stromerzeuger zu prüfen, um die exakte Höhe des Abschöpfungsbeitrages zu ermitteln. Zusätzlich werden für Anlagenbetreiber, die keine Selbstveranlagung abgegeben haben, Maßnahmen nach dem StromPBG ergriffen, um den Abschöpfungsbeitrag festzulegen.

Verbraucherservice und Verbraucherschutz

Der Verbraucherservice Energie ist für Verbraucher nationale Kontaktstelle, bei der sie Informationen zu ihren Rechten im Energiebereich, den geltenden Rechtsvorschriften und den Möglichkeiten der Schlichtung erhalten. Bis zum 30. Oktober 2023 erreichten insgesamt 58.080 Anrufe, E-Mails, ausgefüllte Online-Formulare und Briefe die Bundesnetzagentur (2022 waren dies zum gleichen Zeitpunkt 23.585). Das entspricht einem Anstieg gegenüber dem Jahr 2022 um gut 140 Prozent. Dieser Anstieg beruht insbesondere auf einer deutlich höheren Anzahl von Telefonaten. So nahmen bis zum 30. Oktober 2023 29.393 Personen (2022 waren dies zum gleichen Zeitpunkt nur knapp 7.000) den Telefonservice in Anspruch. In diesen Zahlen nicht enthalten, sind die Beschwerden, die sich auf mutmaßliche unerlaubte Werbeanrufe für Strom- oder Gaslieferverträge beziehen. Diese werden separat erfasst. Im Zeitraum vom 1. Januar bis 31. Oktober 2023 gingen dazu 4.900 schriftliche Beschwerden ein.

Ein Großteil (knapp 70 Prozent) der Eingänge bezogen sich auf Elektrizitätsthemen. Ca. 25 Prozent und damit deutlich mehr als in den vergangenen Jahren (2022: knapp 20 Prozent) betrafen Gasthemen.

In beiden Sektoren lag ein Schwerpunkt der Anfragen auf dem Thema der Preise. Hintergrund waren insbesondere die Einführung der sogenannten Strom- und Gaspreisbremsen. Verbraucherinnen und Verbraucher hatten neben konkreten Fragen zu ihren Entlastungsansprüchen, Fragen zu den Auswirkungen der politischen Entwicklungen auf die Energiepreise allgemein, aber auch konkret auf ihre Abschlags- und Verbrauchsabrechnungen.

Verbraucherinnen und 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 der Verbraucher.

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

16. Heizstrom

Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Der Heizstromverbrauch ist im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Mögliche Gründe sind u. a. die persönlichen Einsparungen der Bürger – weniger Heizen, niedrigere Temperaturen – aufgrund der anhaltenden Energiekrise sowie der milde Winteranfang zum Ende des Jahres 2022. Ein weiterer Grund ist ebenfalls im Technologietransfer zu sehen, da alte Nachtspeicherheizungen bei Umbauten durch moderne Wärmepumpen ersetzt werden. Nach den Mengenangaben von rund 1.107 Heizstromlieferanten (im Vorjahr 1.181 Heizstromlieferanten) wurden diese Kunden an knapp 1,98 Mio. Marktlokationen mit etwa 13,1 TWh Heizstrom beliefert. Dies entspricht im Mittel einer Belieferung mit knapp 6.612 kWh je Marktlokation. Im Vorjahr waren es knapp 7.210 kWh pro Marktlokation bei einer Gesamtmenge von 14,3 TWh an 1,98 Mio. Marktlokationen.

Auf die Abgabe an Nachtspeicherheizungen entfiel eine Elektrizitätsmenge von knapp 8,4 TWh an 1,24 Mio. Nachtspeicher-Marktlokationen. Dem steht eine Abgabemenge an Wärmepumpen von gut 4,5 TWh an rund 0,74 Mio. Marktlokationen gegenüber. Der überwiegende Verbrauchsanteil entfällt weiterhin auf Nachtspeicherheizungen mit rund 65,8 Prozent der Abgabemenge und 62,4 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 5,9 Prozent an, während die gesamte Anzahl von Nachtspeicherheizungen um rund 3,2 Prozent gesunken ist. Dies spiegelt sich auch in den Anteilen an den gesamten Abgabemengen und Marktlokationen im Bereich Heizstrom wieder. Im Jahr 2022 machte der Anteil der Wärmepumpen schon 37,6 Prozent der Marktlokationen und 34,2 Prozent der Abgabemenge aus; im Vorjahr machte der Anteil von Wärmepumpen noch 35,6 Prozent der Marktlokationen und 31,2 Prozent der Abgabemenge aus.

Die im Rahmen der Befragung der Verteilnetzbetreiber erhobenen Verbrauchsmengen und Marktlokationssummen entsprechen ungefähr den Ergebnissen der Lieferantenbefragung. Nach den Angaben von 804 Verteilnetzbetreibern (im Vorjahr 809) wurde im Jahr 2022 an knapp 2,1 Mio. Marktlokationen (Nachtspeicher und Wärmepumpen) insgesamt 12,4 TWh Heizstrom abgegeben. Dabei wird bei den Verteilnetzbetreibern nicht nach Nachtspeicherstrom und Wärmepumpenstrom differenziert.

Zudem wurden die Lieferanten gefragt, wie sich ihre Heizstromabgabe auf die Netzgebiete verteilt, in denen sie Grundversorger sind bzw. nicht Grundversorger sind. Demzufolge ist der Anteil der Heizstrommenge, die im Jahr 2022 von einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger geliefert wurde, ist im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken. Hierbei entfielen im Jahr 2022 rund 38,1 Prozent – im Vorjahr rund 38,8 Prozent – der gesamten Abgabe an Heizstrommenge auf andere Lieferanten als den Grundversorger. Ebenfalls hat sich die Anzahl der Heizstrom-Marktlokationen, die nicht vom Grundversorger beliefert wurden, von 37,9 Prozent auf 36,2 Prozent leicht reduziert. Der Belieferungsanteil von Nicht-Grundversorgern blieb damit 2022 ungefähr auf dem Niveau der Vorjahre. Eine größere Veränderung in der Marktstruktur gab es zuletzt zwischen den Jahren 2019 und 2020 im Rahmen der Fusion E.ON/Innogy. Die Fusion war lediglich durch Zusagen u.a. auf Grund von wettbewerblichen Problemen im Bereich Heizstrom genehmigt worden. Im Nachgang wurde daher das Heizstromgeschäft der E.ON SE an die Lichtblick SE veräußert. Unabhängig von den Auflagen der Kommission wurde das Heizstromgeschäft der Innogy SE bei der Übernahme durch E.ON SE in eine neue Tochtergesellschaft der E.ON - die „Deine Wärmeenergie GmbH & Co. KG“ - ausgegliedert.

Beide Anbieter repräsentieren weiterhin zusammen einen hohen Anteil der Belieferungsmengen durch Nicht-Grundversorger.

Der Anteil der Lieferantenwechsel hat sich, bezogen auf die Anzahl der Marktlokationen im Heizstrombereich gemäß den Angaben der Verteilnetzbetreiber im Vergleich zum Vorjahr verringert. Im Vergleich zu den weiteren Vorjahren liegt die Lieferantenwechselquote im Jahr 2022 sogar auf einem niedrigeren Niveau als im Jahr 2017. Im Berichtsjahr 2022 fanden an nur rund 87.750 Heizstrom-Marktlokationen Lieferantenwechsel statt. Auf diese Marktlokationen entfiel im Jahr 2022 eine Heizstrommenge von rund 507,5 GWh. Dies entspricht einer Lieferantenwechselquote von 4,1 Prozent nach Menge sowie nach Marktlokationen. Im Vorjahr lag die Lieferantenwechselquote immerhin noch bei 4,6 Prozent der Menge und 5,3 Prozent der Marktlokationen. Ursächlich für den Rückgang der Wechselquote dürfte die im Jahre 2022 zeitweilig nur sehr eingeschränkte Verfügbarkeit alternativer Angebote bzw. teilweise sehr teure Neukundenangebot der meisten Heizstrombieter im Heizstrombereich sein, welche das Bundeskartellamt in Westenergie/Rheinenergie/rhenag feststellte (Rn. 139).

Preisniveau

Nach den Angaben der Lieferanten liegt der Bruttogesamtpreis inklusive Umsatzsteuer für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung zum 1. April 2023 im arithmetischen Mittel bei 36,31 ct/kWh und somit über dem Vorjahresniveau von 25,07 ct/kWh – eine Steigerung von rund 45 Prozent. Der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpe liegt im arithmetischen Mittel bei 36,90 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr von 25,55 ct/kWh bzw. um rund 44 Prozent ebenfalls angestiegen.²⁴ Dieser Betrag liegt ziemlich nah am Strom-Brutto-Referenzpreis für nach § 5 Abs. 2 Nr. 1 bzw. 2 StromPBG. Dies deutet darauf hin, dass der Referenzpreis als Orientierung bei der Preissetzung gedient haben könnte. Laut Gesetzesbegründung für die Änderung des StromPBG und Einführung eines Heizstrom-Referenzpreises, lag der damalige Referenzpreis für Strom inkl. Heizstrom (40 ct/kWh) über den Heizstrompreis bei separaten Heizstromtarifen und fand wenig Anwendung. Der neue Referenzpreis für Heizstrom wurde erst zum 1. August 2023 eingeführt und beträgt rund 28 ct/kWh.²⁵

Hauptursache für den Anstieg der Heizstrompreise liegt in den gestiegenen Beschaffungskosten aufgrund der Energiekrise. Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der Beschaffungskosten, Vertriebskosten und die Marge enthält, ist bei Nachtspeicherheizungen mit 22,90 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr mit 10,21 ct/kWh um rund 124 Prozent angestiegen. Der zum 1. April 2023 vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag ist für Wärmepumpen mit 23,25 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr mit 10,48 ct/kWh ebenfalls angestiegen, nämlich um rund 122 Prozent. Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil beträgt bei Nachtspeicherheizungen und bei Wärmepumpen rund 63 Prozent des Gesamtpreises. Rund 37 Prozent des Preises für Nachtspeicherheizungen und bei Wärmepumpen entfallen auf Steuern, Umlagen und Konzessionsabgabe. Im Vergleich zum Vorjahr ist die EEG-Umlage sowie die Umlage für § 18 AbLaV weggefallen. Dennoch konnte der Preisanstieg dadurch nicht gemildert werden.

²⁴ Die Auswertung stützt sich im Bereich Nachtspeicherheizung auf die Preisangaben von 856 Stromlieferanten (Vorjahr: 877 Stromlieferanten) und im Bereich Wärmepumpen auf die Angaben von 876 Stromlieferanten (Vorjahr: 868 Stromlieferanten).

²⁵ Siehe Artikel 2 aus EWPBGuaÄndG.

Zudem haben sich für Wärmepumpen einige Punkte geändert, die in den oben dargestellten Auswertungen nicht berücksichtigt wurden. So 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. Unter Berücksichtigung dieser Reduzierung käme die Wärmepumpe auf einen Bruttogesamtpreis von nur 35,36 ct/kWh und wäre damit erstmalig niedriger als der Preis für Nachtspeicherheizungen. Einige Unternehmen haben bereits ihre Preisblätter für Wärmepumpen dementsprechend angepasst.

17. Mess- und Zählwesen Strom

Insgesamt meldeten die Unternehmen für den Bereich Elektrizität 52.689.369 Messlokationen. In Nordrhein-Westfalen sind mit über 11 Mio. die meisten Messlokationen in Deutschland verbaut.

Insgesamt sind ca. 5,2 Mio. Letztverbraucher von einem verpflichtenden Einbau intelligenter Messsysteme i. S. d. § 29 i. V. m. §§ 31, 32 MsbG betroffen. Die größte Anzahl mit fast 2 Mio. Messlokationen entfällt dabei auf Letztverbraucher mit einem Jahresstrombedarf zwischen 6.000 und 10.000 kWh. Des Weiteren sind etwa 1,2 Mio. Messlokationen den Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG zuzuordnen. Über alle Letztverbrauchergruppen hinweg ist mit rund 225.100 Stück die Anzahl der bereits vorgenommenen Pflichteinbauten von intelligenten Messsystemen im Vergleich zum Vorjahr um rund 95.100 Stück gestiegen. Hinzukommen fast 45.000 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 2022 erneut eine deutliche Entwicklung weg von elektromechanischen Zählern gegeben. Insgesamt ist die Anzahl elektromechanischer Messeinrichtungen um etwa 3,5 Mio. zurückgegangen. Die Anzahl der modernen Messeinrichtungen, die dem § 2 Nr. 15 MsbG entsprechen und nicht an ein Kommunikationsnetz angebunden sind, hat sich stark erhöht. Moderne Messeinrichtungen werden dabei insgesamt mittlerweile an ca. 17,1 Mio. Messlokationen eingesetzt.

Die Ausgaben für Investitionen und Aufwendungen im Messwesen sind im Jahr 2022 um insgesamt etwa 20 Mio. Euro auf ca. 754 Mio. Euro gestiegen. Damit liegen die realisierten Ausgaben etwa 82,7 Mio. Euro unterhalb der geplanten Investitionen. Die diesjährigen Prognosewerte liegen mit insgesamt 936 Mio. Euro oberhalb des Niveaus der Vorjahresprognosen. Vom gesamten Investitionsvolumen von etwa 754 Mio. Euro im Jahr 2022 entfielen etwa 380 Mio. Euro auf intelligente Messsysteme und moderne Messeinrichtungen, was einer Zunahme von etwa 21 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr entspricht. Für das Jahr 2023 sehen die Planwerte abermals eine deutliche Steigerung dieses Werts auf etwa 557 Mio. Euro vor.

B Gas

1. Netzübersicht Gas

Aus dem Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) wurden im Jahr 2022 rund 154,5 TWh (2021: 188,7 TWh) Gas an Letztverbraucher ausgespeist. Damit lag die ausgespeiste Gasmenge um rund 18 Prozent unter dem Niveau des Vorjahres. Die Ausspeisemenge aus dem Netz der VNB Gas betrug im Jahr 2022 641,4 TWh (2021: 810,2 TWh) und lag fast 169 TWh und damit rund 21 Prozent unter der Menge des Vorjahres.

Die in Deutschland verfügbare gesamte Gasmenge betrug im Jahr 2022 in der Summe rund 1.404,4 TWh. Dabei stammen 47 TWh aus der inländischen Förderung, 1.441 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 2022 -93,7 TWh. Der Speichersaldo war negativ, dies bedeutet, dass in der Summe weniger Gas aus den Gasspeichern ausgespeichert als eingespeichert wurde. Zudem wurden 10,4 TWh auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas im Jahr 2022 in das deutsche Erdgasnetz eingespeist.

Gut 38 Prozent (513,9 TWh) der verfügbaren Gasmenge wurden im Jahr 2022 exportiert und an die Europäischen Nachbarländer übergeben. An Letztverbraucher wurden im Inland 795,9 TWh (2021: 998,9 TWh) und damit rund 20 Prozent weniger Erdgas ausgespeist.

Die Mengen, die meist große Letztverbraucher (Industriekunden und Gaskraftwerke) am Markt selbst beschaffen, also den klassischen Weg über einen Lieferanten verlassen und dem Netzbetreiber gegenüber selbst als Transportkunde (Selbstzahler der Transportentgelte) auftreten, liegen im Bereich der Fernleitungsnetze bei 59,9 TWh (2021: 79,3 TWh). Dies entspricht einem Anteil von rund 39 Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der FNB an Letztverbraucher. Im Bereich der Gasverteilernetze liegt die Menge des außerhalb der klassischen Belieferung über einen Lieferanten beschafften Gases bei 34,8 TWh (2021: 45,9 TWh), was einem Anteil von gut fünf Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der VNB Gas entspricht.

Die Differenz zwischen der Ausspeisemenge der Netzbetreiber in Höhe von 795,9 TWh (2021: 998,9 TWh) und der Abgabemenge der Gaslieferanten 766,9 TWh (2021: 908,9 TWh) setzt sich aus den durch Letztverbraucher selbst beschafften Mengen sowie erhebungsbedingten Abweichungen zusammen.

Die gesamte Gasausspeisemenge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung in Deutschland sank im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr um 203 TWh auf 795,9 TWh, was einem Rückgang um rund 20 Prozent entspricht. Im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG sank die Gasausspeisemenge um gut 15 Prozent auf 254,9 TWh (2021: 300,8 TWh). Die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW sank um rund 17 Prozent auf 85,4 TWh (2021: 102,7 TWh). Basierend auf den gemeldeten Abgabemengen der Gaslieferanten an SLP- und RLM-Kunden entfielen rund 443,8 TWh auf RLM-Kunden und rund 352,1 TWh auf SLP-Kunden. Bei den SLP-Kunden handelt es sich überwiegend um Haushalte und kleinere Gewerbekunden.

2. Marktkonzentration

Zwar ist im Jahr 2022 ein Rückgang im Gasabsatz zu verzeichnen, welcher insbesondere auf den deutlichen Rückgang russischer Gaslieferungen und möglicherweise auch auf einen verstärkten Fokus auf Gaseinsparmaßnahmen zurückgeführt werden kann, die Marktkonzentration auf den einzelnen Gasmärkten hat sich jedoch nicht wesentlich verändert. Allerdings gab es Änderungen in der Marktstruktur dahingehend, dass die Gazprom Germania GmbH - zu welcher auch die Gasspeichertochter astora GmbH zählt - zunächst unter treuhänderische Verwaltung durch die Bundesnetzagentur gestellt und in der Folge in „Securing Energy for Europe GmbH“ (SEFE) umbenannt wurde. Auf Anordnung des BMWK vom 14. November 2022 wurde die SEFE verstaatlicht und befindet sich seitdem in vollständigem Bundeseigentum.²⁶

Untertageerdgasspeicheranlagen

Die an das deutsche Gasnetz angeschlossenen und für die Konzentrationsdarstellung betrachteten Untertageerdgasspeicher verfügten zum Stichtag am 31. Dezember 2022 über ein maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen in Höhe von rund 297,1 TWh (zum Vorjahresstichtag: 291,3 TWh). Das aggregierte Arbeitsgasvolumen der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum 31. Dezember 2022 rund 194,6 TWh (zum Vorjahresstichtag: 195,0 TWh), was einem Anteil am Gesamtvolumen von rund 65,5 Prozent entspricht. Dieser Anteil hat sich im Vergleich zum Vorjahr (66,9 Prozent) nur minimal verringert, die Marktkonzentration bleibt damit auf dieser Stufe hoch.

Gasendkundenmärkte

Im Berichtsjahr 2022 setzten Lieferanten bundesweit insgesamt 346,1 TWh Gas an SLP-Kunden (2021: 402,7 TWh) und 418,7 TWh an RLM-Kunden ab (2021: 508,3 TWh)²⁷, was einem Rückgang der Gesamtabsatzmenge im Vergleich zum Vorjahr von rund 16 Prozent entspricht. Dies kann neben Einsparmaßnahmen zur Sicherstellung der Gasversorgung und einem überdurchschnittlich warmen Winter insbesondere auch mit hohen und volatilen Marktpreisen (siehe auch Kapitel IB14) erklärt werden, die sich ihrerseits in geringerer Nachfrage niedergeschlagen haben. Von der gesamten Absatzmenge an SLP-Kunden entfielen 2022 rund 294,1 TWh auf Sonderverträge (2021: 348,9 TWh) und 52,1 TWh auf Grundversorgungsverträge (2021: 53,7 TWh).

Der kumulierte Absatz der vier jeweils absatzstärksten Unternehmen betrug im Bereich der SLP-Kunden 95,3 TWh, wovon rund 79,7 TWh auf Sonderverträge entfielen, und im Bereich der RLM-Kunden rund 109,7 TWh. Der aggregierte Marktanteil der vier jeweils absatzstärksten Unternehmen betrug damit 28,2 Prozent bei SLP-Vertragskunden (Vorjahr: 25,5 Prozent) und 26,2 Prozent bei RLM-Kunden (Vorjahr: 24,4 Prozent). Beide Marktanteile sind zwar im Vergleich zum Vorjahr leicht angestiegen, liegen jedoch

²⁶ Mit Anordnung v. 14.11.2022 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz Kapitalmaßnahmen gem. § 17a EnStG getroffen, die zu einem vollständigen Eigentümerwechsel und einer Verstaatlichung der SEFE führten. Seit dem befindet sich SEFE im alleinigen Bundeseigentum. Die Treuhandverwaltung der Bundesnetzagentur endete mit Ablauf des 15.11.2022.

²⁷ Als Absatz wird hier, wie im gesamten Unterpunkt „Gasendkundenmärkte“, die Abgabemenge der Lieferanten an ihre Kunden in Energie-/ Arbeitseinheit bezeichnet.

weiterhin deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 Abs. 6 GWB).²⁸

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. Die FNB Gastransport Nord, Gasunie Deutschland Transport Services, Nowega, Open Grid Europe sowie Thyssengas sind von der Marktraumumstellung unmittelbar betroffen. Hierbei werden von 2023 bis 2027 im Bereich der RLM-Kunden noch etwa 4.300 Umstellungen durchgeführt und im Bereich der SLP-Kunden rund 2,1 Mio. Umstellungen.

Bei den in 2022 von insgesamt 33 Netzbetreibern erhobenen 723.747 Geräten handelte es sich um 284.449 Brennwertgeräte (39,3 Prozent) und 70.423 selbstadaptierende Geräte (9,7 Prozent). 2021 lag die Quote der Brennwertgeräte bei 45,6 Prozent und die der selbstadaptierenden Geräte noch bei 11,3 Prozent. Angepasst wurden im Berichtszeitraum von den teilnehmenden Netzbetreibern 412.279 Geräte von SLP-Kunden und 848 Geräte von RLM-Kunden. Technisch nicht anpassbar waren von den angepassten Geräten insgesamt 7.480 Geräte. Das entspricht einer Quote von 1,0 Prozent, nachdem in 2021 1,7 Prozent der Geräte nicht anpassbar waren.

Der in § 19a Abs. 3 EnWG etablierte Erstattungsanspruch von 100 Euro bei der Neuanschaffung eines Gerätes, das im Rahmen der Marktraumumstellung dann nicht mehr angepasst werden muss, wurde 1.999-mal in Anspruch genommen (2021: 2.281). Den Kostenerstattungsanspruch der GasGKErstV nahmen 290 Kunden in Anspruch, eine deutliche Steigerung im Vorjahresvergleich (2021: 241 Inanspruchnahmen).

Umstellungskosten werden als Umlage auf alle Gaskunden verteilt. Die Höhe der bundesweiten Umlage betrug im Jahr 2022 0,7335 Euro/kWh/h/a. Im Jahr 2023 stieg die Umlage aufgrund der erhöhten Anzahl der umzustellenden Geräte und der erwarteten gesunkenen Höhe der voraussichtlich gebuchten bzw. bestellten jährlichen Ausspeisekapazitäten aller Netze bundesweit auf 0,7547 Euro/kWh/h/a. Die Höhe der Umlage für das Jahr 2024 wurde auf 0,6711 Euro/kWh/h/a festgelegt.

Im Übrigen wirken sie sich nicht direkt auf die individuellen Gasabrechnungen der Verbraucher aus. Arbeitsstunden oder Material für die technische Anpassung der Geräte werden nicht den Verbrauchern in Rechnung gestellt, sondern von den Netzbetreibern getragen und dann über die Umlage rückerstattet.

Überschattet wurde die Marktraumumstellung auch dieses Jahr durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine, wodurch bei den Bürgern vielfach Unsicherheit bezüglich der Versorgungssicherheit nach der Umstellung auf H-Gas entstand. Dieser Unsicherheit begegneten die Netzbetreiber und Anpassungsunternehmen mit einer transparenten Kommunikation. Insgesamt lässt sich festhalten, dass die

²⁸ Bei den Angaben der prozentualen Anteile ist zu berücksichtigen, dass die Monitoring-Erhebung im Bereich der Gaslieferanten zwar eine hohe, aber keine gänzlich vollständige Marktabdeckung erreicht. Diese Angaben entsprechen daher nur näherungsweise den tatsächlichen Werten.

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

Am 10.05.2022 lagen die Gasflüsse aus Russland nach Deutschland letztmalig auf einem üblichen Niveau von rund 1.800 GWh/Tag. Die erfolgte Einstellung von russischen Gaslieferungen nach Polen und Bulgarien hatte bis dato keine Auswirkungen auf die Gasimporte nach Deutschland. Nach der Verhängung von Sanktionen durch Russland gegen die Gazprom Germania und nahezu alle Töchter der Gazprom Germania gingen die Gasmengen, die über die Ukraine in Waidhaus nach Deutschland flossen, in der Folge der Reduzierung der Transite um gut 25 Prozent gegenüber dem Vortag zurück. Am 14.06.2022 lagen die Gasflüsse aus der Nord Stream 1 bei rund 60 Prozent, während am Folgetag eine Drosselung auf 40 Prozent der Maximalleistung festgestellt wurde. Mit Hinweis auf eine bis zum 21.07.2022 angekündigte Wartung der Nord Stream 1 reduzierten sich die Gasflüsse ab dem 11.07.2022 auf Null. Am 22.07.2022 wurde der Gastransport über die Nord Stream 1 wieder aufgenommen und betrug etwa 40 Prozent der Maximalleistung. Am 27.07.2022 wurde eine erneute Reduzierung der Gasflüsse aus der Nord Stream 1 auf rund 20 Prozent der Maximalleistung nach vorheriger Ankündigung umgesetzt. Seit dem 2.09.2022 wurden auch die reduzierten Gasflüsse über die Nord Stream 1 auf unbestimmte Zeit mit Verweis auf technische Gründe eingestellt. Am 26.09.2022 wurde ein plötzlicher Druckabfall, verursacht durch eine Explosion, zunächst auf der Linie A der Nord Stream 2, später auch in den beiden Röhren der Nord Stream 1 festgestellt. Die mutmaßlichen Anschläge auf die beiden Pipelines Nord Stream 1 und 2 hatten keine Auswirkungen auf die Gasversorgung. Über Nord Stream 1 wurde seit Anfang September ohnehin kein Gas mehr geliefert und Nord Stream 2 wurde nie in Betrieb genommen.

Im Jahr 2022 betrug die gesamte Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.441 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.458 TWh sanken die Importe nach Deutschland um 17 TWh. Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas waren im Jahr 2022 Norwegen, die Niederlande und Belgien mit einem Volumen von insgesamt 983 TWh. Das entspricht rund 68 Prozent aller deutschen Gasimporte. Russische Gaslieferungen verloren angesichts des Ukraine Konflikts an Bedeutung. In 2022 lag der Anteil russischen Pipelinegases bei nur noch 21 Prozent (2021: 63 Prozent). 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. Zusätzlich nahm im Dezember 2022 das erste deutsche schwimmende LNG-Terminal (sog. Floating Storage and Regasification Unit (FSRU)) in Wilhelmshaven seinen Betrieb auf. Im Januar bzw. März 2023 wurde dieses durch zwei weitere schwimmende LNG-Terminals in Lubmin und Brunsbüttel ergänzt.

Gasexporte

Im Jahr 2022 betrug die Exportmenge an Erdgas aus Deutschland 513,9 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert in Höhe von 749 TWh sanken die Exporte aus Deutschland um 235 TWh. Hauptsächlich wurde Erdgas nach Tschechien, Polen und Österreich exportiert (415 TWh).

Gasförderung

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 zwischen Reserve und Produktion (ehem. statische Reichweite) der Rohgasreserven nimmt seit Jahren ab. Im Vergleich zum Vorjahr sank dieser Wert im Jahr 2022 von 7,4 auf nun 7,3 Jahre.

5. Biogas

Insgesamt speisten im Jahr 2022 238 Anlagen Biogas in das Gasnetz ein (2021: 233 Anlagen). Die gesamte vertraglich vereinbarte Einspeiseleistung lag in 2022 bei 2,624 Mio. kWh/h (2021: 2,548 Mio. kWh/h). Die jährliche Einspeisung von Biogas lag in 2022 bei 10.158,1 Mio. kWh (2021: 10.141,5 Mio. kWh).

Die durch den Anschluss von Biogas-Einspeiseanlagen verursachten Kosten werden entsprechend den Vorgaben aus § 20b GasNEV auf alle Netze innerhalb des Marktgebiets umgelegt. Die Biogas-Wälzungskosten der Gasnetzbetreiber auf alle Netznutzer betragen im Jahr 2022 ca. 180 Mio. Euro (2021: 192 Mio. Euro). Pro eingespeister kWh Biogas ergeben sich in 2022 damit Wälzungskosten in Höhe von ca. 0,0177 Euro (2021: 0,0191 Euro/kWh). Dieser Wert entspricht ungefähr dem mehrjährigen Mittel, die Kosten der Netzbetreiber korrelieren eng mit der eingespeisten Menge. Weitere Informationen zur Biogaseinspeisung finden sich im Kapitel IIIB4.

6. Untergrundgasspeicher

Die Gasspeicher in Deutschland sind für eine Versorgung mit Gas insbesondere in den Wintermonaten von großer Bedeutung. Zum Stichtag 31. Dezember 2022 betrug das in den Untergrundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen insgesamt 286 TWh (2021: 279 TWh). Davon entfallen 140 TWh (2021: 137 TWh) auf Kavernenspeicher-, 125 TWh (2021: 120 TWh) auf Porenspeicheranlagen und 21 TWh (2021: 22 TWh) auf sonstige Speicheranlagen.

Mit dem am 30.04.2022 in Kraft getretenen Gasspeichergesetz und der Einführung von gesetzlichen Vorgaben für Füllstände wird sichergestellt, dass die Versorgungssicherheit mit Gas in Deutschland weiter erhöht wird. Die Füllstandsvorgaben beliefen sich zunächst für den 1. Oktober auf 80 Prozent, für den 1. November auf 90 Prozent und für den 1. Februar auf 40 Prozent. Am 29. Juli.2022 wurden per Ministerverordnung die festgelegten Füllstände noch einmal erhöht. Zum 1. Oktober eines Jahres müssen die Speicher zu 85 Prozent, zum 1. November zu 95 Prozent und am 1. Februar immer noch zu 40 Prozent gefüllt sein.

Das angepeilte Ziel von 85 Prozent Speicherfüllstand bis zum 1. Oktober 2023 wurde bereits Ende Juli 2023 erreicht. Die zum 1. November festgelegte Zielmarke von 95 Prozent konnte bereits am 25.09.2023 erreicht werden. Zum Redaktionsschluss des Monitoringberichts am 02. November 2023 lagen die Speicherfüllstände bei 99,91 Prozent. Die ab dem 1. Januar 2023 gültige Umlage nach § 35e Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zur Sicherung der Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen (Gasspeicherumlage) betrug 0,59 EUR/MWh. Ab dem 1. Juli 2023 beträgt die Gasspeicherumlage 1,45 EUR/MWh. Weitere Informationen zu Gasspeichern finden sich im Kapitel IIIB5.

7. Netzstrukturdaten

An der Datenerhebung zum Monitoring 2023 haben sich alle 16 Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) beteiligt. Die dabei gemeldete Gasnetzlänge des Fernleitungsnetzes betrug rund 43.300 Kilometer und 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 zum Stichtag 31. Dezember 2022 auf. Die Anzahl der gemeldeten Marktlokationen von Letztverbrauchern im Fernleitungsnetz betrug 529.

Mit Stichtag 2. November 2023 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 704 (VNB Gas) registriert, von denen 665, also gut 95 Prozent, an der Datenerhebung zum Monitoring 2023 teilgenommen haben. Die dabei gemeldete Gasnetzlänge im Verteilernetz inkl. Hausanschlussleitungen betrug gut 527.000 Kilometer und wies rund 10,8 Mio. Ausspeisepunkte an Letztverbraucher, Weiterverteiler oder nachgelagerte Netze der Netzbetreiber, einschließlich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen zum 31. Dezember 2022 auf. Die Anzahl der gemeldeten Marktlokationen von Letztverbrauchern im Gasverteilernetz der VNB Gas betrug 14,5 Mio. zum Stichtag 31. Dezember 2022. Davon können 12,9 Mio. Marktlokationen Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zugeordnet werden. Die Mehrzahl der VNB Gas (585 Unternehmen) verfügt über Netze, die eine kleine bis mittlere Gasnetzlänge bis 1.000 Kilometer aufweisen. 90 VNB weisen Gasnetze mit einer Gesamtlänge von mehr als 1.000 Kilometern aus.

Die Summe aller Einspeisepunkte in den Verteilernetzen beträgt rund 6.700. Hiervon dienen 478 Einspeisepunkte nur zur Noteinspeisung. Bei Betrachtung der Anzahl der durch die Verteilnetzbetreiber versorgten Marktlokationen wird deutlich, dass nur 29 VNB Gas (2021: 29) die Grenze von 100.000 Marktlokationen überschreiten. Von den insgesamt durch die VNB Gas belieferten 14,5 Mio. Marktlokationen in Deutschland werden rund 48 Prozent (entspricht 6,9 Mio. Marktlokationen bzw. 326 TWh Ausspeisemenge) von den VNB Gas beliefert, die die Grenze von 100.000 Kunden überschritten haben. Ein Großteil (rund 57 Prozent) der in Deutschland tätigen VNB Gas versorgt zwischen 1.000 und 10.000 Gaskunden.

8. Netzausbau Gas

Die energiepolitische Zeitenwende macht es notwendig, den Umstieg von Erdgas auf grüne und klimaneutrale Gase wie Wasserstoff deutlich zu beschleunigen. Auch die Einbindung von Flüssigerdgas (LNG) erfordert eine Anpassung der bestehenden Gasnetze. Diese Entwicklungen haben einen maßgeblichen Einfluss auf den Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2022–2032, welcher die neuen Realitäten abbildet.

Nach Vorlage des Entwurfs zum NEP Gas 2022-2032 durch die Fernleitungsnetzbetreiber hat die Bundesnetzagentur vom 16.05.2023 bis zum 13.06.2023 alle potentiellen und tatsächlichen Netznutzer im Rahmen einer schriftlichen Konsultation hierzu angehört. Darauf aufbauend prüft die Bundesnetzagentur den NEP Gas 2022-2032. Den Abschluss des Verfahrens bildet ein Änderungsverlangen. Der festgestellte Änderungsbedarf ist von den Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb von drei Monaten umzusetzen.

9. Investitionen der Gasnetzbetreiber

Fernleitungsnetzbetreiber

Im Jahr 2022 wurden von den 16 deutschen FNB insgesamt 820 Mio. Euro (2021: 679 Mio. Euro) für Investitionen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Hiervon entfielen 587 Mio. Euro (2021: 420 Mio. Euro) auf Investitionen in Neubau, Ausbau sowie Erweiterung und 233 Mio. Euro (2021: 259 Mio. Euro) auf Erhalt und Erneuerung der Netzinfrastruktur.

Die Aufwendungen in Wartung und Instandhaltung der Netzinfrastruktur betrugen im Jahr 2022 über alle FNB hinweg 446 Mio. Euro (2021: 358 Mio. Euro), womit dieser Wert über der Gesamtsumme an Aufwendungen aus dem Vorjahr aber innerhalb der üblichen Schwankungsbreite liegt. Für das Jahr 2023 erwarten die Fernleitungsnetzbetreiber planmäßige Aufwendungen in Höhe von 480 Mio. Euro.

Verteilnetzbetreiber

Mehr als 600 VNB Gas melden für das Jahr 2022 ein gesamtes Investitionsvolumen in Höhe von 1.445 Mio. Euro (2021: 1.736 Mio. Euro) in die Netzinfrastruktur. Auf Neubau, Ausbau und Erweiterung entfielen dabei 795 Mio. Euro (2021: 1.101 Mio. Euro), auf Erhalt und Erneuerung 650 Mio. Euro (2021: 635 Mio. Euro). Für das Jahr 2023 rechnen die VNB mit einem Investitionsvolumen in Höhe von 1.450 Mio. Euro.

Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung betrugen nach Angaben der VNB Gas im Jahr 2022 1.191 Mio. Euro (2021: 1.204 Mio. Euro). Für das Jahr 2023 rechnen die VNB mit Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung in Höhe von 1.250 Mio. Euro.

Die Höhe der Investitionen der VNB ist von der Gasnetzlänge, der Anzahl der versorgten Marktlokationen und anderen individuellen Strukturparametern, insbesondere geographischen Gegebenheiten abhängig. 143 der befragten VNB Gas bewegten sich in einem Investitionsrahmen zwischen einer Million und fünf Millionen Euro. 58 VNB Gas tätigten Investitionen mit einem Volumen von mehr als fünf Millionen Euro.

Für 239 der befragten VNB Gas bewegte sich die Summe der Aufwendungen in einem Rahmen zwischen 100.001 und 500.000 Euro. 53 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 THE (Trading Hub Europe) Marktgebiet betrug im Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 549,0 GWh/h (2020/2021: 543 GWh/h). Gegenüber dem Vorjahreswert bedeutet dies einen Anstieg um gut 1 Prozent. Das Angebot der festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) machte mit einem Wert von 212,8 GWh/h (2020/2021: 242 GWh/h) rund 39 Prozent der gesamten angebotenen Einspeisekapazität aus.

Die in Summe angebotene feste Ausspeisekapazität für das deutschlandweite THE Marktgebiet betrug im Gaswirtschaftsjahr 2021/22 367,5 GWh/h (2020/2021: 372,8 GWh/h). Im Vergleich zum Vorjahr entspricht dies einem leichten Rückgang von 1,4 Prozent. Hierbei ist zu beachten, dass nicht jeder Fernleitungsnetzbetreiber

alle Kapazitätsprodukte anbietet. Die aggregierten Darstellungen lassen sich somit nicht auf jeden einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber projizieren.

Bei einem Vergleich der Daten zur Ein- und Ausspeisekapazität lassen sich einige Unterschiede herausarbeiten. So wird durch einen direkten Vergleich deutlich, dass für das Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 insgesamt mehr Einspeise- als Ausspeisekapazität gebucht wurden. Mit einem gesamten Volumen von 337,4 GWh/h überwiegt die Buchung von Einspeisekapazität die Buchung der Ausspeisekapazität deutlich, welche sich auf einen Wert von insgesamt 213,7 GWh/h beläuft. Dies ist unter anderem damit zu erklären, dass ein großer Teil der Buchung von Einspeisekapazitäten der Belieferung von an nachgelagerte Verteilernetze angeschlossenen Endkunden dient. Für diese Belieferung ist im deutschen Gasnetzzugangsmodell keine Ausspeisebuchung durch den Lieferanten zu tätigen. Die Analyse der Ein- und Ausspeisebuchungen verdeutlicht zudem, dass für den Betrachtungszeitraum vornehmlich Kapazitätsprodukte mit längerfristigen Laufzeiten gebucht wurden.

Deutschlandweit wurde 2022 über alle nominierungspflichtigen Einspeisepunkte eine nominierte Menge von 1.699 TWh gemeldet (2021: 1882 TWh). Demgegenüber stehen deutlich geringere Ausspeisenominierungen von 806 TWh (2021: 905 TWh). Der deutlich geringere Wert auf der Ausspeiseite 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 Marktgebietsübergangspunkten, sowie Anschlusspunkten zu Speichern und inländischer Produktion. Nicht nominierungspflichtig sind dagegen grundsätzlich Netzanschlusspunkte zu Letztverbrauchern. Weitere Informationen zum Kapazitätsangebot finden sich im Kapitel IIIC4.

11. Versorgungsstörungen Gas

Im Jahr 2022 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 1,52 Minuten (2021: 2,18 Minuten) und damit etwas unter dem langjährigen Mittel von 1,54 Minuten pro Jahr. Dieser Wert zeugt auch in der Krisenzeit weiterhin von der hohen Versorgungsqualität des deutschen Gasnetzes. Die Unterbrechungen der Gasversorgung waren in den Bundesländern sehr unterschiedlich und reichten von 0,08 Minuten in Hamburg bis 5,85 Minuten in Sachsen-Anhalt. Weitere Informationen zu den Versorgungsstörungen Gas finden sich im Kapitel IIIC5.

12. Netzentgelte Gas

Das durchschnittliche mengengewichtete Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb für den Haushaltskunden (mengengewichtet über alle Vertragskategorien) betrug zum Stichtag 1. April 2023 1,89 ct/kWh. Im Vergleich zum Vorjahr (2022: 1,62 ct/kWh) ist dieser Wert um rund 17 Prozent deutlich gestiegen. Bei den Gewerbekunden lag das arithmetische Mittel beim Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb zum Stichtag 1. April 2023 bei 1,48 ct/kWh (2022: 1,25 ct/kWh). Bei den Industriekunden sank das arithmetische Mittel beim Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb zum Stichtag 1. April 2023 auf 0,39 ct/kWh (2022: 0,44 ct/kWh).

Für das deutschlandweite Marktgebiet THE wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern zum 25.11.2022 das angepasste Ein- und Ausspeiseentgelt für eine feste frei zuordenbare Jahreskapazität für das Jahr 2023 in Höhe von 6,03 Euro/kWh/h/a (2022: 3,51 Euro/kWh/h/a) veröffentlicht. Am 25.05.2023 wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern das Ein- und Ausspeiseentgelt für eine feste frei zuordenbare Jahreskapazität für

das Jahr 2024 veröffentlicht, welches ab dem 01.01.2024 5,10 EUR/(kWh/h)/a betragen wird. Gegenüber dem Jahr 2023 ergibt sich ab 2024 ein rund 15 Prozent niedrigeres Entgelt für die Buchung von festen frei zuordenbaren Ein- und Ausspeisekapazitäten.

Die zum 15. Oktober vorläufig gemeldeten Verteilernetzentgelte für das Jahr 2024 verzeichnen über alle Kundengruppen hinweg Rückgänge. Grundlage ist eine Stichprobe von Netzbetreibern in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Belastbare Aussagen über die genaue Höhe des Rückgangs können zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses nicht getroffen werden. Gesunkene Kosten für die Inanspruchnahme der vorgelagerten Netzebenen, die sich u.a. durch niedrigere Preise für Treibenergie in den Fernleitungsnetzen ergeben, tragen zum Rückgang bei, ebenso wie im Vergleich zum Vorjahr gestiegene Absatzprognosen.

13. Regel- und Ausgleichsenergie

Die Beschaffungspreise für externe Regelenergie sind durch die überwiegende börsliche Beschaffung im Niveau der allgemeinen Marktpreise einzuordnen.

Am 01. Oktober 2022 ist das sog. Gas-Auktionsmodell gestartet. Unternehmen können Gasmengen über den Bilanzkreisverantwortlichen anbieten. Die für das deutsche Gasmarktgebiet verantwortliche THE kann jetzt bei Engpässen eingegangene Angebote zur Gasverbrauchsreduzierung annehmen. Das führt im Bedarfsfall zu einer Stabilisierung der Netze.

Zur Deckung des zu erwartenden Fehlbetrages aus dem Einsatz von Regel- und Ausgleichsenergie wird gemäß GaBi Gas 2.0 u.a. eine RLM- und SLP- Bilanzierungsumlage erhoben. Diese ist von Bilanzkreisverantwortlichen zu tragen, die RLM- und SLP-Entnahmestellen beliefern. Für den Geltungszeitraum ab dem 1. Oktober 2022 wurde eine Bilanzierungsumlage von 5,70 Euro/MWh für SLP und von 3,90 Euro/MWh für RLM erhoben. Ab dem 1. Oktober 2023 sinken beide Umlagen auf 0 Euro/MWh.

14. Großhandel Gas

Im Zuge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine hat sich die Situation auch auf den Erdgasmärkten verschärft. Hierzu gehörte in erster Linie die schrittweise Einstellung der direkten Belieferung mit russischem Erdgas, die nur zeitverzögert durch anderweitige Erdgasimporte – und seit Ende 2022 auch durch verstärkte Lieferungen von LNG – kompensiert werden konnten. Wenngleich eine leichte Normalisierung gegen Ende der zweiten Jahreshälfte 2022 festzustellen ist, sind die Preise auf den Gasgroßhandelsmärkten im Jahr 2022 insgesamt deutlich angestiegen und waren sehr volatil. Diese Entwicklung hat sich im Jahr 2023, wenn auch in geringerem Maße, fortgesetzt.

Gashandelsvolumen

An den europäischen Gashandelsbörsen – hier am Beispiel der European Energy Exchange AG und ihrer Tochtergesellschaften (EEX)²⁹ – wurden im Jahr 2022 starke Volumenzuwächse verzeichnet, was aus Börsensicht u.a. auf einen gestiegenen Bedarf an börslichen Absicherungsinstrumenten aufgrund eines dem

²⁹ Neben der führenden EEX existieren noch weitere Gasbörsen wie die CME-Group und ICE, die in den nächsten Jahren in das Energiemonitoring einbezogen werden sollen.

russischen Angriffskrieg geschuldeten unsicheren Marktumfeldes, der hohen Preisvolatilität und einer im Jahr 2022 wachsenden Inflation zurückzuführen ist.³⁰ Das gesamte Handelsvolumen inklusive „geclearter“ Volumen, welches seit Oktober 2021 in dem gesamtdeutschen Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) realisiert wurde, belief sich im Jahr 2022 auf rund 1.754 TWh, was gegenüber dem Vorjahreswert von 664 TWh einem Zuwachs von 164,2 Prozent entspricht. Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt ist im Jahr 2022 ebenfalls auf rund 1.106 TWh (2021: rund 582 TWh) gestiegen. Der Schwerpunkt der Spothandelsgeschäfte lag im Jahr 2022 – wie auch in den Vorjahren – auf den Day-Ahead-Kontrakten. Das Handelsvolumen der Terminkontrakte ist von 82 TWh im Jahr 2021 auf rund 649 TWh gestiegen, was einer Zunahme von 691 Prozent und fast Verachtfachung entspricht. Dies begründet die EEX insbesondere mit einem stärkeren Bedarf an Absicherung und einer Reduzierung des Kontrahentenausfallrisikos, da die Absicherung in verbrauchsnahe Marktbereiche für die Marktteilnehmer immer relevanter wird.

Großhandelspreise

Der von der EEX veröffentlichte „European Gas Spot Index“ (EGSI) betrug 2022 im (ungewichteten) Jahresdurchschnitt für das Marktgebiet THE 124,98 Euro/MWh. Im Vorjahr betragen die Vergleichswerte für den Tagesreferenzpreis bis September 2021 für die Marktgebiete von NCG 30,29 Euro/MWh und für GASPOOL 30,33 Euro/MWh und ab Oktober 2021 für das Marktgebiet THE 95,67 Euro/MWh, was einer Preissteigerung im Jahr 2022 im Vergleich um rund 312,5 Prozent für NCG und GASPOOL und rund 30,6 Prozent für THE entspricht. Über das Jahr 2022 schwankte der EGSI im Monatsdurchschnitt zwischen 81,06 Euro/MWh (im Februar 2022) und 235,18 Euro/MWh (im August 2022). Der sich bereits im vierten Quartal 2021 abzeichnende starke Anstieg des EGSI führte sich bis August 2022 fort; danach fiel er wieder deutlich.

Der „European Gas Index Deutschland“ (EGIX) basiert auf börslichen Handelsgeschäften, die in den jeweils aktuellen Frontmonatskontrakten (THE) abgeschlossen werden. Im Jahr 2022 betrug der EGIX Deutschland zwischen 81,62 Euro/MWh (März) und 234,51 Euro/MWh (September). Der (ungewichtete) Durchschnitt aus den zwölf Monatswerten betrug 132,94 Euro/MWh, was im Vergleich zum Vorjahreswert (38,64 Euro/MWh) einer Steigerung um rund 244 Prozent entspricht.

Für 2022 betrug der (ungewichtete) Durchschnitt der monatlichen BAFA-Grenzübergangspreise 79,26 Euro/MWh, während dieser Wert im Jahr 2021 noch bei 26,02 Euro/MWh lag (plus 204,6 Prozent). Die Entwicklung zeigt, dass der EGIX im Jahr 2022 deutlich stärker angestiegen ist als der durchschnittliche BAFA-Grenzübergangspreis.

Außerbörslicher Großhandel

Die von den neun an der diesjährigen Datenerhebung teilnehmenden Brokerplattformen vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland umfassen ein nicht gecleartes Gesamtvolumen von 2.010 TWh (im Vorjahr mit neun Brokern 2.392 TWh). Davon entfielen 766 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2022 und einem Erfüllungszeitraum von mindestens einer Woche. Der Rückgang des Gesamtvolumens bei den Brokern von rund 15,9 Prozent im Vergleich zum Vorjahr, welcher sich insbesondere in den Erfüllungszeiträumen Y+2 bzw. Y+3 niederschlägt, dürfte auf eine Kaufzurückhaltung aufgrund stark

³⁰ EEX Group Finanzergebnisse 2022, S. 9.

gestiegener und volatiler Preise und einer möglichen Erwartungshaltung auf im Handelsverlauf weiter sinkende Preise auf Abnehmerseite zurückzuführen sein.

Kurzfristige Transaktionen auf dem Spotmarkt mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche machten im Jahr 2022 nur rund 8,6 Prozent (Vorjahr: 5,2 Prozent) des von den neun Brokerplattformen vermittelten Handels aus, wohingegen 91,4 Prozent den Terminmarkt betreffen. Dabei stellten die Geschäfte für das laufende und folgende Jahr den klaren Schwerpunkt der Broker für den Erdgashandel dar.

Während das im Jahr 2022 gehandelte Erdgas (einschließlich der Spotgeschäfte) rund 46,7 Prozent (Vorjahr: 41,0 Prozent) des Gesamtvolumens darstellte, wurden für das Folgejahr 2023 rund 38,6 Prozent (Vorjahr: 33,5 Prozent) gehandelt. Auf Transaktionen mit Lieferzeitpunkten im Jahr 2024 und später entfiel ein Anteil von rund 14,6 Prozent (Vorjahr: 26,3 Prozent).

Handel an Virtuellen Handelspunkten

Die an dem Virtuellen Handelspunkt (VHP) der THE nominierten Gasmengen sind nur minimal von insgesamt 3.807 TWh im Vorjahr auf 3.639 TWh im Jahr 2022 gesunken. Rund 91,9 Prozent des Nominierungsvolumens entfiel auf H-Gas, die restlichen 8,1 Prozent auf L-Gas.

Bei den monatlichen Nominierungsvolumina zeigen sich – wie in den Vorjahren – saisonale Unterschiede. In den Monaten Mai bis September 2021 lag das Nominierungsvolumen am VHP monatlich bei maximal 277 TWh. Die geringste Nominierungsmenge ergab sich mit rund 237 TWh im Juni 2022, der Jahreshöchststand wurde im Dezember 2022 mit 373 TWh erreicht.

Die Anzahl der aktiven³¹ Handelsteilnehmer sank seit Oktober 2021 im gesamtdeutschen Marktgebiet THE im Vergleich zum Vorjahreszeitraum leicht und betrug im Jahr 2022 für H-Gas im Mittel pro Monat 415 (Vorjahr: 424) und für L-Gas 192 (Vorjahr: 197).

15. Einzelhandel Gas

Lieferantenvielfalt

Die mit dem russischen Angriffskrieg verbundenen Verwerfungen auf dem Gasmarkt, die sich zwischenzeitlich in einem massiven Anstieg der Großhandelspreise widerspiegelten, führten im Laufe des Jahres 2022 zu Marktaustritten von Energielieferanten. Insgesamt meldeten im Jahr 2022 21 Energielieferanten der Bundesnetzagentur die Beendigung der Belieferung von Haushaltskunden, darunter befanden sich fünf reine Gaslieferanten. Im Jahr 2023 beendeten Stand Redaktionsschluss 2. November 2023 13 Energielieferanten ihre Tätigkeit als Energielieferant. Weitere fünf Energielieferanten werden ihre Tätigkeit zum Ende des Jahres einstellen. Entsprechend dieser Entwicklung ging in 2022 erstmalig die Zahl der aktiven Gaslieferanten für alle Letztverbraucher in den verschiedenen Netzgebieten zurück. Die Anzahl der Gasverteilernetze, in denen mehr als 100 Gaslieferanten tätig sind, sank von 70,3 Prozent auf 63,8 Prozent. Im

³¹ Ein VHP Handelsteilnehmer gilt als aktiv, wenn er im jeweiligen Monat mindestens eine Normierung vorgenommen hat.

bundesweiten Durchschnitt standen dem Haushaltskunden 111 Gaslieferanten zur Auswahl (2022: 113 Gaslieferanten). Die Anzahl der bundesweit³² tätigen Gaslieferanten sank von 65 Gaslieferanten in 2021 auf 52 Gaslieferanten in 2022. Es bleibt zu beobachten, ob dieser Trendwechsel nachhaltig sein wird, oder ob es eine einmalige Auswirkung der zwischenzeitlich sehr stark angestiegenen Gasbeschaffungskosten war, die einen Einfluss auf die Geschäftsgrundlage und die Beschaffungsstrategie einiger Gaslieferanten hatte.

Beschaffungsstrategien der Gaslieferanten

Trotz der markanten Entwicklungen auf den Großhandelsmärkten lassen sich zwischen den Jahren 2021 und 2022 keine gravierenden Unterschiede in Hinblick auf die Beschaffungsstrategien erkennen. So haben gut 50 Prozent (2021: 48 Prozent) der meldenden Gaslieferanten eine gemischte Beschaffungsstrategie aus kurz- und langfristiger Beschaffung verfolgt. Rund 46 Prozent (2021: 47 Prozent) der Gaslieferanten beschafften ausschließlich langfristig. Gut 4 Prozent (2021: 5 Prozent) der Gaslieferanten beschafften die notwendigen Gasmengen ausschließlich kurzfristig. Bei den Beschaffungsstrategien im Bereich der Belieferung der Haushalts- und Nicht-Haushaltskunden lassen sich hierbei keine größeren Unterschiede erkennen.

Vertragsstruktur Nicht-Haushaltskunden

Im Jahr 2022 wurden Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) an 44.225 Marktlokationen mit gut 418,7 TWh Gas beliefert.³³ Hierbei handelt es sich durchweg um Nicht-Haushaltskunden (Industrie- und Gewerbekunden, Gaskraftwerke). Die Belieferung erfolgte zu über 99 Prozent durch Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung³⁴ (97,7 TWh) sowie über Verträge bei Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger (320,7 TWh) sind. Die Belieferung von RLM-Kunden im Rahmen der Grund- bzw. Ersatzversorgung ist atypisch, aber nicht ausgeschlossen. An RLM-Kunden in der Grund-/Ersatzversorgung wurden etwa 0,3 TWh Gas geliefert, dies entspricht weniger als 0,1 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden.

Von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen ca. 23,3 Prozent (Vorjahr 22,8 Prozent) auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und ca. 76,6 Prozent (Vorjahr 77,1 Prozent) auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem Grundversorger. Diese Werte zeigen, dass die Grundversorgerstellung bei der Belieferung von RLM-Kunden im Gasbereich lediglich eine marginale Rolle spielt und auch der jeweilige örtliche Grundversorger bei der Belieferung von Kunden im Rahmen von Sonderverträgen nur von nachgeordneter Bedeutung ist.

³² Um die Zahl der bundesweit tätigen Gaslieferanten zu ermitteln, wird unterstellt, dass eine Belieferung mit Erdgas in mehr als 500 Netzgebieten einer bundesweiten Belieferung mit Erdgas gleichkommt.

³³ Zum Berichtsjahr 2022 haben 904 Gaslieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Marktlokationen und Ausspeisemengen bei RLM-Kunden, also nahezu ausschließlich Nicht-Haushaltskunden, getätigt (2021: 932). Unter diesen Gaslieferanten bestehen zum Teil Konzernverbindungen, so dass diese Zahl nicht mit der Anzahl voneinander unabhängiger Wettbewerber gleichzusetzen ist.

³⁴ 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“.

Vertragsstruktur der Haushaltskunden

Die zwischenzeitlich hohen Gaspreise für Haushaltskunden führten zu moderaten Veränderungen in der bestehenden Vertragsstruktur der Haushaltskunden. Erstmals seit 2010 stieg der mengenbezogene Anteil der Grundversorgungsverträge in 2022 von 16 Prozent auf 18 Prozent leicht an. Gleichzeitig sank die mengenbezogene Belieferungsquote bei den Verträgen mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (47 Prozent) und bei den Verträgen bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (35 Prozent), um jeweils einen Prozentpunkt. Von den rund 243,5 TWh³⁵, die von Gaslieferanten an Haushaltskunden abgegeben wurden, entfielen 43,3 TWh auf Verträge in der Grundversorgung, 115,4 TWh auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und 84,8 TWh auf Verträge bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden

Die Gesamtzahl der Marktlokationen mit Lieferantenwechsel – Haushaltskunden und Nicht-Haushaltskunden – ist in 2022 im Vergleich zum Jahr 2021 von 1.992.882 auf 1.210.175 gesunken (- 39,3 Prozent). Die von Lieferantenwechseln betroffene Gasentnahmemenge sank ebenfalls stark auf 78,7 TWh (Vorjahr 107,6 TWh, - 26,9 Prozent). Diese Abnahme deutet darauf hin, dass im Berichtsjahr bessere Vertragskonditionen durch Lieferantenwechsel aufgrund der im betreffenden Zeitraum stark gestiegenen Preise kaum oder nur in deutlich geringerem Maße zu erreichen waren.

Unter den Abnehmern von mindestens 0,3 GWh/Jahr (inkl. Gaskraftwerke) befinden sich ausschließlich Nicht-Haushaltskunden. Hier veränderte sich die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2022 kaum (10,4 Prozent im Vergleich zu 10,2 Prozent im Vorjahr).

Lieferantenwechsel Haushaltskunden

Die Anzahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden sank im Jahr 2022 um rund ein Drittel auf 1,15 Mio. Wechselvorgänge. 2021 lag die bereinigte Anzahl der Lieferantenwechsel noch bei rund 1,64 Mio. Unter Beachtung der von den Verteilnetzbetreibern Gas mitgeteilten Anzahl von Haushaltskunden in Höhe von 12,9 Mio. ergibt sich für 2022 eine gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote der Haushaltskunden von 8,9 Prozent (2021: 12,9 Prozent). Die von den Lieferantenwechseln betroffene Gasmenge lag in 2022 bei 25,1 TWh. Fehlende Alternativen und eine allgemeine Unsicherheit, ausgelöst durch stark volatile Großhandelspreise, können als Gründe für den deutlichen Rückgang des Lieferantenwechsels herangezogen werden.

Vertragswechsel der Haushaltskunden

Im Jahr 2022 sind die Anzahl und die Menge der Vertragswechsel³⁶ beim bestehenden Lieferanten um rund 59 Prozent gestiegen, während im Jahr 2021 noch ein deutliches Minus von 30 Prozent zu verzeichnen war. In

³⁵ Die von den Netzbetreibern gemeldete Gasausspeisemenge im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG betrug in 2022 254,9 TWh und weicht aufgrund unvollständiger Datenmeldungen der Gaslieferanten von der durch die Gaslieferanten gemeldeten Menge in Höhe von 243,5 TWh ab.

³⁶ Wechsel des Gastarifs auf Betreiben des Letztverbrauchers (Kunden) bei dem gleichen Gasversorger von dem er zuvor beliefert wurde.

diesem Zusammenhang stieg die mengenbezogene Vertragswechselquote von 3,1 auf 5,5 Prozent. In absoluten Zahlen entschieden sich mit 0,76 Mio. Gaskunden, rund 40 Prozent mehr, für einen Vertragswechsel. Diese Zahlen deuten darauf hin, dass besonders verbrauchsstarke Haushaltskunden einen Vertragswechsel bei ihrem bestehendem Gasanbieter vorgenommen haben.

Gassperrungen

Die Anzahl der von den Netzbetreibern durchgeführten Sperrungen lag im Jahr 2022 bei 22.987 und ist im Vergleich zum Vorjahr um rund 15 Prozent gesunken (2021: 26.905). In der überwiegenden Mehrheit der Fälle erfolgte die Sperrung aufgrund eines Zahlungsverzugs. Dabei entfallen rund 65 Prozent der Sperrungen auf Verträge in der Grundversorgung und 35 Prozent auf Verträge außerhalb der Grundversorgung³⁷. Jeweils rund 30 Prozent der Sperrungen wurden im zweiten und dritten Quartal des Kalenderjahres, also außerhalb der Heizperiode durchgeführt. Rund vier Prozent der von der Sperrung betroffenen Haushaltskunden in der Grundversorgung waren in einem Kalenderjahr mehrfach von einer Sperrung betroffen. Außerhalb der Grundversorgung war fast jeder dritte Haushaltskunde von einer Sperrung im Jahr 2022 mehrfach betroffen.

Rund 60 Prozent der Gaslieferanten gaben an, freiwillig auf Sperrungen ihrer Kunden zu verzichten. Bereits während der Pandemie hat rund die Hälfte der befragten Gaslieferanten freiwillig auf eine Sperrung verzichtet. Häufig wurden gesonderte oder individuelle Zahlungsvereinbarungen mit den Kunden getroffen, um eine kundenfreundliche Lösung herbeizuführen. Stark erhöht hat sich in 2022 die Anzahl der Angebote für eine Ratenzahlung bei bestehenden Zahlungsschwierigkeiten. Insgesamt haben die Gaslieferanten in 2022 über 160.000 Angebote zur Ratenzahlung unterbreitet. In Anspruch genommen wurde dieses Angebot in rund 36.000 Fällen, was einer Quote von rund 23 Prozent entspricht. Nach Angaben der Netzbetreiber, lag die durchschnittliche Dauer zwischen tatsächlicher Sperrung und Entsperrung bei 40 Tagen. Rund 2.400 Sperrungen haben länger als 90 Tage andauert. Bei den Gründen für diese längeren Sperrungen kann es sich um dauerhafte Zahlungsunfähigkeit handeln, um Leerstände oder um defekte Kundenanlagen, die aus Sicherheitsgründen nicht wieder angeschlossen werden können.

Auch die Zahl der Sperrbeauftragungen durch den Gaslieferanten beim Netzbetreiber ist 2022 um rund 3 Prozent auf rund 169.000 leicht gesunken (2021: rund 174.000). Um rund zehn Prozent gestiegen ist in 2022 hingegen die Anzahl der Sperrandrohungen, die von den Gaslieferanten ausgesprochen werden. Die absolute Zahl der Sperrandrohungen lag in 2022 bei 1,1 Mio. (2021: 1 Mio.). Da zwischen der Sperrandrohung und der Sperrung teilweise ein zeitlicher Abstand liegt, ist davon auszugehen, dass im Jahr 2022 angedrohte Sperrungen teilweise erst im Folgejahr erfolgen. Nach Angaben der Gaslieferanten liegt der Zeitraum zwischen erster erfolgloser Zahlungsaufforderung und erster Mahnung bei durchschnittlich 14 Tagen. Der Zeitraum zwischen der ersten Mahnung und der Sperrbeauftragung liegt im Durchschnitt bei 30 Tagen, kann aber in Einzelfällen auch deutlich länger ausfallen. Der durchschnittliche Zeitraum zwischen Sperrbeauftragung und Sperrankündigung beträgt rund 14 Tage.

³⁷ Verträge außerhalb der Grundversorgung beinhalten neben den Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung auch Verträge bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Die Höhe der ausstehenden Zahlungen bei einer Sperrandrohung weisen eine breite Streuung auf, wobei der Durchschnittswert bei rund 130 Euro liegt.³⁸ Im Jahr 2022 wurden nach Angaben der Netzbetreiber 17.403 Marktlokationen nach einer erfolgten Sperrung erfolgreich wieder hergestellt (2021: 20.286). Gegenüber 2021 bedeutet dies einen Rückgang um rund 14 Prozent. Im Gegensatz zu den Sperrungen erfolgt die Entsperrung der zuvor gesperrten Anschlüsse mehrheitlich zu Beginn der Heizperiode im 4. Quartal eines Kalenderjahres.

Eine Sperrung ist immer mit zusätzlichen Kosten verbunden. Während einige Gaslieferanten lediglich die Kosten des mit der Sperrung bzw. Wiederherstellung beauftragten Netzbetreibers an ihre Kunden weitergeben, stellt ein Teil der Gaslieferanten für die Durchführung einer Sperrung zusätzliche, eigene Kosten in Rechnung. Für die Durchführung einer Sperrung berechneten die Netzbetreiber den Gaslieferanten durchschnittlich rund 58 Euro (exkl. USt.). Für eine Wiederherstellung der Versorgung eines Anschlusses berechneten die Netzbetreiber den Gaslieferanten rund 69 Euro (exkl. USt.). Unter Anwendung der pauschalen Berechnung nach § 19 Abs. 4 GasGVV haben die Gaslieferanten ihren Kunden für die Durchführung einer Sperrung im Durchschnitt rund 50 Euro (inkl. USt.) zusätzlich berechnet. Lieferanten, die keine pauschale Berechnung durchgeführt haben, haben ihren Kunden im Schnitt rund 55 Euro (inkl. USt.) in Rechnung gestellt. Für die Wiederherstellung des Anschlusses berechneten die Gaslieferanten ihren Kunden unter Anwendung der pauschalen Berechnung im Durchschnitt rund 58 Euro (inkl. USt.) und ohne Anwendung der pauschalen Berechnung im Durchschnitt rund 62 Euro (inkl. USt.). Für eine Mahnung bei Zahlungsverzug berechneten die Gaslieferanten den Haushaltskunden durchschnittlich drei Euro zusätzliche Mahnkosten, wobei meistens zwei Mahnstufen vorgesehen sind.

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 2022 haben Gaslieferanten (Grundversorger und wettbewerbliche Lieferanten) bei insgesamt 55.233 Gaskunden (2021: 41.363) 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 Forderung. Der durchschnittliche Zahlungsrückstand, mit dem ein Haushaltskunde im Regelfall mit seiner Zahlungsverpflichtung in Verzug und der Auslöser für eine Kündigung war, lag in 2022 bei rund 180 Euro.

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

³⁸ In der Grundversorgung darf eine Sperrung erst bei einem Zahlungsverzug von zwei Monatsabschlägen und mindestens 100 Euro durchgeführt werden. Wenn kein Monatsabschlag vereinbart ist, muss der Zahlungsverzug mindestens ein Sechstel des voraussichtlichen Jahresbetrags ausmachen.

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 25 Gaslieferanten wurden im Jahr 2022 in der Grundversorgung insgesamt rund 900 Haushaltskunden (2021: 931) über Bargeld- oder Chipkartenzähler oder sonstige vergleichbare Vorkassensysteme versorgt. Es wurden 144 Vorkassensysteme in 2022 neu eingebaut und 115 vorhandene Vorkassensysteme wieder ausgebaut. Die ermittelten Zahlen bewegen sich also weiterhin auf einem sehr niedrigen Niveau. Die Kosten für den Messstellenbetrieb und die Kosten für die Messung lagen pro Jahr und Zähler durchschnittlich bei 27 Euro bzw. 15 Euro. Der den Gaskunden in Rechnung gestellte jährliche Grundpreis betrug im Durchschnitt 130 Euro. Der durchschnittliche Arbeitspreis für das über einen Vorkassenzähler abgerechnete Gas lag bei 13 ct/kWh.

Gaspreise „Industriekunden“ – Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) belief sich zum Stichtag 1. April 2023 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“)³⁹ auf 7,75 ct/kWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahr um rund 14,6 Prozent gestiegen (2022: 6,76 ct/kWh). Hierzu dürften auch die Auswirkungen des Ukrainekrieges beigetragen haben. Dieser Betrag liegt ziemlich nah am Gas-Referenzpreis für Industriekunden (keine Gaskraftwerke) nach § 9 Abs. 3 Nr. 2 EWPBG. Dies deutet darauf hin, dass der Referenzpreis als Orientierung bei der Preissetzung gedient haben könnte. Der Gesamtpreis besteht im Mittel zu 5,2 Prozent aus den von den Lieferanten nicht beeinflussbaren Komponenten Netzentgelt, Messung, Messstellenbetrieb und Konzessionsabgabe. Eine weitere von den Lieferanten nicht beeinflussbare Komponente stellt die Gassteuer in Höhe von 0,55 ct/kWh und die CO₂-Abgabe⁴⁰ in Höhe von 0,5461 ct/kWh dar. Am durchschnittlichen Gesamtpreis (ohne USt.) haben Gassteuer und CO₂-Abgabe zusammen einen Anteil von rund 14,1 Prozent (Vorjahr: 16,2 Prozent). Rund 80,7 Prozent (2022: 77,3 Prozent) des Gesamtpreises entfallen auf vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile (Gasbeschaffungskosten, Vertriebskosten und Marge). Die aktuelle RLM-Bilanzierungsumlage der THE liegt im Zeitraum 1. Oktober.2022 - 30. September.2023 bei 3,90 EUR/MWh. Darüber hinaus ist seit dem 1. November 2022 die Gasspeicherumlage i.H.v. 0,059 ct/kWh (netto) Bestandteil des Gaspreises, welche zum 1. Juli 2023 auf 0,145 ct/kWh steigt.

Gaspreise „Gewerbekunden“ – Abnahmefall 116 MWh/Jahr

Beim Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“)⁴¹ liegt der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) in Höhe von 12,11 ct/kWh um 4,92 ct/kWh über dem Vorjahreswert von 7,19 ct/kWh, was einer Steigerung von rund 68,3 Prozent entspricht. Dieser Betrag liegt ziemlich nah am Gas-Referenzpreis für Letztverbraucher nach § 9 Abs. 3 Nr. 1 EWPBG, die nicht Industriekunden sind. Dies deutet darauf hin, dass der Referenzpreis als Orientierung bei der Preissetzung gedient haben könnte. Im Durchschnitt entfielen rund 22,2 Prozent (2022: 35,0 Prozent) des Gesamtpreises auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind (u.a. Netzentgelte, Gassteuer, Konzessionsabgaben und die CO₂-Abgabe). Rund 77,8 Prozent (2022: 65,0 Prozent) betreffen Preiselemente mit Raum für unternehmerische Entscheidungen. Die aktuelle

³⁹ Die Preisfragen wurden von 84 Gaslieferanten beantwortet (2021: 87). Weitere Informationen zur Beantwortung der Preisfragen durch die befragten Gaslieferanten finden sich im Kapitel III F4.

⁴⁰ Die CO₂-Abgabe wurde im Jahr 2021 eingeführt.

⁴¹ Die Preisfragen wurden von 748 Gaslieferanten beantwortet (2021: 757). Weitere Informationen zur Beantwortung der Preisfragen durch die befragten Gaslieferanten finden sich im Kapitel III F4.

SLP-Bilanzierungsumlage der THE liegt im Zeitraum 1. Oktober 2022 - 30. September 2023 bei 5,70 EUR/MWh. Darüber hinaus ist seit dem 1. November 2022 die Gasspeicherumlage i.H.v. 0,059 ct/kWh (netto) Bestandteil des Gaspreises, welche zum 1. Juli 2023 auf 0,145 ct/kWh steigt. Der durchschnittliche Nettobetrag der nicht vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile ist im Vergleich zum Vorjahr von 2,44 ct/kWh auf 2,70 ct/kWh, hauptsächlich bedingt durch gestiegene Konzessionsangaben und Netzentgelte, gestiegen. Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag ist um 4,73 ct/kWh (von 4,69 ct/kWh zum 1. April 2022 auf 9,42 ct/kWh zum 1. April 2023), also um rund 100,9 Prozent, gestiegen. Auch hier dürften die Auswirkungen des Ukrainekrieges eine wesentliche Rolle gespielt haben.

Gaspreise Haushaltskunden

Der mengengewichtete durchschnittliche Gaspreis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien lag zum Stichtag 1. April 2023 bei 14,80 ct/kWh (2022: 9,88 ct/kWh) und stieg damit im Jahresvergleich um rund 50 Prozent. Bei dem gemittelten Preis über alle Vertragskategorien hat sich der mit einem Anteil von rund 73 Prozent größte Preisbestandteil „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ von 5,5 ct/kWh auf 10,77 ct/kWh fast verdoppelt. Der Anteil der staatlich veranlassten Preisbestandteile wie Umsatzsteuer, Erdgassteuer, CO₂-Abgabe und Konzessionsabgabe ist historisch niedrig und liegt bei 14,4 Prozent (2022: 27,8 Prozent). Dies liegt vor allem daran, dass mit dem „Gesetz zur temporären Senkung des Umsatzsteuersatzes auf Gaslieferungen über das Erdgasnetz“ der Umsatzsteuersatz auf Gaslieferungen rückwirkend ab dem 1. Oktober 2022 bis Ende März 2024 von 19 auf 7 Prozent reduziert wurde⁴². Der Anteil der Netzentgelte⁴³ lag in 2023 bei 12,8 Prozent (2022: 16,5 Prozent). Dabei stiegen die durchschnittlichen Netzentgelte im Jahresvergleich von 1,63 ct/kWh auf 1,89 ct/kWh um rund 16 Prozent.

Bei der Betrachtung des Preisniveaus der drei Belieferungsarten wird deutlich, dass zum Stichtag 1. April 2023 die Preise in der Grundversorgung am stärksten gestiegen sind, während im Vorjahr noch die Preise der wettbewerblichen Anbieter den höchsten Anstieg verzeichneten. Diese Trendumkehr kann mit der unterschiedlichen Beschaffungsstrategie und einer unterschiedlichen Risikobereitschaft erklärt werden. Wie die erhobenen Daten der letzten beiden Stichtage zeigen, kann die im Schnitt kurzfristigere Beschaffungsstrategie an den Großhandelsmärkten vieler wettbewerblicher Anbieter für die Gaskunden monetäre Vor- und Nachteile mit sich bringen. Zum Stichtag 1. April 2023 lag der mengengewichtete durchschnittliche Gaspreis in der Grundversorgung bei 16,25 ct/kWh (2022: 9,51 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um rund 70 Prozent entspricht. Zum Stichtag 1. April 2023 lag der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung durch den Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung bei 14,52 ct/kWh (2022: 9,02 ct/kWh) und damit rund 61 Prozent über dem Niveau des Vorjahres. Der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, lag zum Stichtag 1. April 2023 bei 14,44 ct/kWh (2022: 10,95 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um gut 32 Prozent entspricht.

Um die Rechte der Verbraucher zu stärken, hat der Gesetzgeber Änderungen bei den Regelungen für Preise in der Grund- und Ersatzversorgung vorgenommen. Bei den Preisen in der Grundversorgung darf ab dem 1. November 2022 nicht mehr zwischen Bestands- und Neukunden unterschieden werden. Dafür dürfen die

⁴² Stand Redaktionsschluss Monitoringbericht 2023.

⁴³ Inklusive vorgelagerter Netzkosten, des Entgelts für Messung sowie des Entgelts für Messstellenbetrieb.

Preise der Ersatzversorgung höher sein als die Preise der Grundversorgung. Ebenso dürfen die Preise in der Ersatzversorgung jederzeit zum ersten und fünfzehnten eines Monats angepasst werden. Gemäß der zum Stichtag 1. April 2023 erstmalig erhobenen Preisdaten für die Ersatzversorgung liegt der durchschnittliche Gaspreis in der Ersatzversorgung bei 18,42 ct/kWh und damit rund 13 Prozent über dem Mittelwert der Grundversorgung. Zum 1. Januar 2022 lag der Anteil der Gaslieferanten mit erhöhten Ersatzversorgungspreisen auf einem niedrigen Niveau bei rund 14 Prozent. In den Monaten November und Dezember des Jahres 2022 sowie im Januar des Jahres 2023 erreichte der Anteil mit rund 60 Prozent einen Höhepunkt. Seitdem geht der Anteil der Gaslieferanten mit erhöhten Ersatzversorgungspreisen stetig zurück, so dass für das vierte Quartal 2023 nur rund 14 Prozent der Gaslieferanten damit rechnen, erhöhte Ersatzversorgerpreise anzubieten zu müssen.

Energiepreisbremsen

Aufgrund der stark gestiegenen Energiekosten hat sich der Gesetzgeber entschieden, Gas-, Strom- und Wärmekunden zu entlasten. Im Jahr 2023 werden unter anderem die Preise für Erdgas für ein Grundkontingent ihres Verbrauchs gebremst. Geregelt ist dies im Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetz (EWPBG). Die zentrale Idee der Energiepreisbremsen ist, dass die Kunden auf Basis ihrer Verbrauchsprognose finanzielle Entlastungen erhalten. Für private Haushalte, Vereine und kleinere und mittlere Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von bis zu 1,5 Mio. Kilowattstunden, also nahezu alle Kundinnen und Kunden, die nach einem sogenannten Standardlastprofil (SLP) beliefert werden, sind die Entlastungen so bemessen, dass die Kunden 80 Prozent ihrer Jahresverbrauchsprognose zu den reduzierten Preisen beziehen können. Sofern ein Kunde es schafft, unter 80 Prozent der Verbrauchsprognose zu bleiben, kann er zusätzlich die Entlastung für diese Einsparungen als Belohnung für seine Einsparerfolge behalten. Ab März 2023 wurde der Gaspreis für Privathaushalte auf 12 ct/kWh gedeckelt - für 80 Prozent des Vorjahres-Verbrauchs. Weitere Informationen zu den Entwicklungen im Einzelhandel Gas finden sich im Kapitel IIIF.

Verbraucherservice und Verbraucherschutz

Der Verbraucherservice Energie ist für Verbraucher nationale Kontaktstelle, bei der sie Informationen zu ihren Rechten im Energiebereich, den geltenden Rechtsvorschriften und den Möglichkeiten der Schlichtung erhalten. Aktuelle Zahlen und Informationen speziell zum Thema Gas finden Sie zusammengefasst im Unterkapitel „Einzelhandel“ im Kapitel „Entwicklungen auf den Strommärkten“ (vgl. Kapitel IA15).

16. Mess- und Zählwesen Gas⁴⁴

Insgesamt meldeten die Unternehmen für den Bereich Gas 13,68 Mio. Messlokationen. In Nordrhein-Westfalen sind mit über 3,63 Mio. die meisten Messlokationen in Deutschland verbaut, gefolgt von Niedersachsen (2,02 Mio) und Baden-Württemberg (1,34 Mio.)

Investitionen

Die Ausgaben für Investitionen und Aufwendungen sind im Jahr 2022 um etwa 15 Mio. Euro auf insgesamt ca. 228 Mio. Euro gesunken. Damit liegen die realisierten Ausgaben etwa 24 Mio. Euro unterhalb der geplanten

⁴⁴ Die Angaben basieren auf den Rückmeldungen von 635 Unternehmen.

Investitionen. Die Prognosewerte für das Jahr 2023 liegen mit insgesamt 250 Mio. Euro etwa auf den Niveaus der Vorjahre. Von dem oben genannten gesamten Investitionsvolumen von ca. 228 Mio. Euro im Jahr 2022 entfielen etwa 36 Mio. Euro auf Investitionen in Neuinstallation, Ausbau, Erweiterung, 71 Mio. auf Investitionen in Erhalt, Erneuerung und rund 121 Mio. auf Aufwendungen.

II 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 aus der Aufkommenseite und der Verwendungsseite zusammen. Die Aufkommenseite der Netzbilanz erfasst die gesamten Netto-Stromerzeugung sowie die grenzüberschreitenden Lastflüssen aus dem Ausland.

Die Verwendungsseite hingegen beleuchtet, wie der erzeugte Strom verbraucht wird. Ein bedeutender Teil des Stroms wird von Endverbrauchern aus den Netzen der allgemeinen Versorgung entnommen. Desweiteren 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 diesen wieder ins Netz abzugeben. Dabei liegt der Strombezug oberhalb der später wieder erzeugten Menge. Daneben umfasst die Verwendungsseite auch Eigenverbräuche. Darunter wird z.B. selbsterzeugter Strom, der nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird, verstanden. Ebenso werden die physikalischen Lastflüsse ins Ausland abgebildet.

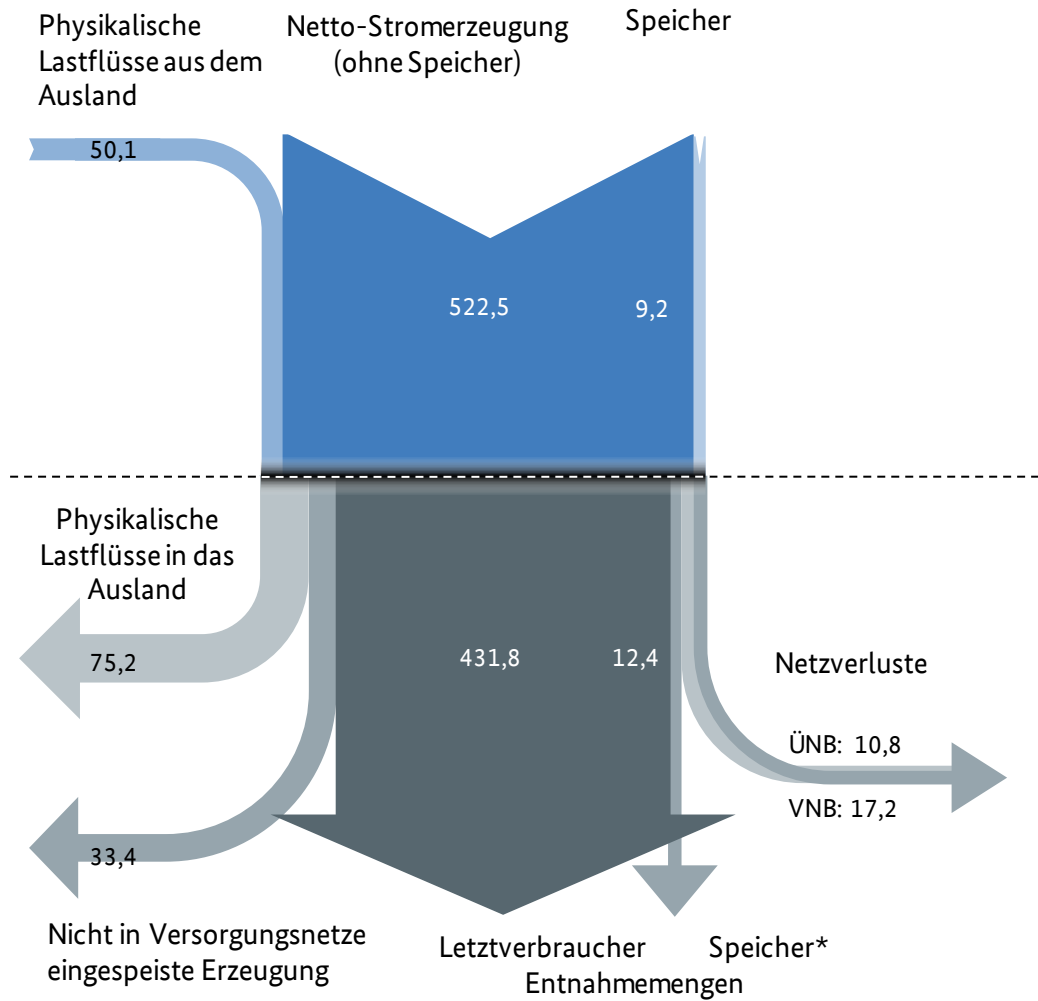
Neben diesen Hauptaspekten berücksichtigt die Netzbilanz auch Netzverluste auf der Übertragungsnetz- und Verteilernetzebene. Netzverluste in Stromnetzen treten aufgrund des elektrischen Widerstands von Leitungen und Bauelementen auf und führen dazu, dass ein Teil der eingespeisten Energie in Form von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

Mögliche 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 Bruttostromerzeugung⁴⁵ aus Erneuerbaren Energien und nicht-erneuerbaren Energien sowie den grenzüberschreitenden Lastflüssen aus dem Ausland abzüglich der grenzüberschreitenden Lastflüsse ins Ausland. Die Brutto-Stromerzeugung umfasst dabei auch den Kraftwerkseigenverbrauch und ist deshalb höher als die Netto-Stromerzeugung.

⁴⁵ 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 2022
in TWh



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

Abbildung 1: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz für das Jahr 2022

Strom: Netzbilanz 2022

	ÜNB	VNB	Summe 2022	Summe 2021
Gesamte Netto-Nennleistung von Erzeugungsanlagen (in GW) Stand 31.12.2022			247,3	239,5
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			96,9	99,8
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			150,4	139,7
davon nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			145,3	134,2
Gesamte Netto-Erzeugungsmenge (in TWh. inkl. nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Menge)			531,7	546,7
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			294,2	327,1
davon Pumpspeicher			9,2	8,6
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			237,6	219,6
davon nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			220,0	203,7
Nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Netto-Erzeugungsmenge (in TWh) ^[1]			35,5	38,1
Netzverluste (in TWh)	10,8	17,2	28,0	27,7
davon Höchstspannung	9,0	<0,1	9,0	8,2
davon Hochspannung (inklusive HÖS/HS)	1,8	3,3	5,1	5,1
davon Mittelspannung (inklusive HS/MS)		5,7	5,7	5,8
davon Niederspannung (inklusive MS/NS)		8,2	8,2	8,8
Grenzüberschreitende Stromflüsse (in TWh) (physikalische Lastflüsse)				
davon ins Ausland			75,2	70,8
davon aus dem Ausland			50,1	51,7
Entnahmemengen (in TWh)^[2]	22,5	409,3	444,2	467,0
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	22,5	288,5	311,0	325,0
davon Haushaltskunden		120,8	120,8	128,8
davon Pumpspeicher			12,4	14,1

[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 2022

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	< 0,1	115,8	115,8	27%
10 MWh/Jahr - 2 GWh/Jahr	0,1	115,3	115,4	27%
> 2 GWh/Jahr	22,4	178,2	200,6	46%
Gesamt 2022	22,5	409,3	431,8	100%
Gesamt 2021	25,5	428,3	453,9	

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	22,5	258,2	280,7	65%
SLP-Kunden		151,1	151,1	35%
davon Haushaltskunden i.S.d. §3 Nr. 22 EnWG		120,8	120,8	28%
Gesamt 2022	22,5	409,3	431,8	100%
Gesamt 2021	25,5	428,3	453,8	

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

2. Marktkonzentration

Ein Merkmal bei der Identifizierung möglicher Marktmacht auf dem wirtschaftlich herausragend bedeutenden Markt für Stromerzeugung und -erstabsatz sowie auf den zwei größten Stromendkundenmärkten ist der Grad der Marktkonzentration, der wiederum durch die Marktanteilsverteilung der Akteure auf dem betreffenden Markt bestimmt wird.⁴⁶ Marktanteile bilden insofern einen geeigneten Ausgangspunkt der Analyse, als sie abbilden, in welchem Umfang die Nachfrage auf dem relevanten Markt im Bezugszeitraum von einem Unternehmen tatsächlich bedient wurde.⁴⁷

Stromerzeugung und Stromerstabsatz

Das Bundeskartellamt grenzt in ständiger Praxis einen sachlich relevanten Markt für die Erzeugung und den erstmaligen Absatz von Strom mit physischer Erfüllung ab (zusammengefasst: Stromerstabsatzmarkt). Stromerzeugungsmengen und dafür nötige Erzeugungskapazitäten gehören dem Stromerstabsatzmarkt nach dieser Abgrenzung allerdings nur insoweit an, als die erzeugten Mengen in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden, zur Befriedigung derselben Nachfrage nach Strom geeignet und daher aus Sicht der Nachfrager austauschbar sind.⁴⁸

Angebotsseitig sind ferner für die Zwecke dieses Monitoringberichtes solche Stromerzeugungsmengen nicht dem Erstabsatzmarkt zuzurechnen, die derzeit z. B. aufgrund besonderer gesetzlicher Vorgaben grundlegend anderen Markt- und Wettbewerbsbedingungen unterliegen. Diese Voraussetzung ist aufgrund der Ausgestaltung des entsprechenden Förderregimes für die nach dem EEG geförderte Stromerzeugung tendenziell erfüllt.

Zu einer groben Abschätzung der Auswirkungen einer Differenzierung von Stromerzeugung ohne und mit Zahlungsanspruch nach dem EEG auf den Grad der Konzentration des Stromerstabsatzmarktes wurden im vorliegenden Monitoringbericht wiederum separate Erhebungen zu den Marktanteilen für EEG-Strom der größten Erzeuger von Strom ohne Zahlungsanspruch (RWE, LEAG, EnBW, E.ON und Vattenfall) vorgenommen. Dabei wurden diese Erzeuger analog zu der Befragung hinsichtlich der Erzeugung und des Erstabsatzes des nicht nach dem EEG geförderten Stroms nach ihren Erzeugungsmengen und Kapazitäten bei EEG-Strom befragt und diese wiederum ins Verhältnis zu den entsprechenden Werten für den Gesamtmarkt gesetzt.

⁴⁶ Zur komprimierten Darstellung der Marktanteilsverteilung werden typischerweise der Herfindahl-Hirschman-Index oder die Marktanteilssumme der drei, vier oder fünf marktanteilsstärksten Wettbewerber verwendet (sogenannte „concentration ratios“, CR 3 – CR 4 – CR 5). Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist die Marktkonzentration.

⁴⁷ Vgl. Bundeskartellamt, 29. September 2019, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rz. 25.

⁴⁸ Diese Voraussetzung ist für die Stromerzeugung zum Eigenverbrauch und für die Einspeisung in das Bahnstromnetz sowie für die Regelenergie, die Reservekapazitäten und Redispatch nicht erfüllt.

In räumlicher Hinsicht grenzt das Bundeskartellamt unverändert einen einheitlichen Markt für Deutschland und Luxemburg entsprechend der gemeinsamen Gebotszone ab.⁴⁹

Für den Stromer Absatzmarkt – Mengen und Kapazitäten – werden die Marktanteile nach der wettbewerbsrechtlichen Verbundmethode bestimmt, also 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.⁵⁰ Ebenfalls berücksichtigt sind Bezugsrechte von Anbietern für Strommengen aus Erzeugungsanlagen Dritter.

Strom: Erzeugungsmengen der fünf größten Stromerzeuger

Deutschland 2021			Deutschland 2022		
Unternehmen	TWh	Anteil	Unternehmen	TWh	Anteil
RWE	77,1	26,1%	RWE	70,8	26,4%
LEAG	46,4	15,7%	LEAG	48,0	17,9%
EnBW	33,8	11,4%	EnBW	31,1	11,6%
E.ON	27,5	9,2%	E.ON	10,0	3,7%
Vattenfall	13,3	4,5%	Uniper	10,1	3,8%
CR 5	198,0	67,0%	CR 5	170,0	63,5%
Andere Unternehmen	97,5	33,0%	Andere Unternehmen	97,7	36,5%
Nettostrom- erzeugung gesamt	295,5	100%	Nettostrom- erzeugung gesamt	267,7	100%

Tabelle 4: Erzeugungsmengen der fünf größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromer Absatzmarktes (d. h. ohne EEG-Strom, Bahnstrom, Eigenverbrauch und Systemdienstleistungen)

Es zeigt sich, dass mittlerweile ein erheblicher Abstand zwischen den Erzeugungsmengen – und damit den jeweiligen Marktanteilen – der ersten drei Anbieter und denen der folgenden Anbieter zu beobachten ist. Dies

⁴⁹ Bundeskartellamt, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2022 (Marktmachtbericht), Bericht vom August 2023, S. 16 ff.

⁵⁰ Eine ausführliche Darstellung findet sich im Glossar.

könnte darauf hindeuten, dass künftig bei der Marktanteilsanalyse jedenfalls hinsichtlich der Erzeugungsmengen eher die Betrachtung eines CR3 angezeigt wäre. Dies bleibt letztendlich dem nächsten Monitoringbericht vorbehalten, wobei eine Vergleichbarkeit mit den entsprechenden Werten der Vorjahre sicherzustellen ist.

Strom: Anteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerstabsatzmarkt

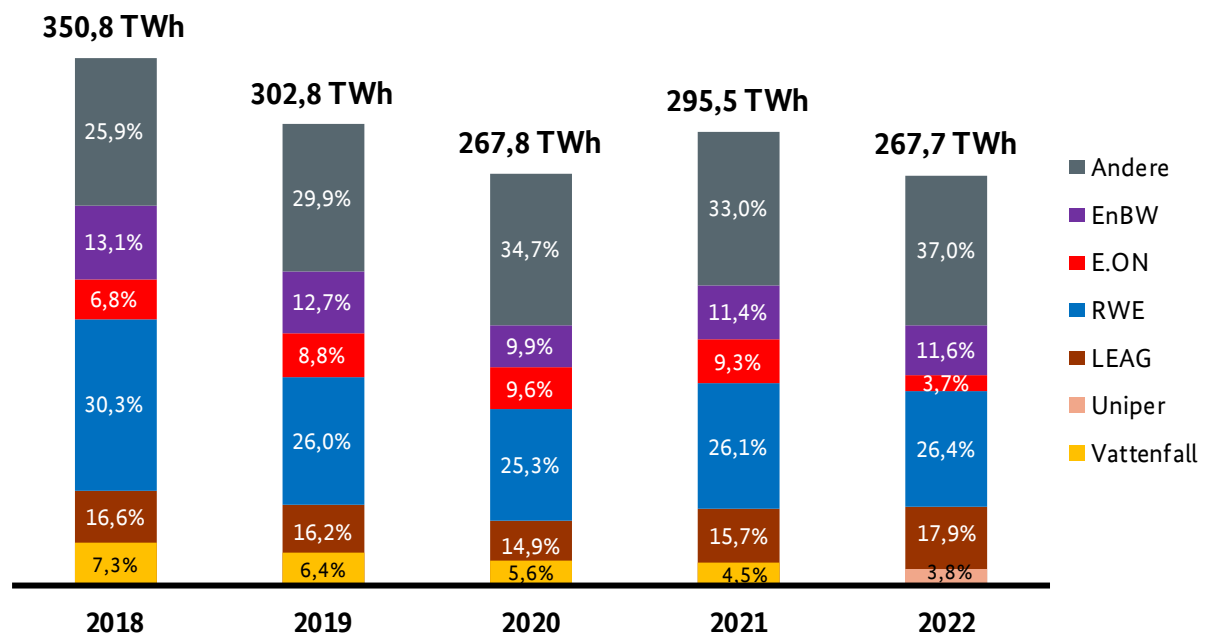


Abbildung 2: Anteile der fünf größten Unternehmen im Stromerstabsatzmarkt im deutschen Marktgebiet

Strom: Kapazitäten der fünf größten Stromerzeuger

Deutschland 31. Dezember 2021			Deutschland 31. Dezember 2022		
Unternehmen	GW	Anteil	Unternehmen	GW	Anteil
RWE	18,2	21,0%	RWE	15,9	18,6%
EnBW	9,7	11,2%	EnBW	9,6	11,2%
LEAG	8,0	9,2%	LEAG	8,0	9,3%
Vattenfall	4,9	5,6%	Vattenfall	4,9	5,7%
Uniper	5,3	6,1%	Uniper	6,1	7,2%
CR 5	46,0	55,6%	CR 5	44,6	52,1%
Andere Unternehmen	36,8	44,4%	Andere Unternehmen	41,0	47,9%
Kapazitäten insgesamt	82,8	100%	Kapazitäten insgesamt	85,6	100%

Tabelle 5: Erzeugungskapazitäten der fünf größten Stromerzeuger⁵¹

Die insgesamt zur Verfügung stehenden Stromerzeugungskapazitäten zum Stichtag 31. Dezember 2022 in Höhe von rund 86,7 GW haben sich im Jahresstichtagvergleich zu 2021 um 3,9 GW erhöht – vor allem aufgrund der Wiederinbetriebnahme einiger Erzeugungskapazitäten. So sind im Jahr 2022 aufgrund des Ukraine-Krieges folgende Kraftwerkskapazitäten aus Reserven in den Markt zurückgekehrt:

- 2,9 GW befristete Strommarktrückkehr aus der Netzreserve:
Auf Grundlage des § 50a Abs. 4 EnWG i.V.m. der Stromangebotsausweitungsverordnung können Netzreservekraftwerke, mit Ausnahme des Energieträgers Erdgas, wieder befristet am Strommarkt bis zum 31. März 2024 teilnehmen. Dieses ist jedoch nur während der Ausrufung der Notfall- und Alarmstufe des Notfallplans Gas durch das BMWK möglich.

⁵¹ Im vorherigen Monitoringbericht 2022 wurde der Marktanteil der CR5 bei den Kapazitäten mit 53,0% angegeben. Hier musste eine Korrektur dergestalt erfolgen, dass für das Jahr 2021 die Kraftwerke in Sicherheitsbereitschaft fälschlicherweise zum Stromerstabsatzmarkt hinzugerechnet worden waren. Tatsächlich belief sich der Wert für die Marktanteile der CR5 im Jahr 2021 auf 55,6%.

- 1,9 GW befristete Strommarktrückkehr aus der Versorgungsreserve:
Im Zuge der Vorsorge für den Fall eines Versorgungsengpasses auf dem Gas- und damit auch dem Elektrizitätsmarkt wurden zum 01. Oktober 2022 bis max. 30. Juni 2023 gem. § 50d EnWG die Kraftwerke in Sicherheitsbereitschaft i. S. d. § 13g EnWG in eine Versorgungsreserve überführt. Das BMWK hat mit der Versorgungsreserveabrufverordnung geregelt, dass die Kraftwerke in Versorgungsreserve während der Ausrufung der Alarmstufe oder der Notfallstufe des Notfallplans Gas befristet am Strommarkt teilnehmen dürfen. Diese Befristung ist vom 01. Oktober 2022 bis zum 30. Juni 2023 möglich. Von diesem Recht der befristeten Teilnahme am Strommarkt haben alle Betreiber mit Kraftwerken in Versorgungsreserve Gebrauch gemacht. Am 04. Oktober teilte das BMWK mit, dass mit der Änderung der Versorgungsreserveabrufverordnung die Versorgungsreserve, befristet reaktiviert als vorsorgliche Absicherung für den kommenden Winter. Durch die Änderung wird die Möglichkeit geschaffen, dass Stromerzeugungsanlagen der Versorgungsreserve von Anfang Oktober 2023 befristet bis zum 31. März 2024 am Strommarkt teilnehmen können.⁵²

- 2,1 GW befristete Strommarktrückkehr für Anlagen der dritten Ausschreibungsrunde gem. KVBG: Anlagen der dritten Ausschreibungsrunde gem. KVBG, die zum 31. Oktober 2022 einem Kohleverfeuerungsverbot unterfallen hätten, wurden aufgrund § 50a Abs. 4 EnWG zum 01. November 2022 bis zum 31. März 2024 in die Netzreserve überführt. Aufgrund der Stromangebotsausweitungsverordnung können diese Kraftwerke bis zum 31.03.2024 befristet am Markt teilnehmen. Dieses ist jedoch nur während der Ausrufung der Notfall- und Alarmstufe des Notfallplans Gas durch das BMWK möglich. Von diesem Recht der befristeten Teilnahme am Strommarkt haben fast alle Betreiber mit bezuschlagten Kraftwerken Gebrauch gemacht. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass seit dem Stichtag 31. Dezember 2022 andere Kapazitäten wie die der stillgelegten Kernkraftwerke aus dem Markt ausgeschieden sind und die Rückkehrer aus der Versorgungsreserve derzeit keine Verlängerungsoption für den Weiterbetrieb besitzen.

Verweis auf Marktmachtbericht

Eine eingehendere Marktmachtanalyse müsste insbesondere eine sogenannte Pivotalanalyse umfassen, die nach der Praxis des Bundeskartellamtes für die Beurteilung von Marktmacht im Bereich der Stromerzeugung von entscheidender Bedeutung ist.⁵³ Eine solche Analyse würde wegen ihres Umfangs jedoch den Rahmen des Monitoringberichtes übersteigen. Eine aktuelle Analyse bis einschließlich des ersten Quartals 2023 findet sich in dem im August 2023 erschienenen vierten Bericht über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Stromerzeugung. Im Rahmen dieser Analyse wird der sogenannte „Residual-Supply-Index“ (RSI) ermittelt, der angibt, in welchem Ausmaß der Kraftwerkspark eines Unternehmens pivotal, also unverzichtbar ist, um die Stromnachfrage zu decken. Er trägt damit den Tatsachen Rechnung, dass zu jedem Zeitpunkt die nachgefragte und die erzeugte Strommenge übereinstimmen müssen und Speichermöglichkeiten nur sehr begrenzt

⁵² Pressemitteilung BMWK: „Bundeskabinett billigt befristete Verlängerung der Versorgungsreserve als vorsorgliches Absicherungsinstrument für den kommenden Winter unter

<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/10/20231004-bundeskabinett-billigt-befristete-verlaengerung-der-versorgungsreserve.html>.

⁵³ Bundeskartellamt, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht) 2022, Bericht vom August 2023, S.7 ff.

verfügbar sind. Der RSI ist daher ein an die besonderen Eigenschaften des Produktes Strom angepasster Marktmachtindikator.

In den umfassenden Analysen des Marktmachtberichtes 2022 ergibt sich für das Jahr 2022 bis einschließlich des ersten Quartals 2023 als zentrales Ergebnis der RSI-Analyse, dass sich im Rahmen der allgemeinen Marktentwicklung die Marktmacht von RWE im Stromer Absatzmarkt verfestigt hat. Die ermittelten Zeitanteile, in denen der Strombedarf ohne RWE nicht mehr gedeckt werden konnte, überschritten wiederum deutlich die für die Marktbeherrschung angesetzte Vermutungsschwelle von fünf Prozent der Stunden eines Jahres. Weiter waren auch die Kapazitäten der Anbieter LEAG und EnBW bereits verstärkt für die Deckung der Nachfrage unverzichtbar. Die ermittelten Zeitanteile für diese beiden Unternehmen lagen bei einer eher zurückhaltenden Schätzung des ständig verfügbaren ausländischen Wettbewerbspotentials bereits in unmittelbarer Nähe der für die Marktbeherrschung angesetzten Vermutungsschwelle. Ferner ist die Anzahl von Marktsituationen, in denen die marktbedingten Verhaltensspielräume inländischer Stromerzeuger nur noch durch Importe, also durch freie ausländische Kraftwerkskapazitäten, begrenzt worden sind, 2022 auf 5,9 Prozent der Stunden des Jahres angestiegen.

Stromendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet in ständiger Praxis auf den Stromendkundenmärkten sachlich zunächst zwischen Letztverbrauchern, deren Verbrauch auf Basis einer registrierenden Leistungsmessung erfasst wird (RLM-Kunden, i. d. R. industrielle oder gewerbliche Großverbraucher), und Standardlastprofil-Kunden (SLP-Kunden mit i. d. R. relativ deutlich geringeren Verbrauchsmengen wie Haushaltskunden und kleinere Gewerbekunden). Für die Belieferung von RLM-Kunden mit Strom grenzt das Bundeskartellamt einen einheitlichen bundesweiten Markt ab. Bei der Belieferung von SLP-Kunden unterscheidet das Bundeskartellamt derzeit drei sachliche und räumliche Märkte:⁵⁴

- (i) Belieferung mit Heizstrom (netzgebietsbezogene Abgrenzung),
- (ii) Belieferung im Rahmen der Grundversorgung (netzgebietsbezogene Abgrenzung),
- (iii) Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen⁵⁵ (ohne Heizstrom, bundesweite Abgrenzung, zudem werden hier die Mengen der Grundversorger aufgrund von Sonderverträgen berücksichtigt).

⁵⁴ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 30. November 2009, B8-107/09, Integra/Thüga, Rz. 32 ff. sowie B8-134/21 RheinEnergie/Westenergie Rz. 334 ff.

⁵⁵ Da das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) den Begriff „Sondervertragskunden“ in diesem Sinne nicht mehr verwendet, werden die entsprechenden Verträge im vorliegenden Monitoringbericht nur an jenen Stellen als „Sonderverträge“ bezeichnet, in denen es um die kartellrechtliche Marktsegmentierung geht. Hingegen findet sich der Begriff „Sondervertrag“ in § 1 Abs. 4 KAV (Konzessionsabgabenverordnung). Für die Bemessung der Konzessionsabgabe ist der Sondervertragsbegriff weiter von Bedeutung und war auch bereits Gegenstand von Missbrauchsverfahren und Sektoruntersuchungen (Heizstrom).

Strom: Abgabe der Stromlieferanten nach Marktabgrenzung des BKartA

	2022 in TWh	2021 in TWh
RLM	240,3	246,6
SLP	157,2	159,0
davon Heizstrom	13,1	14,3
davon SLP- Grundversorgung	31,5	30,7
davon SLP- Sonderverträge*	112,5	114,0

*hier inkl. der Abgabemenge der Grundversorger aufgrund von Sonderverträgen

Tabelle 6: Abgabe Stromlieferanten nach Marktabgrenzung des BkartA

Im Energie-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 zusammenzurechnen⁵⁶. Die Dominanzmethode liefert für die Zwecke des Energiemonitorings 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 daher möglicherweise nur annähernd den tatsächlichen Marktanteilen.

⁵⁶ Eine ausführliche Darstellung des Begriffs Dominanzmethode findet sich im Glossar.

Strom: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) an RLM- bzw. SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen im Jahr 2022

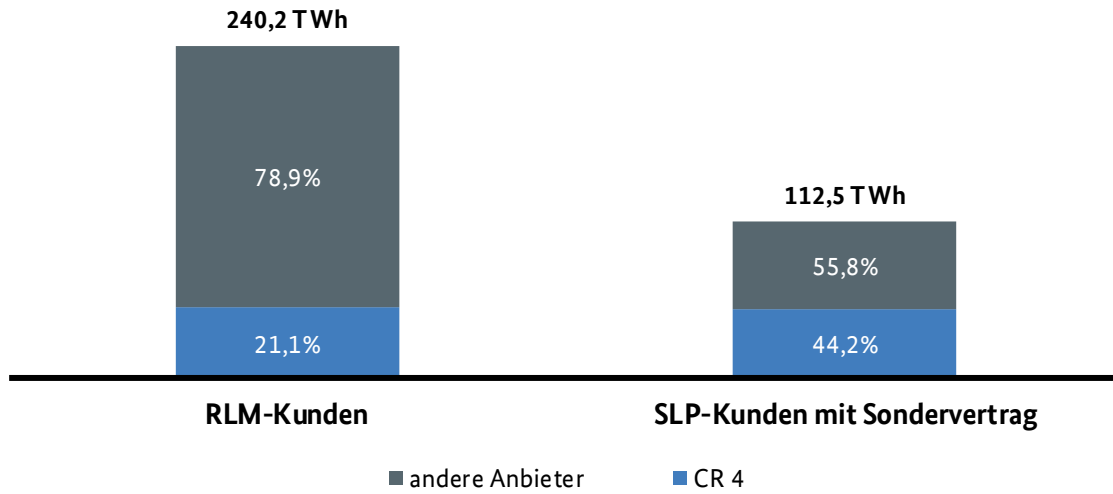


Abbildung 3: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) an RLM- bzw. SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen im Jahr 2022

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. Es ist wichtig zu beachten, dass die tatsächliche Leistung aufgrund von internen oder externen Faktoren variieren kann. 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 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.

- normale Erzeugungsleistung in Betrieb
- befristete Strommarktrückkehr aus der Netzreserve

Auf Grundlage des § 50a Abs. 4 EnWG i.V.m. der Stromangebotsausweitungsverordnung können Netzreservekraftwerke mit Ausnahme des Energieträgers Erdgas, bis zum 31.03.2024 wieder befristet am Strommarkt teilnehmen. Dieses ist jedoch nur während der Ausrufung der Notfall- oder Alarmstufe des Notfallplans Gas durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz möglich.

Anlagen der dritten und vierten Ausschreibungsrunde gem. KVBG, die zum 31.10.2022 bzw. 22.05.2023 ein Kohleverfeuerungsverbot erhalten hatten, wurden aufgrund der Regelungen des § 50a Abs. 4 EnWG bis zum 31.03.2024 in die Netzreserve überführt. Aufgrund der Stromangebotsausweitungsverordnung können die

erwähnten Kraftwerke bis zum 31.03.2024 befristet am Markt teilnehmen.⁵⁷ Von diesem Recht der befristeten Teilnahme am Strommarkt haben fast alle Betreiber mit bezuschlagten Kraftwerken Gebrauch gemacht.

- Kraftwerksleistung in der Versorgungsreserve gemäß § 50d EnWG⁵⁸.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz hat mit der Versorgungsreserveabruflverordnung geregelt, dass die Kraftwerke in Versorgungsreserve⁵⁹ befristet am Strommarkt teilnehmen dürfen. Die befristete Teilnahme ist möglich von 01. Oktober 2022 bis zum 30. Juni 2023 und vom 11. Oktober 2024 bis 31. März 2024. Von diesem Recht am Strommarkt befristet teilzunehmen, haben alle Betreiber mit Kraftwerken in der Versorgungsreserve Gebrauch gemacht.

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, die 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 (siehe auch Kapitel IID). Hierbei handelt es sich um mit Erdgas befeuerte Kraftwerke.

- besonderes 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 (eingeführt durch Art. 1

⁵⁷ Dieses ist jedoch nur während der Ausrufung der Notfall- oder Alarmstufe des Notfallplans Gas durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz möglich.

⁵⁸ Die Kosten für diese Kraftwerke lagen in 2022 zwischen 200 Mio. Euro und 250 Mio. Euro. Nähere Angaben sind hierzu nicht möglich, da die Betreiber dieser Anlagen diese Information als Betriebs- und Geschäftsgeheimnis ansehen.

⁵⁹ Siehe Fußnote 57.

G.v.17.7.2017 (BGBl. I S. 2503)). Es wurden je 300 MW in vier Losgruppen durch die Übertragungsnetzbetreiber Amprion (Biblis, RWE; Leipzig, LEAG), TenneT (Irsching 6, Uniper) und TransnetBW (Marbach 4, EnBW) bezuschlagt. Mit der EnWG Novelle 2021 gibt es keine weiteren Ausschreibungen.

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 Probebetrieb oder im Bau befindlichen Erzeugungsanlagen mit einer Nettonennleistung ab 10 MW pro Standort bis zum Jahr 2026 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 sowie aus dem Reduktionspfad für Braunkohleanlagen nach dem KVBG⁶⁰, als auch solche Kraftwerke berücksichtigt, die bis zum Jahr 2026 voraussichtlich stillgelegt werden. Diese teilen sich auf in:

- Braunkohlekraftwerke, welche sich gegenwärtig in der Versorgungsreserve befinden
- Stilllegungen nach der Marktrückkehr aus der Netzreserve
- Stilllegung nach § 13b EnWG

KWK

KWK-Kraftwerke, auch bekannt als Kraft-Wärme-Kopplung, sind Anlagen, die gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen. Sie nutzen den Brennstoffeffizienzvorteil, indem sie die bei der Stromerzeugung entstehende Abwärme nutzen, um Nutzwärme auszukopplern. Dies führt zu einer effizienteren Nutzung der eingesetzten Energie und trägt zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen bei.

⁶⁰ Die Beendigung der Kohleverfeuerung in einer Anlage bedeutet nicht zwingend, dass die Leistung der Anlage in vollem Umfang aus dem Markt geht. Den Anlagenbetreibern steht anheim, ihre Anlagen auf andere Energieträger umzurüsten oder haben dies teilweise schon getan.

Nettostromerzeugung 2022

Strom: Entwicklung der Nettostromerzeugung in TWh

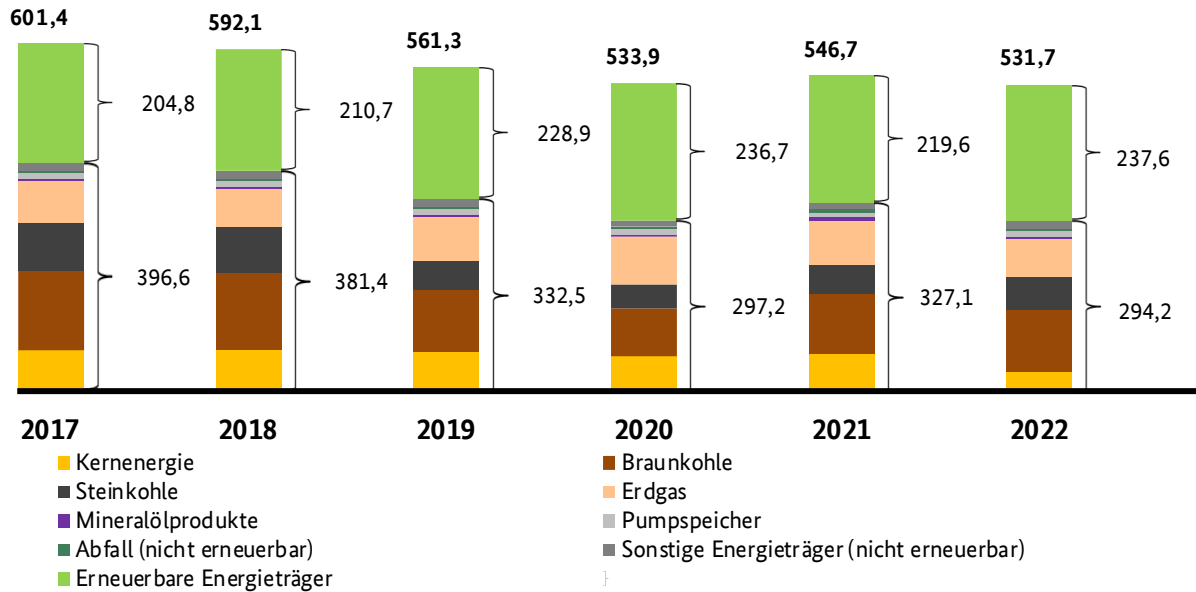


Abbildung 4: Entwicklung der Nettostromerzeugung

Strom: Anteile Energieträger an der Nettostromerzeugung in TWh

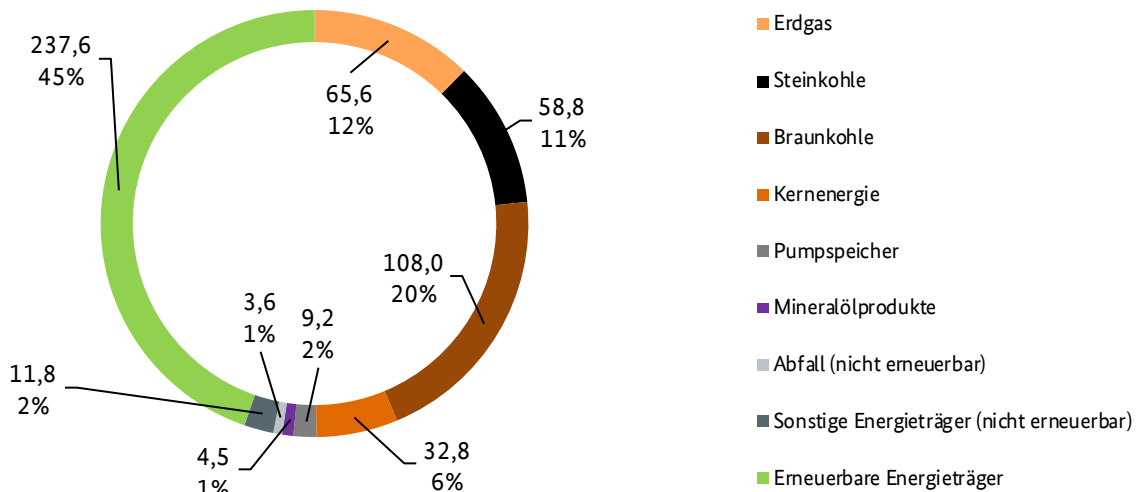


Abbildung 5: Anteile Energieträger an der Nettostromerzeugung

Kraftwerksbestand 2022 in Deutschland

Strom: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung in GW

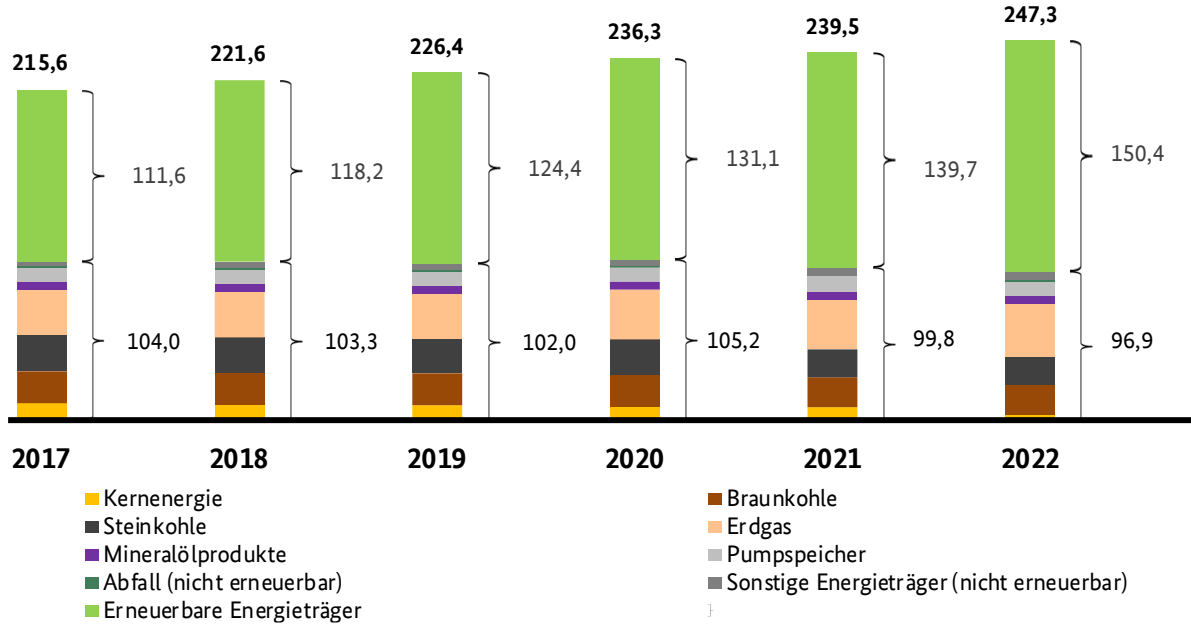


Abbildung 6: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung

Aktueller Kraftwerksbestand in Deutschland

Strom: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung in GW

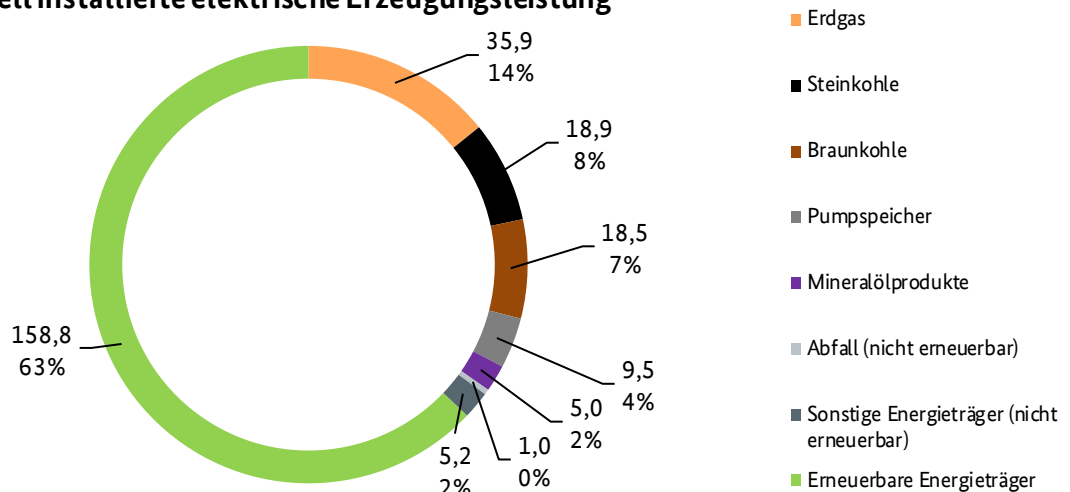


Abbildung 7: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung

Aktueller Kraftwerksbestand je Bundesland

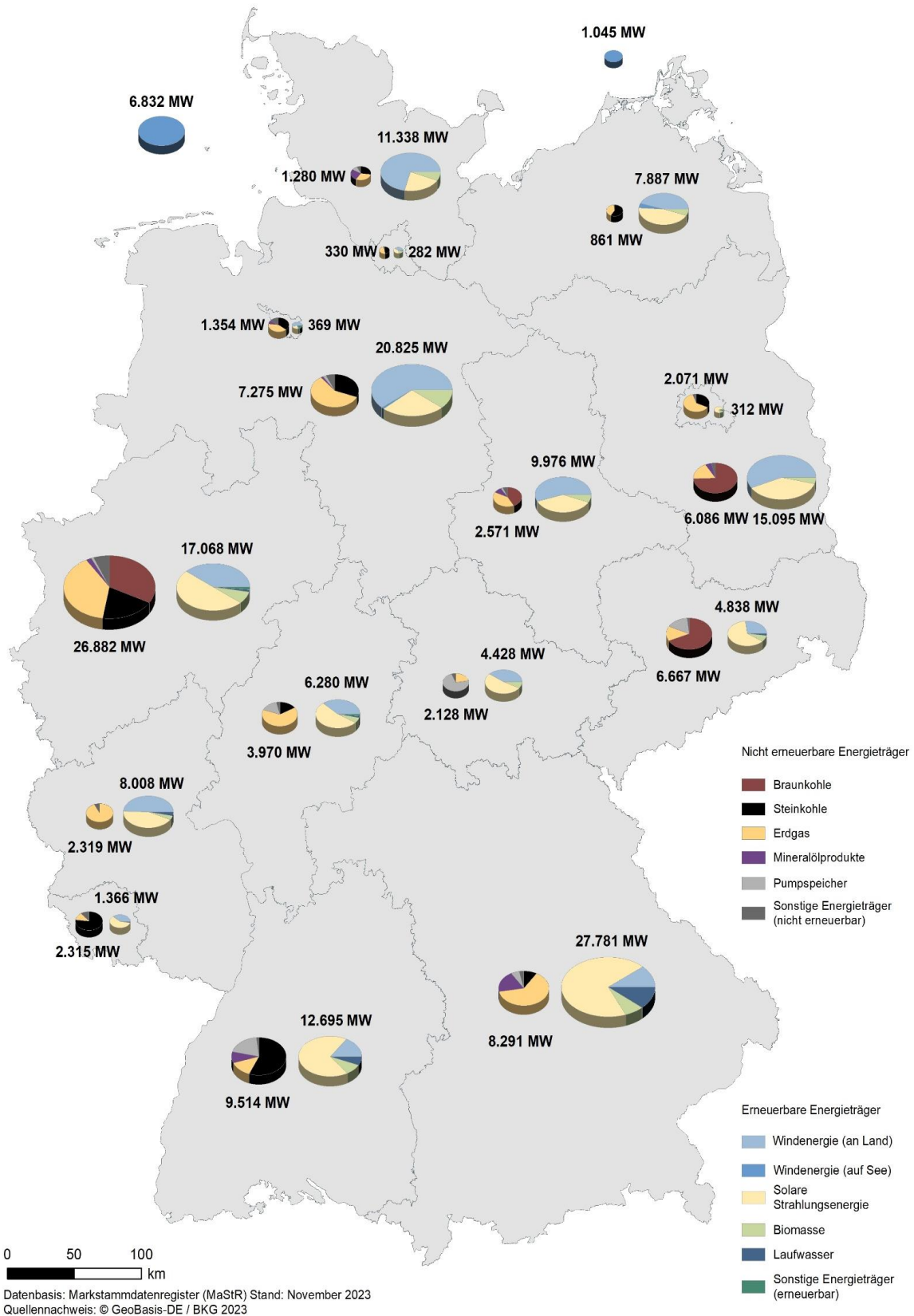


Abbildung 8: Aktueller Kraftwerksbestand je Bundesland

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

Bundesland	Nicht erneuerbare Energieträger						Erneuerbare Energieträger						Summe
	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Pump-speicher	Mineralöl-produkte	Sonstige	Biomasse	Wasserkraft	Wind-Offshore	Wind-Onshore	Solare Strahlungs-energie	Sonstige	
BW	0	5.478	1.239	1.898	719	180	1.009	692	0	1.800	9.150	44	22.209
BY	0	829	5.262	528	1.369	302	2.020	2.701	0	2.619	20.285	156	36.071
BE	0	653	1.297	0	34	87	44	0	0	17	233	18	2.383
BB	4.527	0	976	0	334	249	518	5	0	8.413	6.075	84	21.181
HB	0	469	565	0	86	234	19	10	0	201	84	56	1.723
HH	0	154	161	0	0	16	52	0	0	119	99	12	612
HE	34	699	2.418	625	25	170	309	94	0	2.434	3.331	112	10.251
MV	0	514	323	0	0	24	409	3	277	3.598	3.591	9	8.748
NI	19	2.166	4.219	200	119	552	1.951	71	224	12.274	6.245	60	28.101
NW	8.411	5.797	9.870	300	579	1.924	1.162	191	0	6.923	8.574	217	43.950
RP	0	0	2.109	0	11	199	257	236	0	3.956	3.516	43	10.327
SL	0	1.772	262	0	35	247	13	16	0	535	789	14	3.681
SN	4.403	0	1.044	1.085	17	118	327	92	0	1.317	3.094	8	11.505
ST	1.040	0	1.048	80	229	174	529	34	0	5.369	3.951	93	12.546
SH	0	342	431	119	280	107	638	5	0	7.994	2.674	28	12.618
TH	0	0	478	1.509	0	141	307	39	0	1.793	2.282	6	6.556
Nordsee	0	0	0	0	0	0	0	0	6.832	0	0	0	6.832
Ostsee	0	0	0	0	0	0	0	0	1.045	0	0	0	1.045
Summe	18.433	18.873	31.702	6.344	3.837	4.724	9.563	4.189	8.377	59.362	73.972	960	240.338

Nicht-EEG-Anlagen mit einer Leistung kleiner als 10 MW liegen nicht anlagenscharf vor und sind daher in obiger Tabelle nicht enthalten (7.931 MW)

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, saisonale Konservierung, befristete Strommarktrückkehr, vorläufig stillgelegt, Netzreserve, Kapazitätsreserve, besonderes netztechnisches Betriebsmittel

Tabelle 7: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland

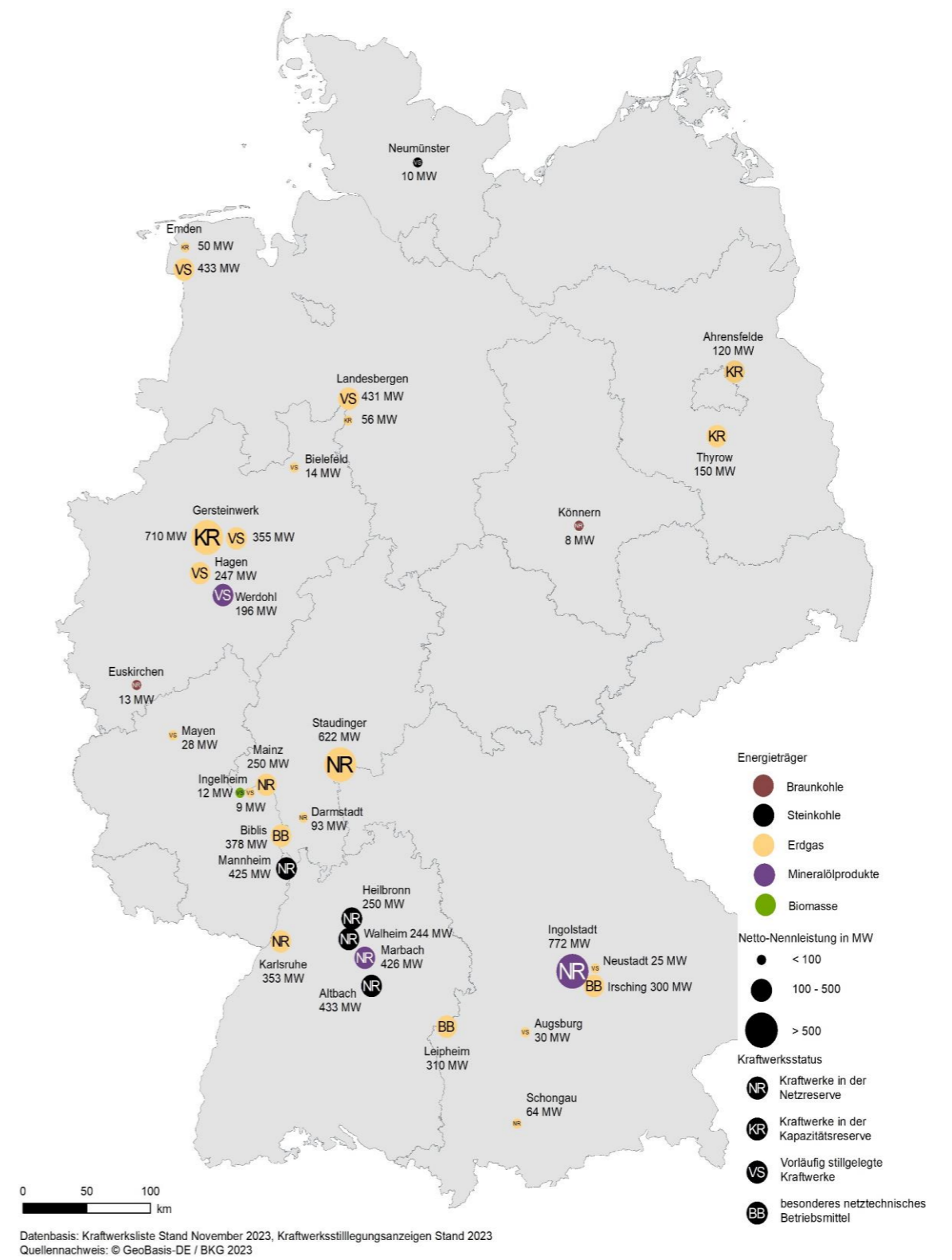


Abbildung 9: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes

*Zukünftige Entwicklung nicht erneuerbarer Energieträger***Erwarteter Zubau an konventioneller Kraftwerksleistung 2023 bis 2026
(in Bau oder Probetrieb)**

	2023	2024	2025	2026	2023 - 2026
Erdgas	145	237	654	120	1.156
Mineralölprodukte	310				310
Pumpspeicher	16			130	146
Batteriespeicher		220			220
sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	55	112			167
Insgesamt	526	569	654	250	1.999

Tabelle 8: Erwarteter Zubau an konventioneller Kraftwerksleistung 2023 bis 2026

Strom: Erwartete aus dem Markt ausscheidende Kraftwerksleistung 2023 bis 2026

	2023	2024	2025	2026	2023 - 2026
Kohleausstieg gem. KVBG*		2.572	1.070	1.057	4.699
davon gesetzlicher Reduktionspfad für Braunkohleanlagen		1.211	321		1.532
davon Ausschreibungen für Steinkohleanlagen und Braunkohle-Kleinanlagen ⁽¹⁾		1.361	749	1.057	3.167
davon aus 5. Ausschreibungsrunde		1.361 ⁽²⁾			1.361
davon aus 6. Ausschreibungsrunde			749 ⁽³⁾		749
davon aus 7. Ausschreibungsrunde				1.057 ⁽⁴⁾	1.057
Stilllegungen nach Beendigung der Versorgungsreserve gem § 50d EnWG⁽⁵⁾		1.886			1.886
Stilllegungen nach Marktrückkehr aus der Netzreserve⁽⁶⁾		4.610	1.382		5.992
Anzeigen zur endgültigen Stilllegung gem. § 13b EnWG⁽⁷⁾	384	404	35	47	870
Insgesamt	384	9.472	2.487	1.104	13.447

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

[1] Insbesondere für Anlagen aus der 3. und 4. Ausschreibungsrunde mit Kohleverbot zum 31.10.2022 bzw. 22.05.2023 gem. § 52 Abs. 2 KVBG ist die endgültige Stilllegung bis zum 31.03.2024 verboten. Diese Anlagen werden automatisch mit dem Wirksamwerden des Kohleverbotes in die Netzreserve überführt (§ 50a Abs.4 S.1 und 2 EnWG). Während der Feststellung der Alarmstufe bzw. der Notfallstufe des Notfallplans Gas dürfen solche Anlagen auch befristet an den Markt zurückkehren (Stromangebotsausweitungsverordnung). Von ihrem Recht auf eine befristete Marktrückkehr haben bis jetzt fast alle Betreiber aus der 3. und 4. Ausschreibung Gebrauch gemacht.

[2] bezuschlagte Gebotsmenge 1.015,6 MW und gesetzliche Reduzierung 345 MW

[3] bezuschlagte Gebotsmenge 472 MW, gesetzliche Reduzierung 277 MW

[4] bezuschlagte Gebotsmenge 279,631 MW, gesetzliche Reduzierung

[5] Die Anlagen aus § 13g Abs. 1 EnWG wurden am 01.06.2023 in die Versorgungsreserve gem. § 50d EnWG überführt und müssen mit Ablauf des 31.03.2024 stillgelegt werden.

[6] Kraftwerke die sich in der Netzreserve befinden oder Anlagen aus der 3. und 4. KVBG Ausschreibungsrunde auf Grundlage des § 50a EnWG wieder befristet am Markt teilgenommen haben.

[6] soweit (noch) keine Systemrelevanz ausgewiesen worden ist und teilweise haben Betreiber gemeldet, dass ein Ersatzneubau mit einem anderen Energieträger geplant sei.

Tabelle 9: Erwartete aus dem Markt ausscheidende Kraftwerksleistung 2023 bis 2026

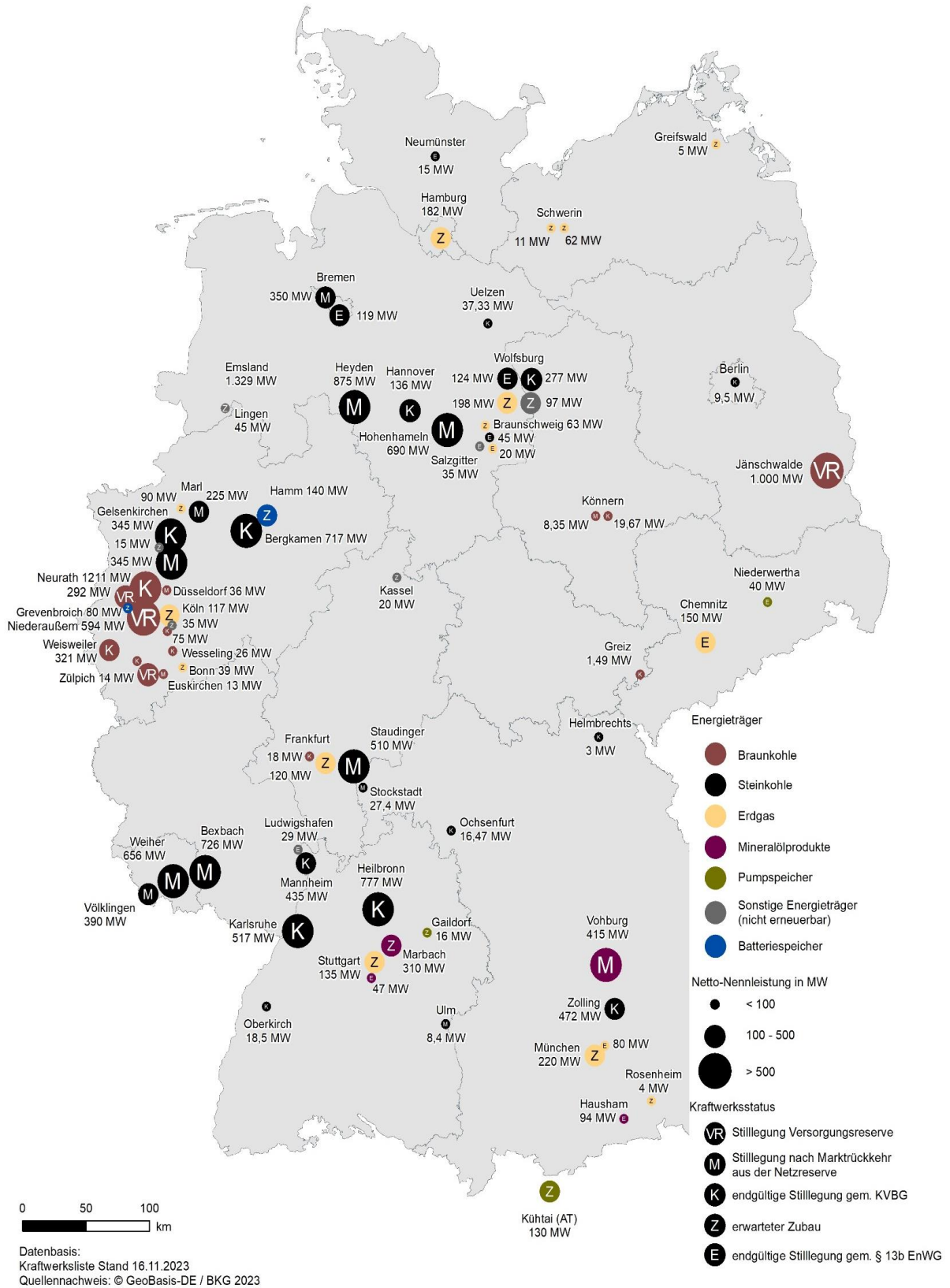


Abbildung 10: Beschreibung der Abbildung: Erwarteter Zu- und Rückbau an Kraftwerksleistung bis 2026

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	
	2021	2022	2021	2022
Abfall	1.211	1.211	4.084	4.084
Biomasse	945	945	3.472	3.472
Braunkohle	1.565	1.565	4.418	4.418
Erdgas	14.755	16.388	24.486	26.559
Sonstige	2.127	2.144	5.280	5.364
Steinkohle	6.763	6.744	12.519	12.477
Summe	27.366	28.997	54.259	56.374

Tabelle 10: 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	
	2021	2022	2021	2022	2021	2021
Abfall	1,6	1,8	2,4	2,2	10,1	11,3
Biomasse	3,0	1,9	1,4	1,0	10,2	6,7
Braunkohle	3,1	3,1	79,2	86,1	12,6	12,0
Erdgas	45,9	37,3	10,6	11,2	68,4	53,8
Sonstige	3,0	2,6	5,5	5,1	18,5	15,3
Steinkohle	10,1	8,6	30,7	36,9	26,4	25,0
Summe	66,7	55,3	129,8	142,5	146,2	124,1

Tabelle 11: 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 leistungsbezogene Ausbaupfade definiert, um die Ziele einer zunehmend erneuerbaren, kosteneffizienten und netzverträglichen Energieversorgung bis zu den Jahren 2025, 2035 und 2040 zu erfüllen. Mit den Novellierungen des EEG 2023 und WindSeeG 2023 wurden diese Ausbaupfade angepasst.

Entwicklung der Vermarktungsformen

Nach dem EEG 2012 standen den Anlagenbetreibern zum ersten Mal als Alternative zur festen Einspeisevergütung verschiedene Formen der Direktvermarktung zur Wahl: die Inanspruchnahme einer Marktprämie (als zusätzliche EEG-basierte Zahlung zu den Markterlösen) oder die sonstige Direktvermarktung (Verkauf des EEG-Stroms ohne zusätzliche Inanspruchnahme einer EEG-Zahlung). Die darauffolgenden Fassungen des EEG sehen die Direktvermarktung bzw. die Marktprämie nun als Standard-Vermarktungsform vor. Nur Anlagen bis zu einer Leistungsgröße von 100 kW können nach wie vor eine Einspeisevergütung erhalten oder mit dem Mieterstromzuschlag vergütet werden. 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 bestehenden Biomassenanlagen mit einer installierten Leistung von unter 150 Kilowatt 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 2022 in GW

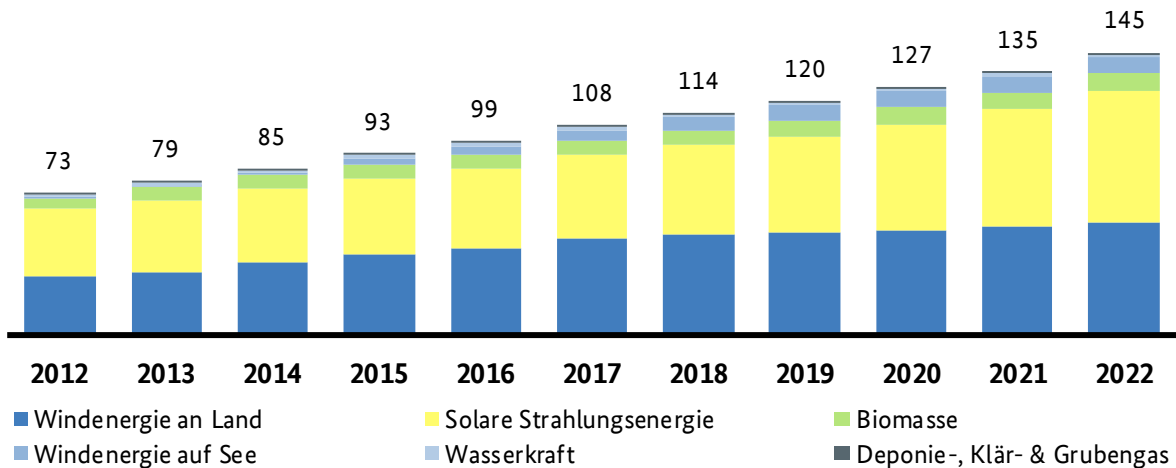


Abbildung 11: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2022

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

	Gesamt 31. Dezember 2021	Gesamt 31. Dezember 2022	Zubau / Rückbau in 2022	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2021
	in MW	in MW	in MW	in Prozent
Wasserkraft	1.639,1	1.763,9	124,9	7,6%
Gase[1]	376,1	366,8	-9,3	-2,5%
Biomasse	8.854,7	8.909,2	54,5	0,6%
Geothermie	54,1	58,8	4,7	8,7%
Wind an Land	55.903,7	58.013,8	2.110,1	3,8%
Wind auf See	7.806,9	8.148,9	342,0	4,4%
Solar	60.037,8	67.479,0	7.441,2	12,4%
Gesamt	134.672,3	144.740,5	10.068,2	7,5%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 12: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger

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

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Jun 23
Wasserkraft	7.138	7.172	7.192	7.270	7.287	7.316	7.323
Gase[1]	600	593	567	587	592	607	614
Biomasse	14.271	14.496	14.535	15.260	15.539	15.715	15.777
Geothermie	9	10	11	11	20	23	23
Wind an Land	27.406	28.131	28.310	28.763	28.998	29.298	29.456
Wind auf See	1.167	1.307	1.467	1.499	1.499	1.537	1.561
Solar	1.686.993	1.760.396	1.863.684	2.040.449	2.275.130	2.662.913	3.165.465
Gesamt	1.737.584	1.812.105	1.915.766	2.093.839	2.329.065	2.717.409	3.220.219

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 13: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG

Strom: Steigerungsraten der installierten Anlagen nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2021 Anzahl	Gesamt 31. Dezember 2022 Anzahl	Zubau / Rückbau in 2022 Anzahl	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2021 in Prozent
Wasserkraft	7.287	7.316	29	0,4%
Gase[1]	592	607	15	2,5%
Biomasse	15.539	15.715	176	1,1%
Geothermie	20	23	3	15,0%
Wind an Land	28.998	29.298	300	1,0%
Wind auf See	1499	1537	38	2,5%
Solar	2.275.130	2.662.913	387.783	17,0%
Gesamt	2.329.065	2.717.409	388.344	16,7%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 14: 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 15: Übersicht Ausbaupfade

Strom: Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen an Land in MW

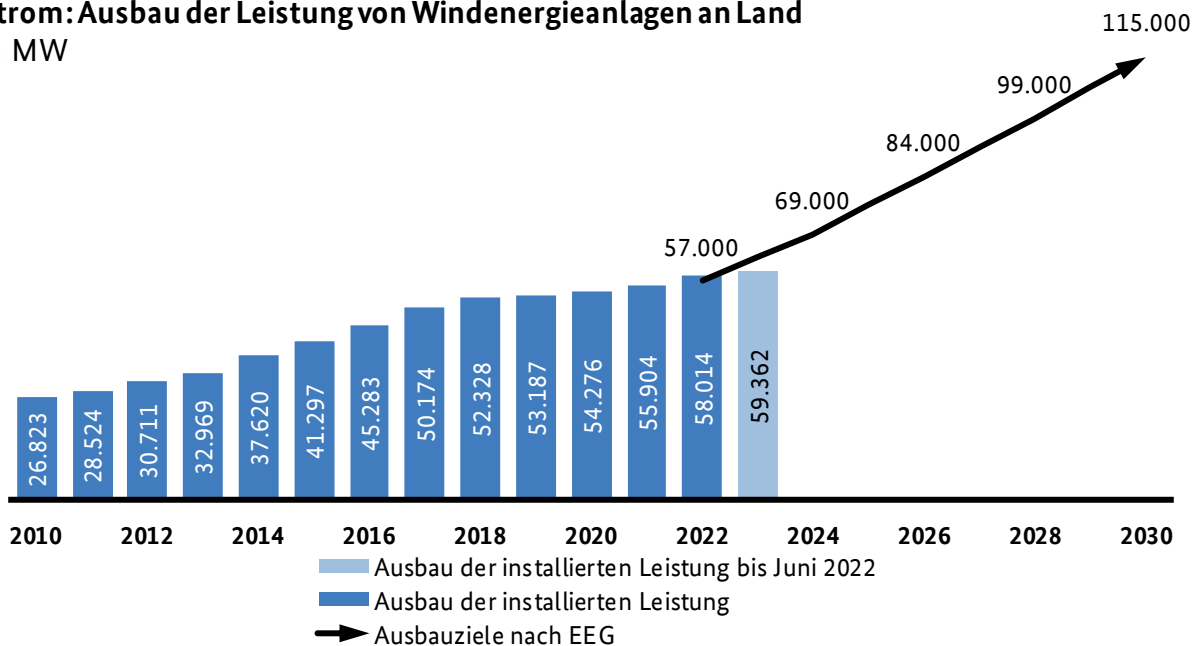


Abbildung 12: Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen an Land

**Strom: Ausbau der Leistung von solarer Strahlungsenergie
in MW**

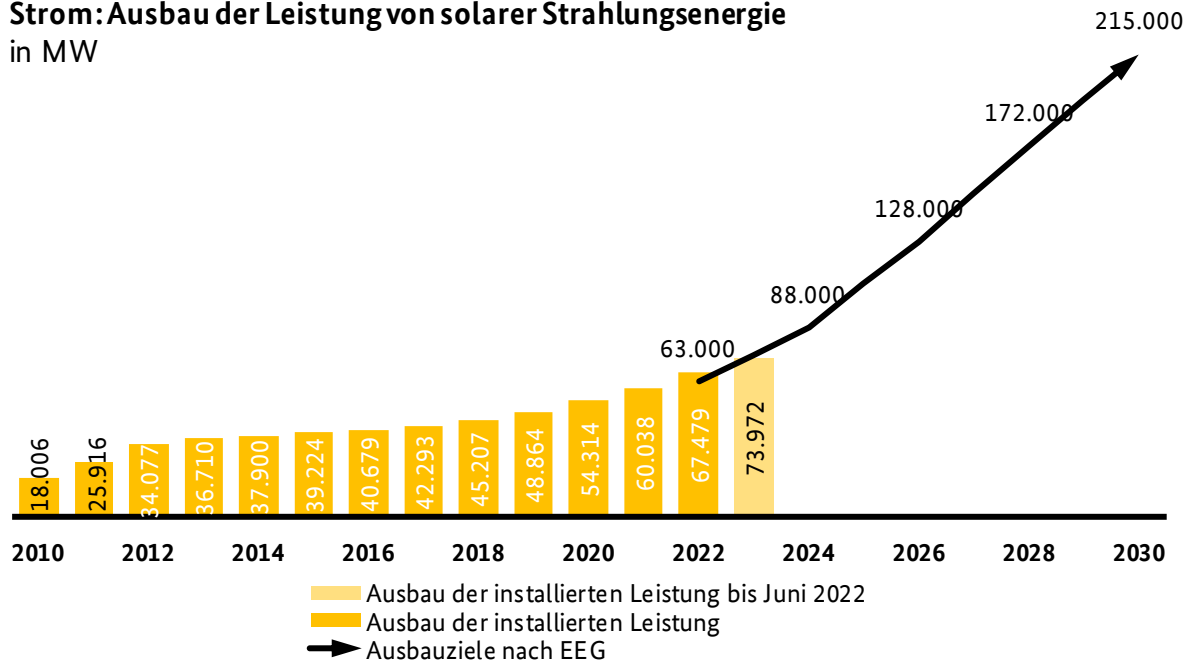


Abbildung 13: Ausbau der Leistung von solarer Strahlungsenergie

**Strom: Ausbau der Leistung von Biomasseanlagen
in MW**

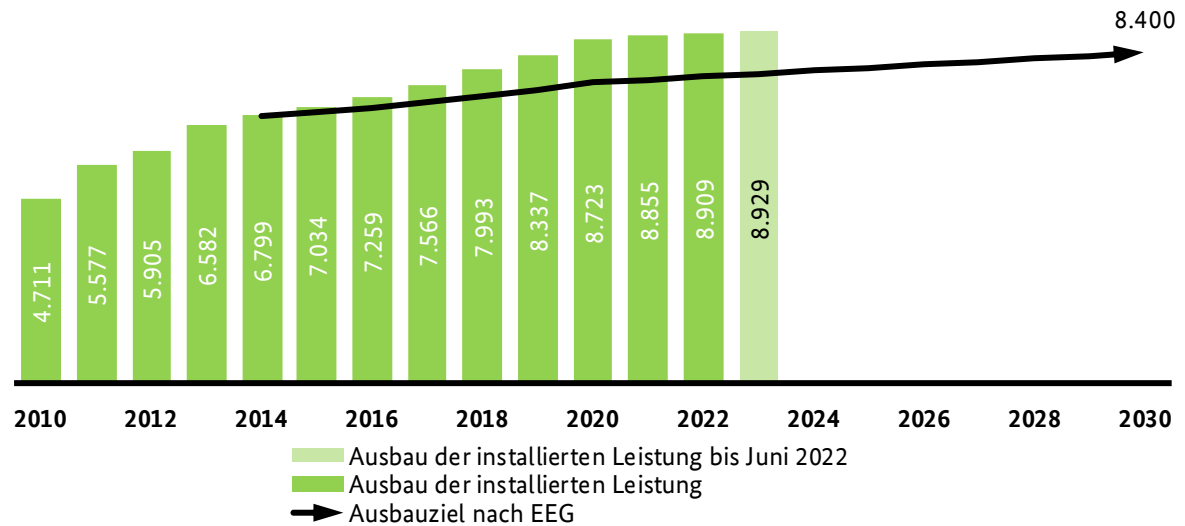


Abbildung 14: Ausbau der Leistung von Biomasseanlagen

Strom: Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen auf See in MW

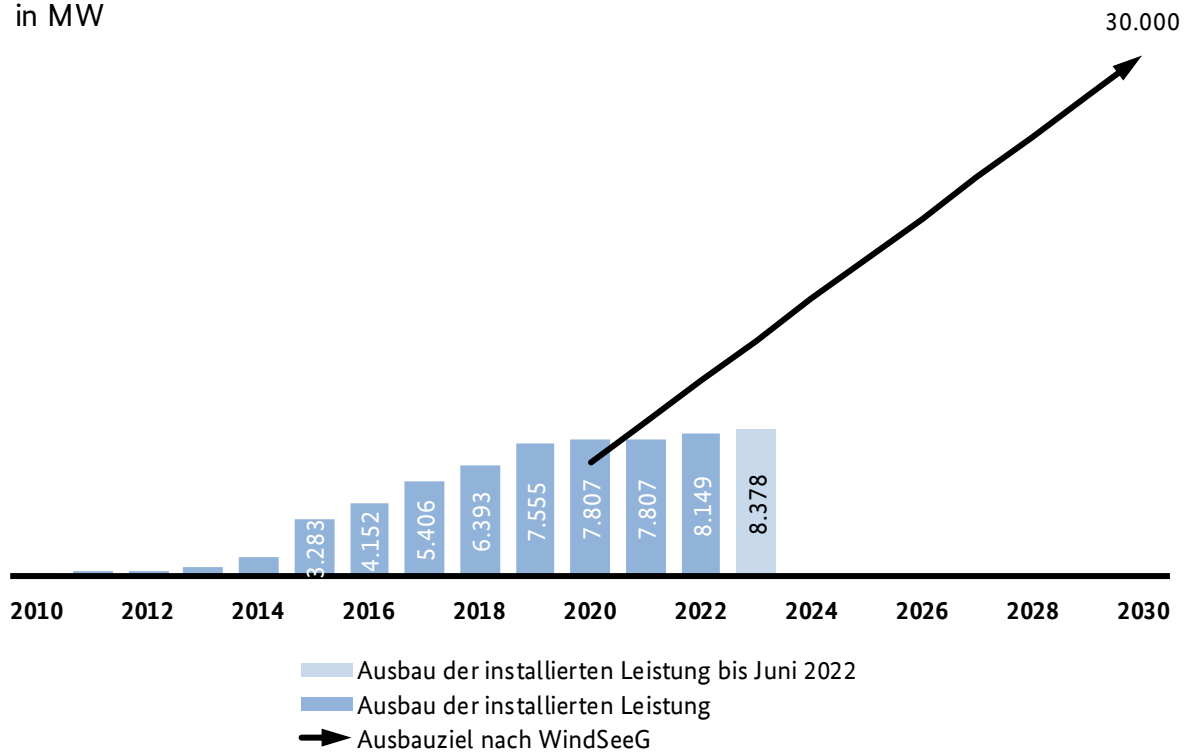


Abbildung 15: Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen auf See

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

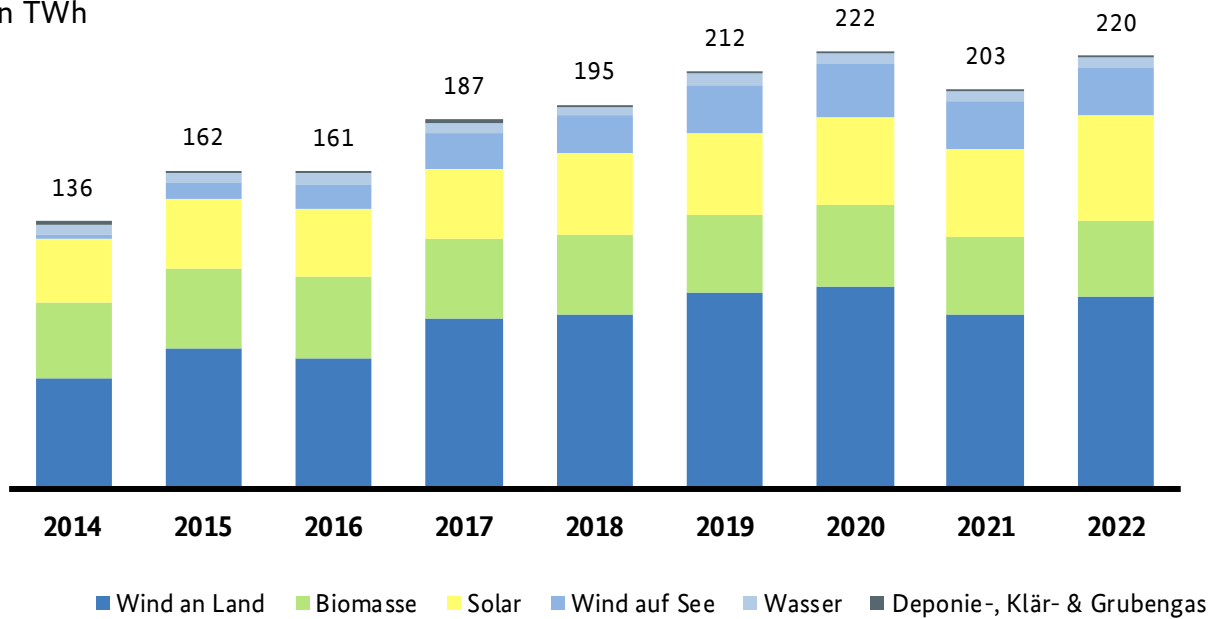


Abbildung 16: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG

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

	Gesamt 31. Dezember 2021	Gesamt 31. Dezember 2022	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2021
	in GWh	in GWh	in Prozent
Wasserkraft	5.592	4.825	-13,7%
Gase ^[1]	765	782	2,3%
Biomasse	40.016	38.093	-4,8%
Geothermie	210	204	-2,8%
Wind an Land	88.502	98.035	10,8%
Wind auf See	24.015	24.754	3,1%
Solar	44.252	53.070	19,9%
Gesamt	203.352	219.765	8,1%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 16: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern

**Strom: Maximale Einspeisung
in GW**

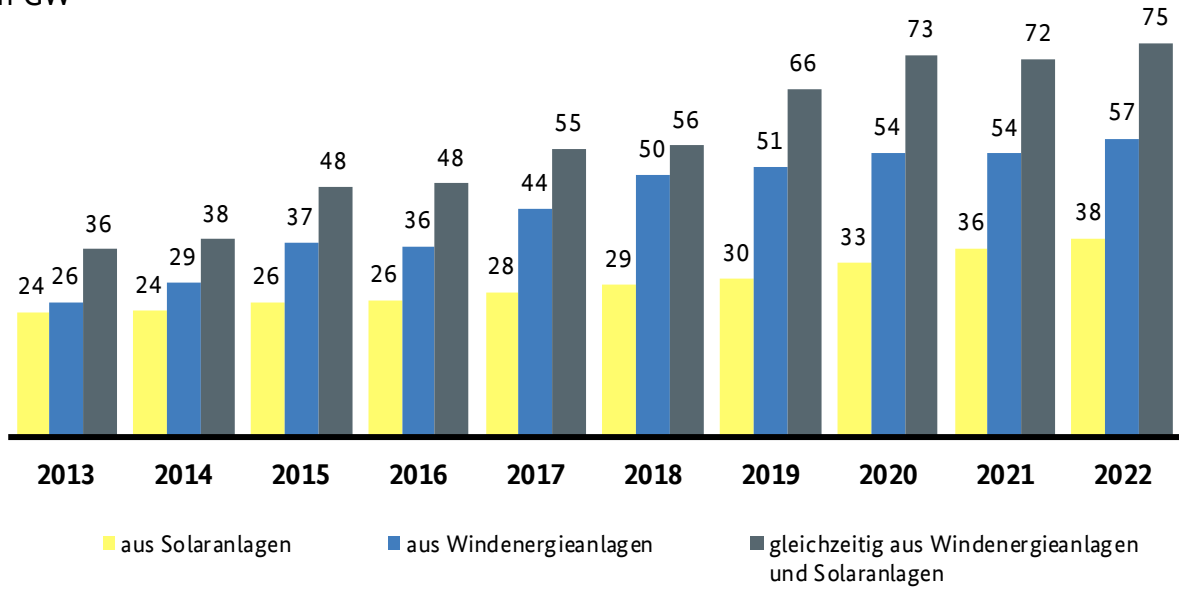


Abbildung 17: Maximale Einspeisung

**Strom: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2022
in GW**

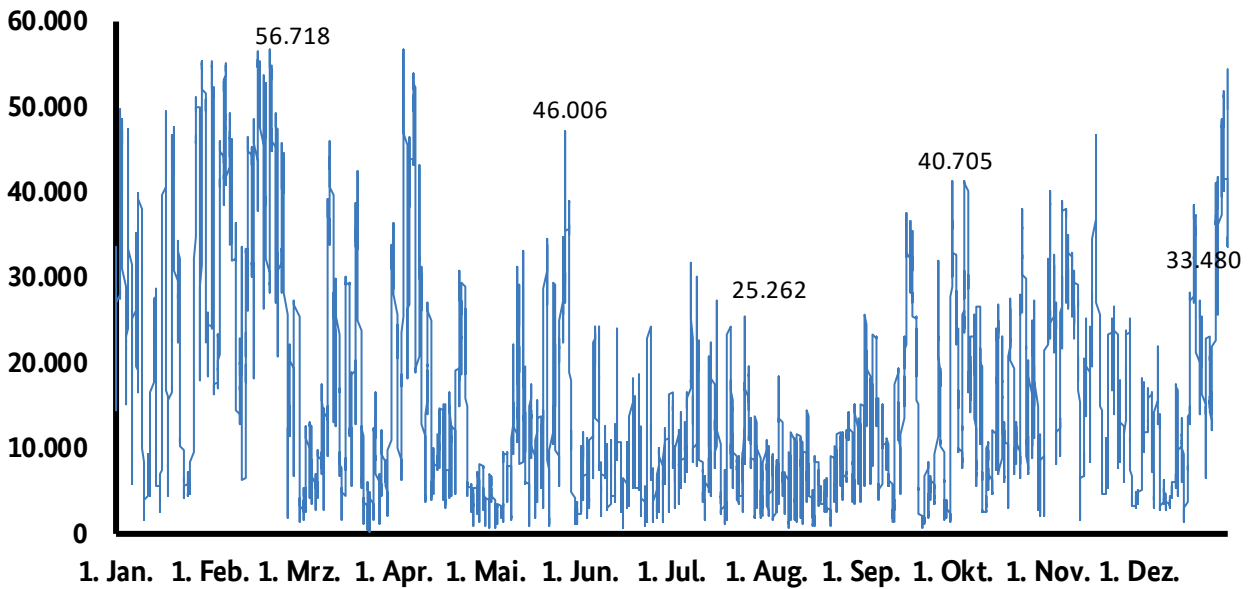


Abbildung 18: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2022

Strom: Anteil der Vermarktungsformen an der eingespeisten Jahresarbeit
in Prozent

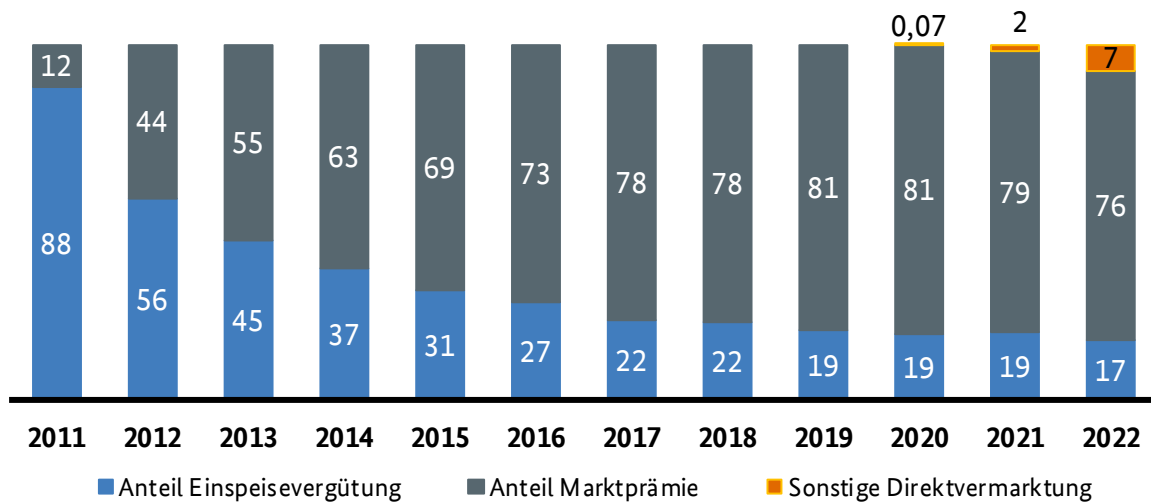


Abbildung 19: Anteil der Vermarktungsformen an der eingespeisten Jahresarbeit

Strom: Eingespeiste Jahresarbeit nach Vermarktungsform und Energieträger für das Jahr 2022

	alle in GWh	Einspeisevergütung		Marktprämie	
		in GWh	Anteil in Prozent	in GWh	Anteil in Prozent
Wasserkraft	4.825	1.213	25%	2.741	57%
Gase ^[1]	782	58	7%	614	79%
Biomasse	38.093	3.876	10%	32.740	86%
Geothermie	204	6	3%	198	97%
Wind an Land	98.035	1.009	1%	87.835	90%
Wind auf See	24.754	-	0%	22.886	92%
Solar	53.070	30.941	58%	19.517	37%
Gesamt	219.765	37.104	17%	166.531	76%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 17: Eingespeiste Jahresarbeit nach Vermarktungsform und Energieträger für das Jahr 2022

Strom: Zahlungen nach Energieträgern

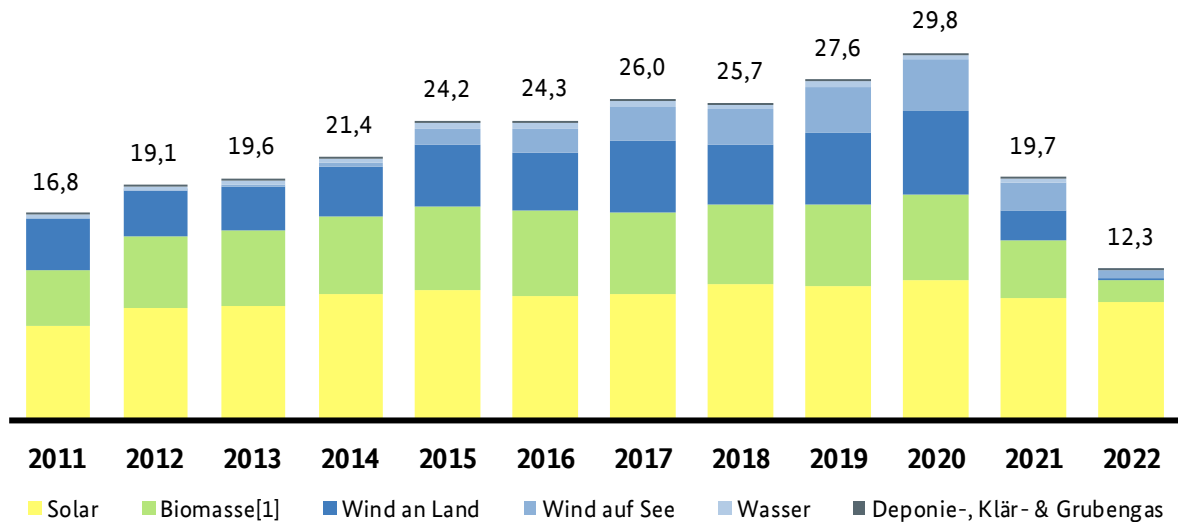
	Gesamt 31. Dezember 2021 in Mio. Euro	Gesamt 31. Dezember 2022 in Mio. Euro	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2021 in Prozent
Wasserkraft	302	131	-56,6%
Gase ^[1]	12	4	-65,3%
Biomasse ^[2]	4.788	1.813	-62,1%
Geothermie	32	11	-64,9%
Wind an Land	2.334	81	-96,5%
Wind auf See	2.259	606	-73,2%
Solar	9.926	9.677	-2,5%
Gesamt	19.652	12.323	-37,3%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

[2] inklusive der Förderung der Flexibilität

Tabelle 18: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern

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



[1] inklusive der Förderung der Flexibilität

Abbildung 20: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträger

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

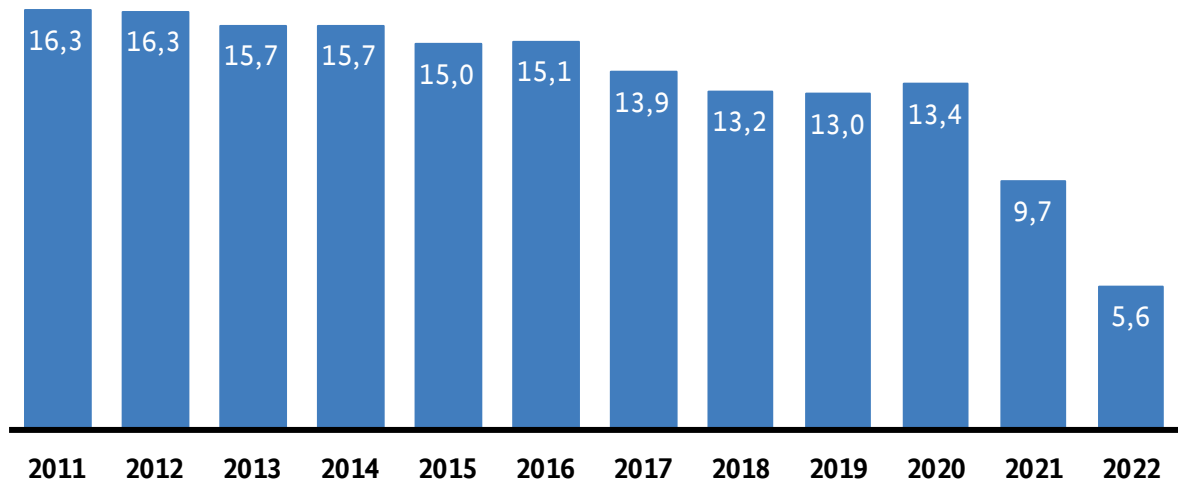


Abbildung 21: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG

Strom: Durchschnittlichen Zahlungen je Energieträger in 2022 in ct/kWh

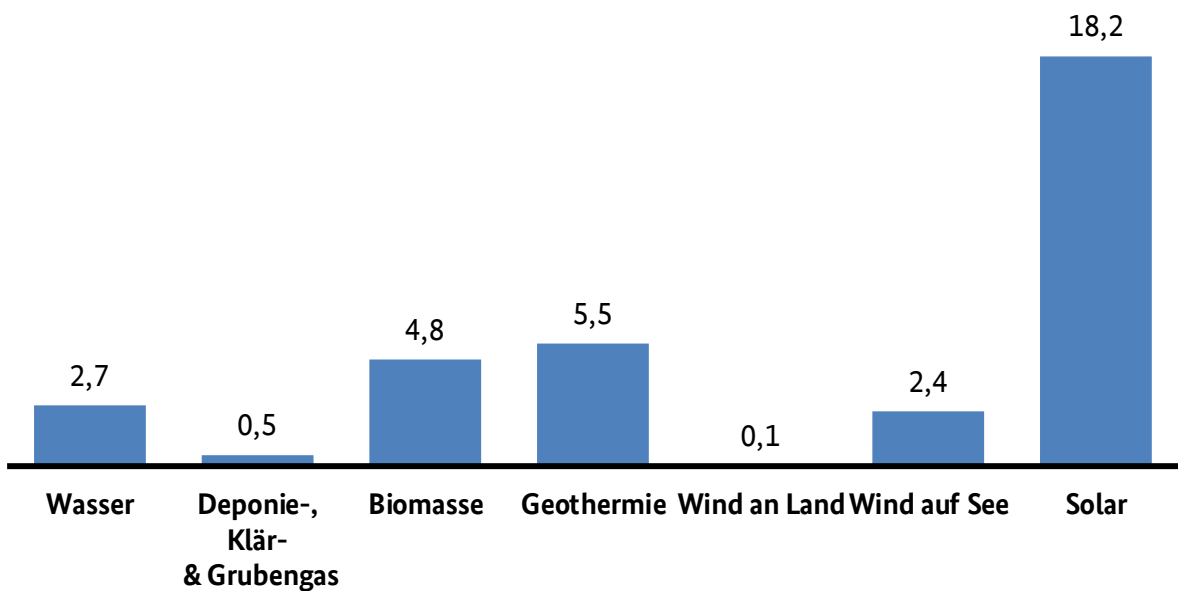


Abbildung 22: Durchschnittlichen Zahlungen je Energieträger in 2022

Strom: Durchgeführte technologiespezifische Ausschreibungsrunden für Solar und Wind an Land 2021 - 2023

Technologie	Gebotstermine	Zuschlagswert (ct/kWh)*
Solar (Erstes Segment)	01.03.2021	5,03
	01.06.2021	5,00
	01.11.2021	5,00
	01.03.2022	5,19
	01.06.2022	5,51
	01.03.2023	7,03
	01.07.2023	
Solar (Zweites Segment)	01.06.2021	6,88
	01.12.2021	7,43
	01.04.2022	8,53
	01.08.2022	8,84
	01.02.2023	10,87
	01.06.2023	10,18
Wind an Land	01.02.2021	6,00
	01.05.2021	5,91
	01.09.2021	5,79
	01.02.2022	5,76
	01.05.2022	5,85
	01.09.2022	5,84
	01.02.2023	7,34
	01.05.2023	7,34
	01.08.2023	7,32

*Mengengewichteter durchschnittlicher Zuschlagswert (gleitende Marktprämie); bei Solar erstes Segment wird für 2021 der Zuschlagswert vor Eingang der Zweitsicherheiten herangezogen.

Tabelle 19: Durchgeführte technologiespezifische Ausschreibungsrunden für Solar und Wind an Land 2021 - 2023

Strom: Weitere durchgeführte Ausschreibungsrunden 2021 - 2023 mit gleitender Marktprämie

Technologie	Gebotstermine	Zuschlagswert (ct/kWh)*
Biomasse	01.03.2021	17,02
	01.09.2021	17,48
	01.03.2022	15,75
	01.09.2022	17,28
	01.04.2023	18,92
Biomethan	01.12.2021	17,84
	01.10.2022	18,71
	01.04.2023	-*
	01.09.2023	-*

*Mengengewichteter durchschnittlicher Zuschlagswert. Die Förderung wird bei diesen Ausschreibungen sowie bei Wind und Solar als gleitende Marktprämie unter Berücksichtigung der Börsenpreise ausgezahlt. Zum Gebotstermin Biomethan 01.04.2023 und 01.09.2023 wurden keine Gebote abgegeben.

Tabelle 20: Weitere durchgeführte Ausschreibungsrunden 2021 - 2023 mit gleitender Marktprämie

Strom: Weitere durchgeführte Ausschreibungsrunden 2022 nach der KWKAusV

Technologie	Gebotstermine	Zuschlagswert (ct/kWh)*
KWK-Anlagen	01.06.2022	5,87
	01.12.2022	6,14
Innovative KWK-Systeme	01.06.2022	11,74
	01.12.2022	11,22

*Mengengewichteter durchschnittlicher Zuschlagswert. Bei diesen Ausschreibungen gilt "pay as bid" (Gebotswert = Zuschlagswert).

Tabelle 21: Weitere durchgeführte Ausschreibungsrunden 2022 nach der KWKAusV

Strom: Weitere durchgeführte Ausschreibungsrunden nach der InnAusV

Technologie	Gebotstermine	Zuschlagswert (ct/kWh)*
Innovationausschreibung: Anlagenkombinationen	01.04.2021	4,29
	01.08.2021	4,55
	01.04.2022	5,42
	01.12.2022	7,39
	01.05.2023	8,84
	01.09.2023	8,33

*Mengengewichteter durchschnittlicher Zuschlagswert. Bei diesen Ausschreibungen gilt "pay as bid" (Gebotswert = Zuschlagswert).

Tabelle 22: Weitere durchgeführte Ausschreibungsrunden nach der InnAusV

Strom: Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2022

	März	Juni	Nov.
Ausgeschriebene Menge (MW)	1108	1126	890
Eingereichte Gebote	209	116	117
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	1116	714	677
Zuschläge	201	109	104
Zuschlagsmenge (MW)	1084	696	609
Gebotsausschlüsse	8	6	13
Gebotsausschlussmenge (MW)	32	17	68
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	5,57	5,70	5,90
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	5,19	5,51	5,80
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	4,05	4,87	5,20
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,55	5,69	5,90

*Das tatsächlich ausgeschriebene Volumen kann sich auf Grundlage der gesetzlichen Bestimmungen noch verändern

Tabelle 23: Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2022

Strom: Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2023

	März	Juli	Dezember
Ausgeschriebene Menge (MW)	1950	1611	
Eingereichte Gebote	347	516	
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	2869	4653	
Zuschläge	245	124	
Zuschlagsmenge (MW)	1952	1673	
Gebotsausschlüsse	25	21	
Gebotsausschlussmenge (MW)	184	4564	
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	7,37	7,37	
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	7,03	6,47	
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,29	5,39	
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	7,30	6,65	

Tabelle 24: Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2023

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

Gebotstermin	Realisierungsstand in %	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)	Ausschreibungs-grundlage
15.04.2015	99	06.05.2017	FFAV
01.08.2015	90	20.08.2017	FFAV
01.12.2015	92	18.12.2017	FFAV
01.04.2016	100	18.04.2018	FFAV
01.08.2016	96	12.08.2018	FFAV
01.12.2016	73	15.12.2018	FFAV
01.11.2016	99	05.12.2018	GEEV
01.02.2017	99	15.02.2019	EEG
01.06.2017	97	21.06.2019	EEG
01.10.2017	35	23.10.2019	EEG
01.02.2018	44	27.02.2020	EEG
01.06.2018	83	21.12.2020	EEG
01.10.2018	55	26.04.2021	EEG
01.02.2019	91	22.10.2021	EEG
01.03.2019	94	06.12.2021	EEG
01.06.2019	93	28.02.2022	EEG
01.10.2019	83	27.06.2022	EEG
01.12.2019	89	22.09.2022	EEG
01.02.2020	89	26.10.2022	EEG
01.03.2020	75	22.05.2023	EEG
01.06.2020	96	22.05.2023	EEG
01.07.2020	62	22.05.2023	EEG
01.09.2020	86	07.06.2023	EEG
01.10.2020	88	03.07.2023	EEG
01.12.2020	75	28.08.2023	EEG

Tabelle 25: Realisierungsraten für Solaranlagen aus den Solarausschreibungen des ersten Segments mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Strom: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2022

	Feb.	Mai	Sep.	Dez.*
Ausgeschriebene Menge (MW)	1.328	1.320	1.320	603
Eingereichte Gebote	147	116	87	16
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	1.356	947	773	203
Zuschläge	141	114	87	14
Zuschlagsmenge (MW)	1.332	931	773	189
Gebotsausschlüsse	6	2	0	2
Gebotsausschlüsse in MW	24	16	0	14
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	5,88	5,88	5,88	5,88
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	5,76	5,85	5,84	6
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	4,77	5,44	5,76	6
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,88	5,88	5,88	6

*Das tatsächlich ausgeschriebene Volumen kann sich auf Grundlage der gesetzlichen Bestimmungen noch verändern.

Tabelle 26: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2022

Strom: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2023

	Feb.	Mai	Aug.	Nov.
Ausgeschriebene Menge (MW)	3.210	2.866	1.667	2.087
Eingereichte Gebote	126	127	142	
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	1.502	1.597	1.436	
Zuschläge	119	120	141	
Zuschlagsmenge (MW)	1.441	1.535	1.433	
Gebotsausschlüsse	7	7	1	
Gebotsausschlüsse in MW	60	62	3	
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	7,35	7,35	7,35	
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	7,34	7,34	7,32	
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	7,24	7,25	6,00	
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	7,35	7,35	7,35	

Tabelle 27: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2023

Strom: Realisierungsraten für Windanlagen aus den Windausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Gebotstermin	Realisierungsstand in %	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)
01.05.2017	32	26.05.2022
01.08.2017	6	22.08.2022
01.11.2017	1	29.11.2022
01.02.2018	62	01.03.2021
01.05.2018	82	25.05.2021
01.08.2018	93	24.08.2021
01.10.2018	81	26.10.2021
01.02.2019	91	23.08.2021
01.05.2019	86	22.11.2021
01.08.2019	97	16.02.2022
01.09.2019	95	19.09.2022
01.10.2019	92	25.10.2022
01.12.2019	89	27.12.2022
01.02.2020	90	27.02.2023
01.03.2020	71	22.03.2023
01.06.2020	57	22.03.2023
01.07.2020	69	22.03.2023
01.09.2020	46	11.04.2023
01.10.2020	77	02.05.2023
01.12.2020	71	28.06.2023
01.02.2021	80	07.11.2023

Tabelle 28: Realisierungsraten für Windanlagen aus den Windausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Strom: Verteilung der Gebote und Zuschläge für Windenergieanlagen an Land auf die Bundesländer 2021 - 2023*

Bundesland	Anzahl der Gebote			Gebotene Leistung in kW			Anzahl der Zuschläge			Bezuschlagte Leistung in kW		
	2021	2022	2023	2021	2022	2023	2021	2022	2023	2021	2022	2023
Baden-Württ.	5	8	13	58.200	53.960	134.640	4	6	11	54.000	53.960	205.720
Bayern	8	3	4	68.000	20.800	48.480	6	3	3	51.400	20.800	58.300
Brandenburg	63	49	24	531.060	380.500	229.460	50	38	24	459.110	380.500	283.160
Bremen	1	0		3.600	0		1	0		3.600	0	0
Hessen	16	17	2	206.480	223.340	24.100	15	13	2	171.980	223.340	68.900
Meckl.-Vorp.	13	18	7	157.200	101.900	55.180	13	12	6	157.200	101.900	105.800
Niedersachsen	52	89	32	593.800	747.290	636.650	49	74	31	574.400	747.290	973.480
Nordr.-Westf.	109	90	84	707.740	620.805	895.110	90	69	80	553.290	604.841	1.316.100
Rheinl.-Pfalz	21	8	17	157.800	70.800	238.790	20	8	16	152.200	70.800	304.930
Saarland	2	4	1	17.850	34.360	4.200	1	5	1	3.450	34.360	21.000
Sachsen	10	12	6	48.400	51.400	57.080	5	10	6	23.300	51.400	58.440
Sachsen-Anh.	12	28	12	136.100	143.850	286.840	11	25	12	123.500	143.850	298.440
Schl.-Holstein	107	124	40	895.300	687.250	431.320	100	84	38	869.850	667.250	664.860
Thüringen	19	15	9	122.500	64.400	56.300	17	9	9	98.500	64.400	56.300
Summe	438	465	251	3.704.030	3.200.655	3.098.150	382	356	239	3.295.780	3.164.691	4.415.430

*Ausschreibungsrunden Februar, Mai und August 2023

Tabelle 29: Verteilung der Gebote und Zuschläge für Windenergieanlagen an Land auf die Bundesländer 2021 - 2023

Strom: Ausschreibungen Windenergie auf See; Gebotstermin 1. September 2021 & 2022

Bezeichnung der Fläche	2021			2022
	N-3.7	N-3.8	O-1.3	N-7.2
Ausgeschriebene Menge (MW)	225	433	300	980
Zuschlagsmenge (MW)	225	433	300	225
Zulässiger Höchstwert für Gebote (ct/kWh)	7,30	7,30	7,30	6,40
Zuschlagswert (ct/kWh)	0,00	0,00	0,00	0,00
Verlosung	nein	ja	ja	nein
Eintrittsrecht	nein	ja	ja	ja
Offshore-Anbindungsleitung	NOR-3-3	NOR-3-3	OST-1-4	NOR-7-2

Tabelle 30: Ausschreibungen für Biomasse 2022

Strom: Realisierungsraten für Biomasseanlagen aus den Biomasseausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Gebotstermin	Realisierungsstand	in %	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)
01.09.2017		90	25.09.2019
01.09.2018		93	27.09.2021
01.04.2019		93	25.04.2022
01.11.2019		89	02.01.2024

Tabelle 31: Realisierungsraten für Biomasseanlagen aus den Biomasseausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Strom: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2022

	April	Dezember
Ausgeschriebene Menge (MW)	397	397
Eingereichte Gebote	45	1
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	435	k.A.*
Zuschläge	43	1
Zuschlagsmenge (MW)	403	k.A.*
Gebotsausschlüsse	0	0
Gebotsausschlussmenge (MW)	0	0
Zulässiger Höchstwert fixe Marktprämie (ct/kWh)	7,43	k.A.*
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	5,42	k.A.*
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	3,95	k.A.*
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	7,43	k.A.*

*Die genauen Werte werden aufgrund möglicher Rückschlüsse auf den Bieter nicht angegeben.

Tabelle 32: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2022

Strom: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2023

	Mai	September
Ausgeschriebene Menge (MW)	400	400
Eingereichte Gebote	3	53
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	84	779
Zuschläge	3	32
Zuschlagsmenge (MW)	84	408
Gebotsausschlüsse	0	21
Gebotsausschlussmenge (MW)	0	371
Zulässiger Höchstwert fixe Marktprämie (ct/kWh)	9,18	9,18
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	8,84	8,33
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	8,74	7,76
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	9,15	8,78

Tabelle 33: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2023

Strom: Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments 2022

	April	Aug	Dez
Ausgeschriebene Menge (MW)	767	767	202
Eingereichte Gebote	171	115	67
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	212	214	128
Zuschläge	163	106	56
Zuschlagsmenge (MW)	204	202	105
Gebotsausschlüsse	8	7	11
Gebotsausschlussmenge (MW)	8	12	23
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	8,91	8,91	8,91
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	8,53	8,84	9
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	7,00	8,20	8
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	8,91	8,91	8,20

*Das tatsächlich ausgeschriebene Volumen kann sich auf Grundlage der gesetzlichen Bestimmungen noch verändern

Tabelle 34: Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments 2022

Strom: Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments 2023

	Februar	Juni	Oktober
Ausgeschriebene Menge (MW)	217	190	
Eingereichte Gebote	94	155	
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	213	342	
Zuschläge	87	79	
Zuschlagsmenge (MW)	195	193	
Gebotsausschlüsse	7	76	
Gebotsausschlussmenge (MW)	18	147	
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	11,25	11,25	
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	10,87	10,18	
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	9,00	8,80	
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	11,25	10,80	

Tabelle 35: Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments 2023

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

Gebotstermin	Realisierungsstand in %	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)
01.06.2021	73	22.07.2022
01.12.2021	65	23.01.2023

Tabelle 36: Realisierungsraten für Solaranlagen aus den Solarausschreibungen des zweiten Segments mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Strom: Ausschreibungen für Biomethananlagen 2021-2023

	Dezember 21	Oktober 22	April 23	September 23
Ausgeschriebene Menge (MW)	150	150	19	8
Eingereichte Gebote	21	2	0	0
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	148	3,5	0	0
Zuschläge	21	2	0	0
Zuschlagsmenge (MW)	148	3,5	0	0
Gebotsausschlüsse	0	0	0	0
Gebotsausschlussmenge (MW)	0	0	0	0
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	19,00	18,81	19,31	19,31
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	17,84	k.A.*	-	-
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	16,88	k.A.*	-	-
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	18,98	k.A.*	-	-

*Die genauen Werte werden aufgrund möglicher Rückschlüsse auf den Bieter nicht angegeben.

Tabelle 37: Ausschreibungen für Biomethananlagen 2021-2023

Strom: Realisierungsraten der gemeinsamen Ausschreibungen für Solar- und Windenergieanlagen an Land mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Gebotstermin	Realisierungsstand in %	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)
01.04.2018	79	20.04.2020
01.11.2018	73	26.05.2021
01.04.2019	77	27.12.2021
01.11.2019	92	02.08.2022
01.04.2020	94	22.05.2023
01.11.2020	86	01.08.2023

Tabelle 38: Realisierungsraten der gemeinsamen Ausschreibungen für Solar- und Windenergieanlagen an Land mit abgelaufenen Realisierungsfristen

C Netze

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

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

Stromnetze können in verschiedene Ebenen unterteilt werden, 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.

1. Netzstrukturdaten

Strom: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Netzbetreiber in Deutschland

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung	4	4	4	4	4	4
Verteilernetzbetreiber (VNB)	890	883	879	873	865	866
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	809	803	799	791	782	783
davon VNB mit weniger als 30.000 angeschlossenen Kunden	614	645	678	674	664	667

Tabelle 39: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Netzbetreiber in Deutschland

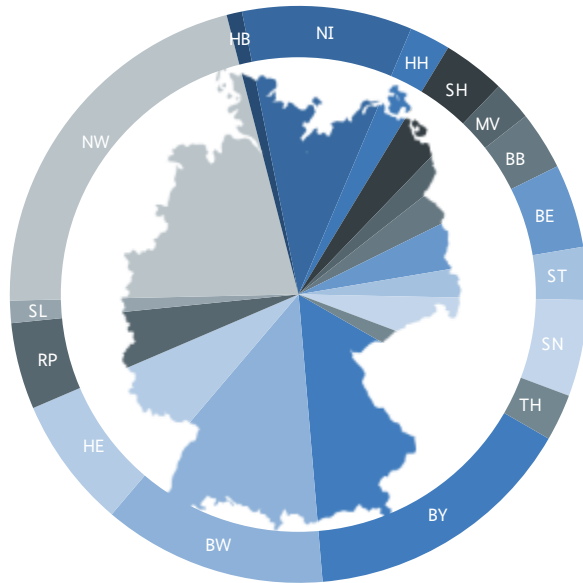
Strom: Netzstrukturdaten 2022

	ÜNB*	VNB	Summe
Netzbetreiber (Anzahl)	8*	865	865
Stromkreislänge (in Tsd. km)	36,3	2.195,6	2.231,9
davon Höchstspannung	36,2	0,2	36,4
davon Hochspannung	0,1	95,1	95,2
davon Mittelspannung		530,2	530,2
davon Niederspannung		1.570,1	1.570,1
Marktloktionen von Letztverbrauchern (in Tsd.)	0,2	52.158,4	52.158,6
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	0,2	3.096,7	3.096,9
davon Haushaltskunden		49.061,7	49.061,7
Jahreshöchstlast (in GW)			78,8

* Hier Anzahl inkl. der Offshore-Beteiligungsgesellschaften und Baltic Cable AB.

Tabelle 40: Netzstrukturdaten 2022

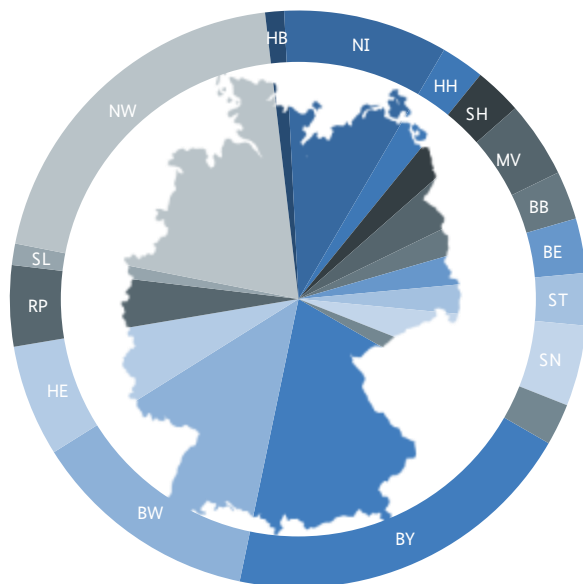
Strom: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2022
Anzahl in Mio.



Bayern	7,99
Baden-Württemberg	6,53
Hessen	3,83
Rheinland-Pfalz	2,53
Saarland	0,65
Nordrhein-Westfalen	11,11
Bremen	0,45
Niedersachsen	4,96
Hamburg	1,20
Schleswig-Holstein	1,83
Mecklenburg-Vorpommern	1,15
Brandenburg	1,71
Berlin	2,44
Sachsen-Anhalt	1,54
Sachsen	2,81
Thüringen	1,36

Abbildung 23: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2022

Strom: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2022
in TWh



Bayern	83,54
Baden-Württemberg	53,70
Hessen	26,24
Rheinland-Pfalz	18,99
Saarland	5,03
Nordrhein-Westfalen	84,07
Bremen	4,43
Niedersachsen	38,58
Hamburg	10,19
Schleswig-Holstein	11,17
Mecklenburg-Vorpommern	17,91
Brandenburg	11,40
Berlin	12,80
Sachsen-Anhalt	12,25
Sachsen	18,97
Thüringen	9,76

Abbildung 24: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2022

Strom: Marktlokationen je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2022
Anzahl

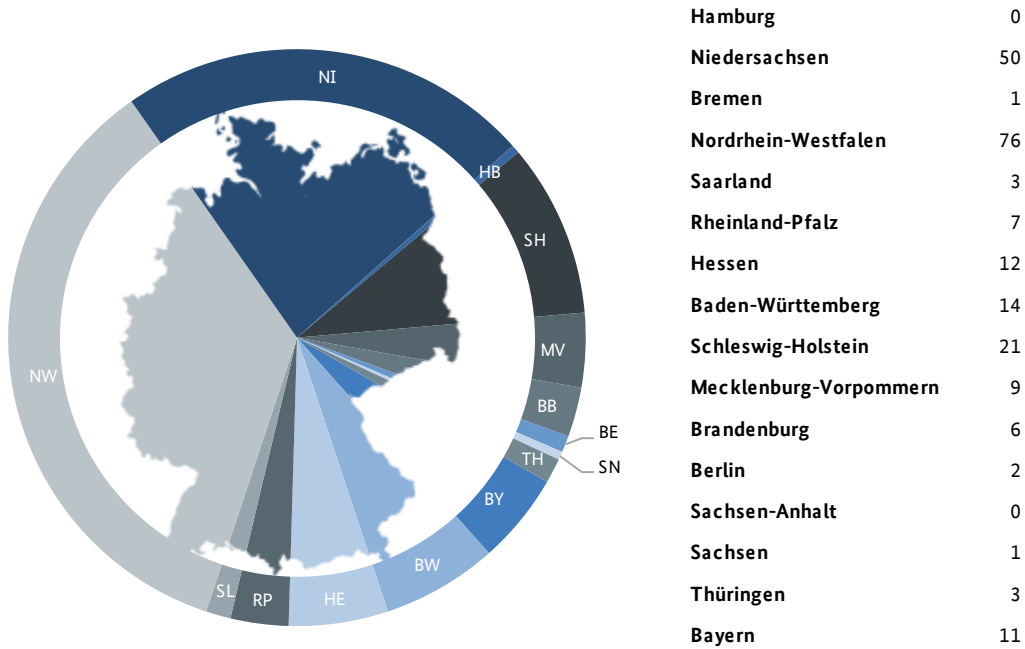


Abbildung 25: Marktlokationen je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2022

Strom: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2022
in GWh

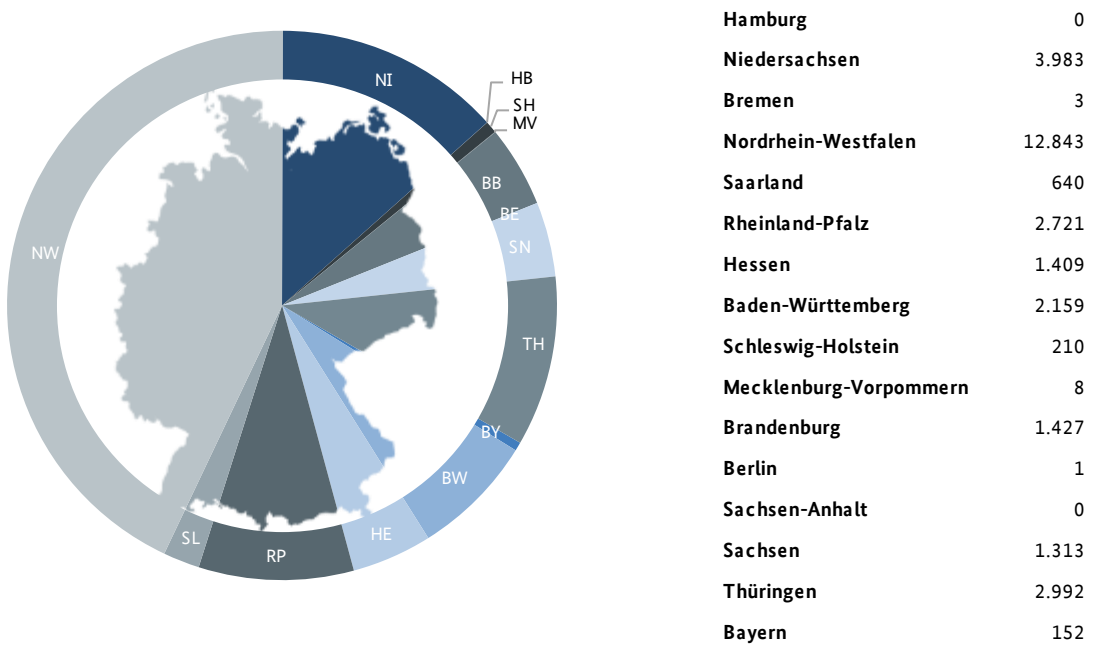


Abbildung 26: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2022

Strom: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge in 2022

Anzahl und Verteilung

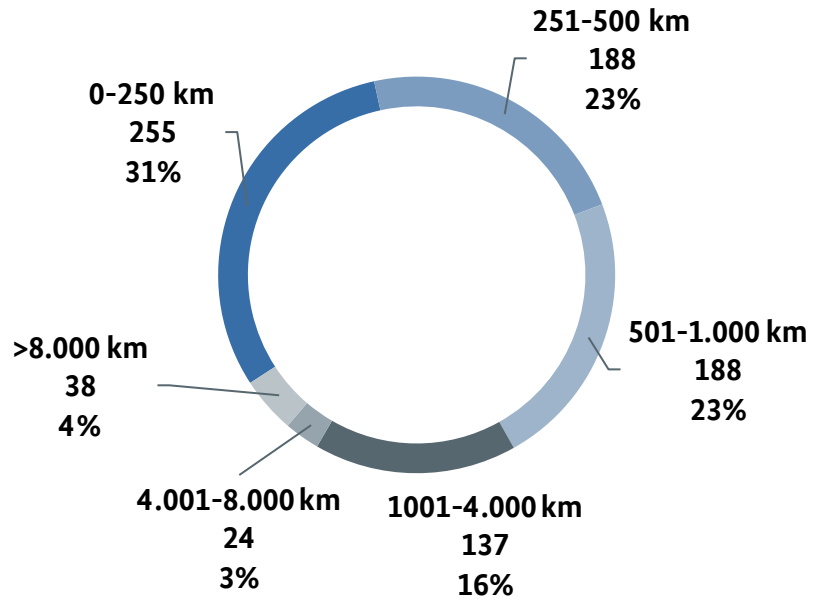


Abbildung 27: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge in 2022

Strom: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der Marktlaktionen in 2022

Anzahl und Verteilung

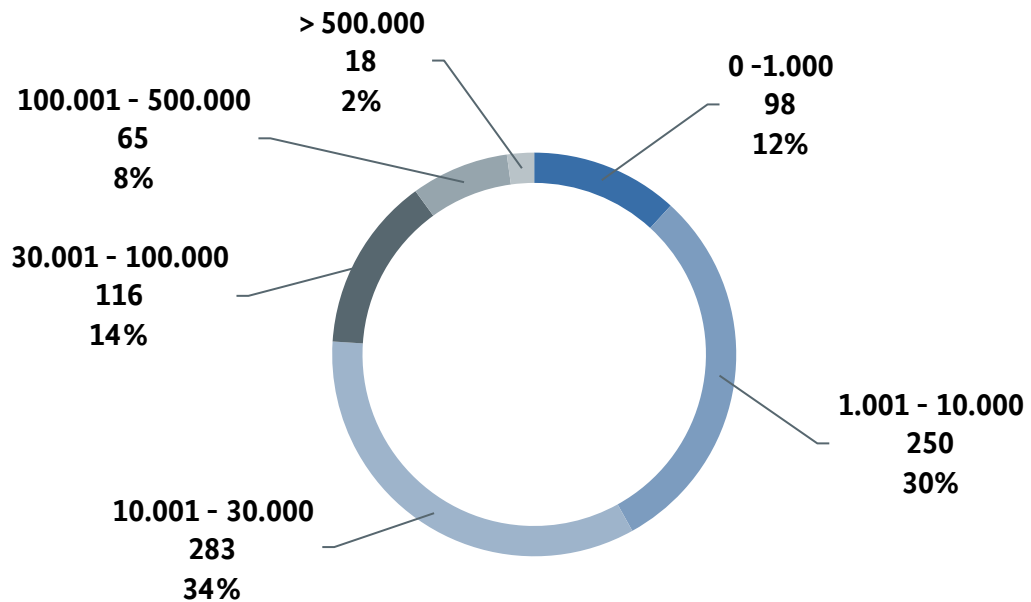


Abbildung 28: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der Marktlaktionen in 2022

2. Netzengpassmanagement

Netzbetreiber sind gesetzlich ermächtigt und verpflichtet, bestimmte Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu ergreifen. Ausbau von relativ lastfernen Windenergieanlagen, Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark und sich ändernde Rahmenbedingungen für den Stromhandel mit anderen Staaten bei gleichzeitigen Verzögerungen im Netzausbau führen zu Netzbelastungen. Um sie zu beheben, sind Netzengpassmanagementmaßnahmen erforderlich. Im Rahmen dieses Berichts werden marktbezogene Maßnahmen betrachtet, die folgende Instrumente umfassen:

- Redispatch: Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber unter Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1, § 13c EnWG.
- Netzreservekraftwerke: Vorhaltung und Einsatz von Kraftwerken zur Bereitstellung noch fehlender Redispatch-Leistung aus der Netzreserve nach vertraglicher Vereinbarung unter Erstattung der Kosten.
- Countertrading: zonenübergreifender Austausch zwischen zwei Gebotszonen, der von den Netzbetreibern zur Minderung physikalischer Engpässe initiiert wird.
- Einspeisemanagement (EinsMan): 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 01.10.2021 entfallen. Die vorrangberechtigte Erzeugung ist seit dem 01.10.2021 nach Maßgabe des § 13 EnWG bei den Auswahlentscheidungen für Redispatch - Maßnahmen nach § 13a EnWG unmittelbar mit zu berücksichtigen.

Mehr Informationen zum Thema Netzengpassmanagement finden Sie in den Quartalsberichten zum Netzengpassmanagement, die unter dem folgenden Link abrufbar sind:
www.bundesnetzagentur.de/Systemstudie.

Strom: Netzengpassmanagementmaßnahmen

		2019	2020	2021	2022
Redispatch					
Gesamtmenge ^[1] Marktkraftwerke	in GWh	13.323	16.561	20.405	29.534
Kostenschätzung ^[2] Redispatch	in Mio. Euro	227	240	590	2.837
Kostenschätzung Countertrading	in Mio. Euro	64	135	397	371
Netzreservekraftwerke					
Menge ^[3]	in GWh	430	635	1.280	3.238
Kostenschätzung Abruf	in Mio. Euro	82	100	249	650
Leistung ^[4]	in MW	6.598	6.596	5.670	7.150
Jährliche Vorhaltekosten ^[5]	in Mio. Euro	197	196	243	389
Redispatch mit Erneuerbaren (ehemals EinsMan)					
Reduzierungsmenge ^[6]	in GWh	6.482	6.146	5.818	8.071
Schätzung Entschädigungen ^[7]	in Mio. Euro	710	761	807	
Anpassungen von Stromeinspeisungen^[8]					
Menge	in GWh	9	16	20	

[1] Mengenangaben (Reduzierungen und Erhöhungen) inkl. Countertrading-Maßnahmen gemäß monatlicher Meldung an die Bundesnetzagentur. Ab 2022 sind in den Mengen der Reduzierung von Marktkraftwerken auch die Reduzierungen der Erneuerbaren Energien enthalten.

[2] Kostenschätzung der ÜNB auf Basis von Ist-Maßnahmen. Ab 2022 sind in der Kostenschätzung Redispatch die geschätzten Entschädigungsansprüche der EE-Anlagenbetreiber sowie die finanzielle Kompensation an die Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der BDEW-Übergangslösung zum bilanziellen Ausgleich enthalten.

[3] Abrufe der Netzreservekraftwerke inkl. Probestarts und Testfahrten. Die Einspeisung von Netzreservekraftwerken wird nur erhöht.

[4] Summierte Leistung in- und ausländischer Netzreservekraftwerke in MW. Stand jeweils zum 31. Dezember des jeweiligen Jahres.

[5] zzgl. weiterer abrufunabhängiger Kosten

[6] Reduzierung von Anlagen die nach dem EEG bzw. dem KWKG vergütet werden. 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 sind die die Reduzierungen der Erneuerbaren Energien in den Mengen der Reduzierung von Marktkraftwerken enthalten

[7] Die geschätzten Entschädigungsansprüche sind ab 2022 in der Kostenschätzung mitenthalten und können nicht separat ausgewiesen werden

[8] wird ab 2022 aufgrund der Umstellung des Meldeverfahrens im Zuge von Redispatch 2.0 nicht mehr erfasst

Tabelle 41: Netzengpassmanagementmaßnahmen

**Strom: Kraftwerksreduzierungen und -erhöhungen auf Anweisung im Gesamtjahr 2022
in GWh**

Bundesland	Absenkung	Erhöhung
Baden-Württemberg	4	4.059
Bayern	774	459
Berlin	4	0
Brandenburg	2.115	3
Bremen	387	11
Hamburg	-	-
Hessen	134	258
Mecklenburg-Vorpommern	661	2
Niedersachsen	5.532	819
Nordrhein-Westfalen	771	1.787
Rheinland-Pfalz	45	379
Saarland	4	265
Sachsen	1.279	4
Sachsen-Anhalt	667	13
Schleswig-Holstein	1.441	-
Thüringen	52	3
nicht zuordenbar (Börse, Ausland)	2.285	4.825

Tabelle 42: Kraftwerksreduzierungen und -erhöhungen auf Anweisung im Gesamtjahr 2022

Strom: Kraftwerkseinsätze in Deutschland zum Redispatch nach Energieträgern in 2022 in GWh

Energieträger	Absenkung	Erhöhung
Wind (offshore)	4.153	-
Wind (onshore)	3.186	-
Braunkohle	3.131	156
Steinkohle	2.240	5.741
Solar	620	-
Kernenergie	221	8
Erdgas	204	2.055
Biomasse einschl. Biogas	101	-
Pumpspeicher	16	541
KWK-Strom	7	-
Laufwasser	2	-
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)	1	3
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	0	1
Deponie-, Klär- und Grubengas	0	-
Kombination von Erneuerbaren Energien (Ausnahmefall)	0	-
Abfall	0	-
Mineralölprodukte	0	149
Speicherwasser	-	-
KWK-Wärme	-	-
Unbekannt ¹	2.270	4.298

¹ Ein Teil der Redispatchmenge wird an der Börse beschafft. Diese Mengen können keinem Energieträger zugeordnet werden und fallen daher in die Kategorie „Unbekannt“. Ein weiterer Teil der unbekanntem Redispatchmenge wird im Ausland angewiesen. Die Netzbetreiber haben keine Kenntnis über die im Ausland eingesetzten Energieträger.

Tabelle 43: Kraftwerkseinsätze in Deutschland zum Redispatch nach Energieträgern in 2022

Strom: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze in 2022

	Tage	Summe in MWh
Januar	31	514.216
Februar	28	641.281
März	28	408.639
April	30	285.640
Mai	30	226.912
Juni	27	179.430
Juli	31	252.924
August	27	222.967
September	23	80.957
Oktober	26	93.777
November	19	94.440
Dezember	26	236.803
Gesamt	326	3.237.987

Quelle: Redispatch-Kraftwerkeinsatzmeldungen der ÜNB an die Bundesnetzagentur

Tabelle 44: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze in 2022

3. Versorgungsstörungen Strom

Trotz der oben genannten Maßnahmen im Rahmen des Netzengpassmanagements 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 - SAIDI_{EnWG}⁶¹) 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

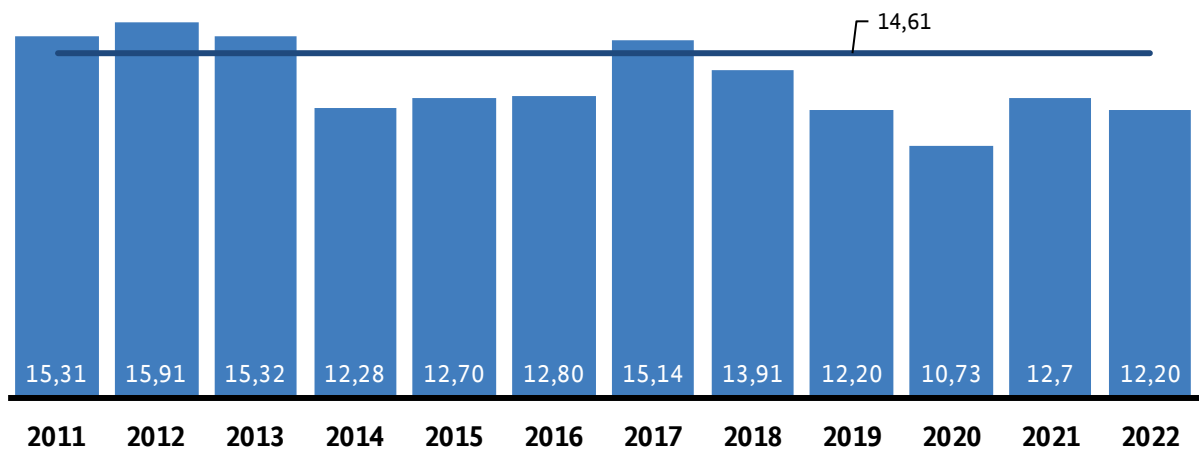


Abbildung 29: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG je Netzebene

⁶¹ Der hier genannte SAIDI_{EnWG} ist zu unterscheiden von der im Rahmen des Qualitätsmanagements nach Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ermittelten unternehmensspezifischen Kennzahl SAIDI_{RegV}

4. Investitionen

Um eine zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten, investieren Verteilnetzbetreiber sowie Übertragungsnetzbetreiber in den Ausbau und die Wartung der Stromnetze. Bei den Angaben handelt es sich um handelsrechtliche Werte aus den jeweiligen Bilanzen der Unternehmen. Die handelsrechtlichen Werte entsprechen den kalkulatorischen Werten, die nach der Systematik der ARegV in die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber einberechnet werden.

Bei den Investitionen handelt es sich um die aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie den Wert neu gemieteter bzw. gepachteter Sachanlagen.

Aufwendungen bestehen aus der Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen, die während des Lebenszyklus einer Anlage zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen.

Strom: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der ÜNB

	2021	2022
Investitionen (in Mio. Euro)	4.677	3.917
für Neubau, Ausbau und Erweiterung ohne grenzüberschreitende Verbindungen	3.761	3.382
für Neubau, Ausbau und Erweiterung grenzüberschreitender Verbindungen	327	162
in Erhalt und Erneuerung ohne grenzüberschreitende Verbindungen	555	352
in Erhalt und Erneuerung für grenzüberschreitende Verbindungen	34	21
Aufwendungen (in Mio. Euro)	484	359
ohne grenzüberschreitende Verbindungen	476	352
für grenzüberschreitende Verbindungen	8	7
Gesamt	5.161	4.276

Tabelle 45 Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der ÜNB:

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

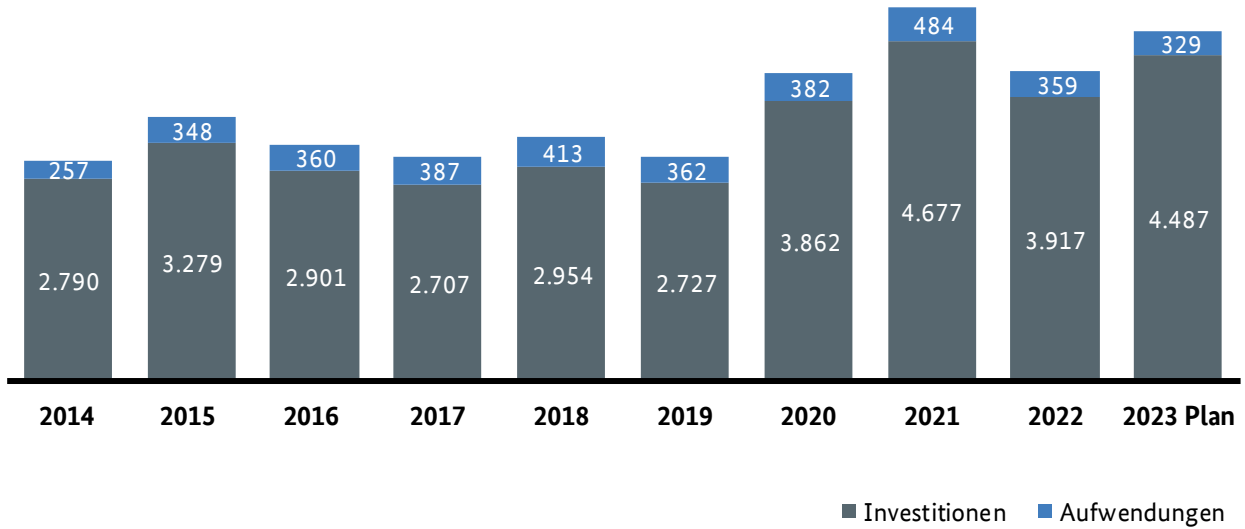


Abbildung 30: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der Übertragungsnetzbetreiber

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

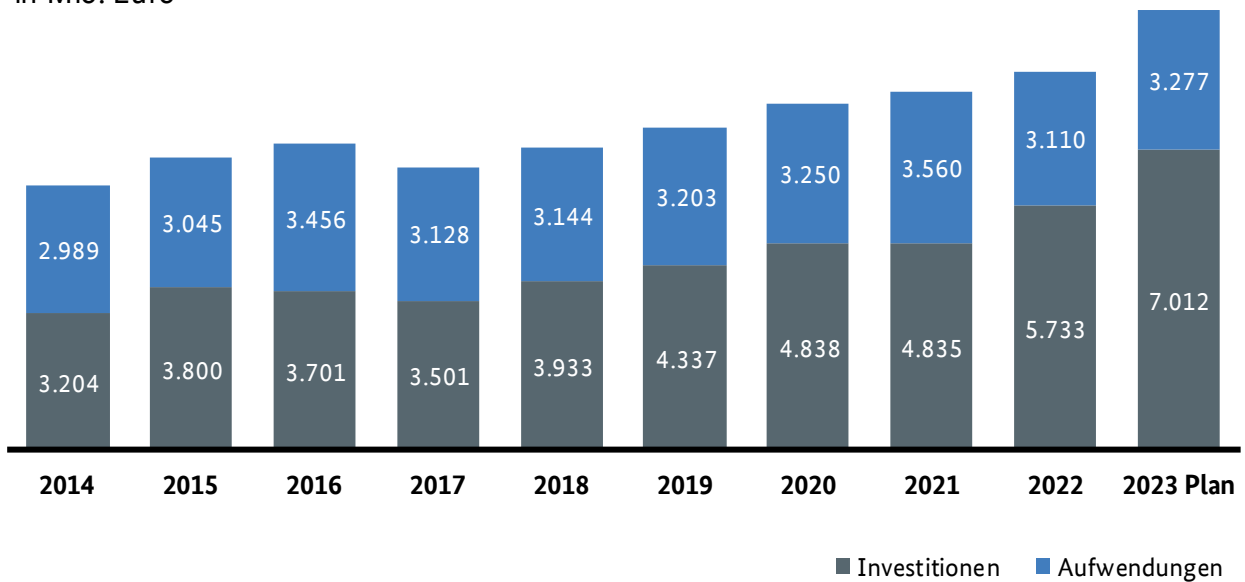


Abbildung 31: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber

**Strom: Verteilnetzbetreiber nach Investitions- und Aufwendungs-
summen in 2022**

Anzahl und Volumen in Mio. Euro

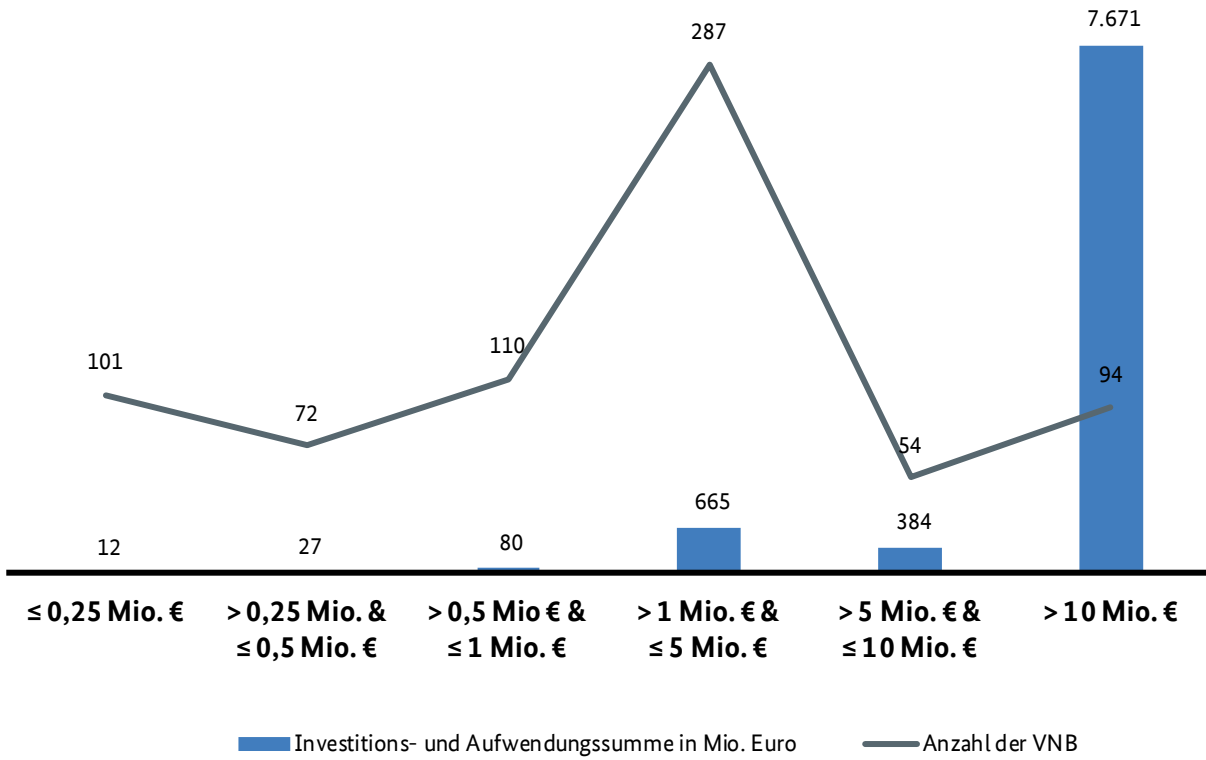


Abbildung 32: Verteilnetzbetreiber nach Investitions- und Aufwendungssummen in 2022

5. Netzentgelte

Netzentgelte sind ein Bestandteil des Elektrizitätspreises. Sie müssen sowohl von Haushaltskunden als auch 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:

Auslastung der Netze: Diese wurden bspw. in den neuen Bundesländern sehr großzügig dimensioniert und sind deshalb teilweise nicht genügend ausgelastet.

- Besiedlungsdichte: In dünn besiedelten Gebieten werden die Netzkosten auf wenige Netznutzer verteilt.
- Unterschiedlich hohe Kosten für Engpassmanagement.
- Alter der Netze: Ältere Netze mit geringen Restwerten führen zu geringeren Netzkosten als neue Netze.
- Qualität der Netze: Diese hat über das Q-Element 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 basiert auf den Kosten des Basisjahres 2021.

Ermittlung der zulässigen Erlöse: Die anerkannten Netzkosten werden gemäß Vorgaben in eine Erlösobergrenze überführt. Diese legt fest, wie viel Einnahmen Netzbetreiber in einer Regulierungsperiode erzielen dürfen. Neben den anerkannten Kosten beeinflussen Effizienzprüfungen und verschiedene weitere Faktoren, wie z.B. nicht beeinflussbare Kosten, Inflationsindex und 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 Benutzungsstunden). Dabei werden Annahmen zum Verursachungsbeitrag eines Letztverbrauchers zu den Netzkosten getroffen. Für nicht leistungsgemessene Kunden wird ein Arbeits- und ggf. ein Grundpreis festgelegt.

Auf Basis erwarteter Absatzmengen und den ermittelten Entgelten werden die erwarteten Erlöse der Ebene bestimmt. Die Differenz zwischen zugeordneten Kosten und erwarteten Erlösen einer Ebene wird als

Wälzungsbetrag in die nächst tiefere Ebene weitergegeben. Dies setzt sich bis zur Niederspannungsebene fort, die 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. Reformen der Netzentgeltsystematik werden aufgrund der Energiewende und veränderter Erzeugungs- und Nutzungsstrukturen diskutiert, dürfen aber die Netzstabilität nicht gefährden.

Strom: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte
in ct/kWh

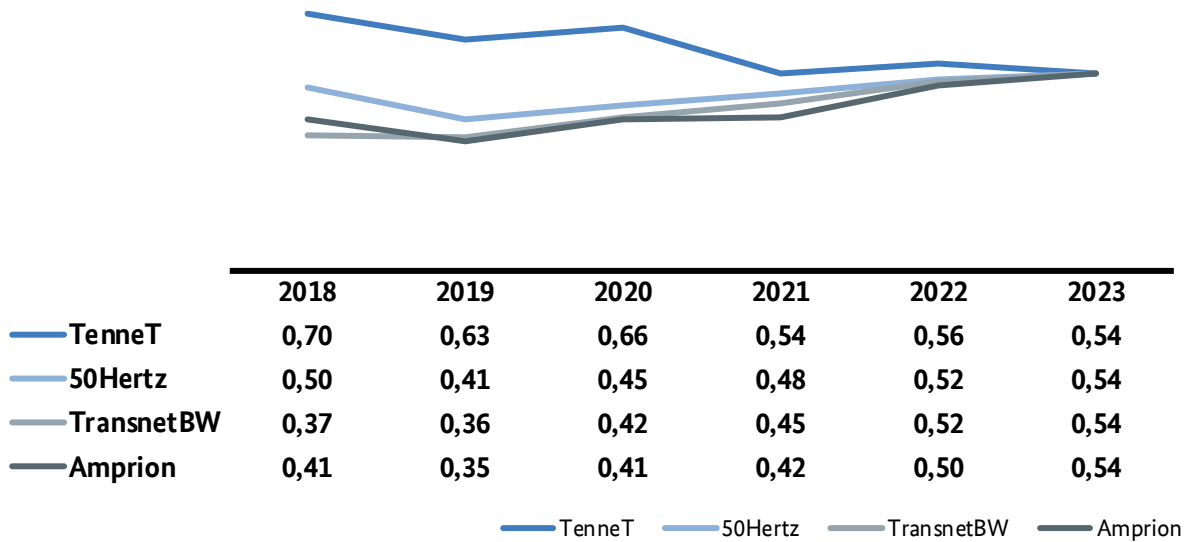


Abbildung 33: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte

**Strom: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten
Nettonetzentgeltes (inkl. Messstellenbetrieb) für Haushaltskunden**
in ct/kWh

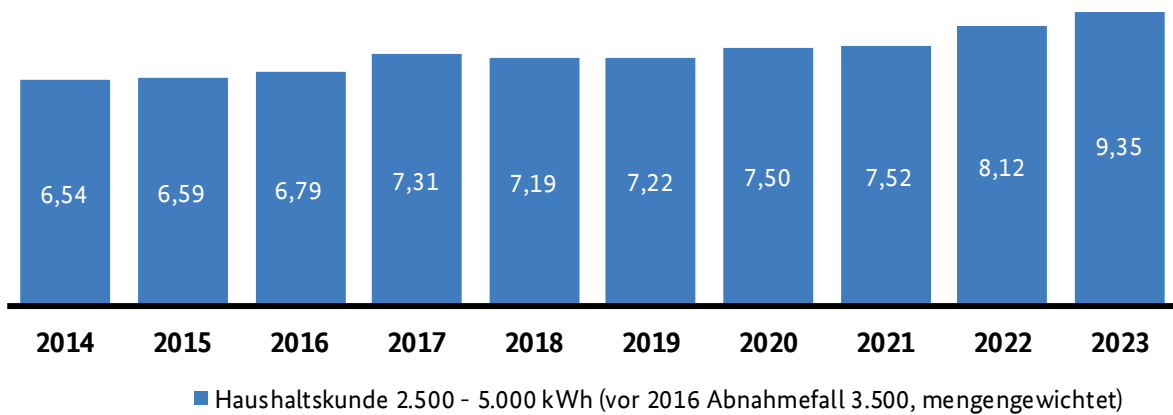


Abbildung 34: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten Nettonetzentgeltes (inkl. Messstellenbetrieb) für Haushaltskunden

Strom: Entwicklung der arithmetischen Nettonetzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für "Gewerbekunden" 50 MWh und "Industriekunden" 24 GWh
in ct/kWh

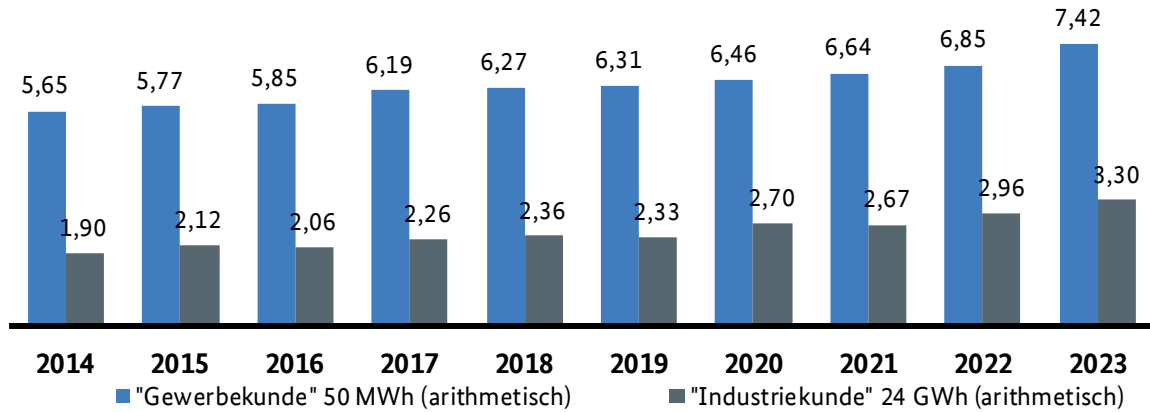


Abbildung 35: Entwicklung der arithmetischen Nettonetzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für "Gewerbekunden" 50 MWh und "Industriekunden" 24 GWh

Strom: Grundpreis Netzentgelte
in Euro/Jahr

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Durchschnittlicher Grundpreis	37	40	52 ^[2]	57 ^[2]	58 ^[2]	66 ^[2]
Maximaler Grundpreis	100	105	105	105	105	120
Minimaler Grundpreis ^[1]	4	7	8	8	9	7
VNB ohne Grundpreis (Anzahl)	36	42	40	31	30	40

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

^[2] Der Grundpreis für das Jahr 2020, 2021, 2022 und 2023 wurde mit den Abgabemengen der VNB gewichtet. Ungewichteter Mittelwert: 2020: 42€ pro Jahr; 2021: 45€ pro Jahr; 2022: 47€ pro Jahr; 2023: 54€ pro Jahr

Tabelle 46: Grundpreis Netzentgelte



Strom: Netzentgelt Grundpreis im Jahr 2023

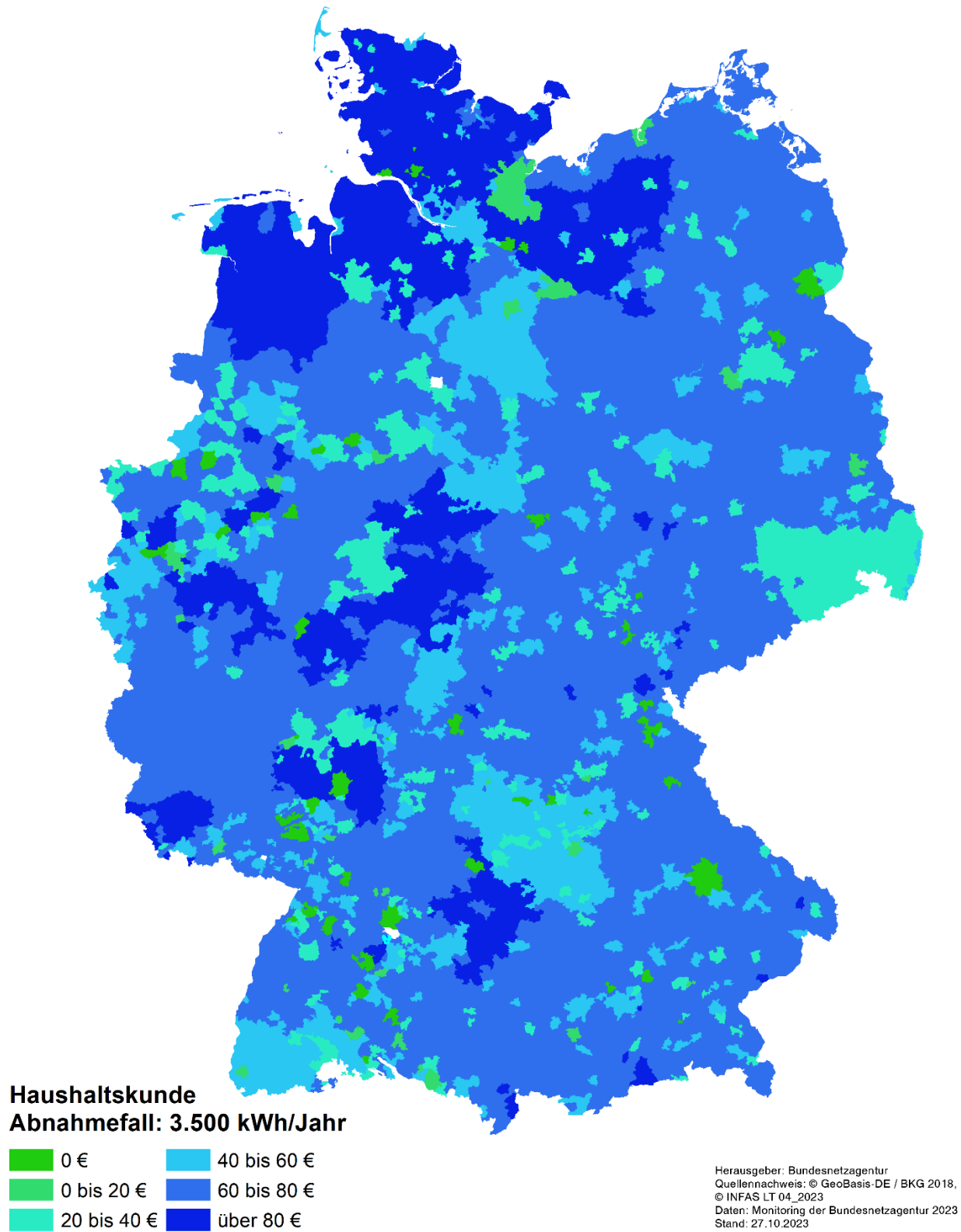


Abbildung 36: Netzentgelt Grundpreis 2023

Strom: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2023 in ct/kWh

Bundesland	Mengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Brandenburg	12,45	6,61	14,08	30
Schleswig-Holstein	12,15	5,42	15,29	40
Mecklenburg-Vorpommern	11,65	6,14	14,08	18
Hamburg	10,63	8,05	15,29	5
Saarland	9,40	6,55	31,42	17
Sachsen	9,01	6,34	12,64	35
Rheinland-Pfalz	8,96	5,86	14,29	49
Baden-Württemberg**	8,88	5,49	32,18	109
Sachsen-Anhalt	8,70	6,20	11,90	28
Nordrhein-Westfalen	8,52	5,16	12,73	96
Hessen	8,52	5,54	11,95	51
Berlin	8,37	5,28	20,30	7
Thüringen	8,33	6,35	10,79	32
Niedersachsen	8,07	5,84	12,90	71
Bayern	7,82	4,77	14,42	202
Bremen	6,27	6,06	13,55	8

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

** Inklusiv des Versorgungsgebietes der deutschen Enklave Büsingen innerhalb der Schweiz.

Tabelle 47: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2023



Strom: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2023

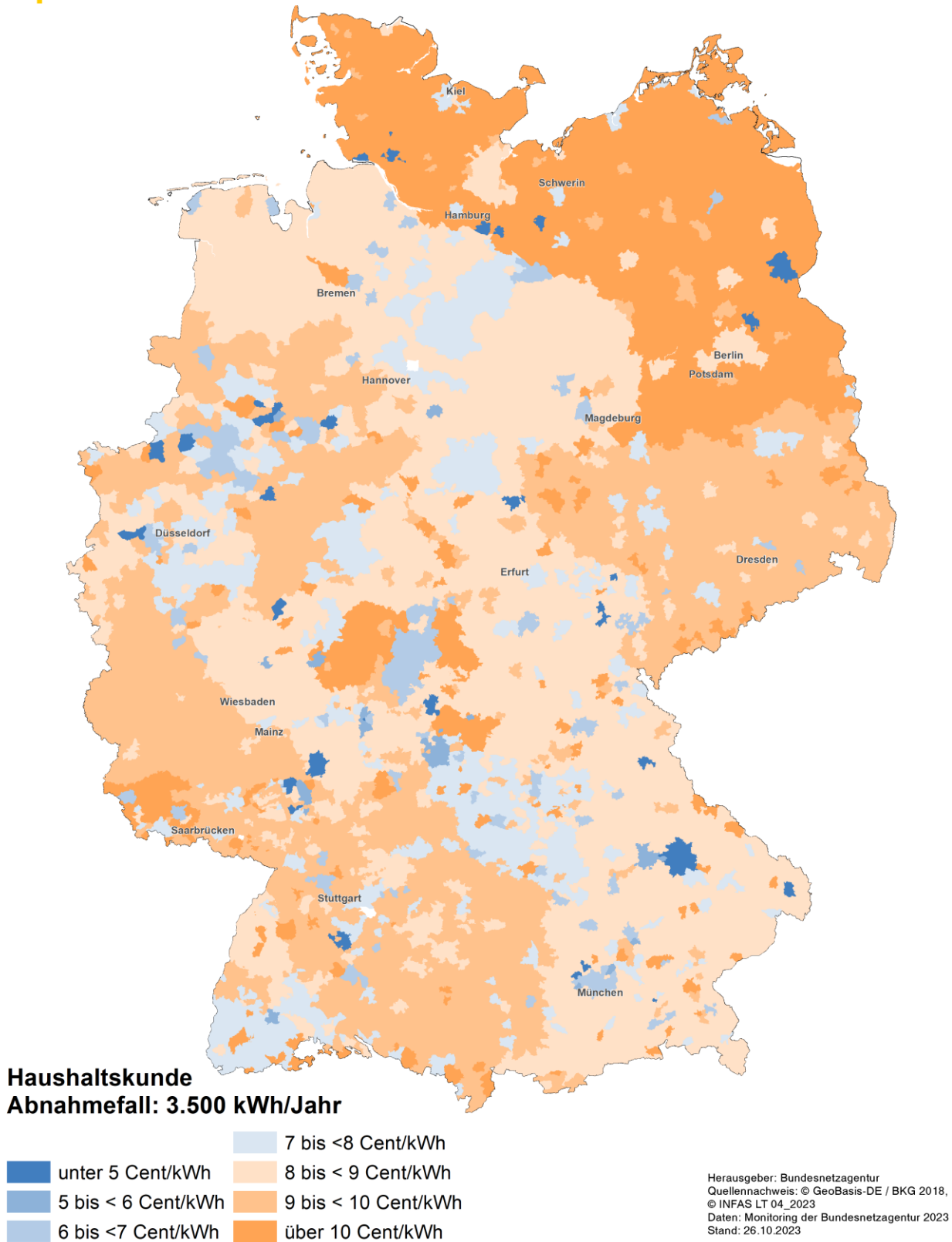


Abbildung 37: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2023

Strom: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2023

in ct/kWh

Bundesland	Mengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Schleswig-Holstein	10,46	4,76	12,87	40
Brandenburg	10,22	4,96	13,11	30
Mecklenburg-Vorpommern	9,52	4,88	12,04	18
Hamburg	9,01	5,06	12,77	5
Sachsen	7,66	5,23	10,98	35
Berlin	7,57	2,78	19,37	7
Saarland	7,26	4,61	30,15	17
Rheinland-Pfalz	7,23	4,47	12,16	49
Baden-Württemberg**	7,20	1,39	31,99	109
Sachsen-Anhalt	6,97	4,62	9,98	28
Nordrhein-Westfalen	6,76	4,13	11,14	96
Thüringen	6,62	5,15	9,75	32
Hessen	6,59	3,88	9,50	51
Bayern	6,20	3,41	13,36	202
Niedersachsen	6,00	4,25	11,98	71
Bremen	5,11	4,67	12,91	8

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

** Inklusive des Versorgungsgebietes der deutschen Enklave Büsingen innerhalb der Schweiz

Tabelle 48: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2023



Strom: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2023

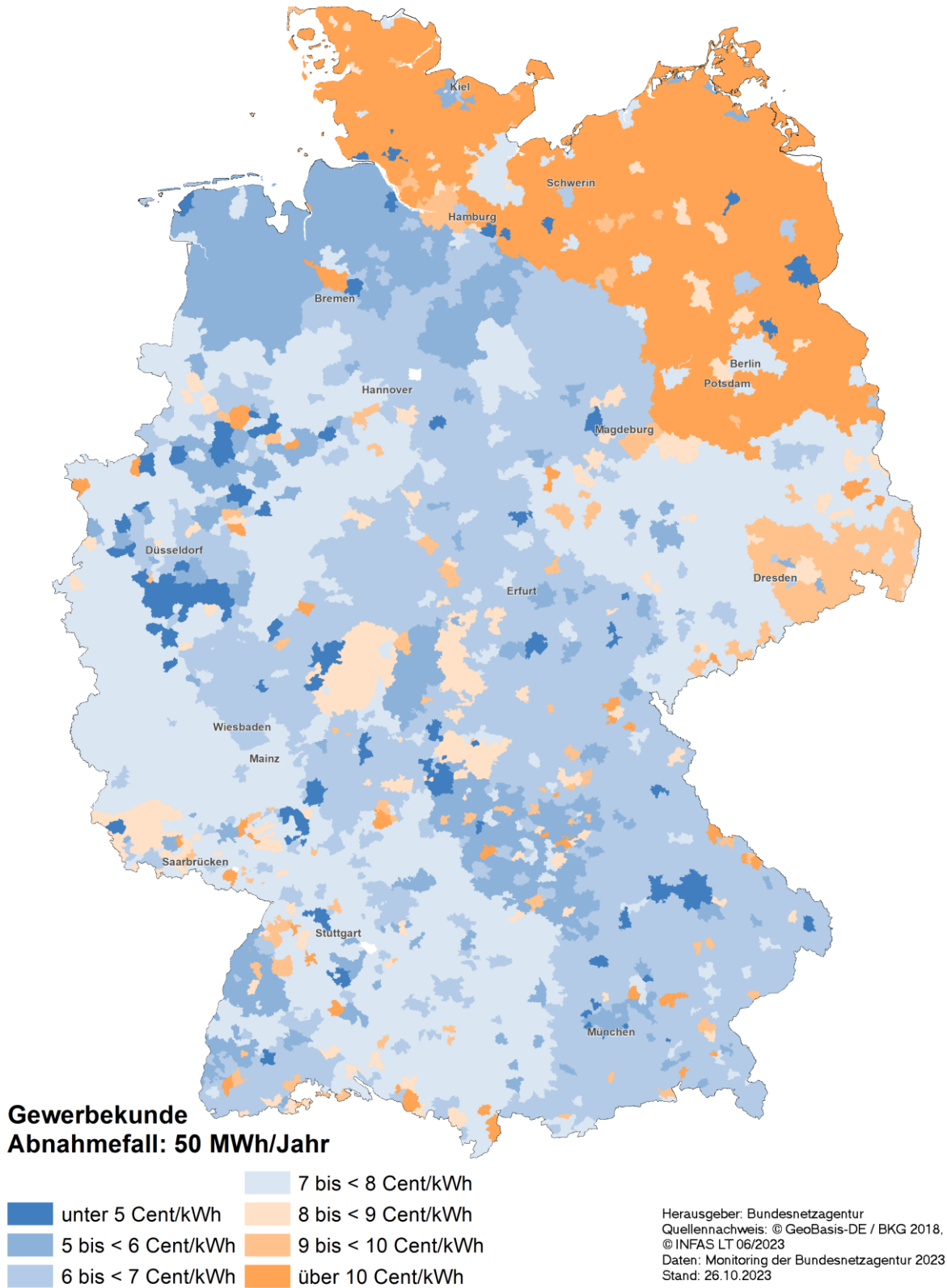


Abbildung 38: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2023

Strom: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2023 in ct/kWh

Bundesland	Mengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Brandenburg	4,55	0,80	5,49	30
Mecklenburg-Vorpommern	4,30	2,11	5,49	19
Schleswig-Holstein	4,22	1,74	8,77	39
Berlin	3,48	2,03	5,19	6
Sachsen	3,45	2,43	4,69	35
Sachsen-Anhalt	3,38	1,78	11,08	29
Hamburg	3,26	2,92	5,32	5
Thüringen	3,16	2,53	3,85	30
Baden-Württemberg	3,13	1,61	5,70	109
Rheinland-Pfalz	3,10	1,93	5,14	49
Nordrhein-Westfalen	2,96	1,95	8,76	100
Hessen	2,96	1,93	4,95	52
Niedersachsen	2,93	1,69	5,56	72
Saarland	2,77	2,24	8,26	17
Bremen	2,76	2,69	3,87	8
Bayern	2,60	0,97	10,60	199

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

Tabelle 49: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2023



Strom: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2023

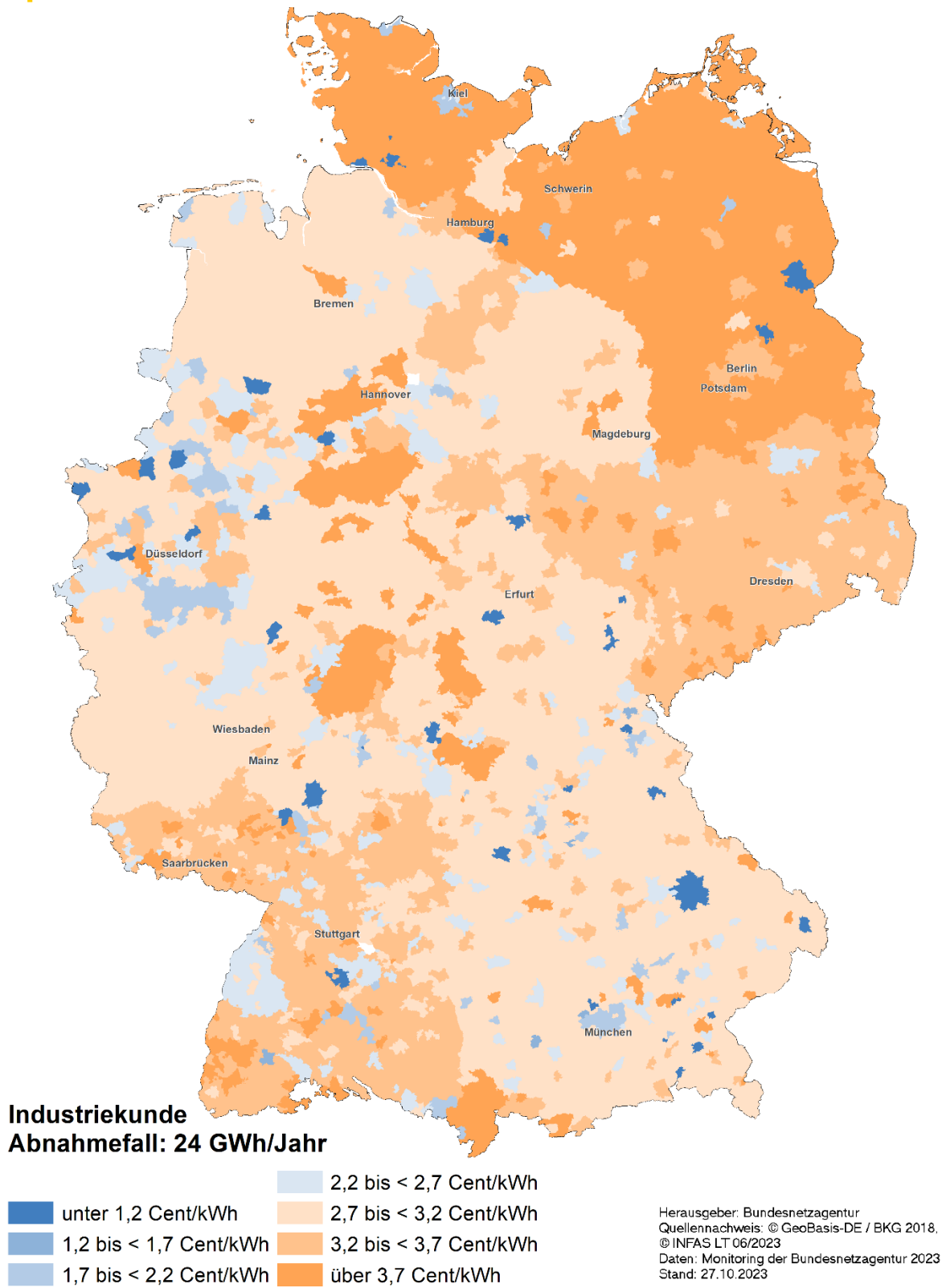


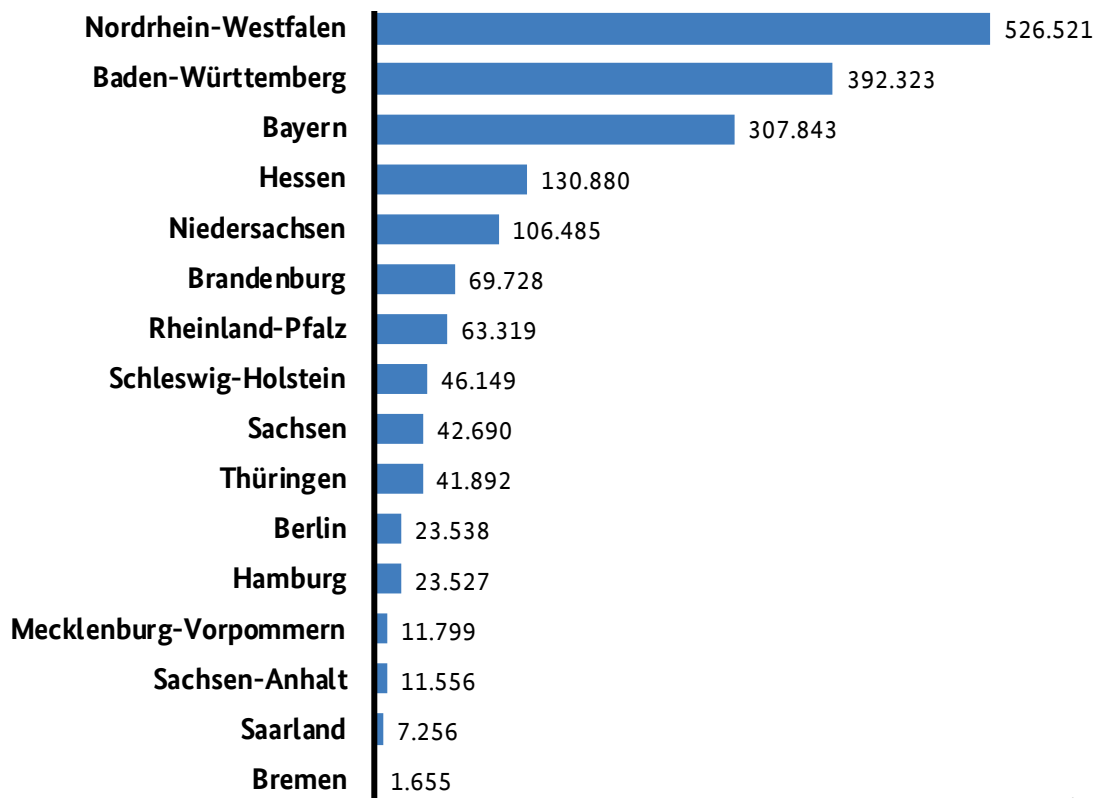
Abbildung 39: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2023

6. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

In der Niederspannungsebene haben Verteilnetzbetreiber nach § 14a EnWG die Möglichkeit, Flexibilität von Verbrauchern zu nutzen. So können sie mit Letztverbrauchern, die steuerbare Verbrauchseinrichtungen besitzen, eine netzdienliche Steuerung vereinbaren und im Gegenzug ein verringertes Netzentgelt berechnen. Dadurch soll 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. Die Regelung zielt im Wesentlichen auf Verbrauchseinrichtungen wie Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen und Elektromobile ab. Auf Basis des novellierten § 14a EnWG plant die Bundesnetzagentur, die freiwillige Teilnahme mittels Festlegungen ab 2024 durch eine verpflichtende Teilnahme aller steuerbarer Verbrauchseinrichtungen an einer netzorientierten Steuerung in der Niederspannung zu ersetzen. Mit der neuen Regelung haben Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit, bei Überlastungen steuernd einzugreifen. Die Regelungen stellen den schnellen Anschluss der neuen Verbraucher sicher, da die Verteilnetzbetreiber diesen nunmehr nicht unter Verweis auf mangelnde Netzkapazitäten vorübergehend ablehnen dürfen.

Strom: Verteilung der Marktlokationen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland

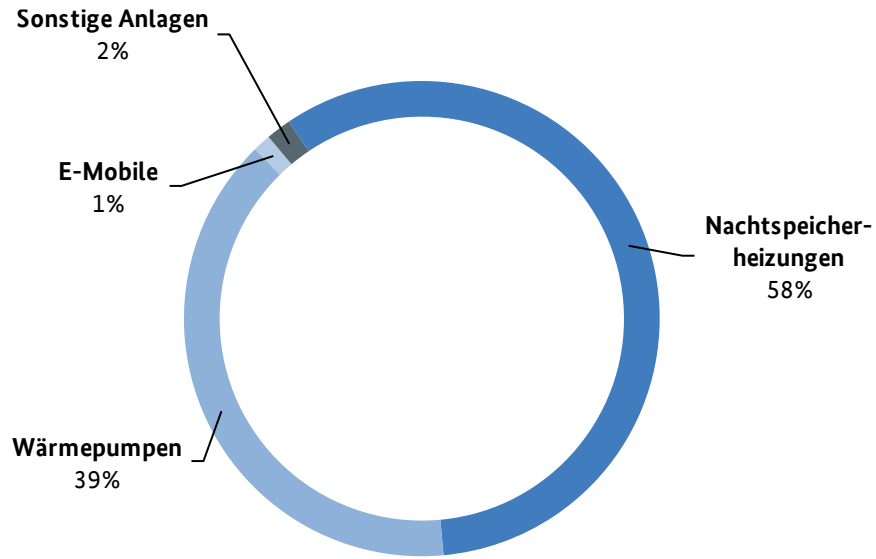
Anzahl



Stand: Juli 2023

Abbildung 40: Verteilung der Marktlokationen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland

Strom: Verteilung der Marktllokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in Prozent



Stand: Juli 2023

Abbildung 41: Verteilung der Marktllokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen

Strom: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in Prozent

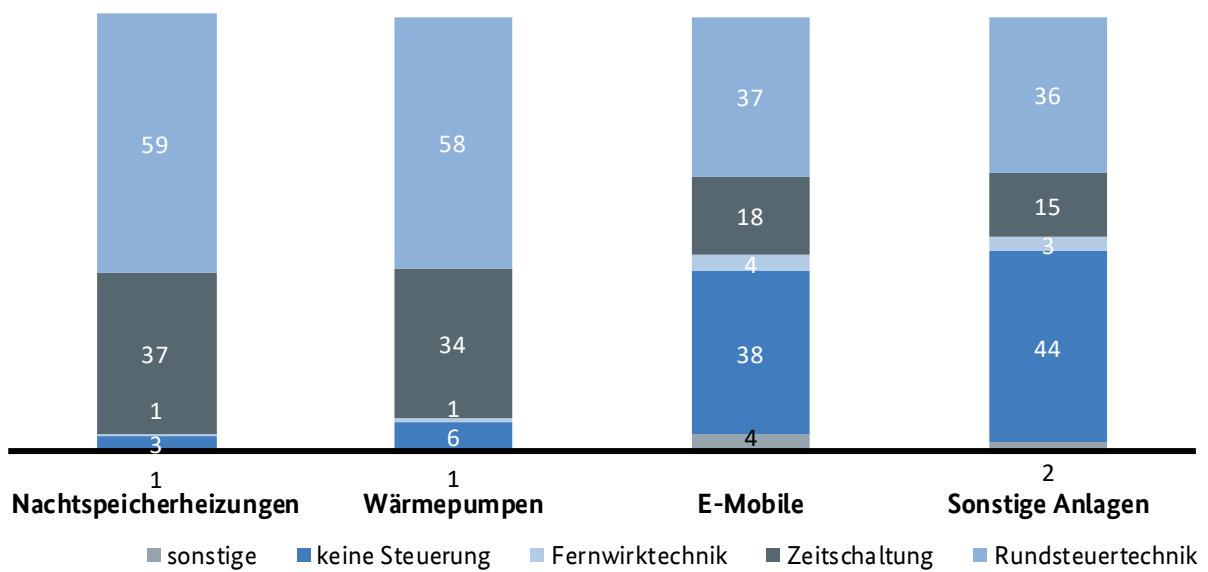


Abbildung 42: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen

D Systemdienstleistungen

Die Gewährleistung der Systemstabilität gehört zu den Kernaufgaben der ÜNB. Die Erfüllung dieser Aufgabe erfolgt seitens der ÜNB mithilfe von Systemdienstleistungen. Die Kosten der Systemdienstleistungen werden an die Letztverbraucher u.a. über die Netzentgelte weitergegeben.

Die im Bericht erfassten Systemdienstleistungen umfassen Maßnahmen, die sich in fünf Teilbereiche einordnen lassen:

- Frequenzhaltung durch Vorhaltung und Einsatz der Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) sowie Einsatz der abschaltbaren Lasten. Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten trat gemäß § 20 Abs. 2 AbLaV am 1. Juli 2022 außer Kraft. Aus diesem Grund werden im Rahmen dieses Berichts die abschaltbaren Lasten nicht vertieft betrachtet. Mehr Informationen zum Thema Regelreserve finden Sie im nächsten Abschnitt.
- Spannungshaltung durch Bereitstellung der Blindleistung: vor allem Erzeugungsanlagen können die Spannung im Stromnetz erhöhen, wenn sie Strom einspeisen. Um jedoch sicherzustellen, dass die Spannung nicht zu hoch wird, müssen sie einen Teil des eingespeisten Stroms als Blindleistung einspeisen. Des Weiteren wird Blindleistung zur dynamischen Spannungsregelung für einen sicheren Netzbetrieb eingesetzt.
- Deckung der Netzverluste: Mit Verlustenergie wird die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie bezeichnet. Unter Verlustenergiekosten fallen damit Beschaffungskosten der Verlustenergie.
- Versorgungswiederaufbau durch Bereitstellung der Schwarzstartfähigkeit: Schwarzstartfähigkeit bezieht sich auf die Fähigkeit eines Kraftwerks, nach einem kompletten Stromausfall eigenständig wieder hochzufahren und Strom in das Netz einzuspeisen, ohne auf externe Stromquellen angewiesen zu sein.
- Netzengpassmanagement zur Behebung der Netzüberlastungen mit Hilfe der Redispatch-Maßnahmen⁶²:

Zusätzlich werden weitere Kapazitäten vorgehalten, die nicht in den regulären Strommarkt wiedereintreten können. Dazu gehören folgende Mechanismen:

- Netzreserve gemäß § 13d EnWG
- Kapazitätsreserve gemäß § 13e EnWG
- Sicherheitsbereitschaft aus Braunkohlekraftwerken gemäß § 13g EnWG
- besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBM) gemäß § 11 Abs. 3 EnWG idF v. 22.7.2017

Die Netzreserve wurde durch die Netzreserveverordnung (NetzResV) eingeführt, die am 6. Juli 2013 in Kraft getreten ist. Die NetzResV erfordert von den ÜNB eine jährliche Systemanalyse, um die notwendige Reservekapazität für Netzstabilität sichernde Redispatch-Maßnahmen zu ermitteln. Die Bundesnetzagentur

⁶² Detaillierte Informationen zum Thema Netzengpassmanagement finden Sie in Kapitel IIC2 sowie in den Quartalsberichten zum Netzengpassmanagement, die unter dem folgenden Link abrufbar sind: <https://www.bundesnetzagentur.de/systemstudie>.

überprüft diese Analyse und gibt den benötigten Erzeugungsreservebedarf in einer jährlichen Mitteilung bekannt. Im Winter 2022/2023 wurde ein Reservebedarf von 8.264 MW bei der BNetzA angezeigt. 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, Speicher oder Lasten 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 aus Braunkohlekraftwerken wurde mit dem Strommarktgesetz 2016 eingeführt. Die Maßnahme sieht vor, acht Braunkohle-Kraftwerksblöcke mit einem Gesamtumfang von 2,7 Gigawatt (GW) sukzessive in die Sicherheitsbereitschaft zu überführen und nach einem Zeitraum von vier Jahren endgültig stillzulegen. Während des Zeitraums der Sicherheitsbereitschaft müssen die Kraftwerke der Sicherheitsbereitschaft innerhalb von 10 Tagen nach Aufforderung durch die Übertragungsnetzbetreiber angefahren werden können und sichern so das deutsche Stromsystem gegen länger andauernde Extremsituationen ab.

1. Kosten der Systemdienstleistungen

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

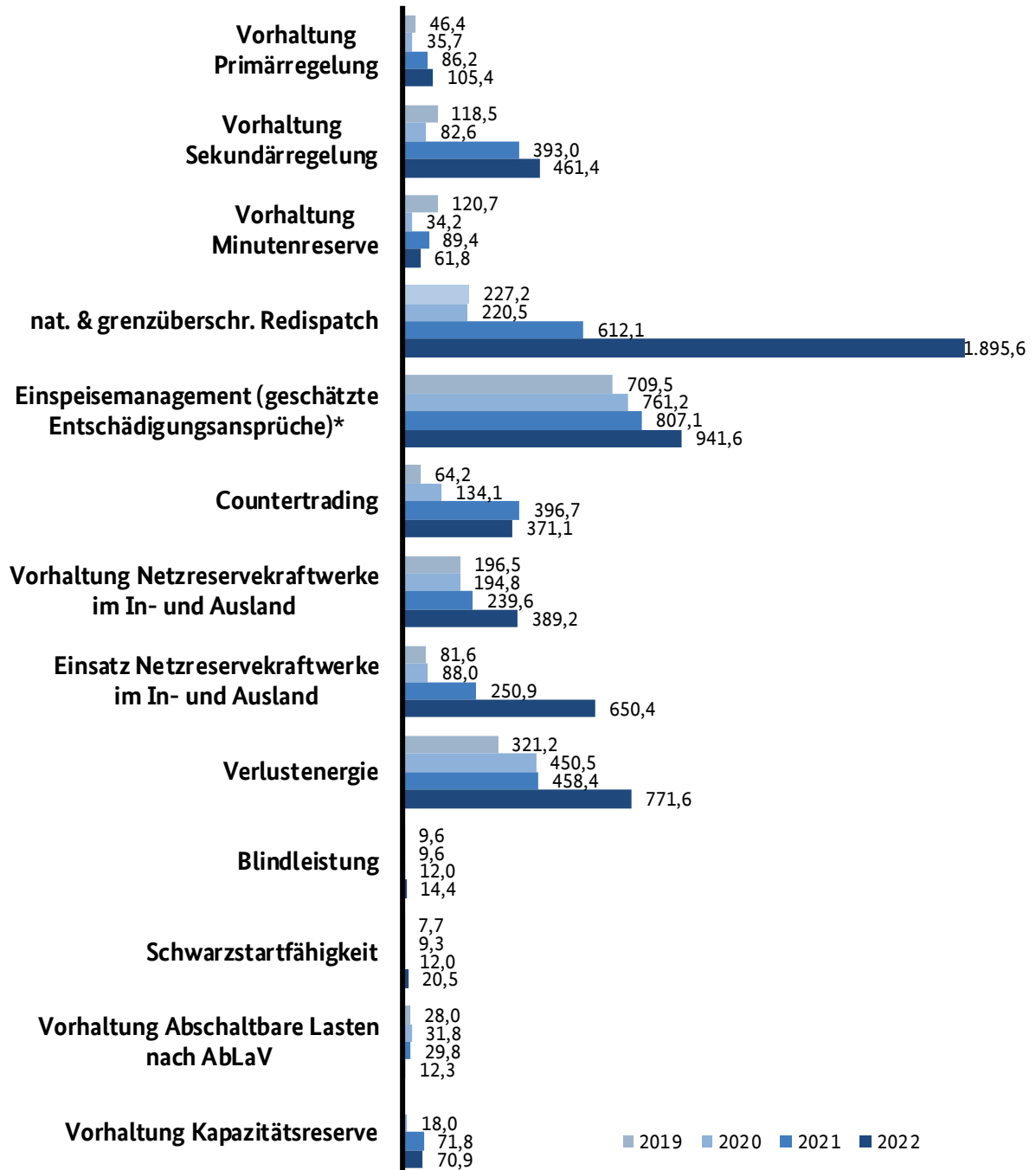
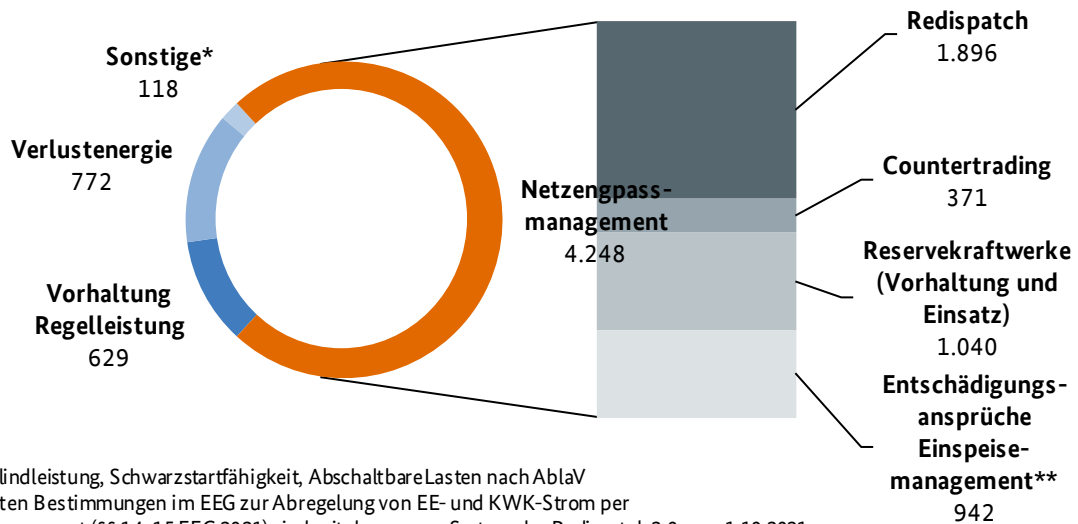


Abbildung 43: Kosten der Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden

Strom: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Engpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2022

in Mio. Euro



*Sonstige: Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Abschaltbare Lasten nach Ablav

**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

Abbildung 44: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Engpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2022

2. Regelreserve

Um ein stabiles Elektrizitätsversorgungssystem zu gewährleisten, muss die Leistungsbilanz von Stromentnahmen und Stromeinspeisungen jederzeit ausgeglichen sein. Abweichungen davon resultieren in Schwankungen der Netzfrequenz. Zum Ausgleich von Leistungsdefiziten oder -überschüssen halten die ÜNB Regelreservekapazitäten bzw. Regelleistung vor und setzen diese in Form von Regelarbeit ein. Die Bereitstellung von Regelleistung und/oder Regelarbeit wird als Regelreserve bezeichnet.⁶³

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

- Primärregelreserve (PRL) – Der Einsatz von Primärregelreserve dient der Frequenzhaltung. Daher wird die Primärregelreserve auch als Frequenzhaltungsreserve bzw. „Frequency Containment Reserve“ (FCR) bezeichnet. Sie reguliert automatisch und ununterbrochen positive und negative Frequenzabweichungen im Stromnetz innerhalb von 30 Sekunden. Der abgedeckte Zeitraum je Störung beträgt zwischen 0 und max. 15 Minuten. Nach 15 Minuten muss die Kapazität freigegeben sein, damit sie zur Ausregelung neuer unvorhersehbarer Frequenzabweichungen wieder zur Verfügung steht.

⁶³ Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, Art. 2 Nr. 3.

- Sekundärregelreserve (SRL) – Die SRL 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 SRL 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 (MRL) – Die MRL 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 MRL dient der Unterstützung bzw. Ablösung der SRL und muss innerhalb von 12,5 Minuten vollständig erbracht werden können. Die Bereitstellung von MRL erfolgt in der Regel als Fahrplanlieferung in 15-Minuten-Intervallen; ebenso ist eine vom „Viertelstunden-Raster“ abweichende Direktaktivierung von MRL möglich.

Die vier regelzonenverantwortlichen ÜNB (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) bilden in Deutschland den Netzregelverbund (NRV), der aus den vier jeweiligen Regelzonen besteht. Im Rahmen des NRV werden u.a. die Leistungsungleichgewichte der einzelnen Regelzonen saldiert, so dass 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 SRL und MRL in 15-Minuten-Produktzeitscheiben. Der RAM öffnet nach Verkündung der RLM-Auktionsergebnisse und schließt 25 Minuten vor Beginn der Produktzeitscheibe. Jeder Anbieter ist bei einer Bezuschlagung des Leistungspreises 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 ebenfalls Arbeitsgebote 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 entziehen oder Erzeuger ihre Einspeisung kurzfristig reduzieren. Sowohl positive als auch negative Regelreserve wird den ÜNB von Regelreserveanbietern zur Verfügung gestellt.

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

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

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 benötigte elektrische Energie, 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 abgerufene 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

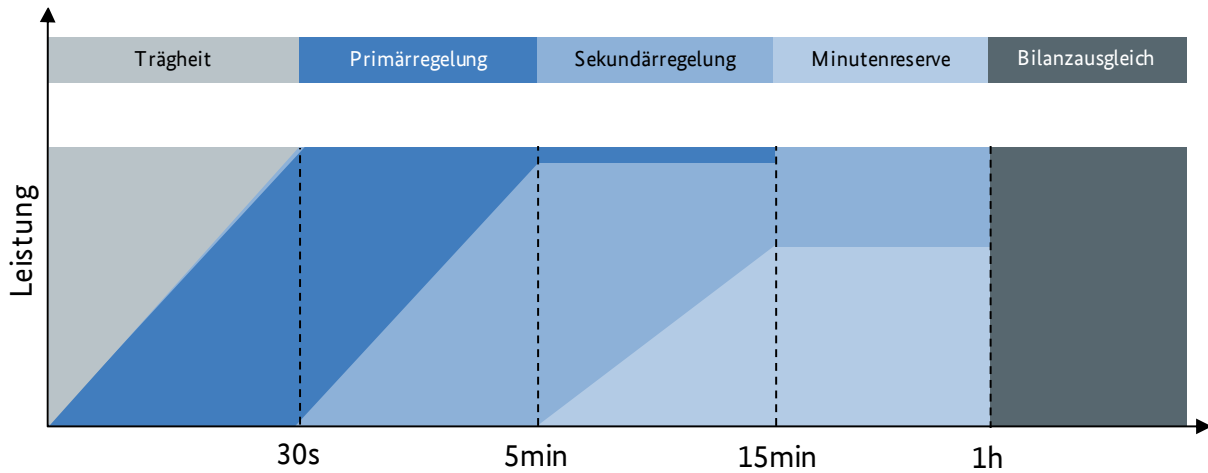


Abbildung 45: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten

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

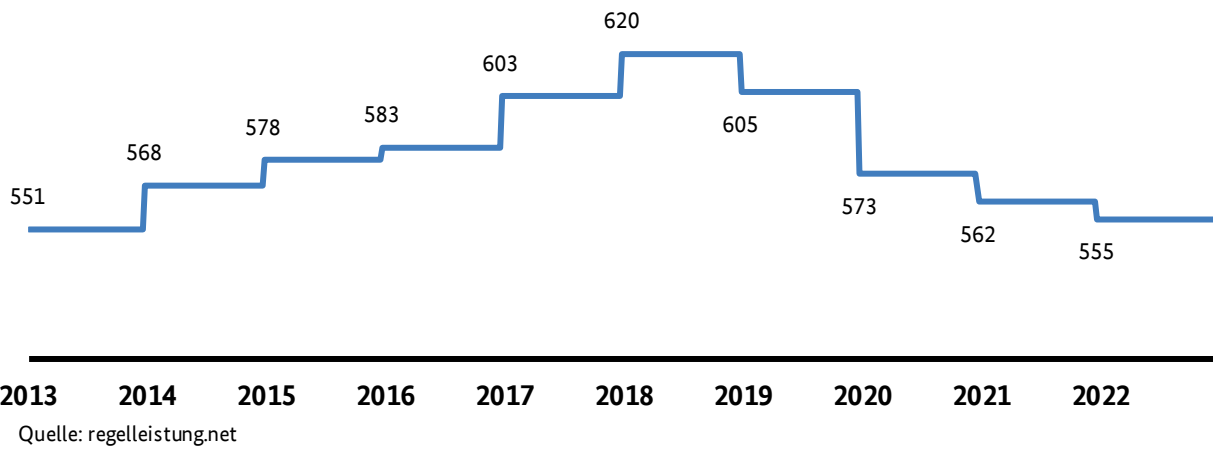


Abbildung 46: Entwicklung der ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

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

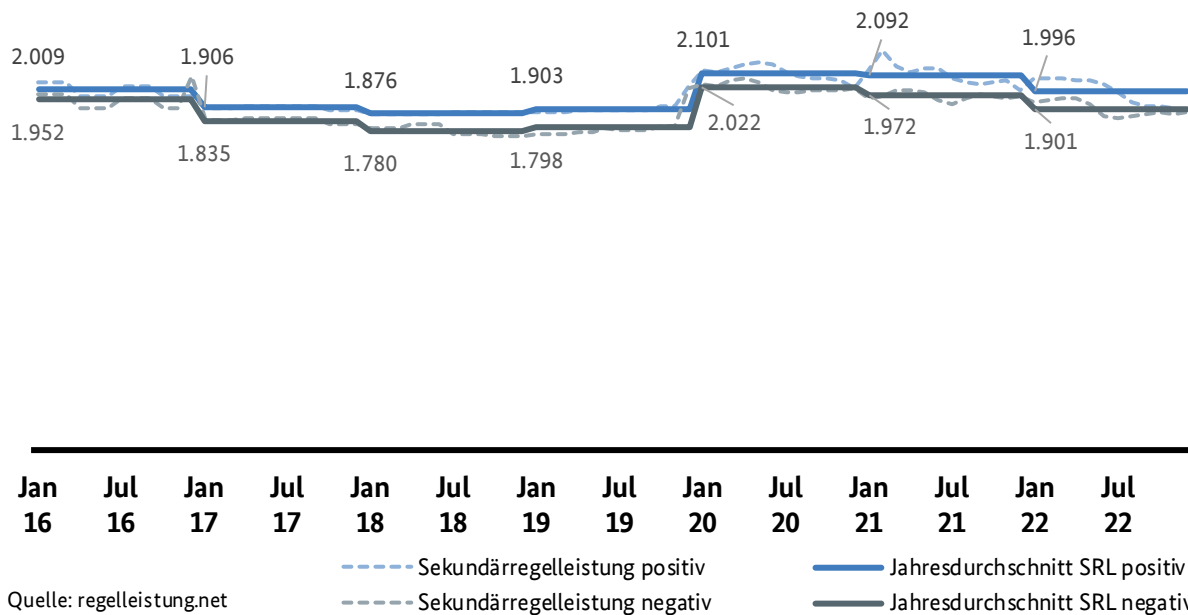


Abbildung 47: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

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

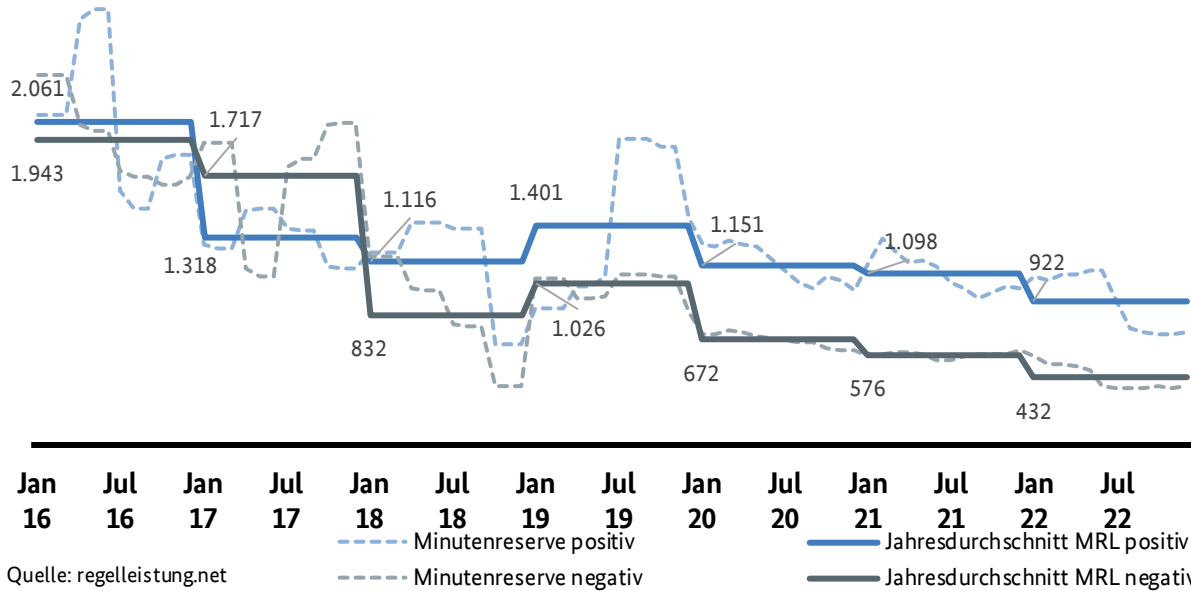


Abbildung 48: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

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

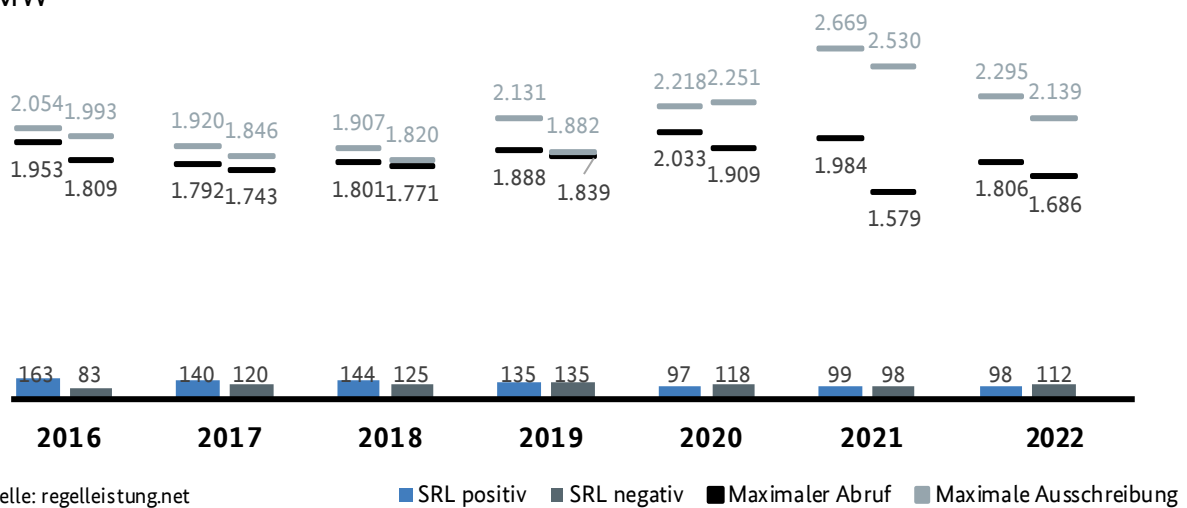
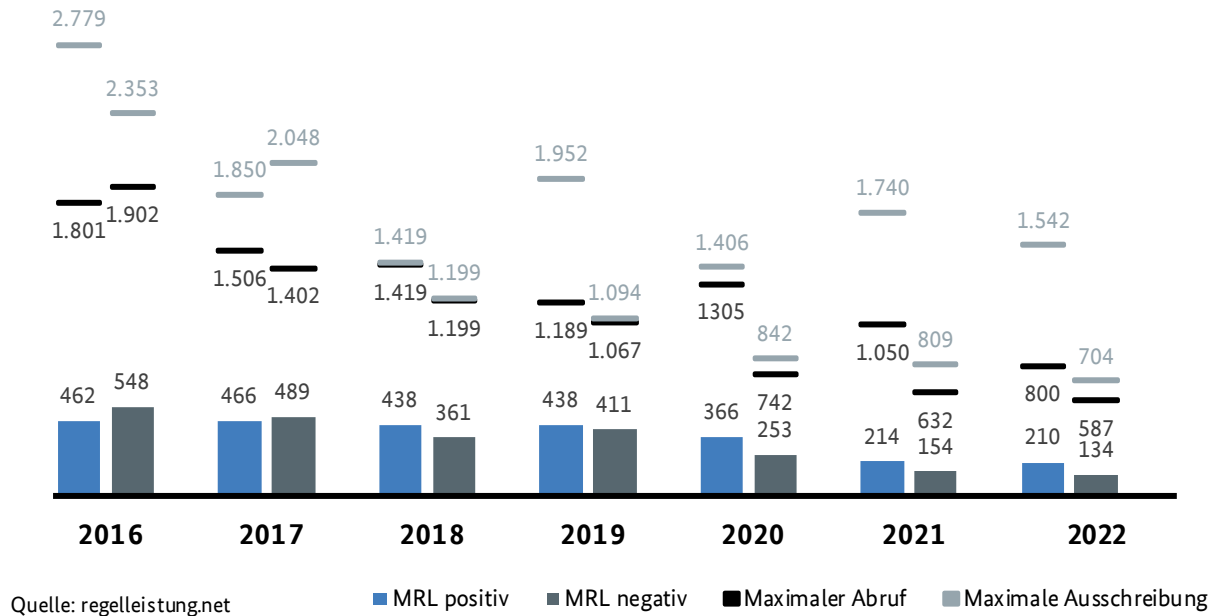


Abbildung 49: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV

**Strom: Durchschnittlicher Einsatz von Minutenreserveleistung im NRV
in MW**



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

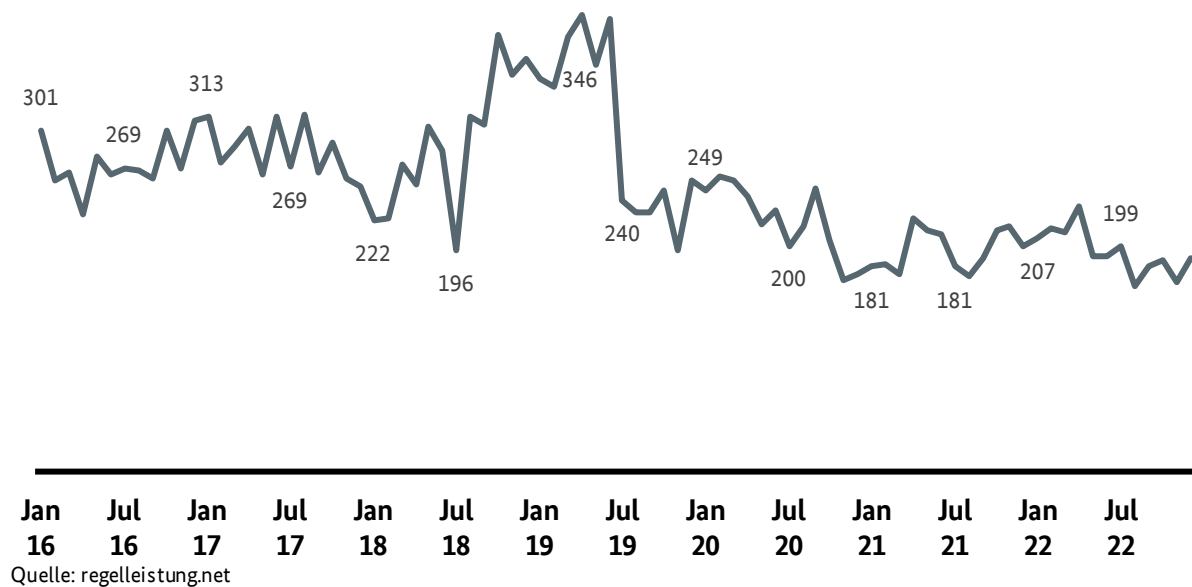


Abbildung 50: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung

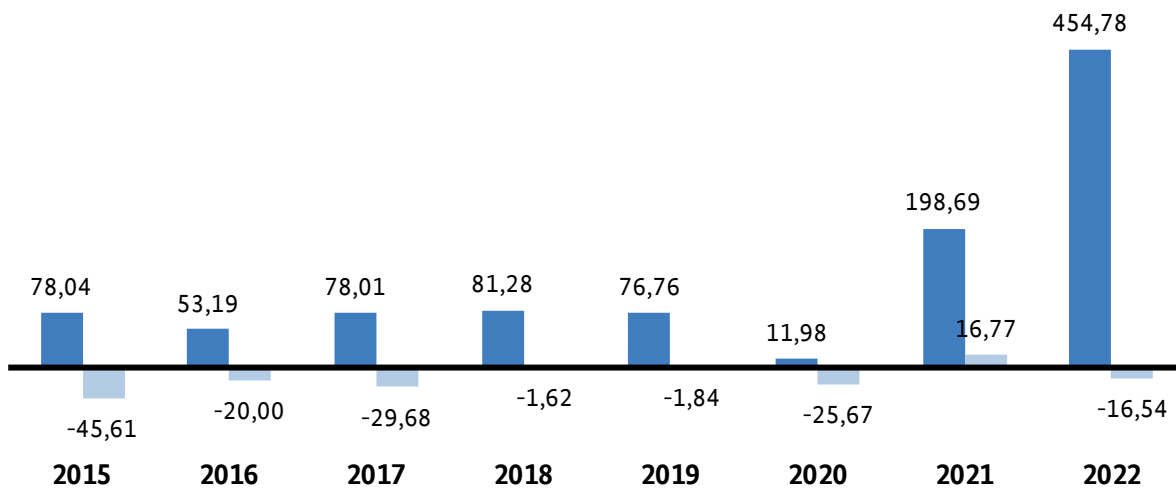
Strom: Maximale Ausgleichsenergiepreise

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

Quelle: regelleistung.net

Tabelle 50: Maximale Ausgleichsenergiepreise

Strom: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise in Euro/MWh



Quelle: regelleistung.net

■ Positiver NRV-Saldo

■ Negativer NRV-Saldo

Abbildung 51: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise

E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration

In Europa sind die Länder elektrisch in Verbundsystemen 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 Gebotszone und damit eine einheitliche Preiszone. Innerhalb der Gebotszone wird der Stromhandel ohne Kapazitätsrestriktionen vom Erzeuger zum Verbraucher abgewickelt. Um dies zu ermöglichen, werden die physikalischen Engpässe innerhalb der Zone entweder durch Redispatch-Maßnahmen und den Ausbau des Stromnetzes behoben oder bei der Berechnung der Grenzkuppelkapazitäten berücksichtigt. Der europäische Rechtsrahmen mit seinen Vorgaben für steigende Mindestkapazitäten engt jedoch den Spielraum bei der Kapazitätsberechnung zunehmend ein, sodass der Druck auf den Netzausbau und Redispatch-Maßnahmen steigt.

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 an die verauktionierte Strommenge geknüpft ist. 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 in 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 werden alle relevanten Gebotszonengrenzen, Stromflüsse und Leitungen einbezogen.

Die Verordnung (EU) 2015/1222 legt als Zielmodell in Zentraleuropa die lastflussbasierte Marktkopplung fest, welche im Juni 2022 in der Core-Region⁶⁴ 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 ist geplant.

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 realisierten Handelsflüssen an einer Grenze. Die ungeplanten Flüsse werden pro Grenze als Differenz der saldierten physikalischen Flüsse zu den saldierten realisierten Handelsflüssen berechnet und beziehen die zuvor genannten Effekte mit ein.













Die realisierten Handelsflüsse bilden die Basis für die Betrachtung der Nettostrombilanz an den einzelnen Außengrenzen und in der Gesamtheit der deutschen Grenzen. Für eine Bewertung der Importe und Exporte wurden die Handelsvolumina der realisierten Handelsflüsse mit dem Day-Ahead Preis der Gebotszone Deutschland/ Luxemburg multipliziert. Es wird hierbei insoweit marktrationales Verhalten unterstellt, als auch längerfristige Kontrakte nur beliefert werden, wenn das aktuelle Preisniveau einen entsprechenden Anlass gibt. Andernfalls wird der Strom in dem günstigeren Markt vor Ort beschafft. 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.

⁶⁴ Bestehend aus den Ländern Belgien, Deutschland, Frankreich, Kroatien, Luxemburg, die Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Slowenien, Slowakei, Tschechien und Ungarn.

1. Mittlere zur Verfügung gestellte Übertragungskapazität

Strom: Entwicklung der Export- und Importkapazitäten

			2020		2021		2022	
			Export	Import	Export	Import	Export	Import
NTC	CH		1.264	3.708	1.347	3.629	1.341	3.946
	CZ		1.050	1.421	1.055	1.376	1.745	1.596
	DK		2.181	1.901	2.931	2.644	3.157	2.888
	NO		35	23	1.134	669	1.050	955
	PL		1.042	1.415	1.055	1.376	978	1.355
	SE		322	516	462	548	448	530
Flow Based	AT		4.864	5.028	4.988	4.945	5.337	5.477
	BE		572	572	922	922	987	987
	CZ						3.471	4.906
	FR		5.820	4.810	6.102	5.299	6.216	6.588
	NL		3.016	3.561	3.206	4.111	3.168	4.033
	PL						1.810	2.734

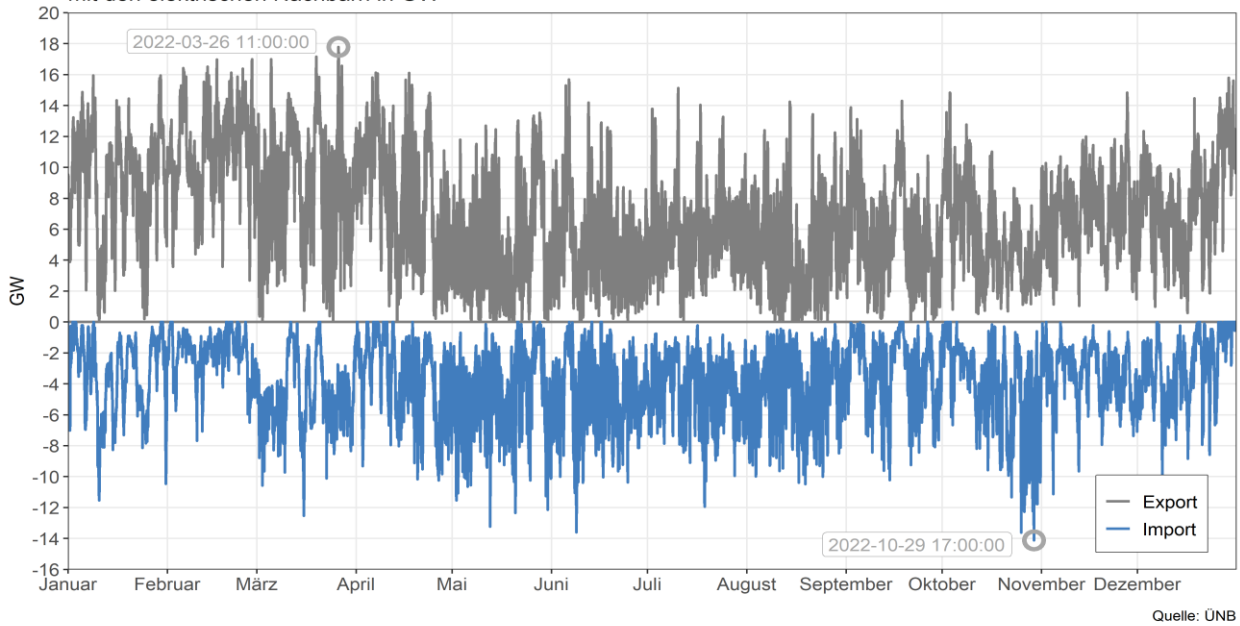
Tschechien und Polen: NTC-Werte bis einschließlich 08.06.22; Flow Based-Werte seit 09.06.22 mit Inbetriebnahme der Core Flow Based Kapazitätsberechnung

Quelle: ÜNB

Abbildung 52: Entwicklung der Export- und Importkapazitäten

Strom: Export- und Importleistung in GW

Jahresverlauf von Export- und Importleistung der deutschen Gebotszone in 2022
mit den elektrischen Nachbarn in GW



Jahresdauerlinie von Export- und Importleistung der deutschen Gebotszone in 2022
mit den elektrischen Nachbarn in GW

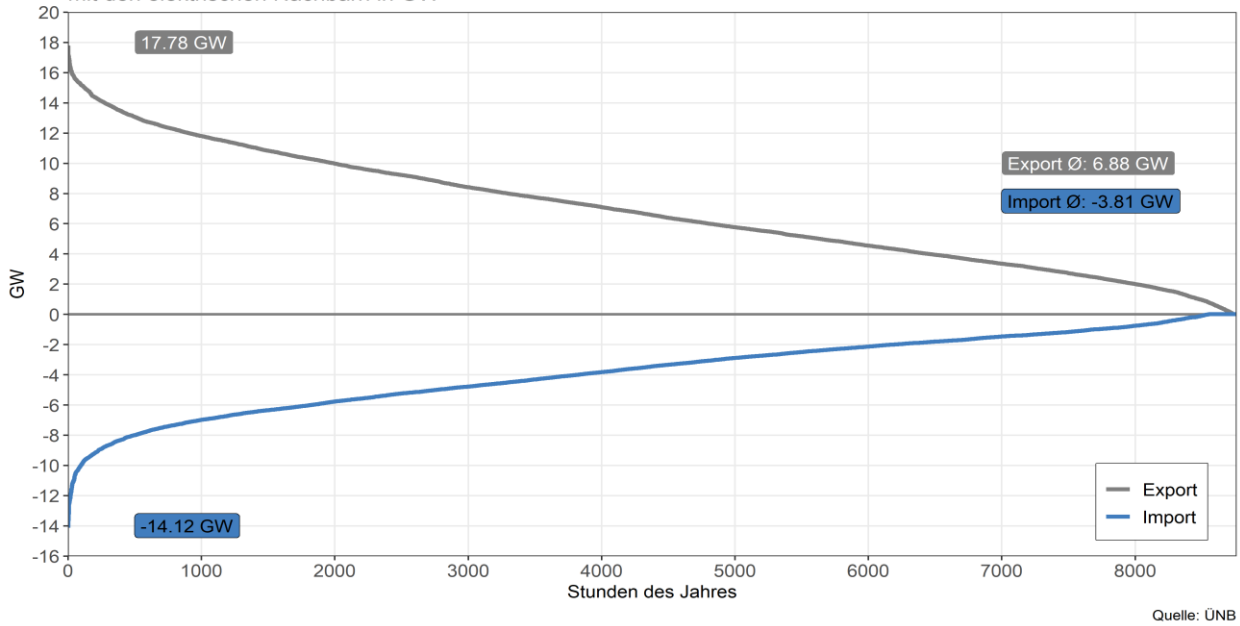
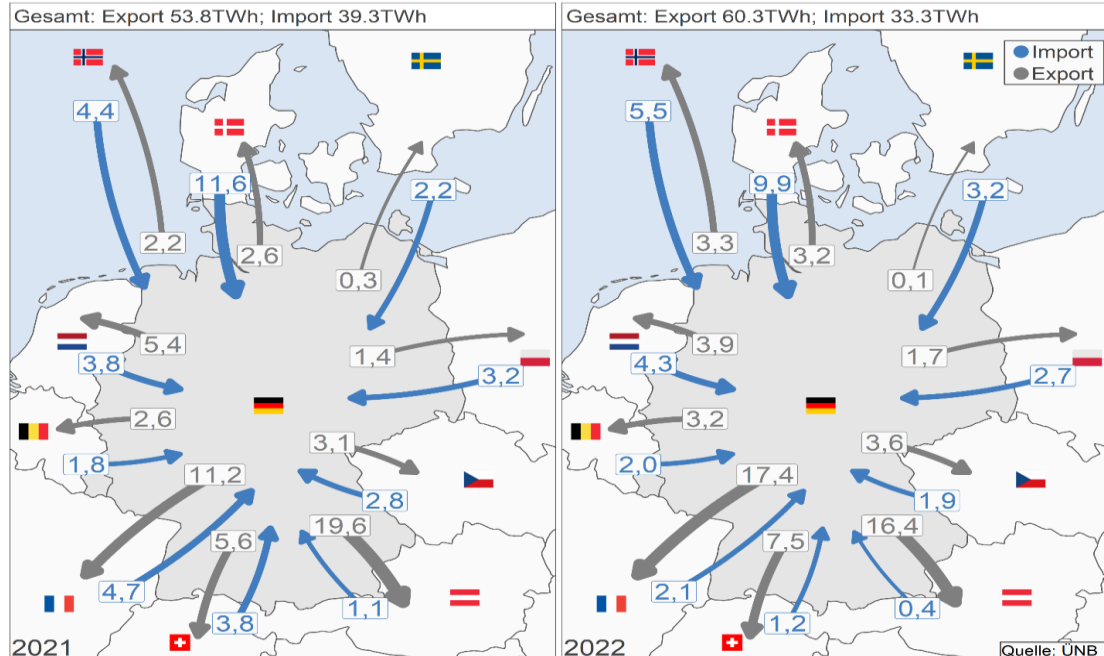


Abbildung 53: Export- und Importleistung

2. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Handelsflüsse

Strom: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel)

Verbundaustauschfahrpläne in TWh (Grenzüberschreitender Stromhandel)



Physikalische Lastflüsse in TWh

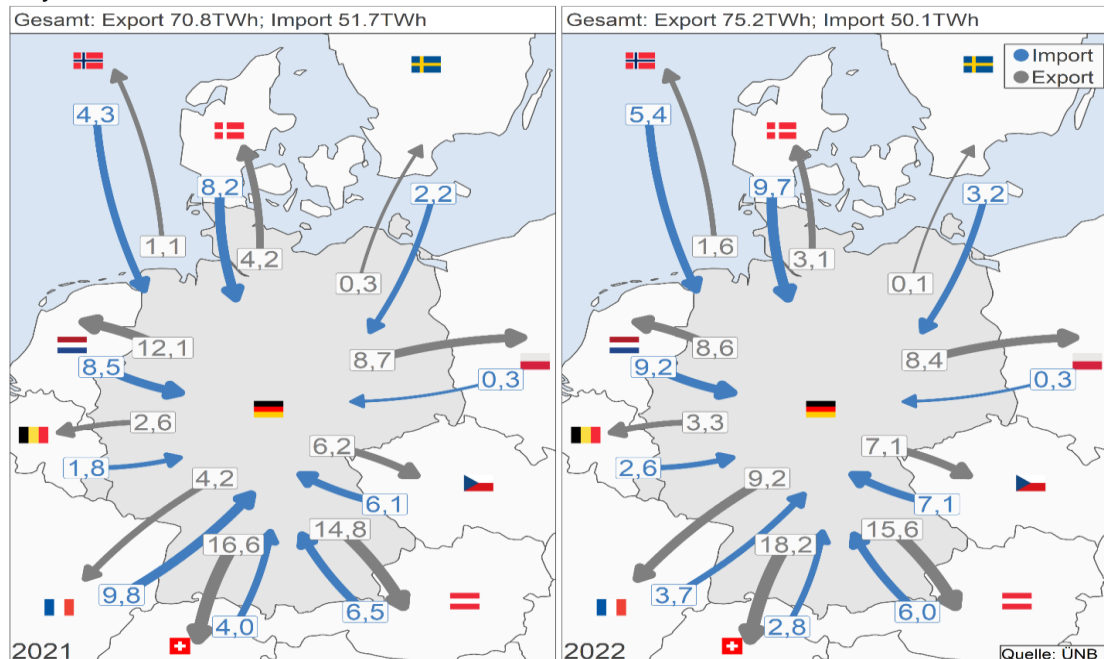


Abbildung 54: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel) und physikalische Lastflüsse

Strom: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands

Handelsvolumen in TWh

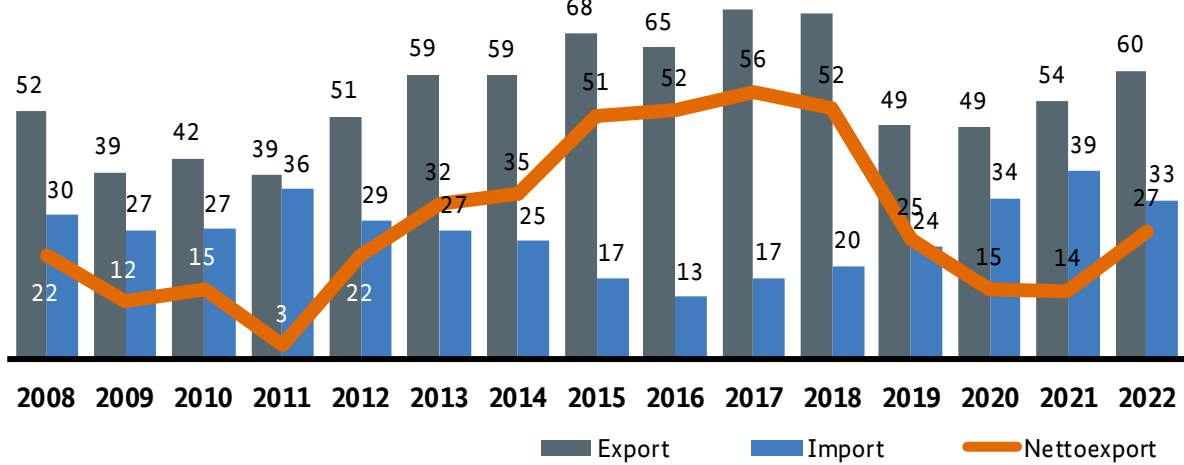
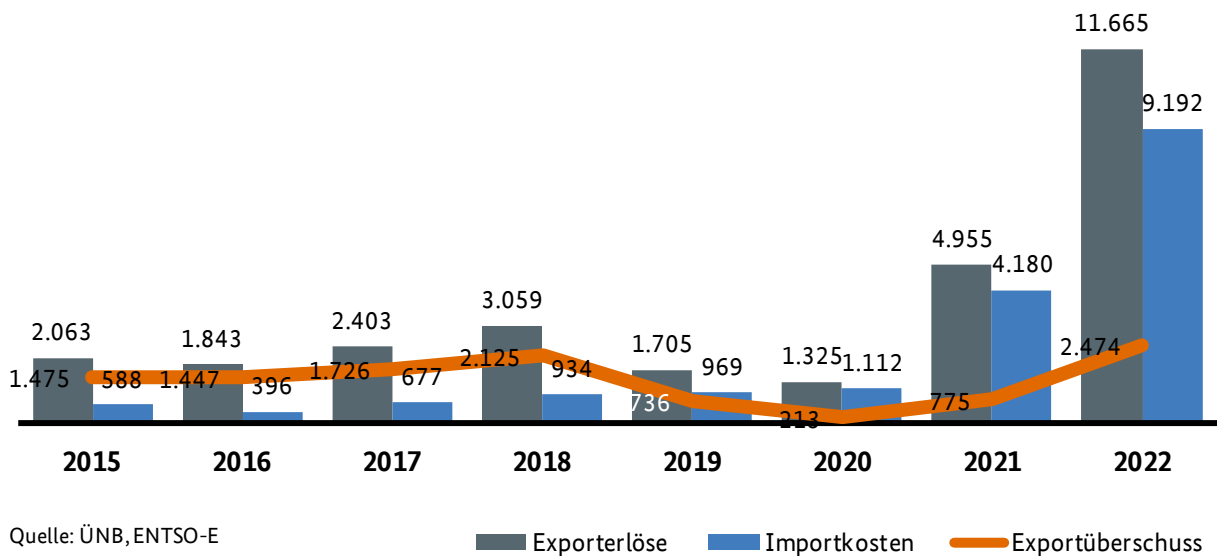


Abbildung 55: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands

Strom: Erlöse und Kosten der deutschen Ex- und Importe

in Mio. Euro



Quelle: ÜNB, ENTSO-E

Abbildung 56: Erlöse und Kosten der deutschen Ex- und Importe

3. Ungeplante Flüsse

Strom: Ungeplante Flüsse
in TWh

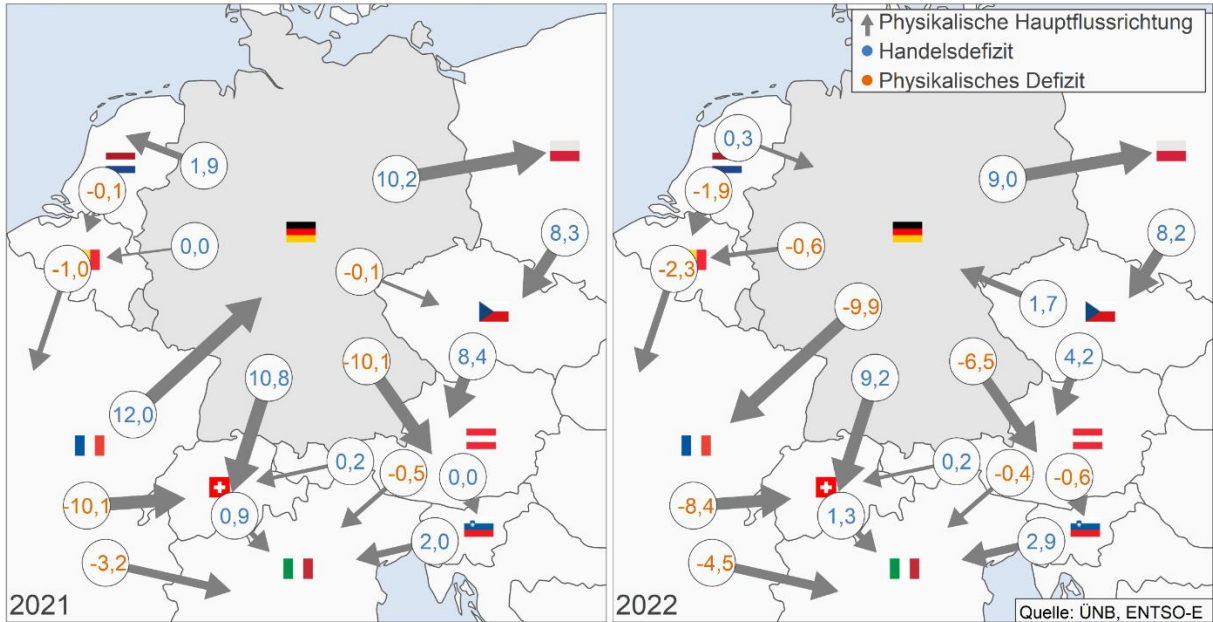


Abbildung 57: Ungeplante Flüsse

4. Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse

Strom: Nettokompensationszahlungen aus dem ITC-Fond an die 4 ÜNB

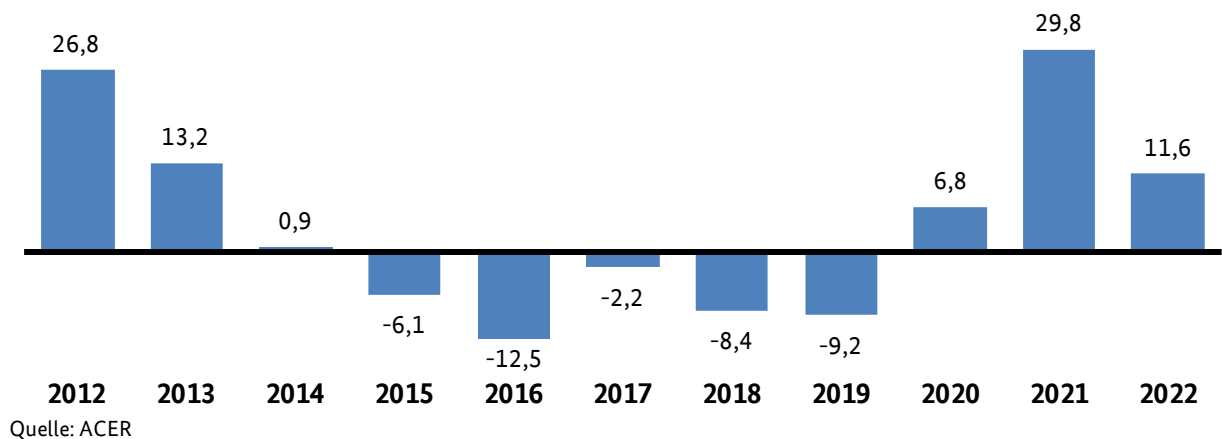


Abbildung 58: Nettokompensationszahlungen aus dem ITC-Fond an die 4 ÜNB

F Großhandel Strom

Liquide Großhandelsmärkte – sowohl an den Strombörsen als auch im Rahmen des außerbörslichen Großhandels (sog. OTC-Handel, „over-the-counter“) – sind für den Wettbewerb im Elektrizitätsbereich unabdingbar. Dabei spielen sowohl Spotmärkte, auf denen kurzfristig benötigte oder angebotene Strommengen beschafft bzw. abgesetzt werden können, als auch Terminmärkte, die u. a. eine mittel- und langfristige Absicherung von Preisrisiken ermöglichen, eine wichtige Rolle. Ausreichend Liquidität, also eine einfache Handelbarkeit von Strom für Anbieter und Nachfrager, verbessert die Markteintrittsmöglichkeiten für neue Anbieter und Abnehmer. Marktteilnehmern werden Möglichkeiten eröffnet, ihre Auswahl an Handelspartnern und -produkten sowie Handelsformen und -verfahren zu diversifizieren.

Der Stromgroßhandel findet sowohl an den Energiebörsen als auch im Rahmen des außerbörslichen Großhandels (sog. OTC-Handel, teilweise vermittelt durch Broker) statt.

1. Börslicher Großhandel

Die Betrachtung des börslichen Stromhandels bezieht sich auf das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg sowie auf 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.⁶⁵

⁶⁵ 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.

Strom: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an Börsenplätzen

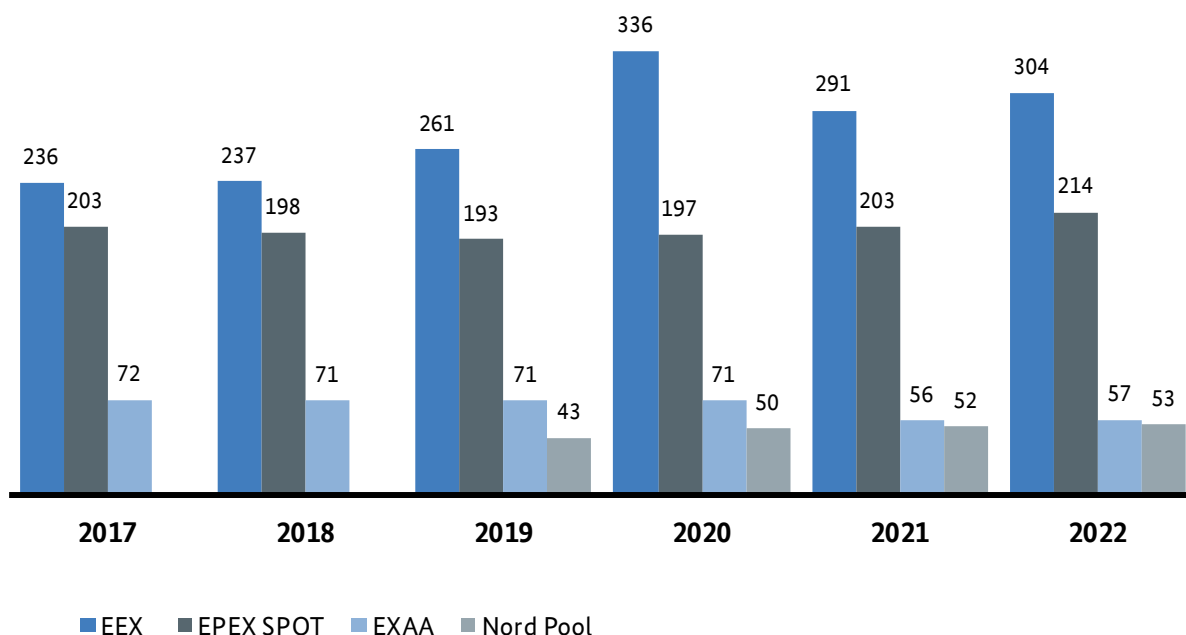


Abbildung 59: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an Börsenplätzen

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. Ein Bindeglied sind die an der EPEX SPOT möglichen Gebote im Spothandel, die aus der Wahl physischer Erfüllung von German Power Future-Positionen aus dem Terminhandel an der EEX stammen.

1.1 Spotmärkte

An börslichen Spotmärkten wird Strom am Vortag (sogenannter Day-Ahead) verauktioniert und im Anschluss daran für den Folgetag und den bereits laufenden Tag (sogenannter Intraday) gehandelt. Von den hier betrachteten Spotmärkten 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 dem 2. 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.⁶⁶ Seit dem 8. Juni 2022 ist das Projekt des Day-Ahead Flow-Based Market Coupling in den Betrieb gegangen. Dadurch wurde die bisherige Region Westeuropa erweitert und die Day-Ahead-Marktkopplung ist jetzt zudem in Kroatien, der Tschechischen Republik, Ungarn, Polen, Rumänien, der Slowakei und Slovenien möglich. Die Day-Ahead-Marktkopplung findet daher seitdem in der Core capacity calculation region (Core CCR) statt.⁶⁷ Hierdurch ist für die Marktteilnehmer über jede der drei oben genannten zugelassenen Börsen⁶⁸ (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 Grenzkupplstellen 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 Auktionen 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

Seit dem 13. Juni 2018 ist die Gebotszone Deutschland/Luxemburg im Rahmen der einheitlichen europäischen Intraday-Marktkopplung (SIDC = Single Intraday Coupling) mit weiteren europäischen Märkten gekoppelt.⁶⁹ Hierdurch bekommen Marktteilnehmer 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 gebotsübergreifenden Intradayhandel an.⁷⁰ Gegenstand des kontinuierlichen Intraday-Handels an EPEX SPOT und Nord Pool sind neben Einzelstunden und 15-Minuten-Perioden ebenfalls standardisierte Blöcke. Die Stromkontrakte für die deutschen Regelzonen können bis 30 Minuten (gekoppelt im Rahmen des SIDC nur bis 60 Minuten vor Lieferbeginn) vor Lieferbeginn bei der EPEX SPOT und bis 20 Minuten vor Lieferbeginn bei der Nord Pool gehandelt werden; innerhalb der Regelzonen bis zu

⁶⁶ Rechtsgrundlage: Verordnung (EU) 2015/1222 der Europäischen Kommission vom 24. Juli 2015 (CACM-Verordnung).

⁶⁷ <https://www.nemo-committee.eu/assets/files/successful-go-live-of-the-core-fb-mc-project-.pdf>, aufgerufen am 30.08.2023

⁶⁸ 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.

⁶⁹ Österreich, Belgien, Dänemark, Estland, Finnland, Frankreich, Lettland, Litauen, Luxemburg, Norwegen, Niederlande, Portugal, Spanien, Schweden, seit November 2020 Bulgarien, Kroatien, Tschechien, Ungarn, Polen, Rumänien und Slowenien, seit September 2021 Italien.

⁷⁰ 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

5 Minuten vor Lieferung bei der EPEX SPOT bzw. bis direkt zum Lieferzeitpunkt bei der Nord Pool.⁷¹ Derzeit werden Intraday-Grenzkapazitäten zwischen den vier deutschen ÜNB-Regelzonen erst um 18 Uhr des Vortags verfügbar gemacht. Die deutschen ÜNB haben sich nun verpflichtet von 15 bis 18 Uhr unbegrenzte 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.⁷²

Der in den Niederlanden nominierte NEMO ETPA Holding B.V. hatte die Bundesnetzagentur am 14. Juni 2023 gemäß Artikel 4 Absatz 5 der Verordnung (EU) 2015/1222 über die Absicht in Kenntnis gesetzt, ab dem 1. September 2023 Intraday-Marktkopplung in Deutschland vornehmen zu wollen.⁷³ Bisher ist die ETPA jedoch noch nicht in Deutschland tätig.

⁷¹ 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

⁷² 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.

⁷³ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/HandelundVertrieb/NEMO/start.html>, aufgerufen am 29.08.2023

1.1.1 Handelsvolumina

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

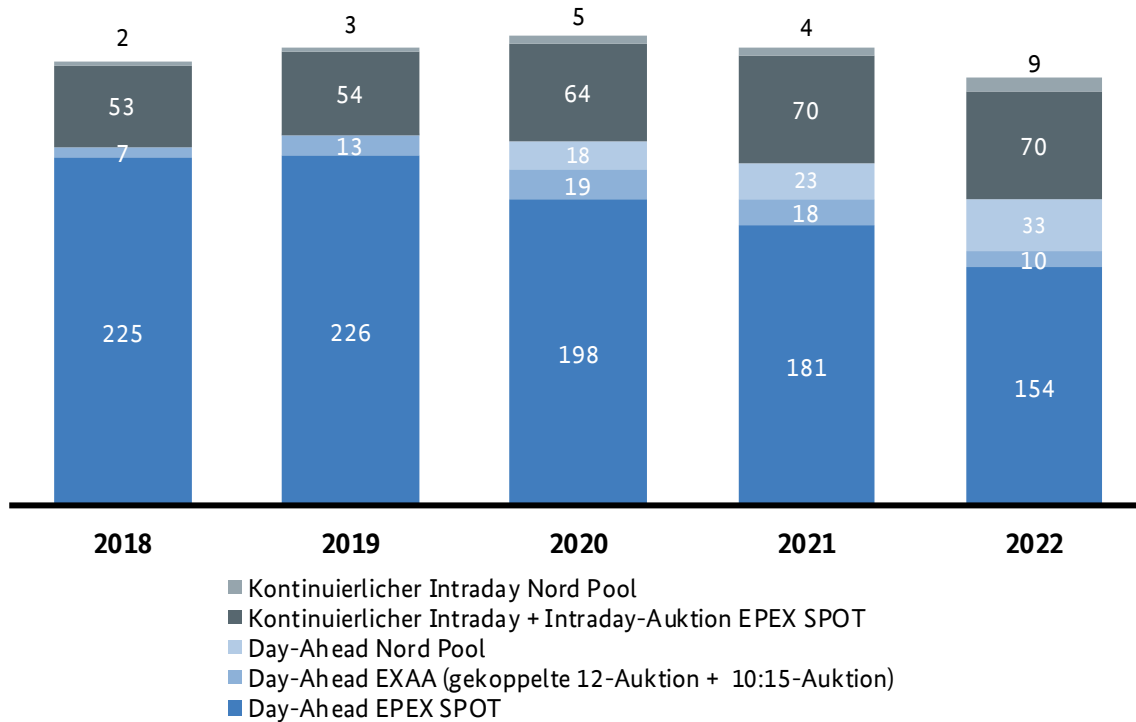


Abbildung 60: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT, der Nord Pool und der EXAA⁷⁴

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.

⁷⁴ 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

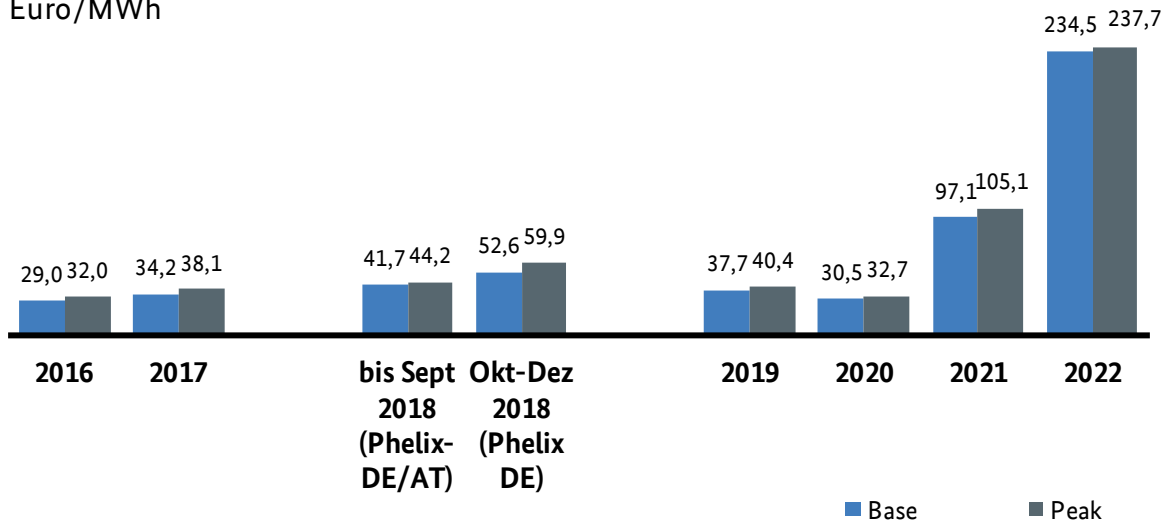


Abbildung 61: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise der gekoppelten Auktion

Spotmärkte – Preisstreuung

Die Preise der SDAC weisen wie in den Vorjahren im Jahresverlauf eine erhebliche Streuung auf. Die arithmetischen Mittel der Preise pro Tag – hier am Beispiel der Baseload – spiegeln für das Jahr 2022 den Anstieg der unsicheren Energiemärkte wider.

Strom: Entwicklung des Day-Baseload im Jahr 2022
in Euro/MWh

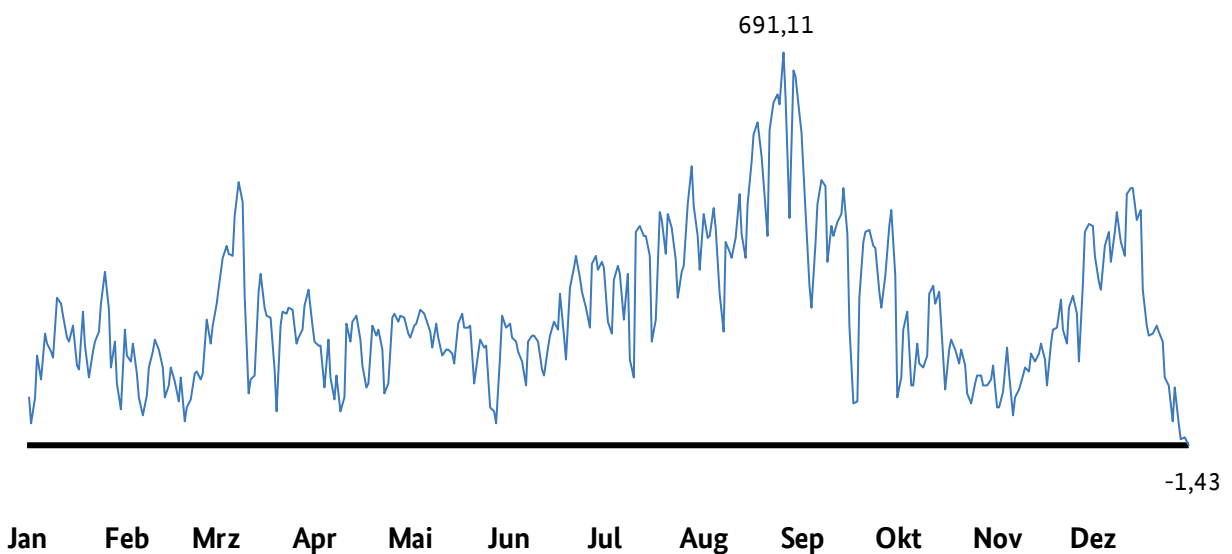


Abbildung 62: Entwicklung des Day-Baseload im Jahr 2022

Strom: Spannen der Base- und Peakload-Preise in Euro/MWh

	Mittlere 80 Prozent	Spanne der mittleren 80 Prozent	Extremwerte	Spanne der Extremwerte
	Quantil 10 und 90 der größensortierten Werte		Min – Max	
Base 2020	13,72 – 46,26	32,54	-26,13 – 75,03	101,16
Base 2021	40,26 – 184,81	144,54	-8,23 – 427,5	435,73
Base 2022	96,29 – 406,50	310,2	-1,43 – 691,11	692,54
Peak 2020	11,58 – 52,39	40,81	-45,64 – 103,79	149,43
Peak 2021	38,73 – 211,50	172,78	-19,56 – 510,52	530,08
Peak 2022	93,06 – 423,02	329,97	-1,49 – 720,26	721,75

Tabelle 51: Spannen der Base- und Peakload-Preise in den Jahren 2020 bis 2022

1.2 Terminmärkte

An der EEX sind für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg Terminkontrakte, sogenannte Futures mit standardisierten Fälligkeiten handelbar. Für spezifische Phelix-Futures können grundsätzlich auch Optionen gehandelt werden; an der EEX kam es aber – wie in den letzten Jahren – nicht zu entsprechenden Transaktionen. Im folgenden Abschnitt wird ausschließlich auf die börslichen Transaktionsvolumina im Terminmarkt ohne OTC-Clearing abgestellt. Aus den von der EEX an den einzelnen Handelstagen festgestellten Preisen der German Power Futures für das Folgejahr kann ein Jahresmittelwert berechnet werden. Dieser Mittelwert entspräche dem durchschnittlichen Strombeschaffungspreis bzw. Stromveräußerungspreis eines Marktteilnehmers, wenn dieser den Strom nicht kurzfristig, sondern im Vorjahr kontinuierlich beschafft bzw. veräußert hätte.

1.2.1 Handelsvolumen

Strom: Handelsvolumen von Terminprodukten an der EEX
in TWh

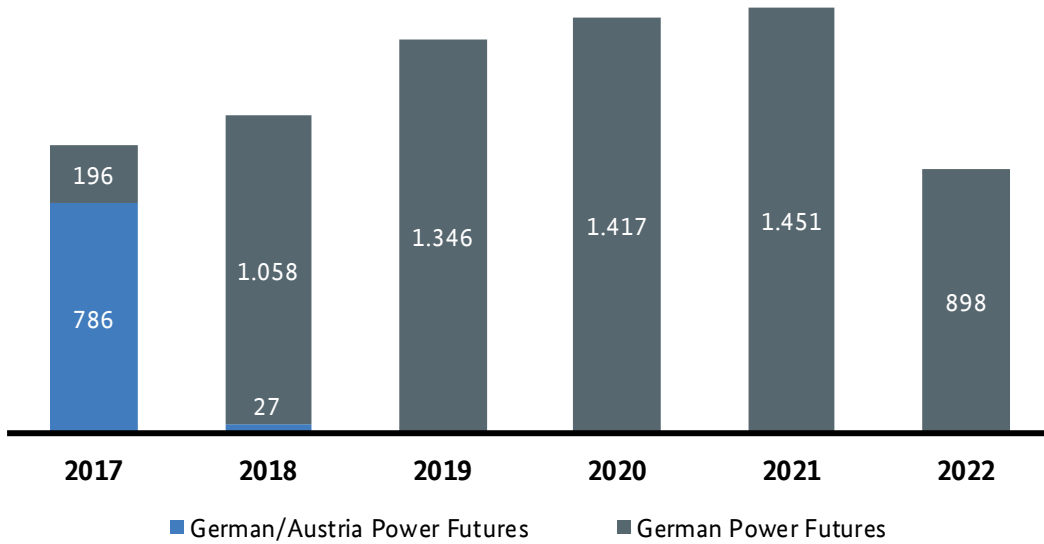
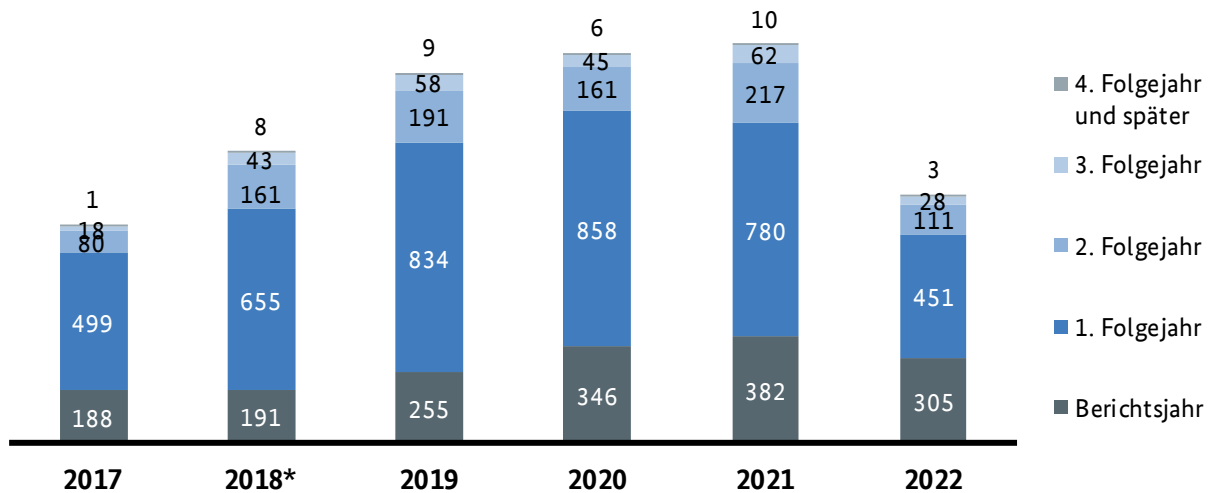


Abbildung 63: Handelsvolumen von German/Austria Power Futures sowie German Power Futures an der EEX

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



*ab 2018 nur noch German Power

Abbildung 64: Handelsvolumen von German Power Futures nach Erfüllungsjahr

1.2.2 Preisniveau

Strom: Preisentwicklung der German Power Futures im Jahresverlauf 2022
in Euro/MWh

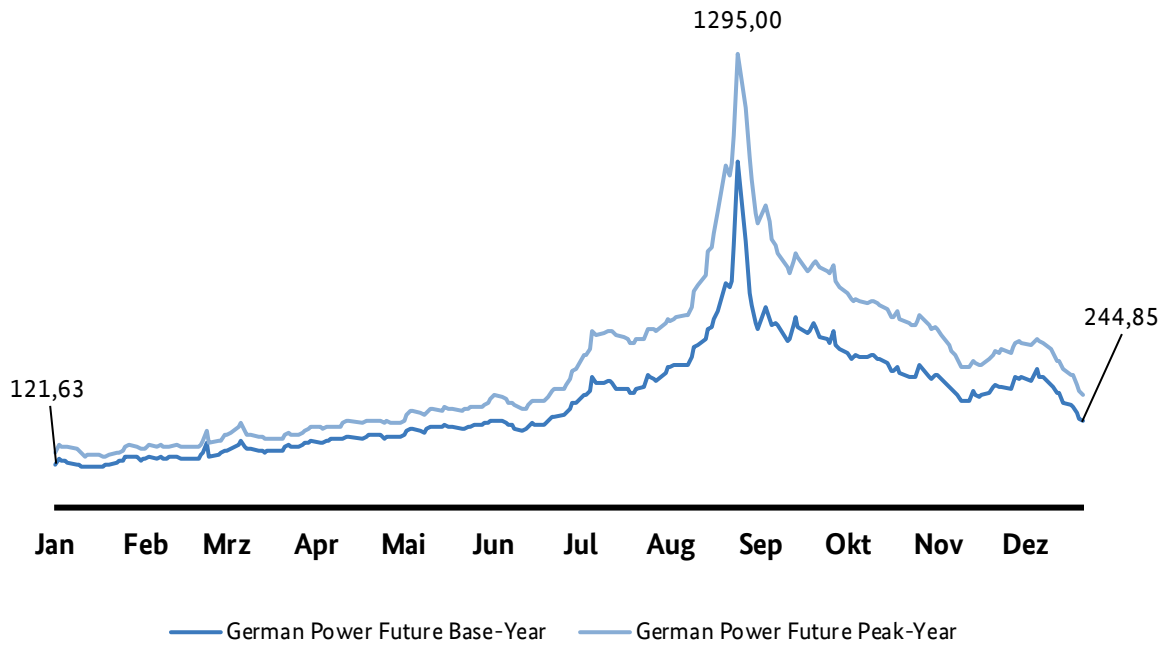
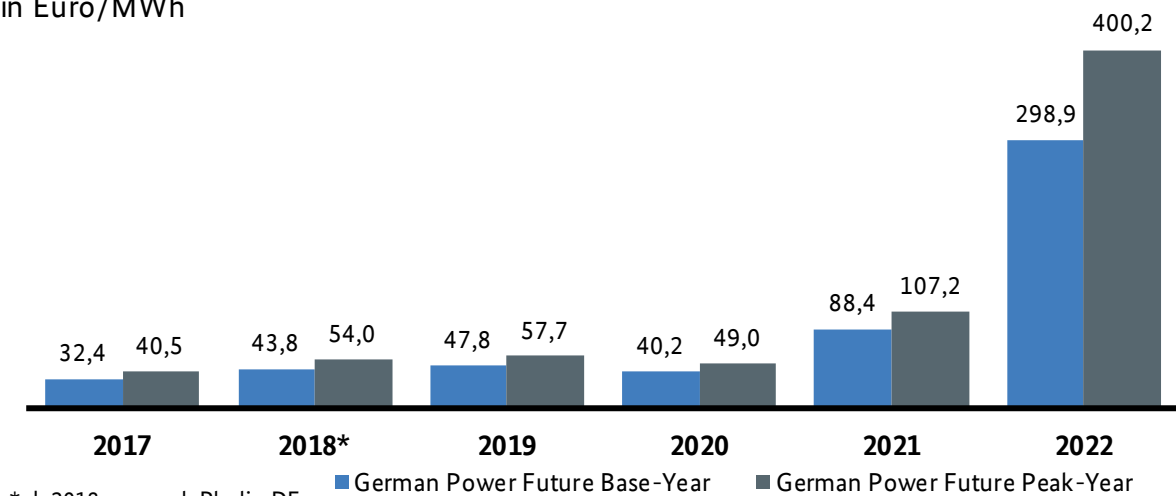


Abbildung 65: Preisentwicklung der German Power Future Base- und Peak-Year im Jahresverlauf 2022

Strom: Entwicklung der Jahresmittelwerte der German Power Futures an der EEX
in Euro/MWh



*ab 2018 nur noch Phelix-DE

Abbildung 66: 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 und zudem die Parteien grundsätzlich die Vertragsdetails flexibel und individuell gestalten können. Die Erhebungen im Energie-Monitoring für den Bereich des OTC-Handels zielen darauf ab, Höhe, Struktur und Entwicklung des (bilateralen) Handelsvolumens zu erfassen. Im Unterschied zum Börsenhandel ist aber keine lückenlose Abbildung des Großhandels möglich, da es außerbörslich weder eindeutig abgrenzbare Marktplätze noch einen starren Kanon an Kontraktarten gibt. Zudem haben sich die Handelsplätze von der bilateralen Seite eher hin zu multilateralen Handelsplätzen entwickelt, wo nicht nur ein Käufer und ein Verkäufer agieren, sondern auch noch Zwischenhändler, Handelsvermittler („Broker“) etc.

Im bilateralen Großhandel hin zum 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.

In den nachfolgenden Unterkapiteln wurde für das Jahr 2022 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 neun Broker beteiligt (Vorjahr: zehn), die Stromhandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland vermittelten.

Strom: Volumen des Handels über Brokerplattformen im Jahr 2022 nach Erfüllungszeitraum

Erfüllungszeitraum	Handelsmengen in TWh	Anteil
Intraday	4	0%
Day-Ahead	64	2%
unter 1 Woche	14	1%
über 1 Woche	782	29%
1. Folgejahr	1.310	48%
2. Folgejahr	391	14%
3. Folgejahr	119	4%
4. Folgejahr	21	1%
Summe	2.704	100%

Tabelle 52: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2022 nach Erfüllungszeitraum

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 Registration⁷⁵) 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:

⁷⁵ Die EEX bezeichnet diese Dienstleistung inzwischen nicht mehr als „OTC-Clearing“, sondern als „Trade Registration“. Im Monitoring-Bericht wird die ursprüngliche Bezeichnung beibehalten.

Strom: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Terminprodukten an der EEX

in TWh

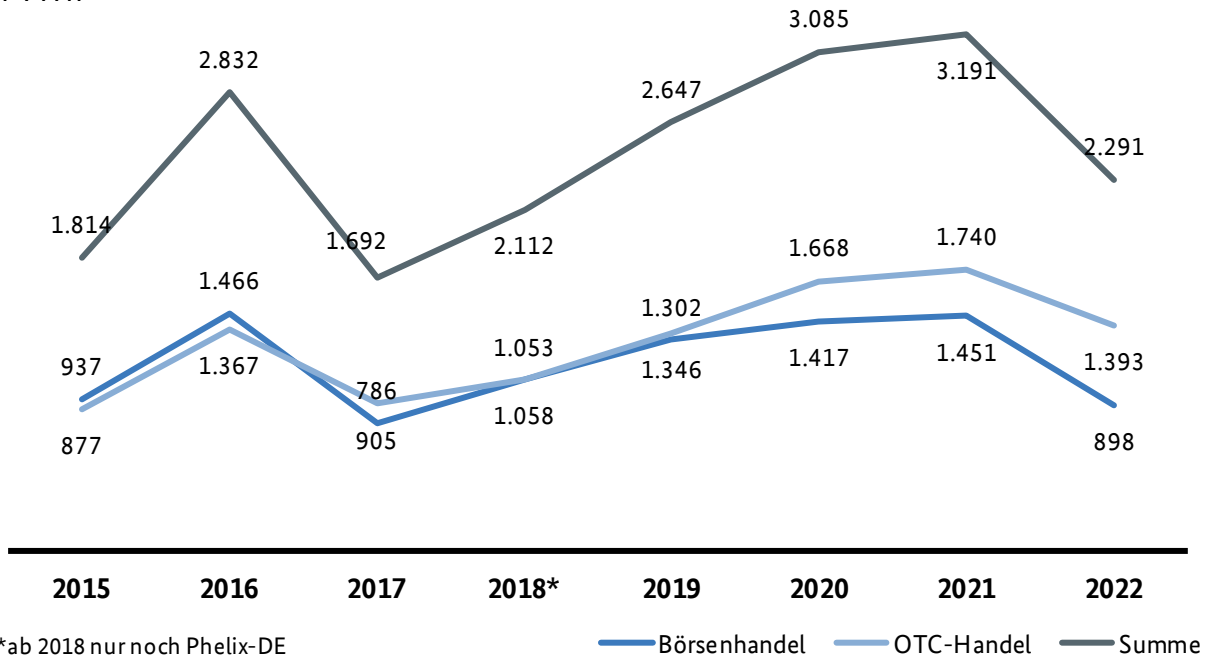
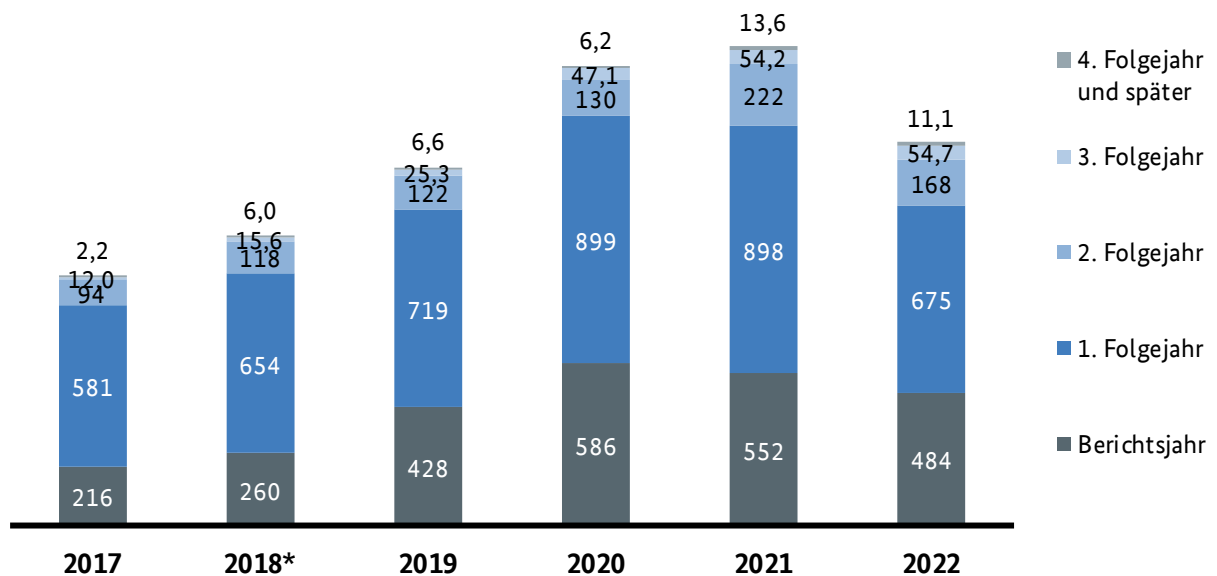


Abbildung 67: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von German-Power-Futures

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



* seit 2018 werden nur noch die German Power Futures betrachtet

Abbildung 68: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr

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. 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. 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. Marktlokationen, mit Elektrizität beliefern. Im Normalfall kann der Stromkunde aus einer Vielzahl von verschiedenen regionalen oder bundesweiten Anbietern seinen Elektrizitätslieferanten wählen. Nur bei Belieferung im Rahmen der Grundversorgung, also durch das Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das im Netzgebiet vor Ort die meisten Haushaltskundinnen und -kunden mit Strom beliefert, besteht kein Wahlrecht des Lieferanten.

Strom: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen im Jahr 2022 belieferten ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

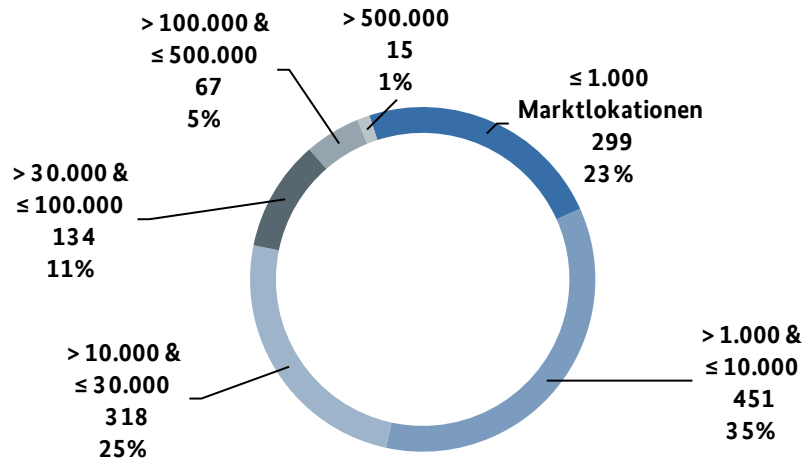


Abbildung 69: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen im Jahr 2022 belieferten

Strom: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten im Jahr 2022 belieferten ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

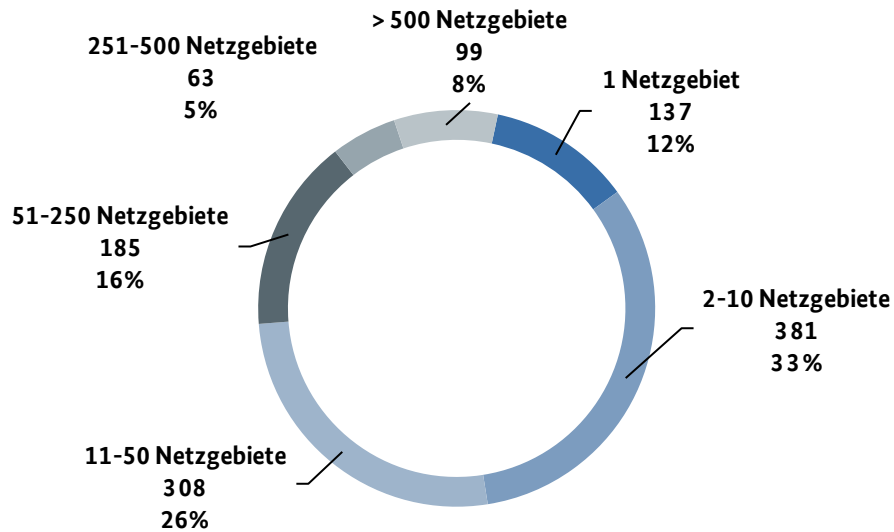


Abbildung 70: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die Kunden in der

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

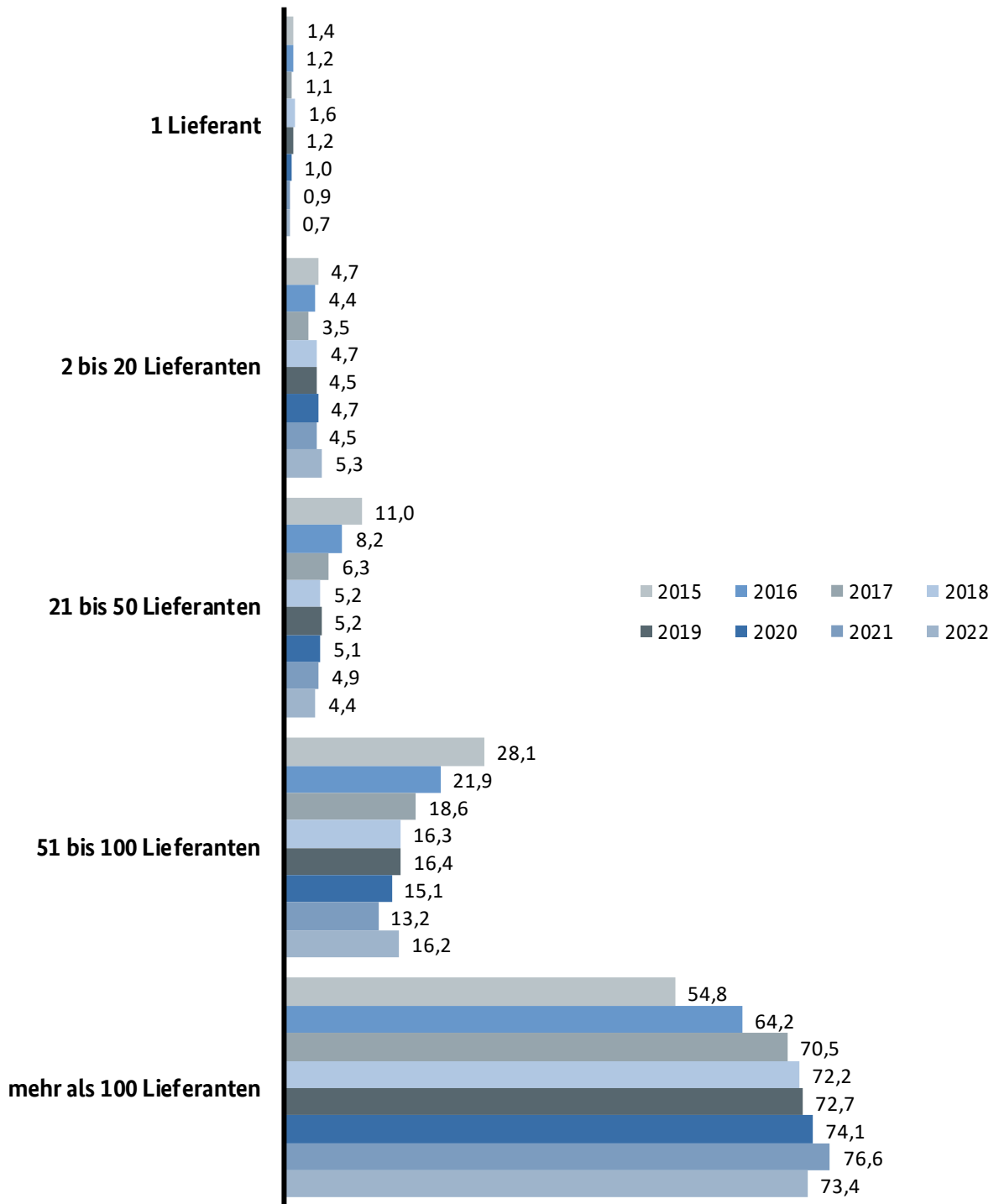


Abbildung 71: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Die Stromletztverbraucher werden nach Art der Verbrauchserfassung in Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) und Kunden ohne registrierende Leistungsmessung unterschieden. Bei Letzteren wird die zeitliche Verteilung des Verbrauchs über ein Standardlastprofil geschätzt (SLP-Kunden). Daneben können die Stromletztverbraucher in Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden wird im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) im Wesentlichen nach qualitativen Merkmalen definiert.⁷⁶ Nicht-Haushaltskunden werden auch als Gewerbe- und Industriekunden bezeichnet. Eine allgemein anerkannte Definition von Gewerbekunden⁷⁷ einerseits und Industriekunden andererseits hat sich bislang nicht durchgesetzt.

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 daher eine Möglichkeit 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 Übertragungs- und Verteilnetzbetreiberfragebögen wurde für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele Lieferantenwechsel stattgefunden haben und welche Verbrauchsmengen auf diese Kunden entfielen. Bei der Abfrage wurde nachfolgende Verbrauchskategorien unterschieden: In der Verbrauchskategorie von über 2 GWh/Jahr befinden sich typischerweise große Industriekunden und in der Verbrauchskategorie von 10 MWh/Jahr bis 2 GWh/Jahr verschiedenste Nicht-Haushaltskunden, wie beispielsweise Restaurants, Bürogebäude oder Krankenhäuser, mithin Gewerbekunden.

⁷⁶ 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.

⁷⁷ 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 2022
Menge und Verteilung

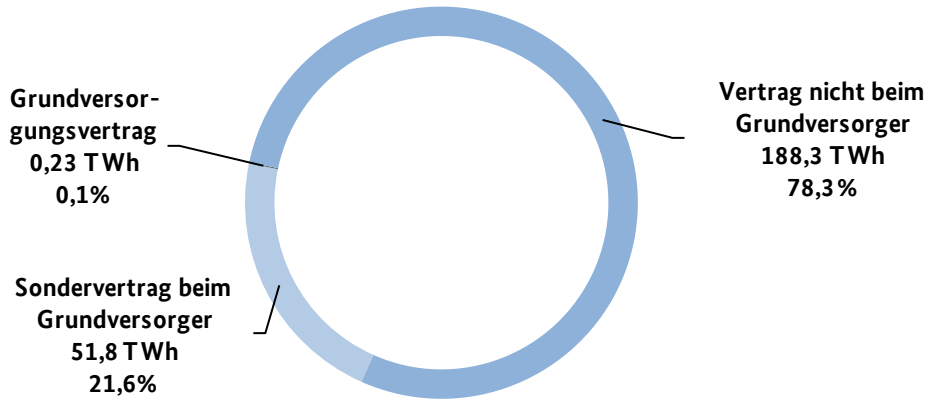


Abbildung 72: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2022 gemäß Angaben der Stromlieferanten

Strom: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2022
Menge in TWh und Verteilung

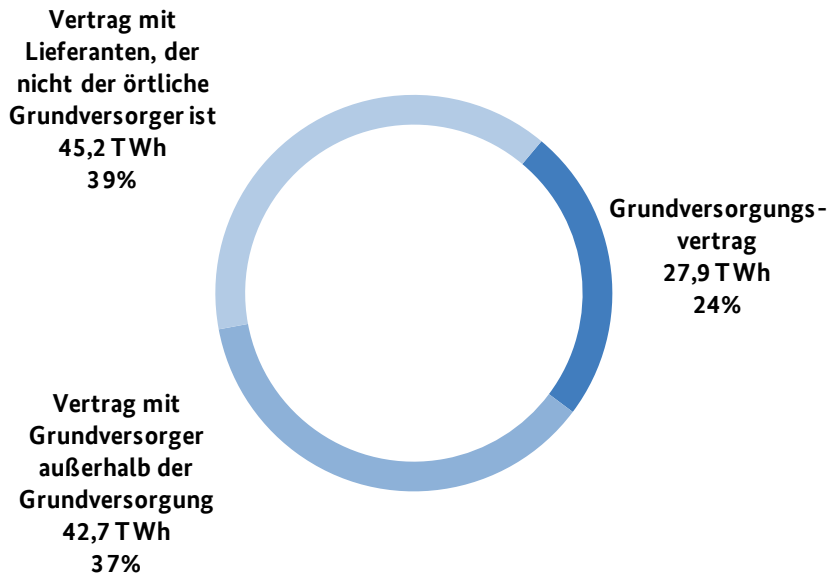


Abbildung 73: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2022

Strom: Lieferantenwechsel nach Kategorien im Jahr 2022

Letztverbraucherkategorie	Anzahl der ML mit Lieferantenwechseln	Anteil an allen ML der Verbrauchskategorie	Entnahmemenge an Marktlokationen mit Lieferantenwechseln in TWh	Anteil an Entnahmemenge der Verbrauchskategorie
>10 MWh/Jahr – 2 GWh/Jahr	199.262	9,9%	16,6	14,0%
> 2 GWh/Jahr	2.617	15,3%	25,0	11,8%
Gesamt Nicht-Haushaltskunden	201.897	10,0%	41,6	12,6%

Tabelle 53: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2022

Strom: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

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

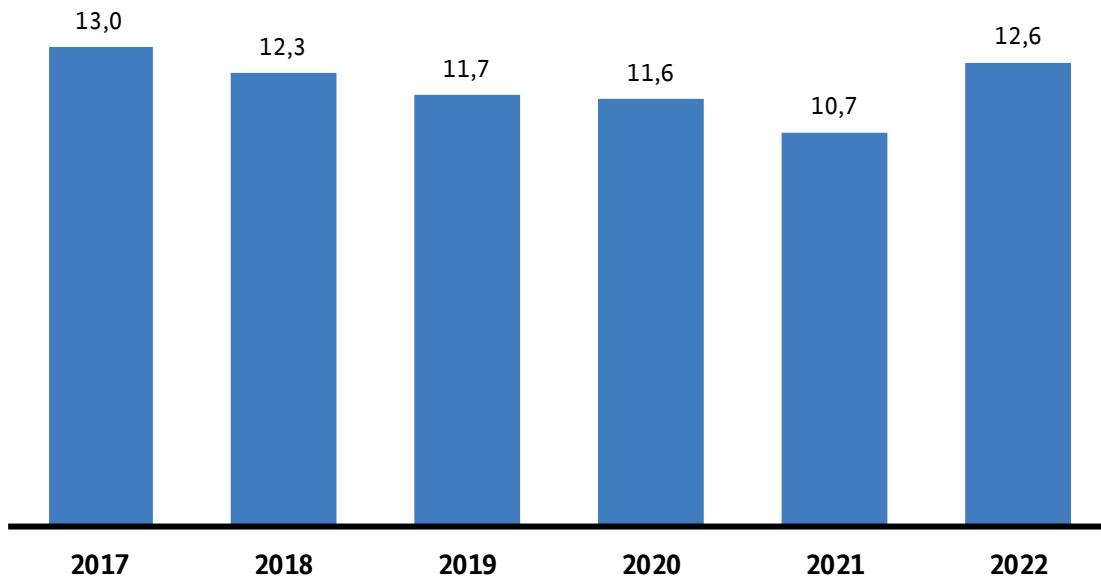


Abbildung 74: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

Strom: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden

Anzahl

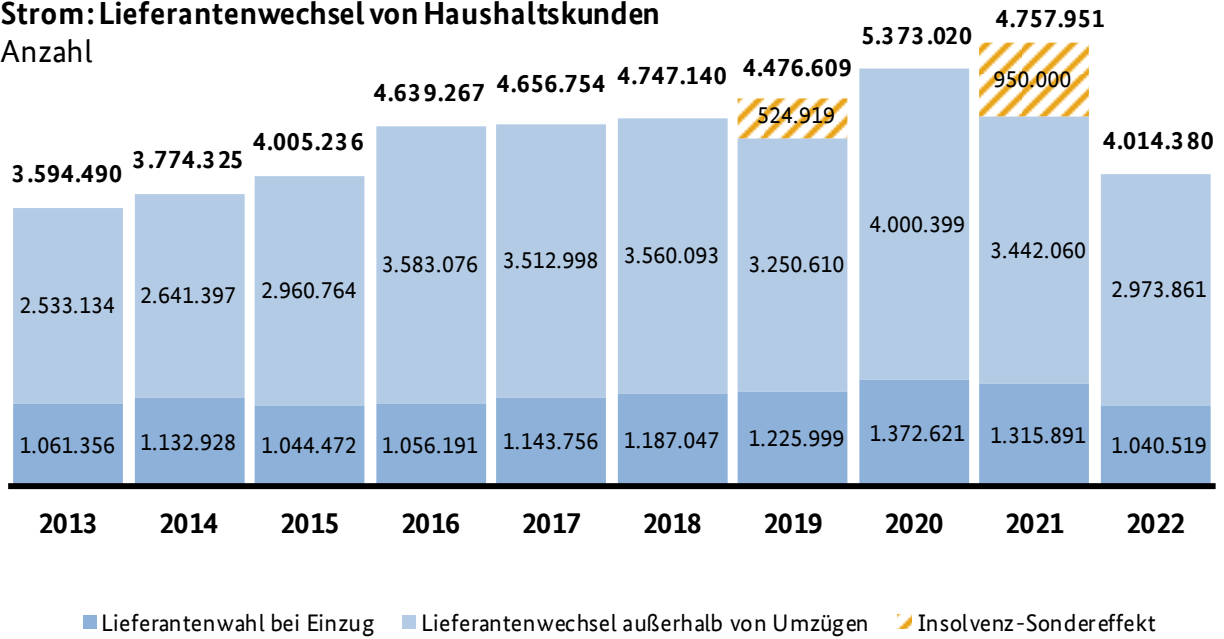


Abbildung 75: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden

Strom: Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden in Prozent und Anzahl der Lieferantenwechsel

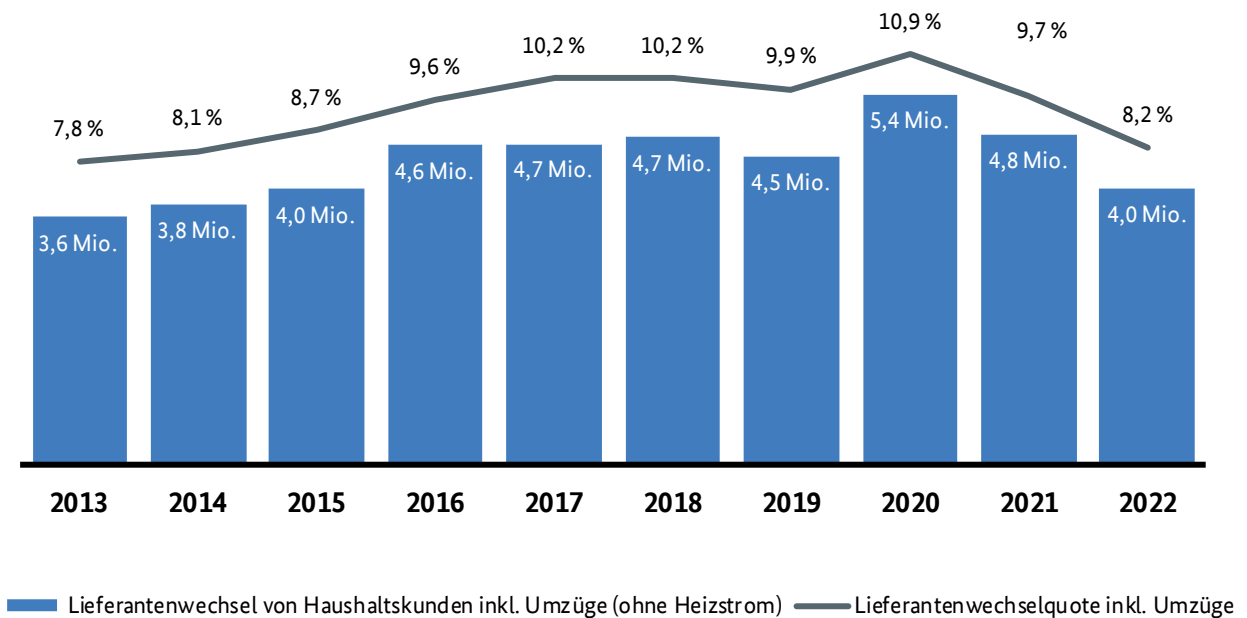


Abbildung 76: Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden

Strom: Vertragswechsel von Haushaltskunden in den Jahren 2022 und 2021

Kategorie	Vertragswechsel in TWh	Anteil an Gesamtentnahmemenge in Prozent	Vertragswechsel Anzahl	Anteil an Gesamtanzahl Haushaltskunden in Prozent
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%

Abbildung 77: Vertragswechsel von Haushaltskunden in den Jahren 2022 und 2021

3. Kündigungen und Stromsperrungen, abweichende Abrechnung

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 Lieferant 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 StromGKV 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.

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

Jahr	Anzahl der Kündigungen in der Grundversorgung	Anzahl der Kündigungen außerhalb Grundversorgung	durchschnittlichen Zahlungsrückstand
2018	185.989		197
2019	221.209		176
2020	173.627		168
2021	18.673	169.985	184
2022	18.183	186.900	170

Tabelle 54: Anzahl der Kündigungen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung und der durchschnittlicher Zahlungsrückstand

Strom: Sperrungen nach Angaben der Lieferanten

Anzahl

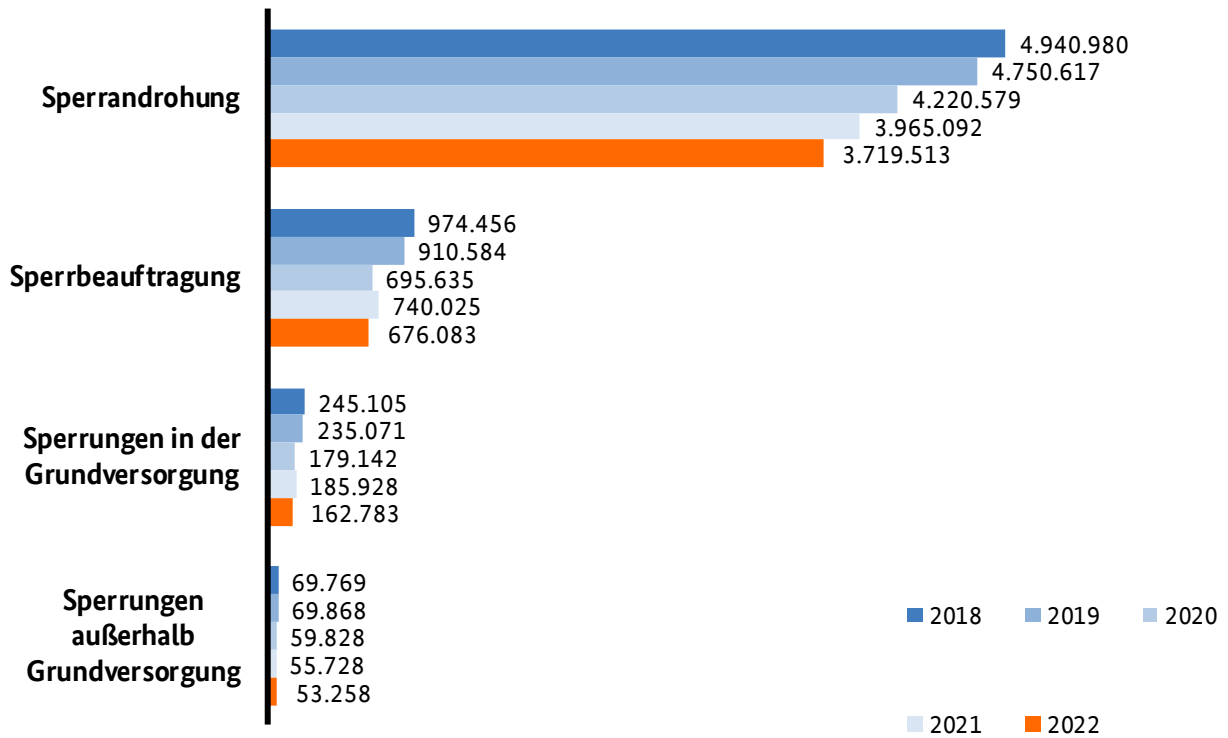


Abbildung 78: Sperrungen nach Angaben der Lieferanten

Strom: Sperrungen nach Angaben der Verteilernetzbetreiber

Anzahl

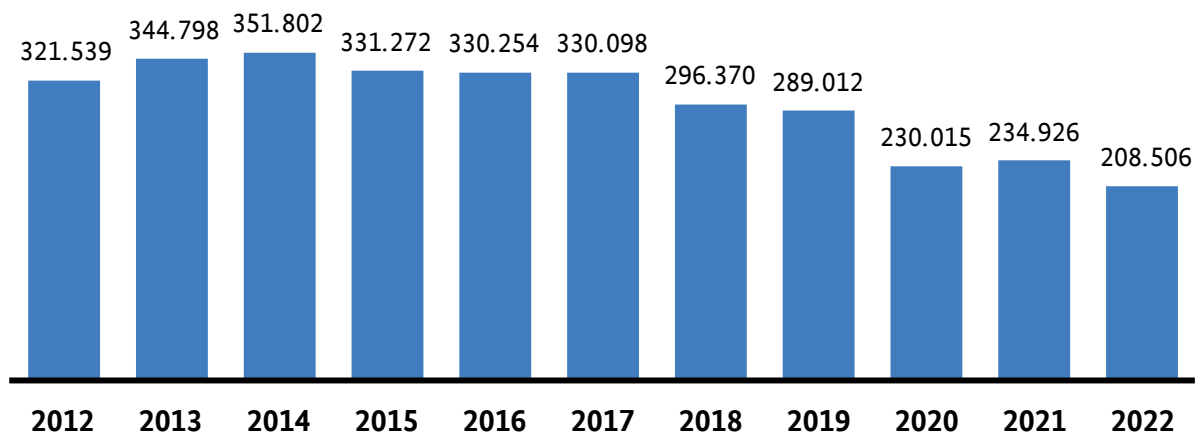


Abbildung 79: Sperrungen nach Angaben der Verteilernetzbetreiber

Strom: Sperrungen nach Quartalen 2022

Anzahl

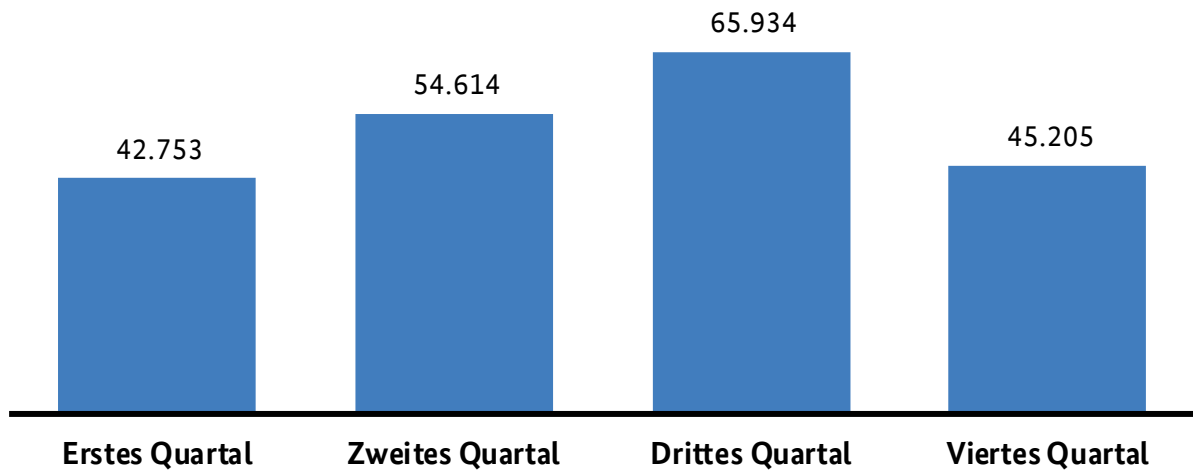


Abbildung 80: Sperrungen nach Quartalen 2022

Strom: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2022 (VNB Angaben)

	Anzahl Sperrungen (inner- und außerhalb der Grundversorgung)	Anteil an Marktlösungen von Letztverbrauchern im Bundesland in Prozent
Sachsen-Anhalt	10.456	0,68%
Nordrhein-Westfalen	67.439	0,61%
Saarland	3.762	0,58%
Sachsen	14.207	0,50%
Thüringen	6.152	0,45%
Hessen	16.038	0,42%
Rheinland-Pfalz	10.568	0,42%
Bremen	1.628	0,36%
Mecklenburg-Vorpommern	5.986	0,36%
Schleswig-Holstein	6.594	0,36%
Hamburg	4.233	0,35%
Berlin	8.202	0,34%
Brandenburg	7.004	0,27%
Bayern	19.460	0,24%
Niedersachsen	11.738	0,24%
Baden-Württemberg	15.039	0,23%

Tabelle 55: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2022

Strom: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung in 2022

	Anzahl abweichende Abrechnungen	Entgelt je zusätzlicher Abrechnung bei Selbstablesung Durchschnittswert (Spanne von - bis)	Entgelt je zusätzlicher Abrechnung ohne Selbstablesung Durchschnittswert (Spanne von - bis)
Abweichende Abrechnung Haushaltskunden	78.859	7,45 Euro (1 Euro - 59 Euro)	9,14 Euro (1 Euro - 65 Euro)
davon Anteil monatlich	82,0%		
davon Anteil vierteljährlich	2,7%		
davon Anteil halbjährlich	15,3%		

Tabelle 56: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung in 2022

4. Tarife

Stromlieferanten müssen für Letztverbraucher, wenn dies technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar ist, lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife anbieten (§ 41a Abs. 1 EnWG). Ein dynamischer Stromtarif 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 besteht darin, dass die im Arbeitspreis enthaltenen Energiebeschaffungskosten an den Börsenpreis gekoppelt sind, der am Spotmarkt der European Power Exchange (EPEX Spot), täglich für jede Stunde des Folgetages ermittelt wird. Damit werden zeitliche Strompreisschwankungen an den Stromkunden weitergegeben, der seinen Verbrauch anpassen kann. Voraussetzung für einen dynamischen Stromtarif ist ein intelligentes Messsystem.

Sogenannte gebündelte Tarife, bei denen Lieferanten den Stromvertrag mit weiteren Produkten und Dienstleistungen verknüpfen, werden mit anderen Leistungen aus dem Energiebereich wie Erdgas oder PV-Anlagen verbunden, sie werden aber auch mit Hardware, Telekommunikationsdienstleistungen oder der Wasserversorgung verknüpft. Unter Sonstige werden Koppelprodukte mit Heizöl, Pellets, Fernwärme, Wärmepumpen, Dienstleistungen im Bereich der E-Mobilität, Versicherungen, Gutscheinen und Eintrittskarten zusammengefasst.

Strom: Anzahl der Stromlieferanten, die variable Tarife anbieten

Tarife	Anzahl 2022
lastvariable Tarife	51
tageszeitabhängige Tarife	563
dynamische Tarife	52
andere Tarife mit Anreiz zur Energieeinsparung	42

Tabelle 57: Anzahl der Stromlieferanten, die variable Tarife anbieten

Strom: Größe der Unternehmen, die gebündelte Tarife anbieten in 2022

Anzahl der Zählpunkte	Anzahl
1 < 1.000	4
1000 < 10.000	17
10.000 < 30.000	38
30.000 < 100.000	26
100.000 < 500.000	23
> 500.000	4
Gesamtanzahl der Unternehmen, die gebündelte Tarife anbieten	112

Tabelle 58: Größe der Unternehmen, die gebündelte Tarife anbieten in 2022

Strom: In gebündelten Tarifen angebotene Produkte in 2022

Produktkategorie	Anzahl
Erdgas	49
Hardware	17
Telekommunikation, Internet	18
Wasser	9
PV-Anlage/ Mieterstrom	34
Sonstige	32
Gesamt	159

Tabelle 59: In gebündelten Tarifen angebotene Produkte in 2022

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, wie unter anderem den Strombeschaffungskosten, Vertriebskosten und der Marge, und vom Lieferanten nicht beeinflussbaren Faktoren, wie insbesondere Netzentgelten, Konzessionsabgaben und Entgelt für Messstellenbetrieb, Umlagen und Steuern zusammen. 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, Konzessionsabgabe und das Entgelt für den Messstellenbetrieb können zwischen den Netzgebieten variieren, der Lieferant kann sie nicht beeinflussen. Stromlieferanten berechnen in der Regel einen monatlichen Grundpreis und einen Arbeitspreis pro verbrauchter Kilowattstunde. 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 Abnahmefälle definiert.

- a) 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. Da es sich hier um einen mäßigen Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich kleinere Rolle als beim Abnahmefall 24 GWh pro Jahr.
- b) Abnehmern mit einem Jahresverbrauch im Bereich von 24 GWh handelt es sich ausschließlich 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 24 GWh pro Jahr zu Grunde, sondern unterbreiten kundenindividuelle Angebote.

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 Einzelhandel 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 (§ 19 Abs. 2 StromNEV, § 36 KWKG, § 17f EnWG). Bei dem folgenden Abnahmefall wird die Umsatzsteuer wegen des Vorsteuerabzuges nicht ausgewiesen.

Der Abnahmefall mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh wurde mit einer Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden (Jahreshöchstlast 4.000 kW; Versorgung in Mittelspannung 10 oder 20 kV) definiert. Angesprochen waren nur solche Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 10 GWh und 50 GWh haben. Aufgrund dieser Kundenmerkmale geht es grundsätzlich 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 KWKG, § 19 StromNEV und § 17f EnWG. 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 2023 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
<i>Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile</i>		
Nettonetzentgelt	1,83 - 4,89	3,3
Messung, Messstellenbetrieb	0,00 - 0,06	0,05
Konzessionsabgabe	0,05 - 0,11	0,14
Umlagen ^[1]		1,01
Stromsteuer		2,05
<i>Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)</i>	6,57 - 29,83	16,70
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	13,39 - 36,14	23,26

[1] Umlage nach KWKG (0,378 ct/kWh), Umlage nach § 19 StromNEV (0,066 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,591 ct/kWh)

Tabelle 60: Preisniveau am 1. April 2023 für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr ohne Vergünstigungen gemäß Angaben der Stromlieferanten

Strom: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr

Preisabfrage zum 1. April 2023	Angenommener Wert	Mögliche Reduktion	verbleibender Betrag
Stromsteuer	2,05	-2,05	0,00
Nettonetzentgelt	2,94	-2,64	0,30
weitere Umlagen	1,01	-0,89	0,12
Konzessionsabgabe	0,14	-0,14	0,00
Summe	6,15	-5,72	0,43

Tabelle 61: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr zum 1. April 2023 gemäß Angaben der Stromlieferanten

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

Der Abnahmefall eines Jahresverbrauchs von 50 MWh wurde mit einer Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden (Jahreshöchstlast 50 kW; Versorgung in Niederspannung 0,4 kV) definiert, was z. B. dem Abnahmeprofil eines Gewerbekunden entsprechen kann. Der Jahresverbrauch von 50 MWh beträgt etwa das 14-fache des Abnahmefalls 3.500 kWh pro Jahr („Haushaltskunde“) und rund zwei Tausendstel des Abnahmefalls 24 GWh pro Jahr (Industriekunde). Da es sich hier um einen mäßigen Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich kleinere Rolle als beim Abnahmefall 24 GWh pro Jahr.

Die Lieferanten sollten eine plausible Abschätzung auf Basis der am 1. April 2022 geltenden Konditionen für die Abrechnung ihrer Kunden mit einer dem Abnahmefall ähnlichen Abnahmestruktur vornehmen. Angesprochen waren dabei Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 10 MWh und 100 MWh haben. Der Abnahmefall betrifft eine Verbrauchsmenge, die unter dem Schwellenwert von 100 MWh liegt, ab dem der Netzbetreiber grundsätzlich eine registrierende Leistungsmessung vorzusehen hat. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass bei dem gewählten Abnahmefall häufig eine Verbrauchserfassung über ein Standard-Lastprofil erfolgt.

Strom: Preisniveau am 1. April 2023 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
<i>Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile</i>			
Nettonetzentgelt	5,04 - 10,18	7,42	22%
Messstellenbetrieb	0,02 - 0,96	0,37	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,59	0,81	2%
Umlagen[1]		1,37	4%
Stromsteuer		2,05	8%
<i>Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)</i>	9,46 - 33,32	21,05	64%
Netto-Gesamtpreis	20,99 - 46,36	33,06	100%

[1] Umlage nach KWKG (0,378 ct/kWh), Umlage nach § 19 StromNEV (0,066 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,591 ct/kWh)

Tabelle 62: Preisniveau am 1. April 2023 für den Abnahmefall 50 MWh pro Jahr gemäß Angaben der Stromlieferanten

Preisniveau Haushaltskunden

Gemäß §3 Abs. 22 EnWG werden Haushaltskunden als 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, definiert. Im Folgenden werden die Einzelhandelspreise eines durchschnittlichen Haushaltskunden betrachtet, dem eine Verbrauchsmenge zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh zugrunde liegt.

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 2023

in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Vertrieb und Marge	5,26	11,6
Energiebeschaffung	18,33	40,6
Nettonetzentgelt	8,98	19,8
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,37	0,8
Konzessionsabgabe	1,62	3,6
Umlage nach KWKG	0,36	0,8
Umlage nach § 19 StromNEV	0,42	0,9
Umlage Offshore-Netz	0,59	1,3
Stromsteuer	2,05	4,5
Umsatzsteuer	7,21	16,0
Gesamt	45,19	100,0

Tabelle 63: 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 2022 zum 1. April 2023 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	5,26	0,99	18,8
Energiebeschaffung	18,33	9,06	49,4
Nettonetzentgelt	8,98	1,22	13,6
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,37	0,01	2,2
Konzessionsabgabe	1,62	-0,02	-1,0
Umlage nach EEG	0,00	-3,72	-100,0
Umlage nach KWKG	0,36	-0,02	-5,0
Umlage nach § 19 StromNEV	0,42	-0,02	-4,0
Umlage nach § 18 AbLaV	0,00	0,00	-100,0
Umlage Offshore-Netz	0,59	0,17	29,0
Stromsteuer	2,05	0,00	0,0
Umsatzsteuer	7,21	1,46	20,2
Gesamt	45,19	9,13	20,2

Tabelle 64: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2022 zum 1. April 2023 für das Abnahmenband 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

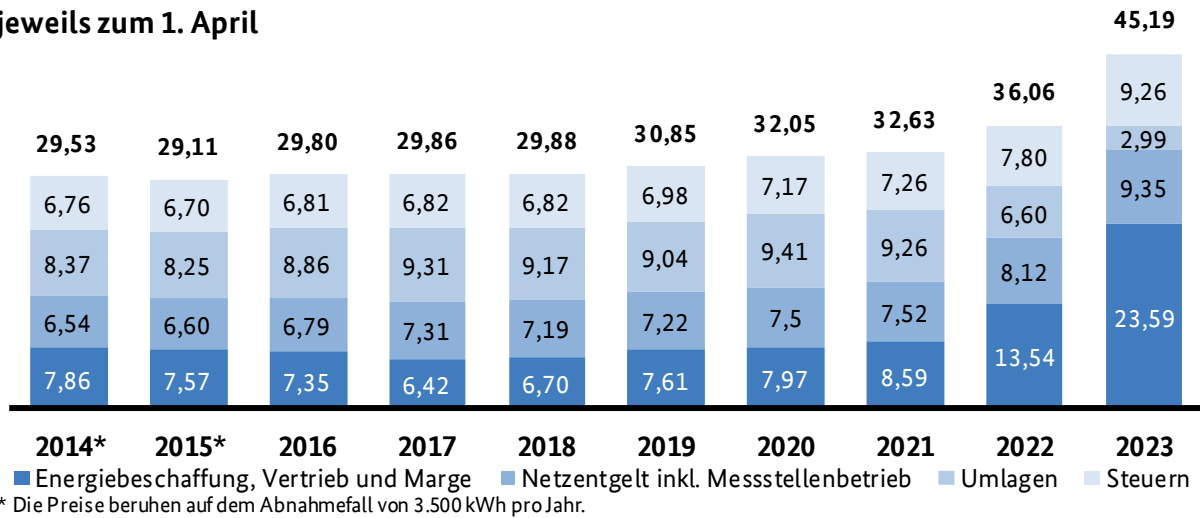


Abbildung 81: Über alle Vertragskategorien mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr

Strom: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr zum 1. April 2023 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert, Band III, Eurostat: DC)

in Prozent

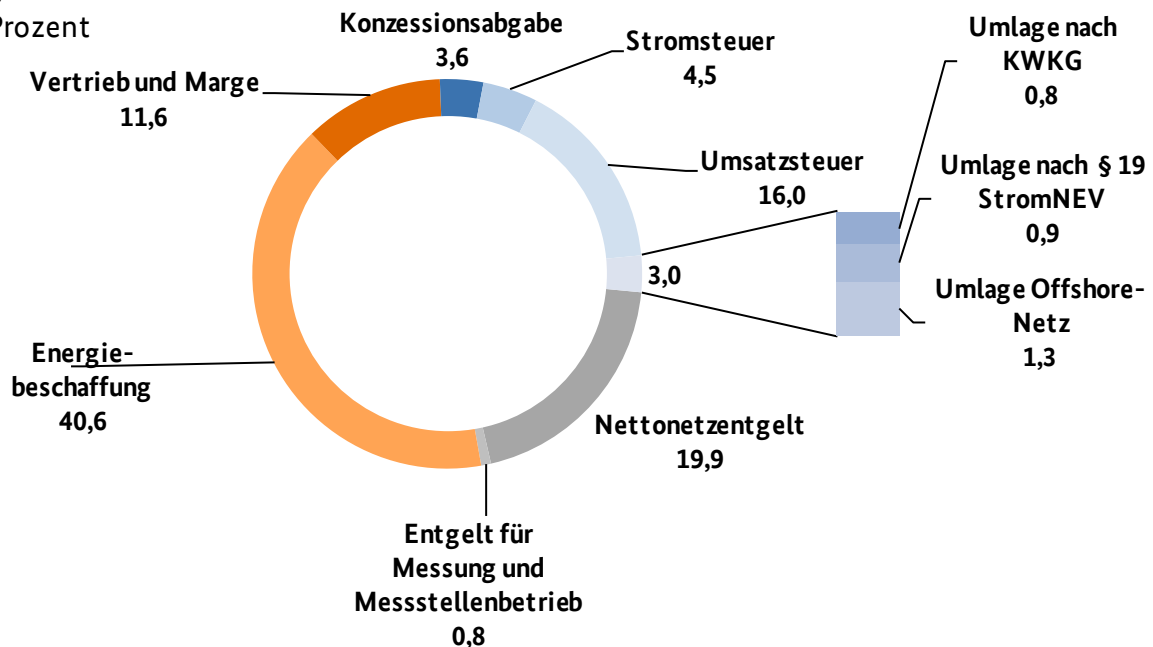
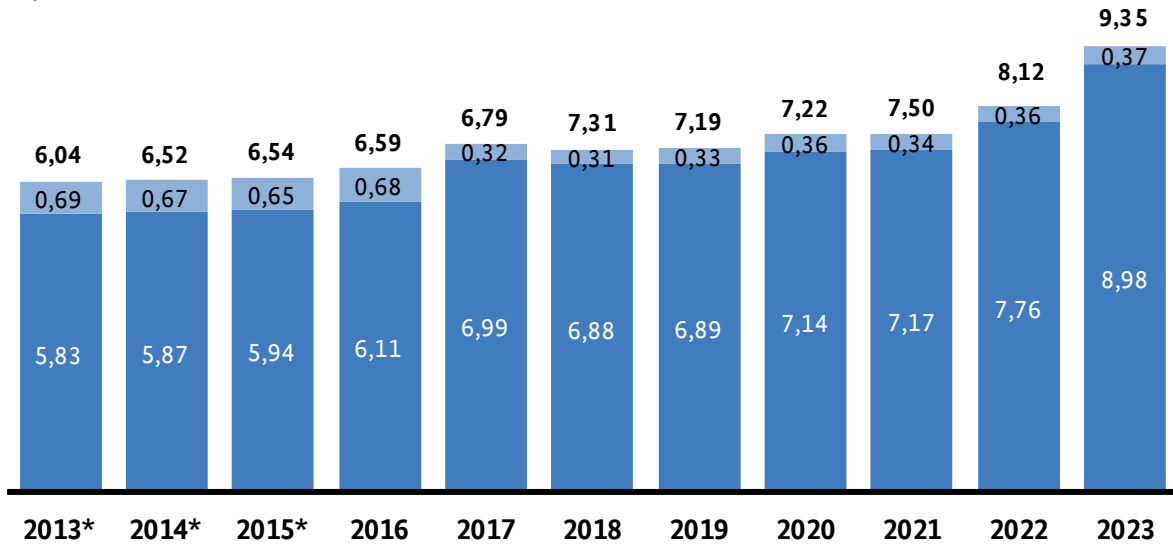


Abbildung 82: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr zum 1. April 2023

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



* Die Preise beruhen auf dem Abnahmefall von 3.500 kWh pro Jahr.

■ Nettonetzentgelte ■ Messstellenbetrieb

Abbildung 83: 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 2023
in ct/kWh

Preisbestandteil	Ersatzversorgungsvertrag	Grundversorgungsvertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Vertrieb und Marge	6,16	6,41	5,02	4,83
Energiebeschaffung	18,16	19,40	18,36	17,67
Nettonetzentgelt	9,40	8,97	8,90	9,06
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,38	0,38	0,36	0,38
Konzessionsabgabe	1,66	1,66	1,61	1,61
Umlage nach EEG				
Umlage nach KWKG	0,36	0,36	0,36	0,36
Umlage nach § 19 StromNEV	0,42	0,42	0,42	0,42
Umlage nach § 18 AbLaV				
Umlage Offshore-Netz	0,59	0,59	0,59	0,59
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	7,44	7,64	7,15	7,02
Gesamt	46,62	47,89	44,82	43,99

Tabelle 65: 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

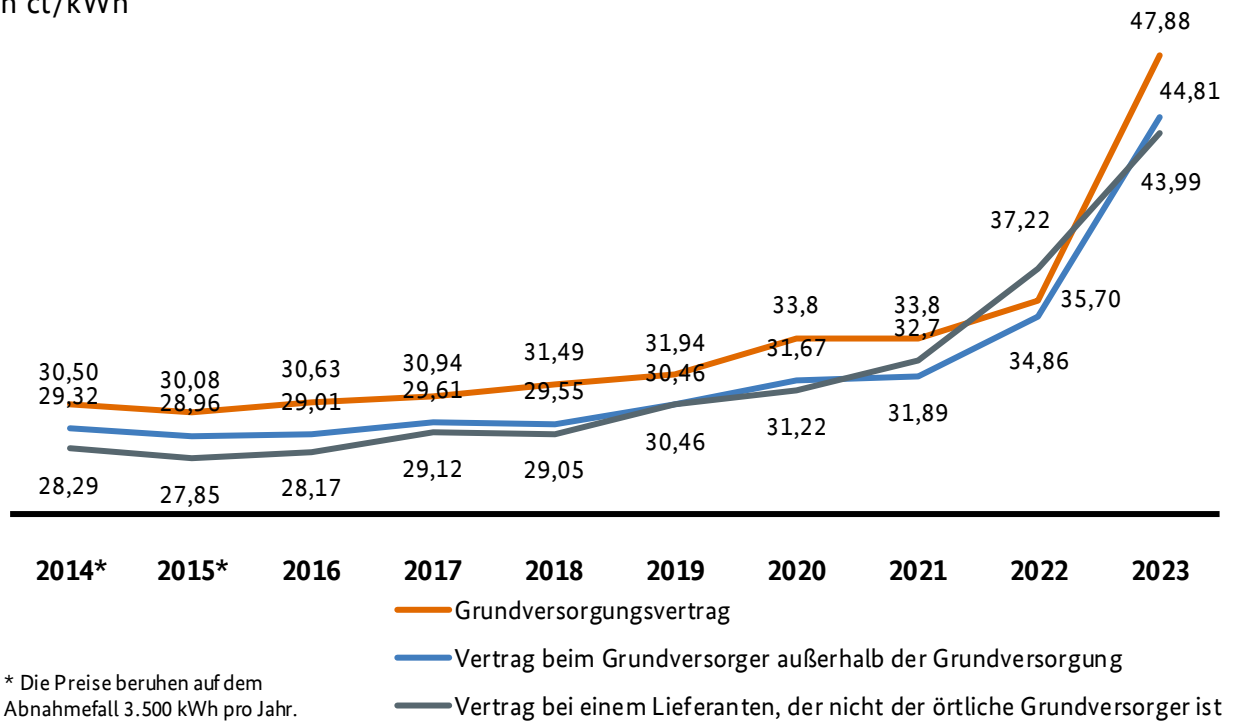
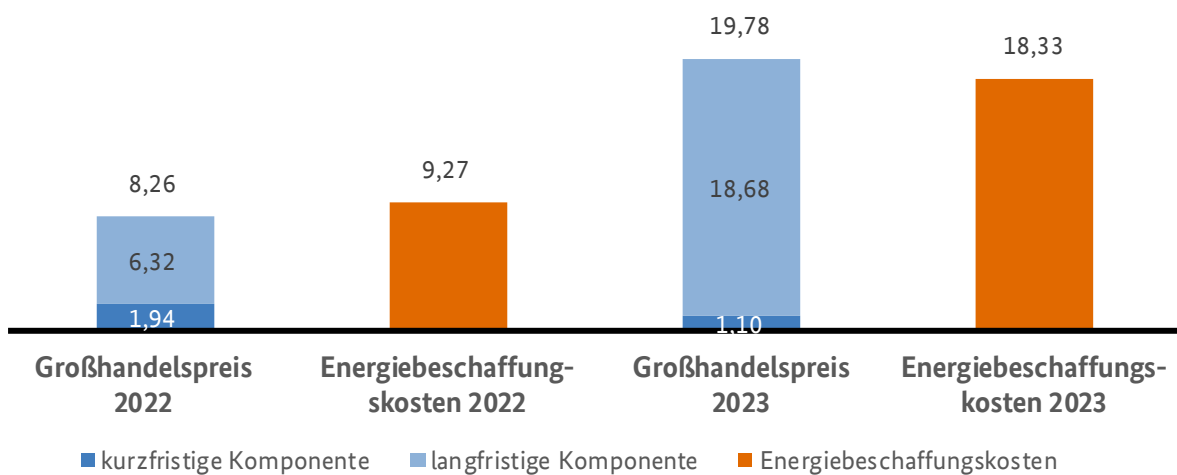


Abbildung 84: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie

Strom: Beziehung zwischen Groß- und Einzelhandelspreisen*
 in ct/kWh



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

Abbildung 85: Beziehung zwischen Groß- und Einzelhandelspreisen

Strom: Anteil der Lieferanten die erhöhte Ersatzversorgungspreise im Gegensatz zu Grundversorgung erheben in Prozent

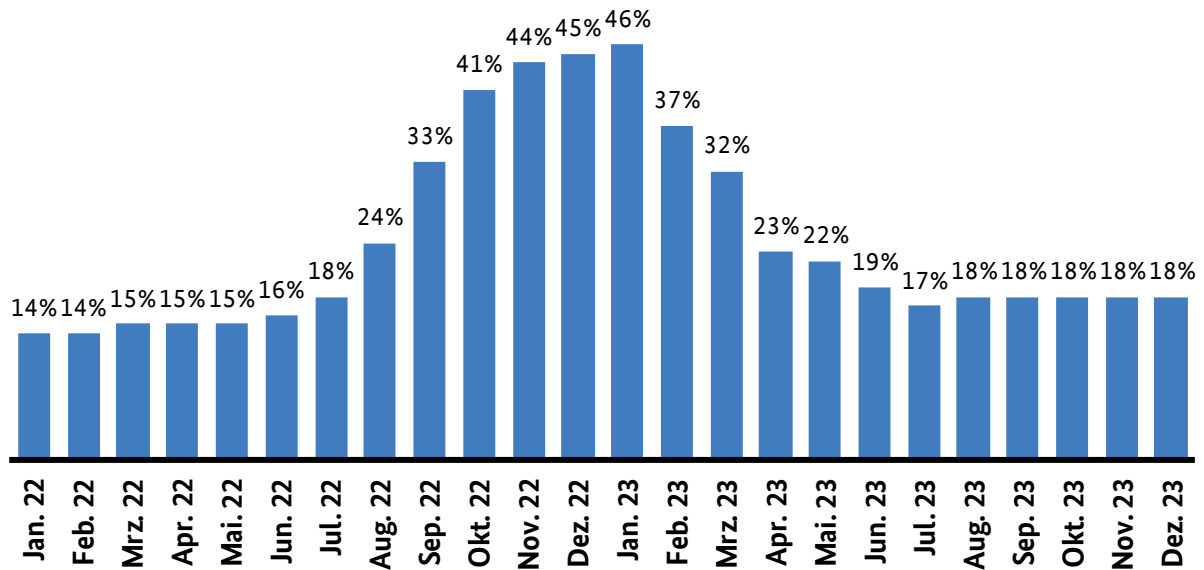


Abbildung 86: Anteil der Lieferanten die erhöhte Ersatzversorgungspreise im Gegensatz zu Grundversorgung erheben

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen

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

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 2022

Kategorie		Gesamte Elektrizitätsabgabe	Gesamte Ökostromabgabe	Anteil der Abgabemenge und der Zählpunkte von Ökostrom in Prozent
Haushaltskunden	TWh	115,5	49,9	43,2%
	Marktlokationen (Tsd.)	47.557	20.001	42,1%
Weitere Letztverbraucher	TWh	277,1	45,0	16,2%
	Marktlokationen (Tsd.)	4.341	6.154	141,8%
Gesamt	TWh	392,6	94,9	24,2%
	Marktlokationen (Tsd.)	51.898	26.155	50,4%

Tabelle 66: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher in 2022

Strom: Anteil der Abgabemenge bzw. Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden in Prozent

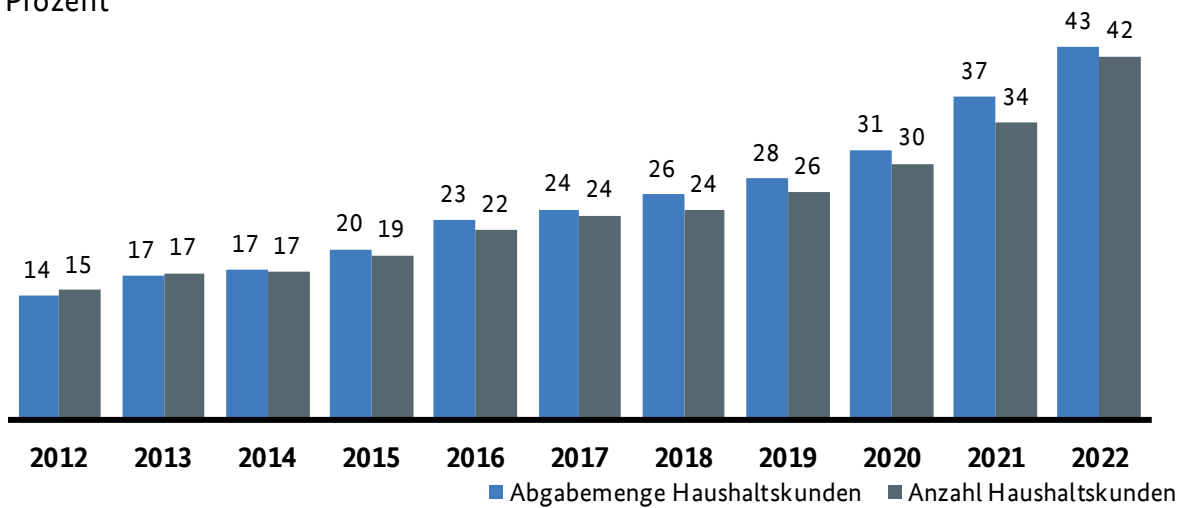


Abbildung 87: Anteil der Abgabemenge bzw. Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden

Strom: Veränderung mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2022 zum 1. April 2023 für das Abnahmenband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr für Ökostrom (Band III; Eurostat:DC) für Haushaltskunden

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	2,74	-0,95	-34,7
Energiebeschaffung	17,66	6,72	38,0
Nettonetzentgelt	9,18	1,24	13,5
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,33	-0,23	-70,8
Konzessionsabgabe	1,47	-0,17	-11,7
Umlage nach EEG	0,00	-3,72	100,0
Umlage nach KWKG	0,36	-0,02	-5,9
Umlage nach § 19 StromNEV	0,42	-0,02	-4,8
Umlage nach § 18 AbLaV	0,00	0,00	100,0
Umlage Offshore-Netz	0,59	0,17	29,1
Stromsteuer	2,05	0,00	0,0
Umsatzsteuer	6,61	0,57	8,6
Gesamt	41,41	5,29	12,8

Tabelle 67: Veränderung mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2022 zum 1. April 2023 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 2023

in Prozent

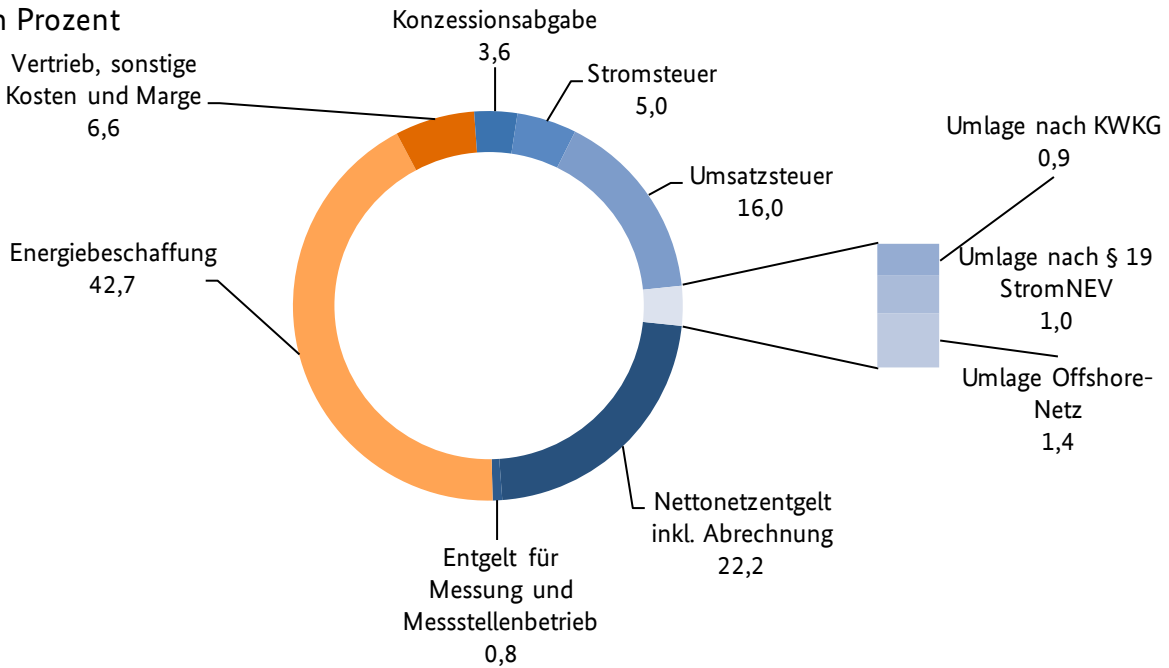


Abbildung 88: Aufteilung der Einzelpreisbestandteile für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh (DC) im Jahr für Ökostrom

Strom: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom)

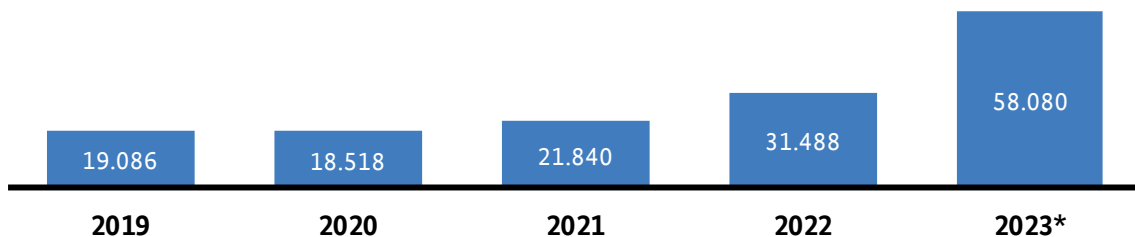
1. April 2023	Haushaltskunden (Ökostrom)	
	Anzahl Tarife	Durchschnittlicher Umfang
Mindestvertragslaufzeit	360	11 Monate
Preisstabilität	293	13 Monate
Vorauskasse	40	10 Monate
einmalige Bonuszahlungen	101	43 Euro
Frei-kWh	2	119 kWh
Kaution	1	-
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	51	-

Tabelle 68: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom)

6. Verbraucherservice und Verbraucherschutz

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

Anzahl der Verbraucheranfragen



*Stand: Oktober 2023

Abbildung 89: 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. Zudem sind die Preise für Heizstromtarife geringer. Gesonderte Wärmetarife für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen setzen in der Regel voraus, dass eine steuerbare Verbrauchseinrichtung im Sinne des § 14a EnWG vorliegt. Wegen der Möglichkeit den Verbrauch zu unterbrechen, fallen für die Belieferung geringere Netzentgelte an. Die Messung erfolgt hierbei über einen separaten Zähler. Bei der getrennten Messung gibt es einen Eintarifzähler für den Haushaltsstrom sowie einen Zweitarifzähler (HT/NT) für den Heizstrom. Alternativ kann die Messung auch gemeinsam mit regulärem Haushaltsstrom über einen Doppeltarifzähler erfolgen. Dieser erfasst den Verbrauch zu Schwachlastzeiten (Niedertarif; NT-Tarif) und den übrigen Zeiten (Hochtarif; HT-Tarif) gesondert. Neben den geringeren Netzentgelten entfallen auf Heizstromtarife zusätzlich geringere Konzessionsabgaben als auf sonstigen Haushaltstrom. Die Preisabfrage bezieht sich auf Nachtspeichertarife und Wärmepumpentarife und wurde zum Stichtag 1. April 2023 erhoben. 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 Marktlokationen 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, so dass 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 keine

Unterscheidung nach den Kategorien „Grundversorgungsvertrag“ gegenüber „Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ vorgenommen.

Strom: Übersicht Abgabemenge Heizstrom

	2022			2021		
	Nacht-speicher-heizung	Wärme-pumpe	Gesamt	Nacht-speicher-heizung	Wärme-pumpe	Gesamt
Menge in TWh	8,6	4,5	13,1	9,8	4,4	14,3
Anzahl Marktlokationen in Mio.	1,24	0,75	1,98	1,28	0,70	1,98
Anteile Menge an Gesamt in %	65,8%	34,2%	100%	68,8%	31,2%	100%
Anteile Marktlokationen an Gesamt in %	62,4%	37,6%	100%	64,4%	35,6%	100%
Durchschnitt pro Marktlokation in kWh		6.612			7.210	

Tabelle 69: Übersicht Abgabemenge und Anzahl Marktlokationen Heizstrom⁷⁸ gemäß Angaben der Stromlieferanten

⁷⁸ Das Jahr 2021 wurde nachträglich im Vergleich zum letzten Monitoringbericht korrigiert. Hier gab es einen größeren Versorger, der bisher nicht zwischen Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen unterscheiden konnte und im Jahr 2022 jedoch aufgrund einer Systemumstellung eine rückwirkende Einschätzung abgeben konnte. Diese Einschätzung wurde berücksichtigt, dadurch hat sich die Anzahl der Marktlokationen von Nachtspeicherheizungen leicht erhöht, die Gesamtanzahl ist gleich geblieben.

Strom: Belieferung von Heizstromkunden durch Nicht-Grundversorger

Mengen- und marktlokationsmäßiger Anteil an der gesamten Heizstromabgabe in Prozent

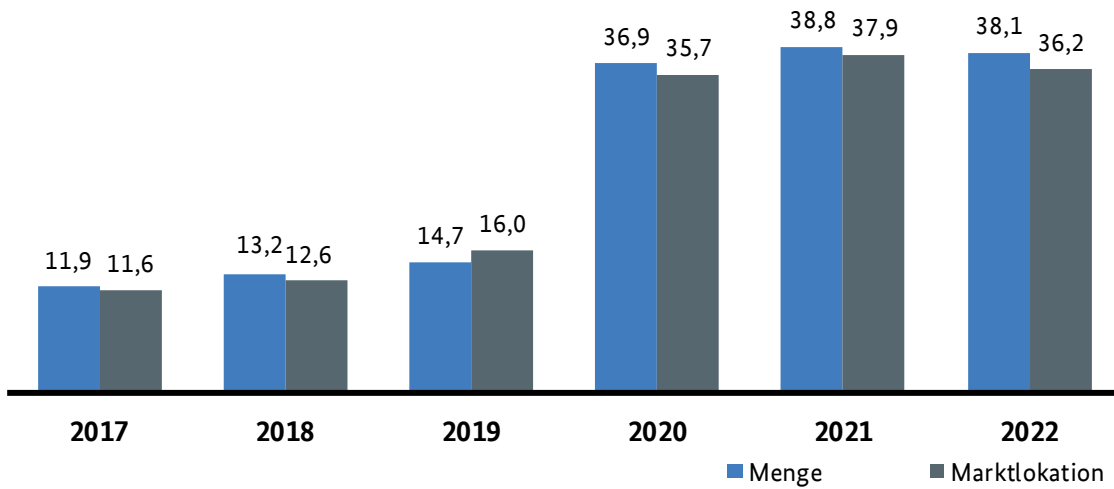


Abbildung 90: Entwicklung des Anteils der Heizstrommenge und -marktlokationen, die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger beliefert werden gemäß Angaben der Stromlieferanten

Strom: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Heizstromkunden

Mengen- und zählpunktbezogene Quote in Prozent

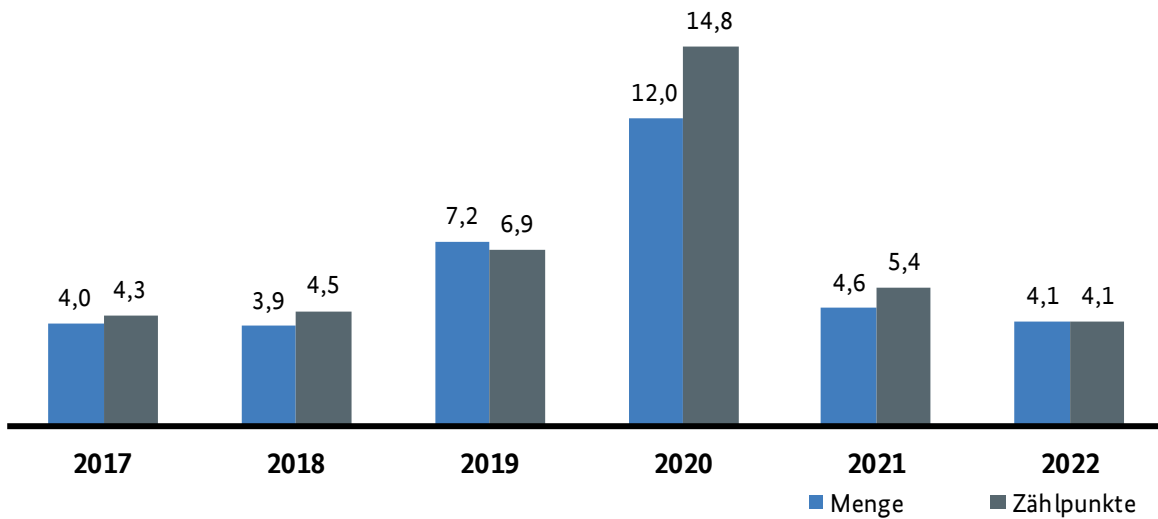


Abbildung 91: Entwicklung der Lieferantenwechselquote bei Heizstromkunden gemäß Angaben der VNB Strom

Strom: Preisniveau am 1. April 2023 Nachtspeicherheizung mit 7.500 kWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der Lieferanten in ct/kWh	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	1,52 - 5,30	3,40	9%
Messstellenbetrieb	0,12 - 0,48	0,40	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,32	0,40	2%
Umlagen[1]		1,37	4%
Stromsteuer		2,05	6%
Umsatzsteuer	3,85 - 7,99	5,80	16%
vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	11,99 - 34,24	22,90	63%
Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)	24,11 - 50,05	36,31	100%

[1] KWKG (0,357 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,417 ct/kWh), Offshore-Netzzulage (0,591 ct/kWh)

Tabelle 70: Preisniveau am 1. April 2023 für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh/Jahr gemäß Angaben der Stromlieferanten

Strom: Preisniveau am 1. April 2023 Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der Werte in ct/kWh	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	1,71 - 5,58	3,54	10%
Messstellenbetrieb	0,11 - 0,50	0,37	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,32	0,43	1%
Umlagen[1]		1,37	4%
Stromsteuer		2,05	6%
Umsatzsteuer	3,94 - 8,03	5,89	16%
vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	12,52 - 34,71	23,25	63%
Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)	24,65 - 50,32	36,90	100%

[1] KWKG (0,357 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,417 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,591 ct/kWh)

Tabelle 71: Preisniveau am 1. April 2023 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit 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. Auf die formale Markterklärung des BSI wurde daher 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 hat der grundzuständige Messstellenbetreiber nach dem MsbG die Möglichkeit, selbst zu entscheiden, ob er intelligente Messsysteme installiert (sog. optionale Einbaufälle) oder nur eine moderne Messeinrichtung einbaut. Für Messstellen mit einem durchschnittlichen Jahresstrombedarf von mehr als 6.000 kWh schreibt das MsbG den verpflichtenden Rollout von intelligenten Messsystemen vor. Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von weniger als 6.000 kWh steht nach den Neuerungen des GNDEW darüber hinaus auch die Möglichkeit zur Verfügung, ab 2025 auf eigenen Wunsch beim Messstellenbetreiber den Einbau eines intelligenten Messsystems zu veranlassen.

Der Messstellenbetrieb wird überwiegend vom Netzbetreiber als grundzuständigem Messstellenbetreiber durchgeführt. Der grundzuständige Messstellenbetreiber kann den Messstellenbetrieb allerdings auch auf ein anderes Unternehmen im Rahmen eines Übertragungsverfahrens oder einer Inhouse-Vergabe 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 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: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG im Jahr 2022

	Anzahl	
	Konventioneller Messstellenbetrieb	Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen oder intelligenten Messsystemen
Rolle als grundzuständige Messstellenbetreiber im Sinne des MsbG	633	753
grundzuständiger Messstellenbetreiber, der seine (Mess-) Leistung am Markt als Dritter anbietet	44	43
Lieferant mit Tätigkeit Messstellenbetreiber	49	47
Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber	32	17

Tabelle 72: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Strom - Stand 31. Dezember 2022

Strom: Messlokationen nach Bundesländern im Jahr 2022

Anzahl in Mio.

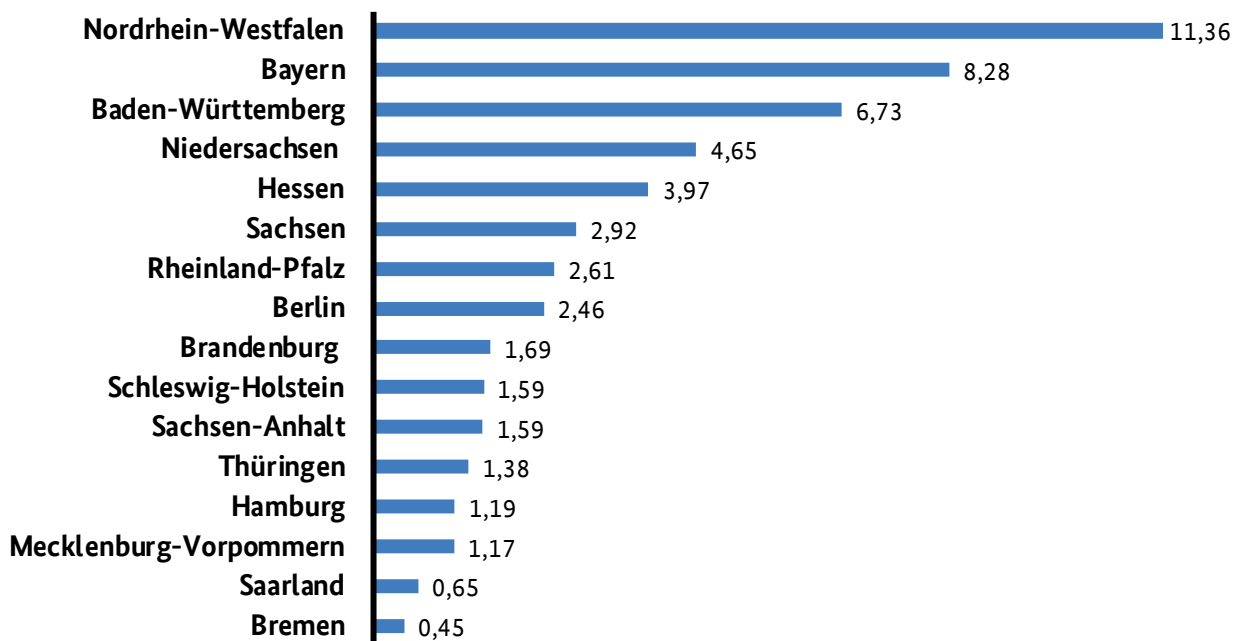


Abbildung 92: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern

Strom: Verpflichtender Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG a. F. im Jahr 2022

Stichtag 31.12.2022	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	2.004.355	149.603	617.957	103.249
> 10.000 kWh & ≤ 20.000 kWh	994.977	82.186	301.903	73.397
> 20.000 kWh & ≤ 50.000 kWh	494.399	61.454	132.416	40.330
> 50.000 kWh & ≤ 100.000 kWh	145.065	42.573	24.072	7.118
> 100.000 kWh	250.423	120.882	6.810	369
Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG	1.238.964	86.113	346.461	553
davon Messlokationen an Ladepunkten für Elektromobile	23.335	2.691	14.046	92
Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG				
> 7 kW & ≤ 15 kW	988.034	61.106	426.822	777
> 15 kW & ≤ 30 kW	401.895	30.717	133.124	661
> 30 kW & ≤ 100 kW	197.010	28.137	43.582	187
> 100 kW	98.046	54.439	2.396	13

Tabelle 73: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG a. F. - Stand 31. Dezember 2022

Strom: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG a. F. im Jahr 2022

	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:				
≤ 2.000 kWh	23.853.526	1.881.904	8.262.012	13.014
> 2.000 kWh & ≤ 3.000 kWh	9.145.718	735.786	3.063.378	3.614
> 3.000 kWh & ≤ 4.000 kWh	5.771.245	418.185	1.946.942	4.485
> 4.000 kWh & ≤ 6.000 kWh	4.528.459	325.747	1.463.289	23.680
Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG				
> 1 kW & ≤ 7 kW	767.310	58.426	301.010	194

Tabelle 74: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG a. F. - Stand 31. Dezember 2022

Strom: Art der Ausführung der Funktionen des Messstellenbetriebs im Jahr 2022

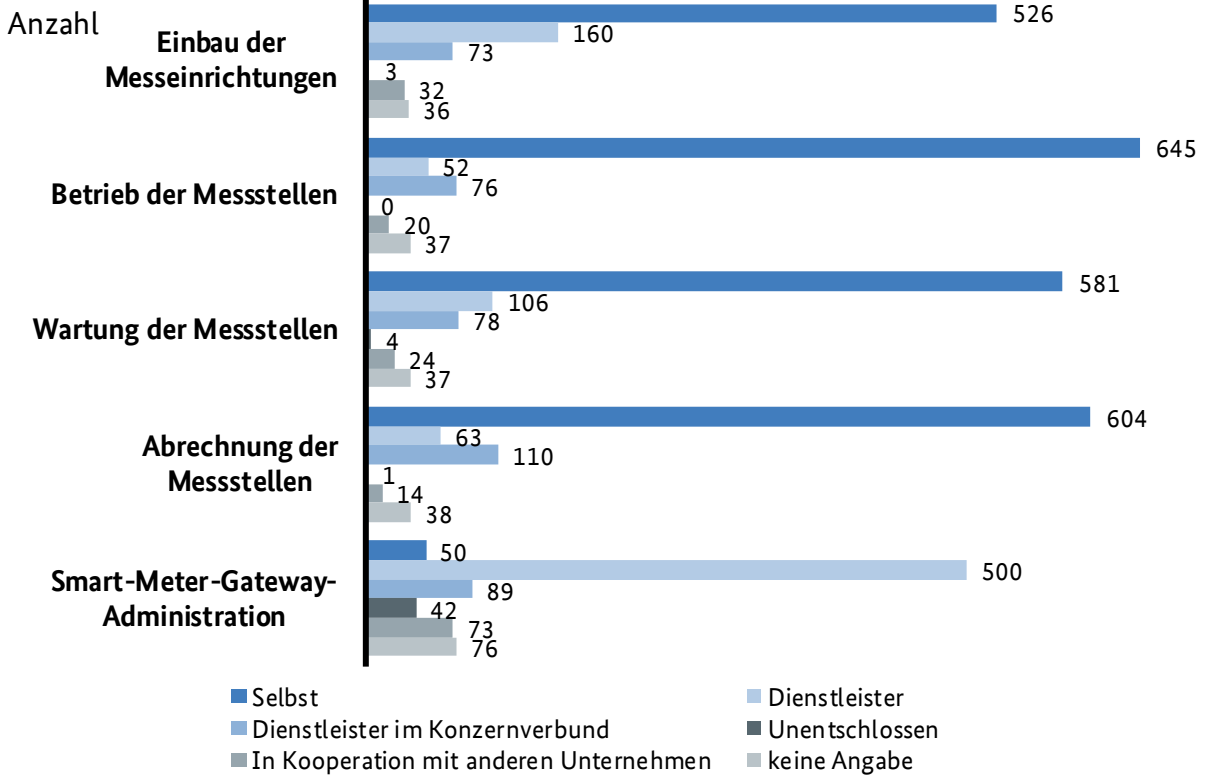


Abbildung 93: Art der Ausführung der Funktion Messstellenbetreiber - Stand 31. Dezember 2022

Strom: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway im Jahr 2022



Abbildung 94: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway - Stand 31. Dezember 2022

Strom: Vertreiben Sie Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb?

Abfrage für das Jahr 2022

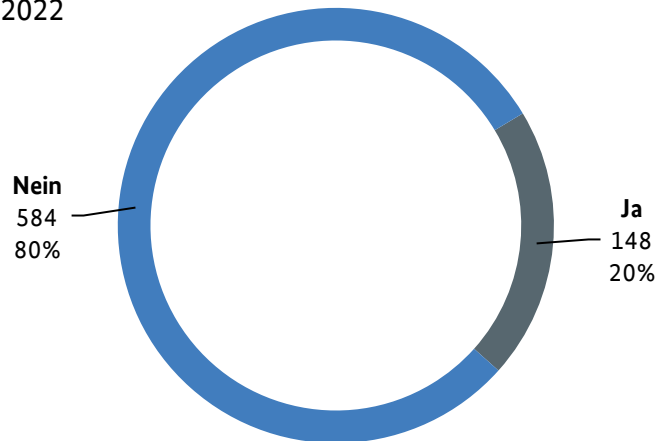


Abbildung 95: Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb - Stand 31. Dezember 2022

Strom: Wie erfolgt die Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/Anschlussnehmer?

Abfrage für das Jahr 2022

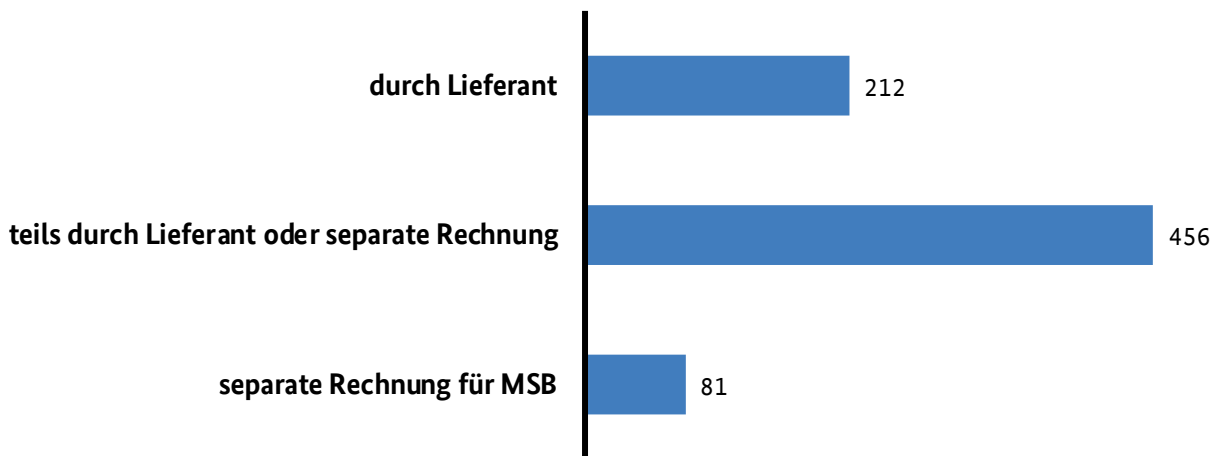


Abbildung 96: Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/Anschlussnehmer - Stand 31. Dezember 2022

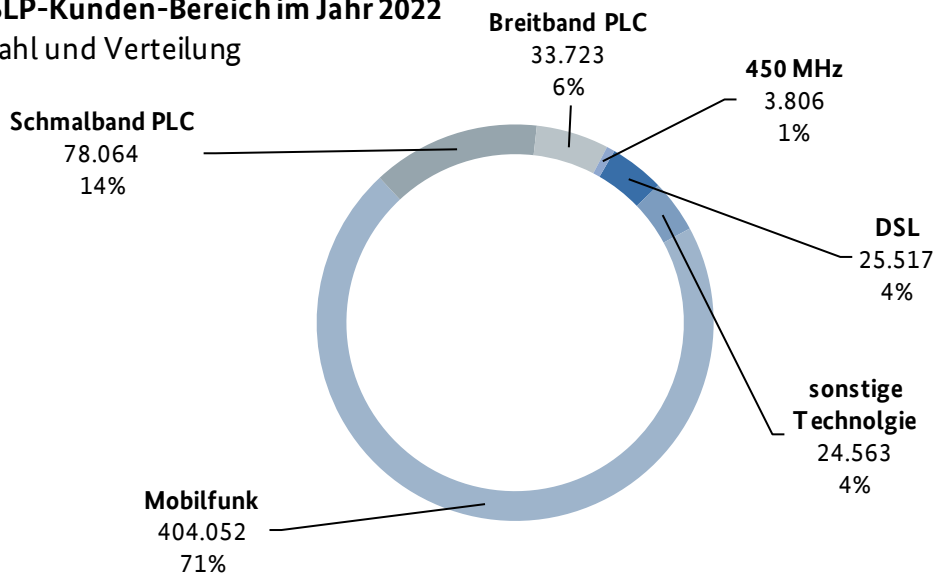
Strom: Eingesetzte Technologien bei Zählern/ Messeinrichtungen sowie Messsystemen im SLP-Kundenbereich

Anforderung	Messlokationen 2021	Messlokationen 2022
elektromechanische Zähler (Wechsel- und Drehstromzähler nach Ferraris-Prinzip)	30.180.731	26.714.186
davon Zwei- bzw. Mehrtarifzähler (Ferraris-Prinzip)	1.843.208	1.706.823
elektronische Messeinrichtung (Basiszähler, der nicht kommunikativ angebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG	6.497.685	6.132.559
moderne Messeinrichtung (die nicht in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG	13.813.899	17.304.415
Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme gemäß § 2 Nr. 7 MsbG sind (z. B. EDL40)	361.839	329.928
intelligente Messsysteme gem. § 2 Nr. 7 MsbG	133.460	272.024

Tabelle 75: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2022

Strom: Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kunden-Bereich im Jahr 2022

Anzahl und Verteilung



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

Abbildung 97: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2022

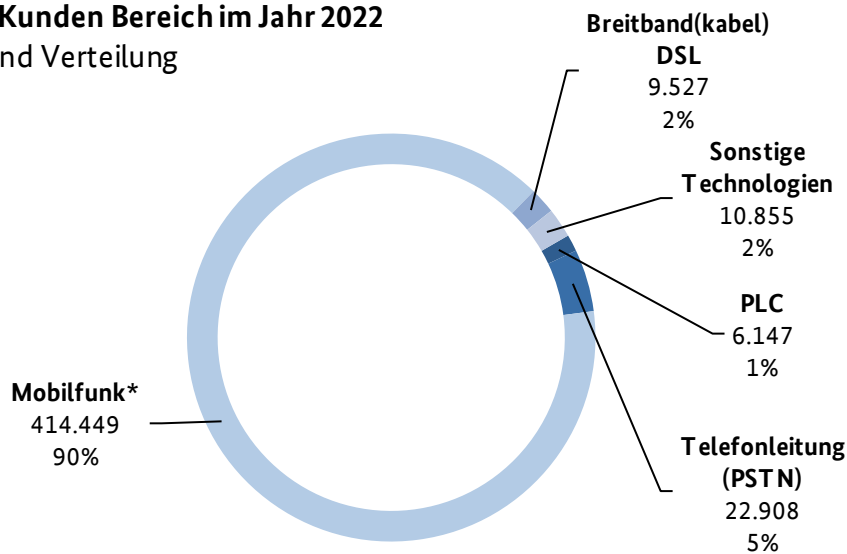
Strom: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich

Anforderung	Messlokationen 2022
Zähl- und Messeinrichtungen im RLM-Bereich (> 100.000 kWh/Jahr)	404.088
Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme gemäß § 2 Nr. 7 MsbG sind (z.B. EDL 40) (≤ 100.000 kWh/Jahr)	367.100
freiwilliger Einbau mit BSI-zertifizierten intelligenten Messsystemen	48.866
Sonstige	7.420

Tabelle 76: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2022

Strom: Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im RLM-Kunden Bereich im Jahr 2022

Anzahl und Verteilung



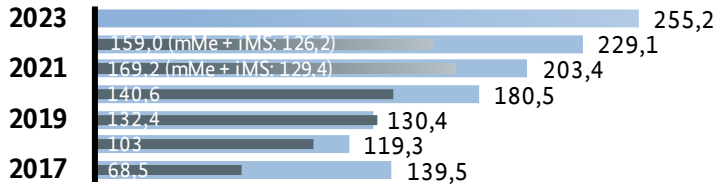
*inkl. Betriebsfunk, GSM/GPRS und UMTS/LTE

Abbildung 98: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im RLM-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2022

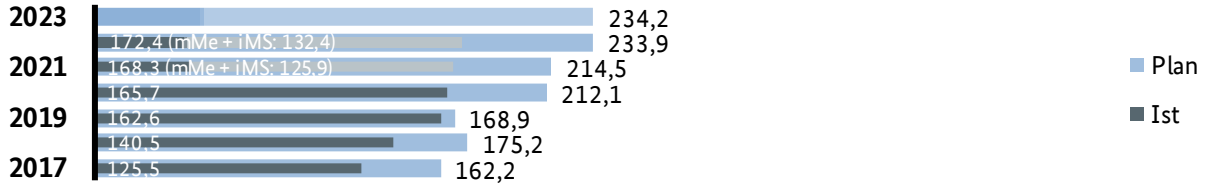
Strom: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

in Mio. Euro

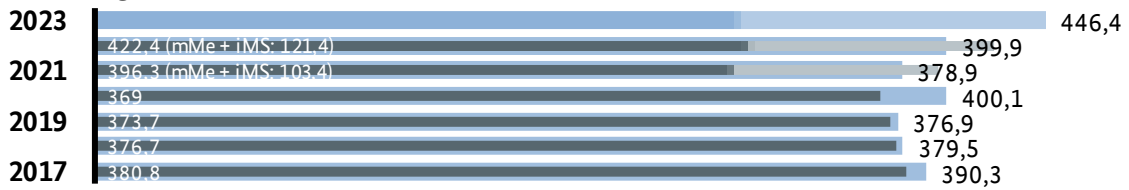
Investitionen in Neuinstallation, Ausbau, Erweiterung



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.

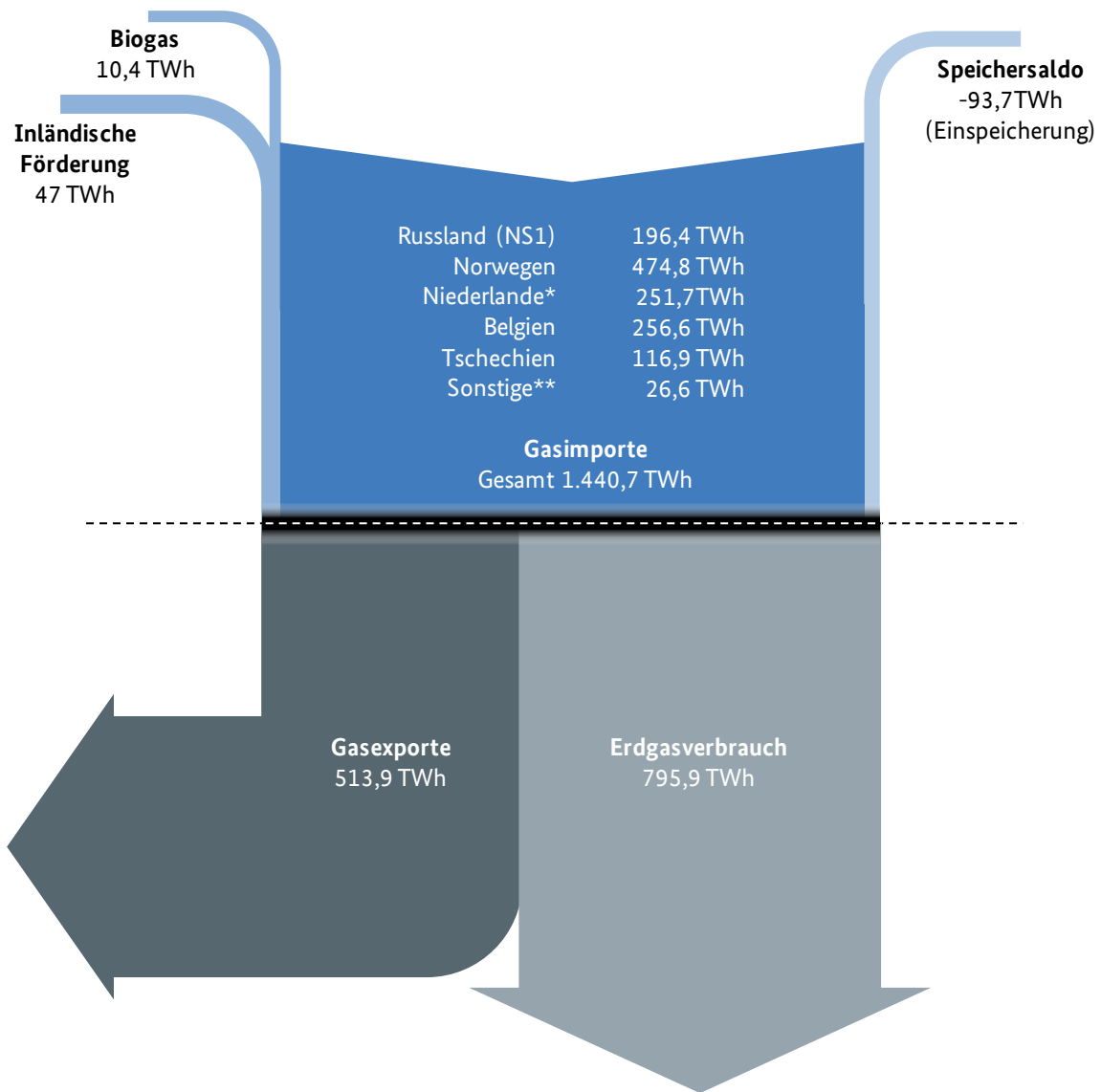
Abbildung 99: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

III Gas

A Situation auf den Gasmärkten

1. Netzübersicht

Gas: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz für das Jahr 2022
in TWh



*enthält Gas aus GB

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

Abbildung 100: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2022

Gas: Ausspeisemengen in 2022 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas

	Ausspeisemengen FNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme	Ausspeisemengen VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme
≤ 300 MWh/Jahr	<0,1	<0,1%	289,0	45,1%
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	0,5	0,3%	112,5	17,5%
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	5,9	3,8%	89,5	14,0%
> 100.000 MWh/Jahr	108,3	70,1%	104,8	16,3%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	39,8	25,8%	45,6	7,1%
Gesamtsumme	154,5	100%	641,4	100%

Tabelle 77: Ausspeisemengen Gas in 2022 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Angaben der FNB und VNB Gas

Gas: Gesamte Ausspeisemenge in 2022 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge gemäß Abfrage Lieferanten jeweils nach Kundenkategorien der Letztverbraucher

	Ausspeisemengen FNB und VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme	Abgabemengen Lieferanten in TWh	Anteil an der Gesamtsumme
≤ 300 MWh/Jahr	289,0	36,3%	300,7	39,2%
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	113,0	14,2%	105,6	13,8%
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	95,4	12,0%	89,7	11,7%
> 100.000 MWh/Jahr	213,1	26,8%	205,1	26,7%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	85,4	10,7%	65,8	8,6%
Gesamtsumme	795,9	100,0%	766,9	100,0%

Tabelle 78: Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2022 gemäß Angaben der FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge Gas gemäß Angaben der Gaslieferanten

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. Ein wesentlicher Indikator für den Grad der Marktkonzentration auf den Gasmärkten ist der Anteil von Unternehmen am Gesamt-Arbeitsgasvolumen in den Untertageerdgasspeichern.

Untertagegasspeicher

Das Bundeskartellamt grenzt in seiner Entscheidungspraxis einen sachlich relevanten Markt für den Betrieb von Untertagegasspeichern ab, der sowohl Poren- als auch Kavernenspeicher umfasst. In räumlicher Hinsicht hat das Bundeskartellamt diesen Markt zuletzt bundesweit abgegrenzt und hierbei erwogen, ggf. die in Österreich befindlichen Speicher „Haidach“ und „7Fields“ in den Markt einzubeziehen.⁷⁹ 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.⁸⁰ Für die Zwecke der Konzentrationsdarstellung im Energie-Monitoring auf dem Markt für den Betrieb von Untertagegasspeichern werden im Folgenden auch die in Österreich befindlichen Speicher „Haidach“ und „7Fields“ in die Betrachtung einbezogen⁸¹, so dass Angaben von 24 juristischen Personen erhoben wurden. Das Bundeskartellamt bemisst die Marktanteile auf diesem Markt anhand der Speicherkapazitäten (maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen).⁸² Die Konzernzurechnung erfolgte anhand der Dominanzmethode.

⁷⁹ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Oktober 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 225 ff.; Bundeskartellamt, Beschluss vom 31. Januar 2012, B8-116/11 – Gazprom/VNG, Rn. 208 ff.

⁸⁰ Vgl. COMP M./9641 – SNAM/FSI/OLT vom 11. Februar 2020, Rn. 30.

⁸¹ Zum Ende des Jahres 2022 wurde der Speicher Haidach über die Penta West-Leitung an das österreichische Marktgebiet (Fernleitungsebene) angeschlossen, wodurch für die diesjährige Betrachtung eine gewisse Unschärfe in dem berücksichtigten Gesamtarbeitsgasvolumen nicht auszuschließen ist. Durch das deutsch-österreichische Abkommen vom 17.2.2023 über die gemeinsame Nutzung der Erdgasspeicheranlagen Haidach und 7Fields wurden u.a. die Befüllungsziele des Speichers Haidach zugeordnet, was allerdings erst im nächsten Monitoringbericht Berücksichtigung finden kann.

⁸² Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Oktober 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 236 ff.

Gas: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern in TWh und des Anteils der drei größten Anbieter (CR3)

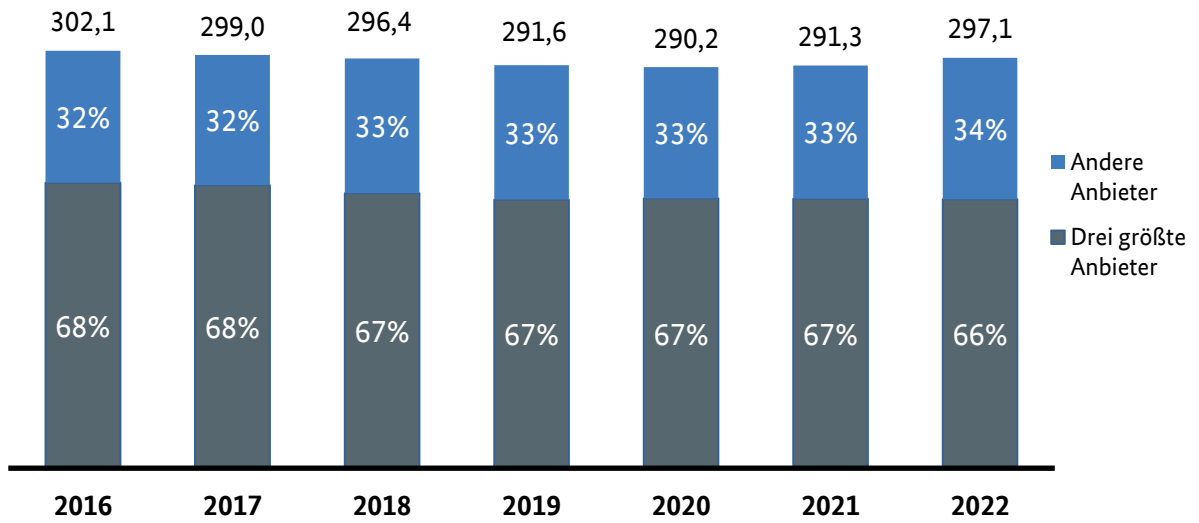


Abbildung 101: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter (CR3) mit den größten Speicherkapazitäten

Gasendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet auf den Gasletzterverbrauchermärkten 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.⁸³

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 953 Gaslieferanten (juristische Personen) zu Grunde (im Vorjahr: 963).

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

Gas: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2022

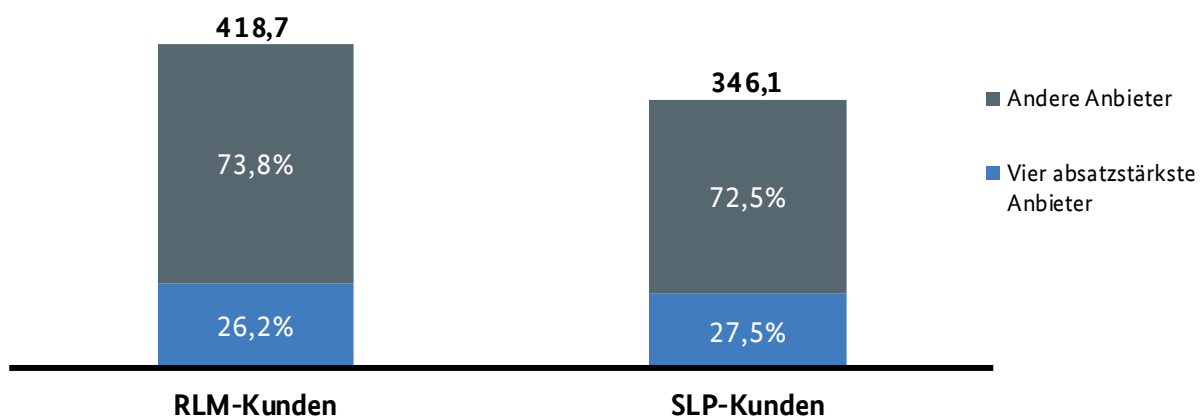


Abbildung 102: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2022 gemäß Angaben der Gaslieferanten

⁸³ 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-Kunden

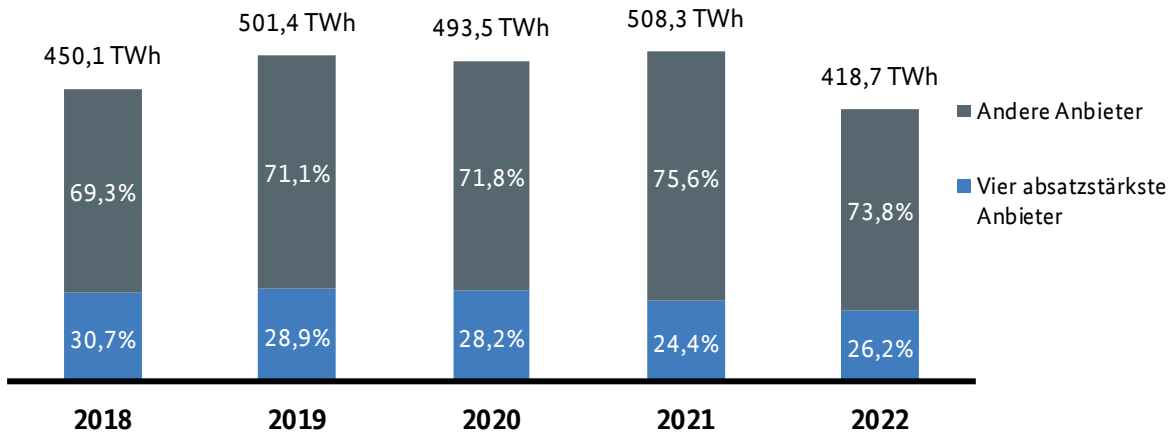


Abbildung 103: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM-Kunden gemäß Angaben der Gaslieferanten

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

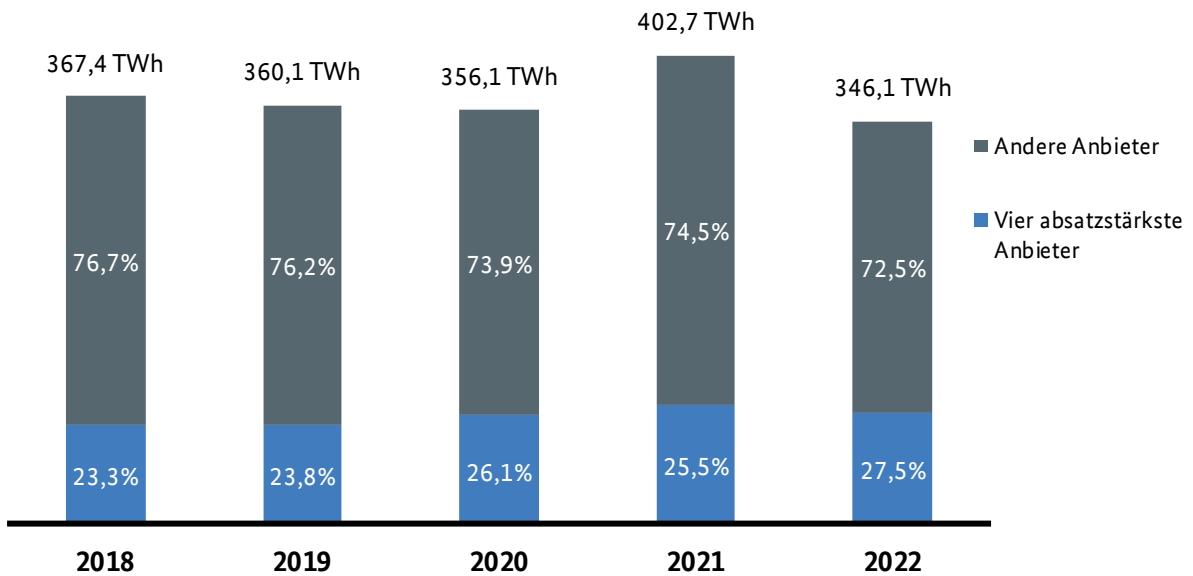


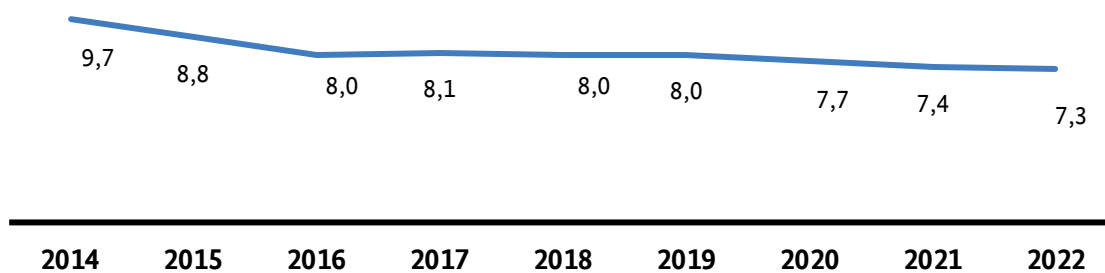
Abbildung 104: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an SLP-Kunden gemäß Angaben der Gaslieferanten

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. Hinzu kommt das Ausbleiben nennenswerter Neufunde. Das Verhältnis zwischen Reserve und Produktion (ehem. statische Reichweite) der Rohgasreserven nimmt seit Jahren ab. Errechnet wird dieser Wert aus den sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven und der letztjährigen Fördermenge für Rohgas. Die statische Reichweite 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 105: Verhältnis zwischen Reserve und Produktion der deutschen Erdgasreserven seit 2014

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.⁸⁴

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

⁸⁴ 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.

ankommenden Gasimporte werden zu großen Teilen durchgeleitet. Bis zum Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine stammte der überwiegende Teil der deutschen Gasimporte aus russischen Förderquellen. Seit Beginn des Krieges wurde der Bezug russischer Gaslieferungen nach und nach gestoppt. Die dadurch entfallenden Gasmengen konnten u.a. durch zusätzliche Gaslieferungen aus den Niederlanden, Belgien und Norwegen, dem Aufbau einer LNG-Gasinfrastruktur sowie durch Einsparmaßnahmen abgedeckt werden.

Bei der Betrachtung der Exporte wird auf die Länder abgestellt, die das Übernahmeland am jeweiligen Grenzübergangspunkt darstellen.

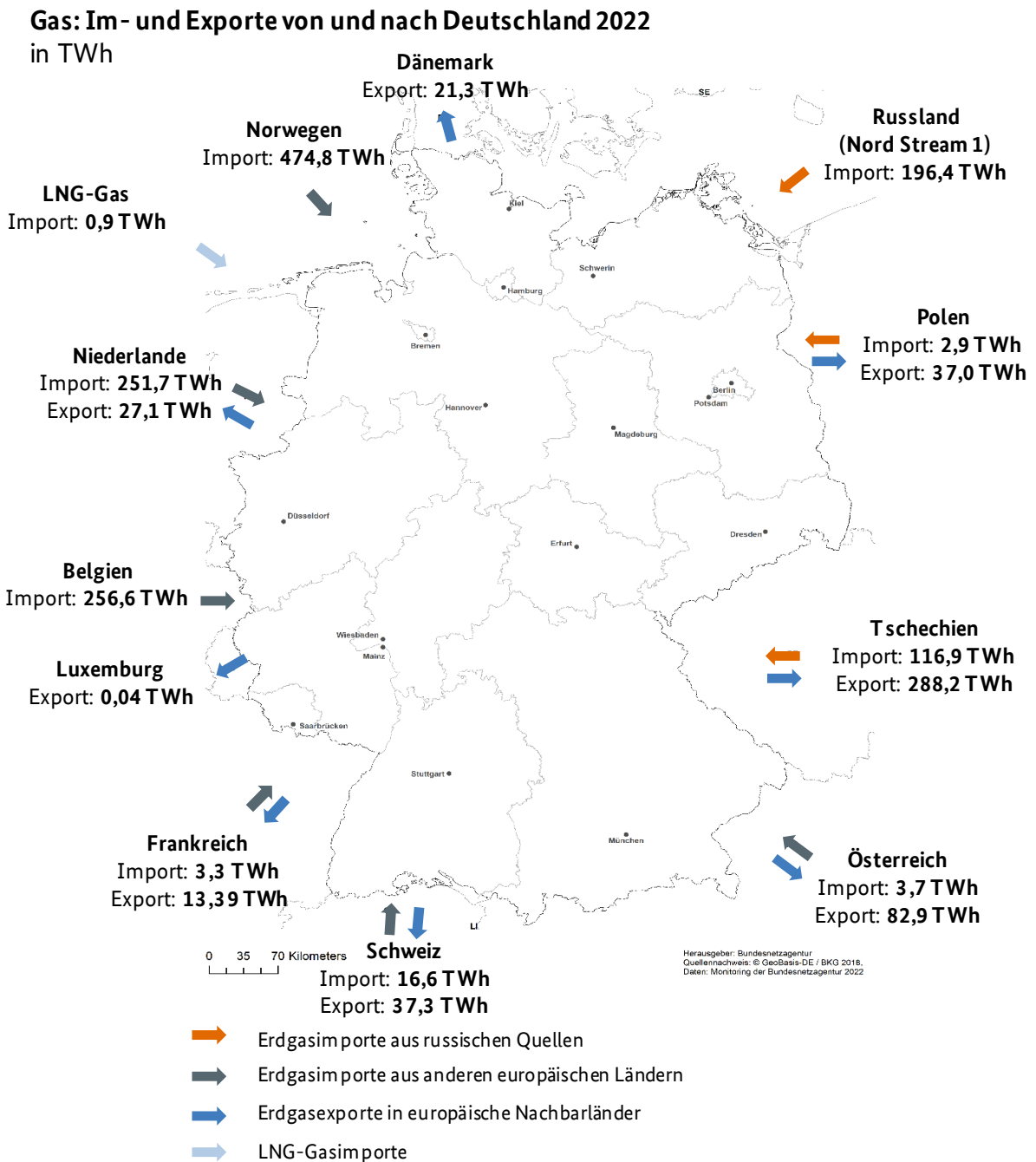


Abbildung 106: Gasflüsse von und nach Deutschland im Jahr 2022

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 Verteilnetzbetreiber 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

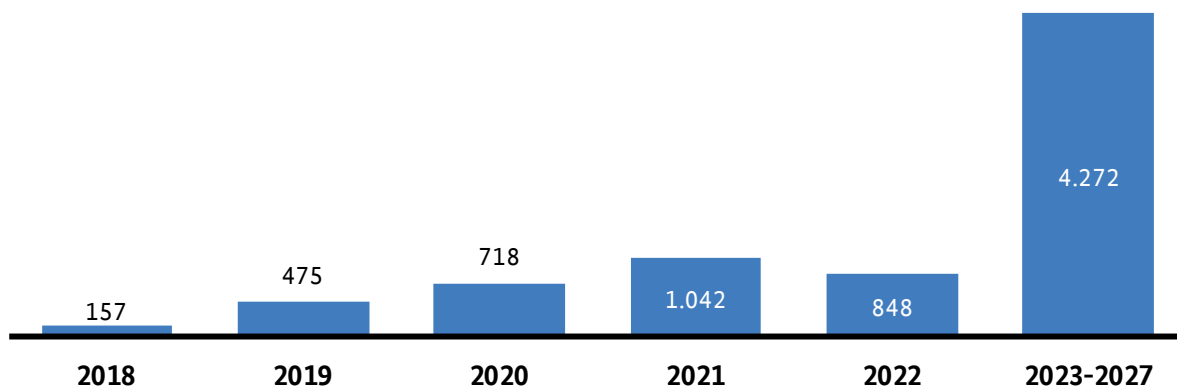


Abbildung 107: Umzustellende RLM-Kunden

Gas: Umzustellende SLP-Kunden

Anzahl

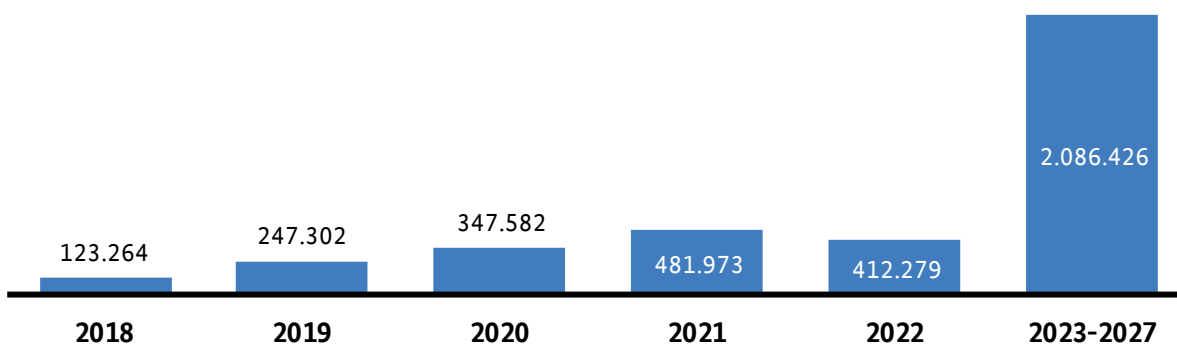


Abbildung 108: Umzustellende SLP-Kunden

Gas: Bewerbungen und Zuschläge für die Aufgabenpakete der Marktraumumstellung

Arbeitspakete	Bewerbungen			Zuschläge		
	2020	2021	2022	2020	2021	2022
Erhebungsarbeiten	9,4	8,5	8,0	3,6	3,4	2,7
Kontrolle Erhebungsarbeiten	5,3	5,0	5,6	1,1	1,0	1,1
Umstellung und Anpassung	9,2	8,4	8,2	3,5	3,3	2,7
Kontrolle Umstellung und Anpassung	5,6	5,0	5,4	1,1	1,0	1,1
Projektmanagement	4,3	4,0	4,4	1,0	1,0	1,0

Tabelle 79: Bewerbung und Zuschläge Aufgabenpakete MRU

4. Biogas (einschließlich Synthesegas)

Biogas⁸⁵ kann fermentativ oder thermisch erzeugt werden. Biogas, das zur Zeit 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 Anforderungen⁸⁶ 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.

Die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) stellt den rechtlichen Rahmen für das Förderinstrumentarium der Biogaseinspeisung dar.

⁸⁵ Unter Biogas versteht man im Sinne des § 3 Nr. 10f EnWG Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16) stammen.

⁸⁶ Gemäß der Arbeitsblätter G 260 und G 262 des DVGW e.V.

Gas: Kennzahlen Biogaseinspeisung in 2022

	Vertraglich vereinbarte Einspeiseleistung in Mio. kWh/h	Einspeisung in Mio. kWh/a	Anlagenanzahl
Biomethan	2,559	9.818,3	214
Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt. ^[1]	0,004	1,8	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]	0,003	0,0	1
Sonstige (Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas, Grubengas)	0,058	338,0	16
Gesamt	2,624	10.158,1	238

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

Tabelle 80: Kennzahlen Biogaseinspeisung in 2022

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 im für eine Vollversorgung von 80 Tagen). Voraussetzung hierfür ist ein adäquater Füllstand der Erdgasspeicher.

Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der Untergrundgasspeicher zum 31. Dezember 2022

in TWh

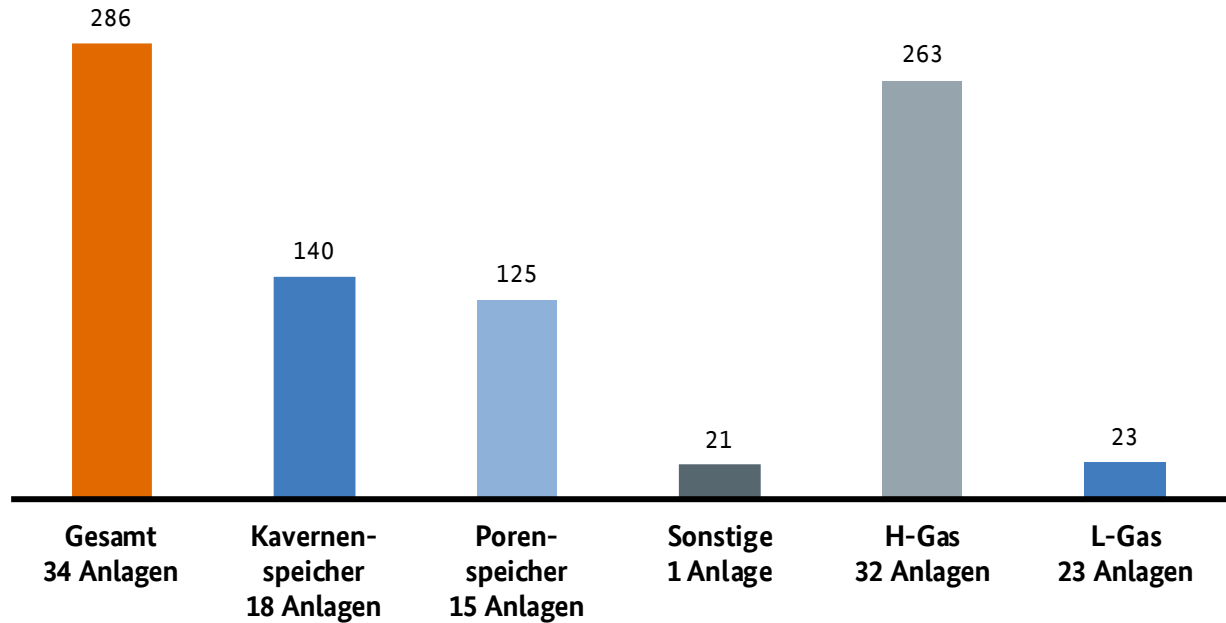


Abbildung 109: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2022

Gas: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber

Anzahl der Speicherunternehmen

Anzahl Kunden	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	7	9	8	10	11	9	10	11	9	11	9
2	3	3	4	2	2	2	4	2	3	2	3
3 - 9	7	7	5	4	6	6	4	6	4	4	6
10 - 15	2	2	3	3	1	3	4	3	3	2	2
16 - 20	1	2	1	1	2	3	2	1	2	1	4
> 20	1	1	2	2	2	0	0	1	2	4	0

Tabelle 81: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber

Gas: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2017 bis 2022 in TWh

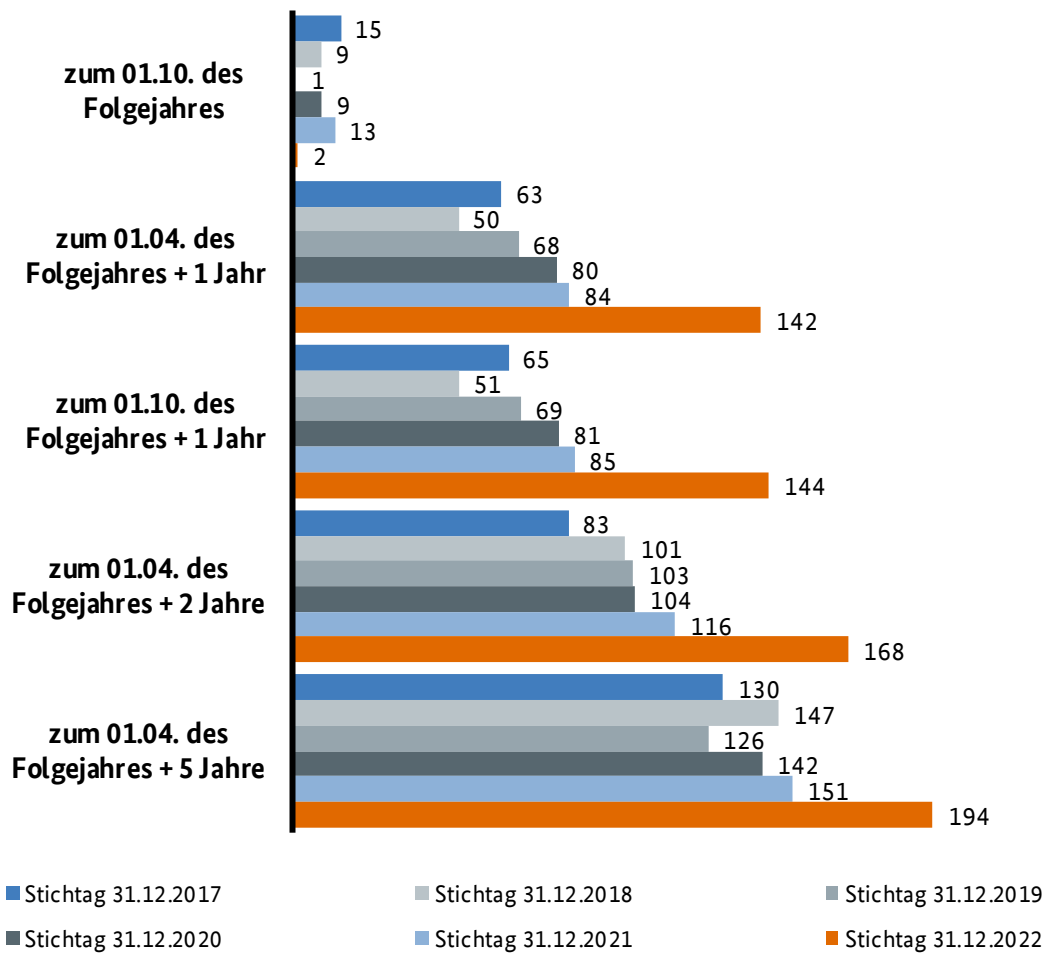


Abbildung 110: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden

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 EU-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

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Fernleitungsnetzbetreiber	16	16	16	16	16	16
Verteilernetzbetreiber	718	708	703	703	702	704
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	693	683	682	676	674	675
davon VNB mit weniger als 15.000 angeschlossenen Kunden ^[1]	547	536	534	534	532	532

[1] Angaben basierend auf den Angaben der Verteilernetzbetreiber Gas

Tabelle 82: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland – Stand 01. Juli 2023

Gas: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge (Stand 31.12.2022)

Anzahl und Verteilung

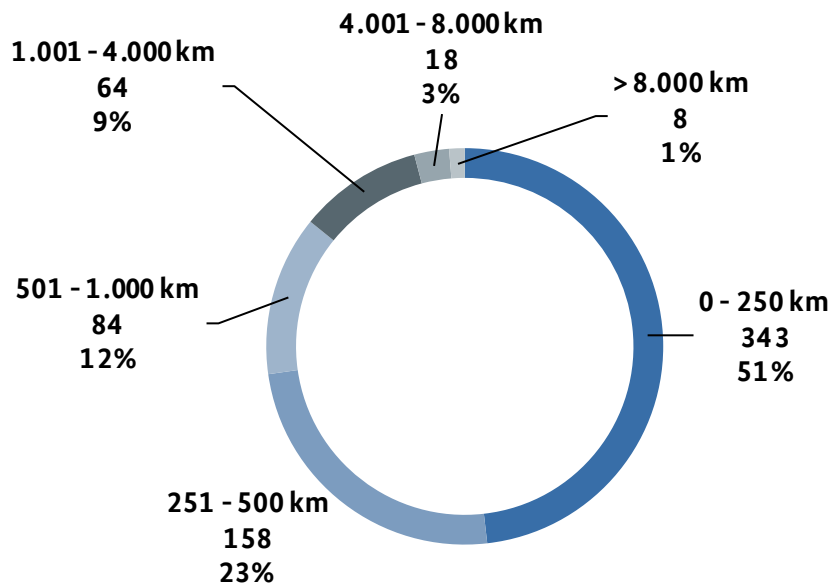


Abbildung 111: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2022

Gas: Netzstrukturdaten 2022

	FNB	VNB ^[1]	Gesamtsumme FNB und VNB
Netzbetreiber (Anzahl)	16	635	651
Netzlänge (in Tsd. km)	43,3	527,4	570,7
davon ≤ 0,1 bar	0,0	188,2	188,2
davon > 0,1 – 1 bar	0,0	264,1	264,1
davon > 1 – 5 bar	0,1	27,6	27,7
davon > 5 – 16 bar	2,9	27,4	30,3
davon > 16 bar	40,3	20,1	60,4
Ausspeisepunkte Gesamt (in Tsd.)	3,5	11.190,2	11.193,7
davon ≤ 0,1 bar	0,0	6.045,8	6.045,8
davon > 0,1 – 1 bar	0,0	4.923,6	4.923,6
davon > 1 – 5 bar	0,1	209,1	209,2
davon > 5 – 16 bar	1,2	9,4	10,6
davon > 16 bar	2,2	2,3	4,5
Marktllokationen von Letztverbrauchern (in Tsd.)	0,5	14.480,8	14.481,3
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	0,5	1.606,3	1.606,8
davon Haushaltskunden	0,0	12.874,5	12.874,5

[1] Die Auswertung beruht auf Angaben von 635 Netzbetreibern

Tabelle 83: Netzstrukturdaten 2022 gemäß Angaben der FNB und VNB Gas, Stand 31. Dezember 2022

Gas: Marktllokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene (Stand 31.12.2022)

Anzahl in Mio.

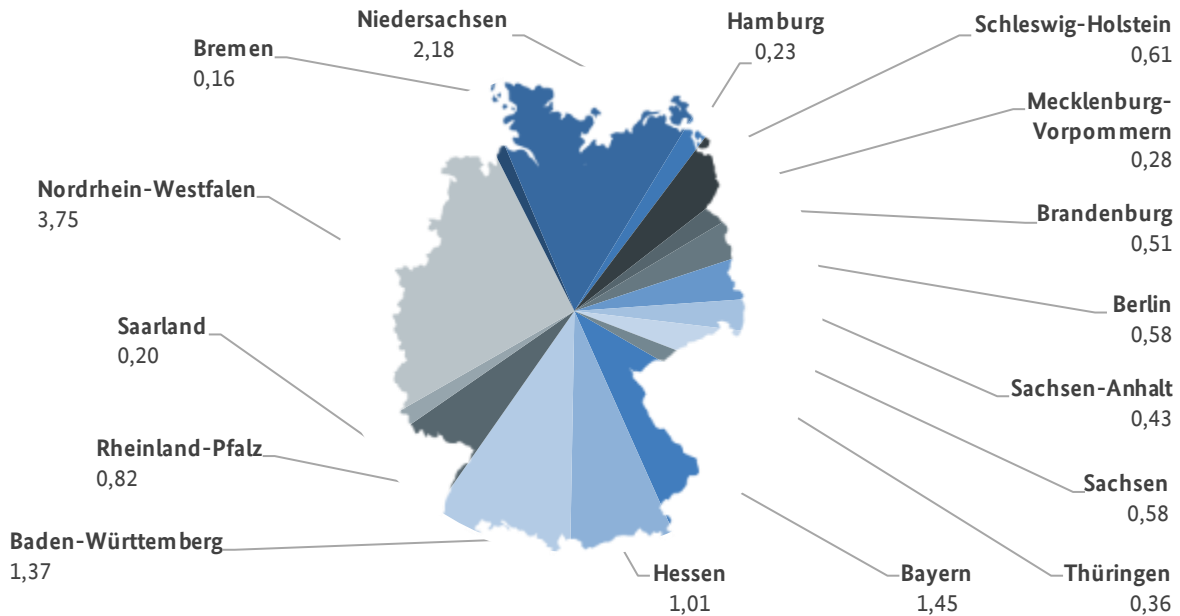


Abbildung 112: Marktllokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2022

Gas: Marktllokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene (Stand 31.12.2022)

Anzahl

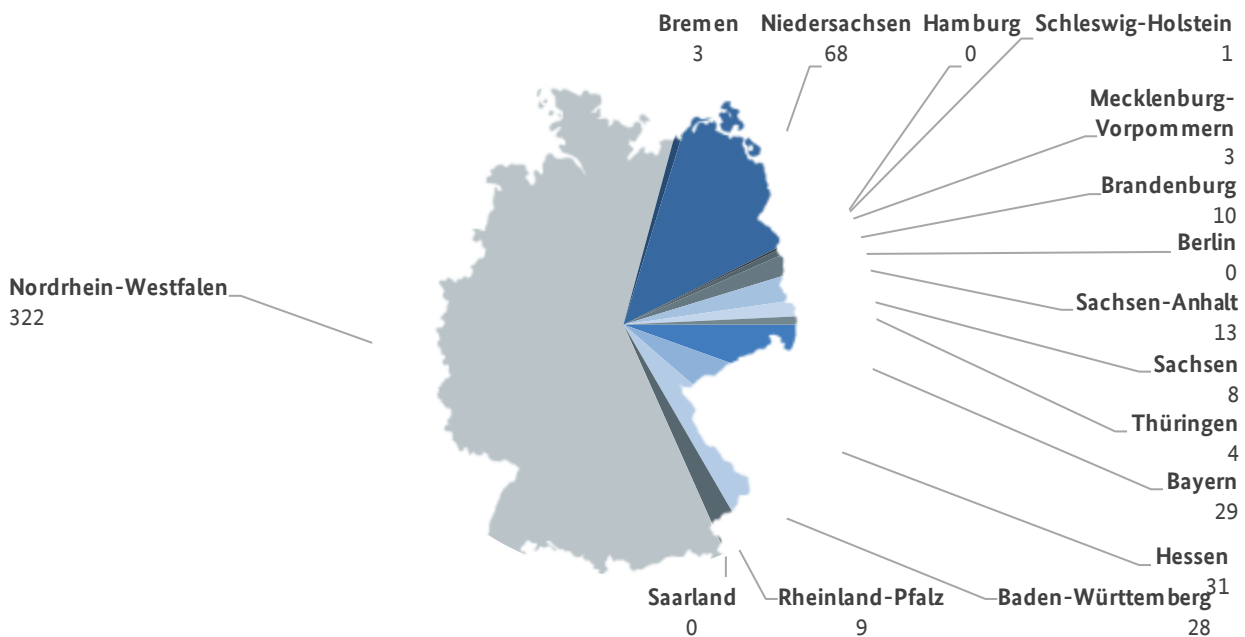


Abbildung 113: Marktllokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene gemäß Angaben der FNB Gas – Stand 31. Dezember 2022

Gas: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen (Stand 31.12.2022)

Anzahl und Verteilung

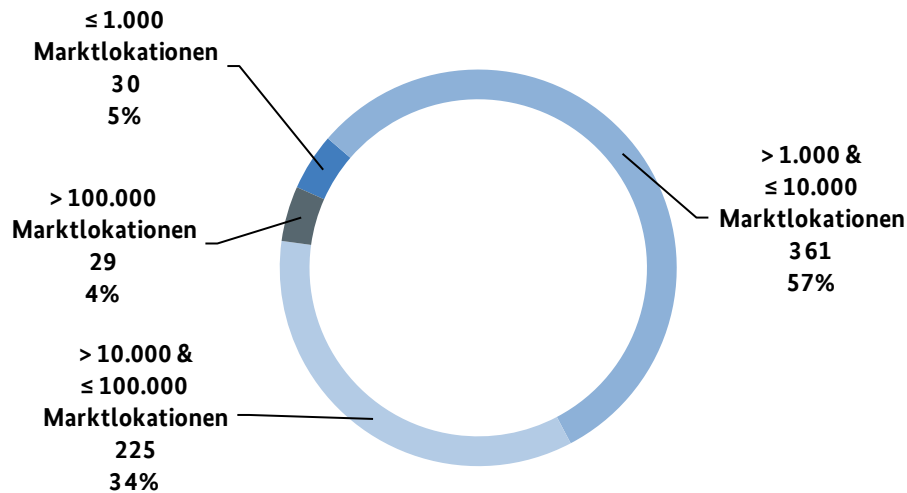


Abbildung 114: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2022

2. Netzausbau - Netzentwicklungsplan Gas

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber („FNB“), in jedem geraden Jahr einen gemeinsamen, deutschlandweiten Netzentwicklungsplan (NEP) zu erstellen. Der Plan muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes sowie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb netztechnisch erforderlich sind. In den ungeraden Jahren ist von den FNB bis zum 1. April ein gemeinsam erarbeiteter Umsetzungsbericht vorzulegen.

Am Anfang des Prozesses erstellen die FNB einen Szenariorahmen. Die Szenarien sollen die möglichen Entwicklungen im Gassektor in den nächsten zehn Jahren darstellen. Dafür werden unter anderem Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, des Aufkommens und des Verbrauchs von Gas, aber auch über geplante Investitionsvorhaben in die Netze und Speicher sowie denkbare Versorgungsstörungen getroffen. Die FNB geben der Öffentlichkeit und den nachgelagerten Netzbetreibern nach der Veröffentlichung des Szenariorahmens Gelegenheit zur Stellungnahme. Nach Abschluss des Konsultationsverfahrens legen sie den Entwurf des Szenariorahmens der Bundesnetzagentur vor. Die Bundesnetzagentur prüft und bestätigt den Szenariorahmen unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung.

Es folgt die Erstellung des NEP: Auf Grundlage des Szenariorahmens modellieren die FNB den Netzausbaubedarf für die folgenden zehn Jahre und erstellen einen NEP-Entwurf. Sowohl die Öffentlichkeit als auch die nachgelagerten Netzbetreiber haben dann Gelegenheit zur Äußerung. Die erforderlichen

Informationen werden auf der Homepage der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. zur Verfügung gestellt. Nach der Überarbeitung wird der erweiterte Entwurf des NEP an die Bundesnetzagentur übergeben, die ihrerseits eine Konsultation durchführt. Dafür werden alle tatsächlichen und potenziellen Netznutzer angehört und das Ergebnis wird veröffentlicht. Die Bundesnetzagentur kann von den FNB innerhalb von drei Monaten nach Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses Änderungen des NEP verlangen. Die FNB müssen die Änderungen innerhalb von drei Monaten umsetzen. Die Bundesnetzagentur kann bestimmen, welcher FNB für die Durchführung einer Maßnahme aus dem NEP Gas verantwortlich ist. Verlangt die Bundesnetzagentur keine Änderungen innerhalb der Frist, ist der NEP für die FNB verbindlich.

Ergänzend dazu sieht der NC CAM ein Verfahren zur marktbasierter Ermittlung des Bedarfs und ggf. Schaffung von zusätzlichen Kapazitäten an Grenzübergangspunkten (sog. Incremental-Capacity-Verfahren) vor. Die Ergebnisse des Verfahrens dienen als gesicherte Grundlage zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs durch die FNB.

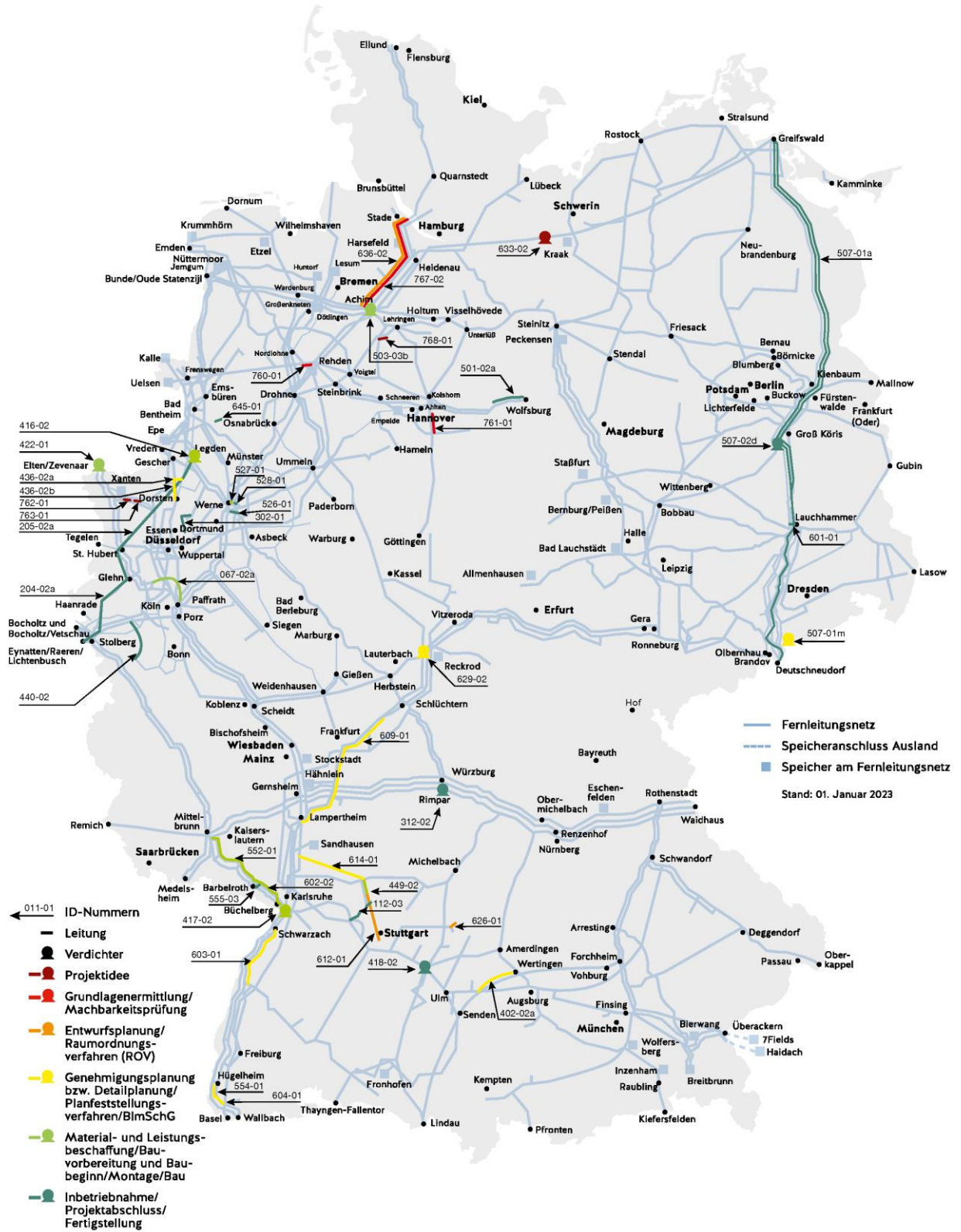


Abbildung 115: Umsetzungsstand der Netzausbaumaßnahmen zum 01. Januar 2023 im NEP Gas 2022-2032

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 Verteilnetzbetreiber 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

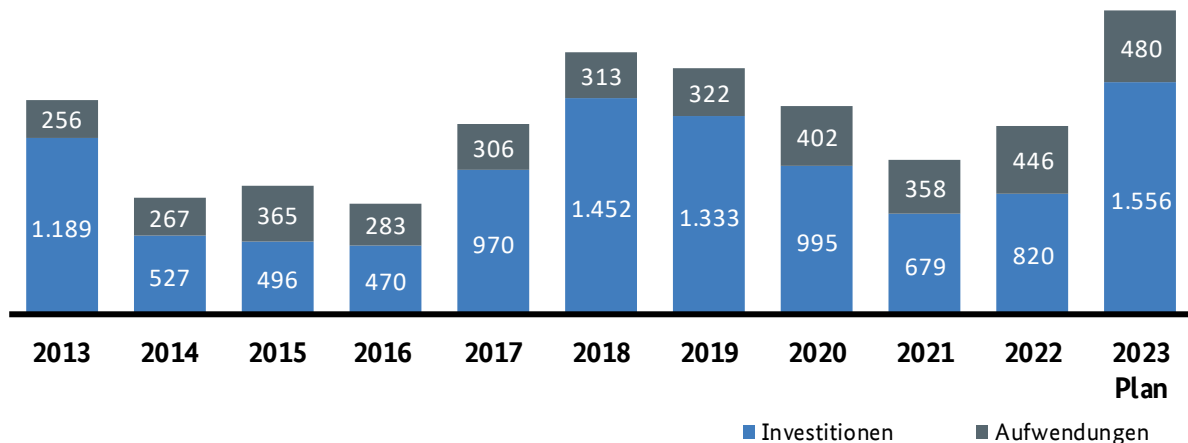


Abbildung 116: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber

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

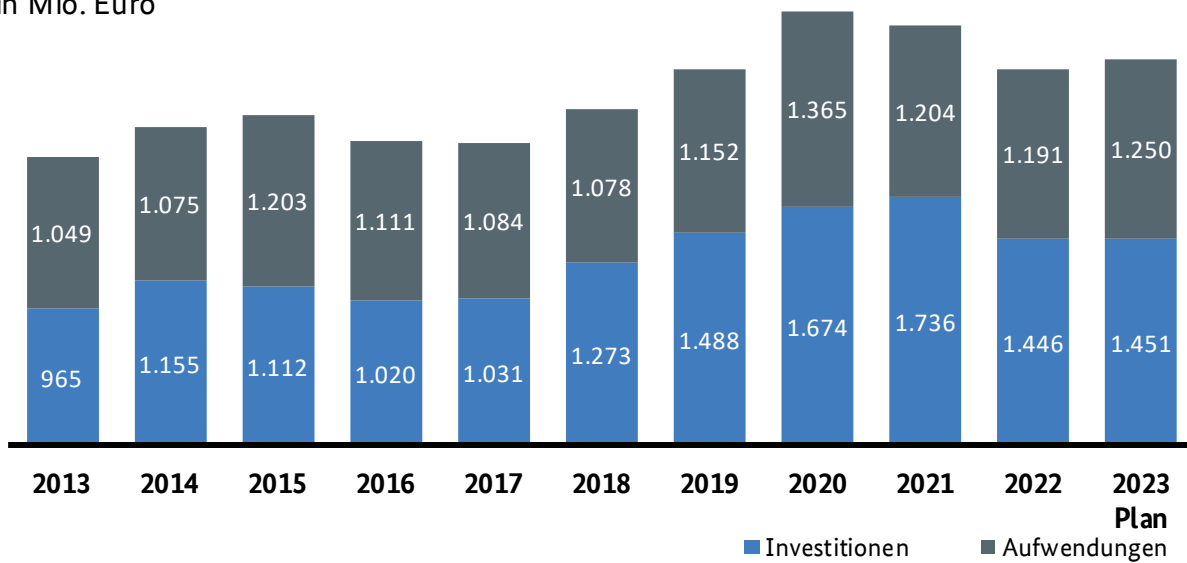


Abbildung 117: Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Gas

**Gas: Aufteilung der Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen
in 2022**

Anzahl und Verteilung

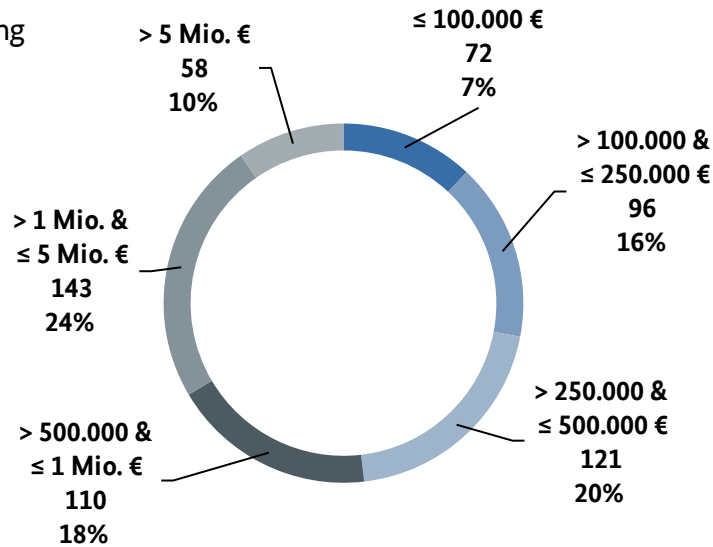


Abbildung 118: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2022

Gas: Aufteilung der Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen in 2022

Anzahl und Verteilung

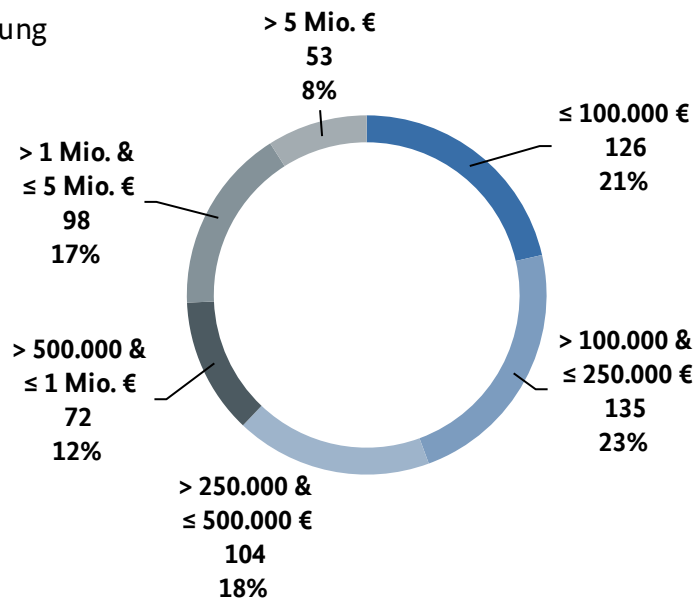


Abbildung 119: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2022

4. Kapazitätsangebot und Vermarktung

Bei den Transportkapazitäten handelt es sich um das Recht, in das Fernleitungsnetz ein- und ausspeisen zu dürfen. Die unter Nutzung dieses Rechts zu transportierende Gasmenge wird durch den Transportkunden durch die sogenannte Nominierung angemeldet. Nachfolgend wird nach den verschiedenen am Markt angebotenen Kapazitätsprodukten unterschieden. Dabei wird nach der Laufzeit der entsprechenden Ein- und Ausspeisekapazitätsprodukte differenziert. Die Angaben beziehen sich insbesondere auf das mittlere Angebot von bzw. der Nachfrage nach festen Kapazitäten an Grenzübergangspunkten sowie auf die Nachfrage nach Kapazitäten an buchbaren Netzanschlusspunkten zu Speichern, Kraftwerken und Letztverbrauchern.

Die im Rahmen der internen Bestellung mit nachgelagerten Netzbetreibern vereinbarten Vorhalteleistungen der FNB sind hier nicht inkludiert, da die Netzkopplungspunkte zu Verteilernetzen nicht direkt an Transportkunden vermarktet werden.

Die verschiedenen Kapazitätsprodukte werden in der Festlegung zur Standardisierung von Kapazitätsprodukten im Gassektor (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 berücksichtigt. Die Definition des Produktes entspricht grundsätzlich der des DZK-Produktes, jedoch mit dem Unterschied, dass die Nutzung ohne Festlegung eines Transportpfades (Zugang zum Virtuellen Handlungspunkt (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 Einspeisekapazitäten im GWJ 2021/2022
in GWh/h

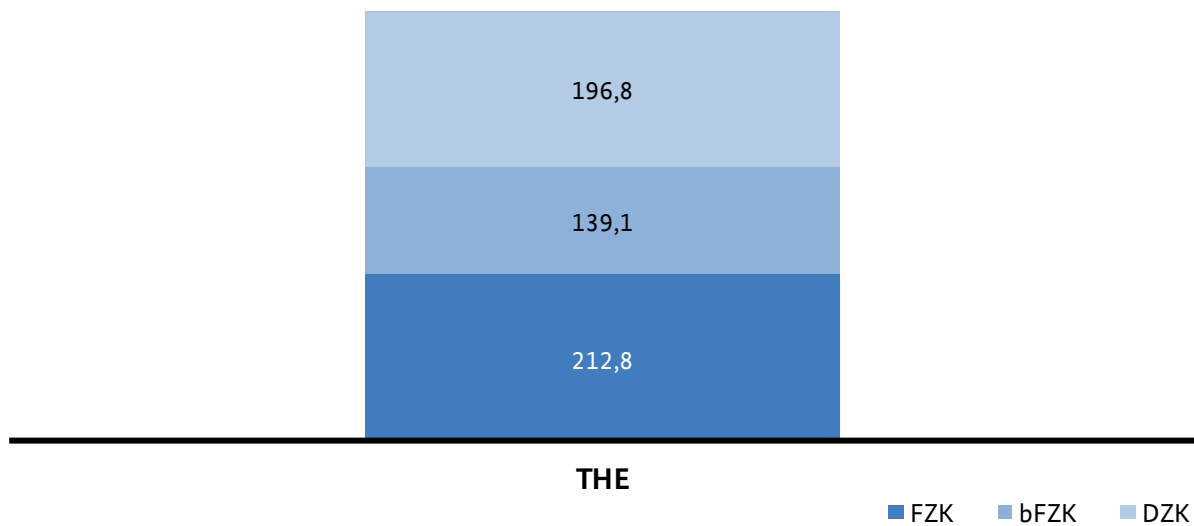


Abbildung 120: Angebot von Einspeisekapazitäten

Gas: Angebot von Ausspeisekapazitäten im GWJ 2021/2022
in GWh/h

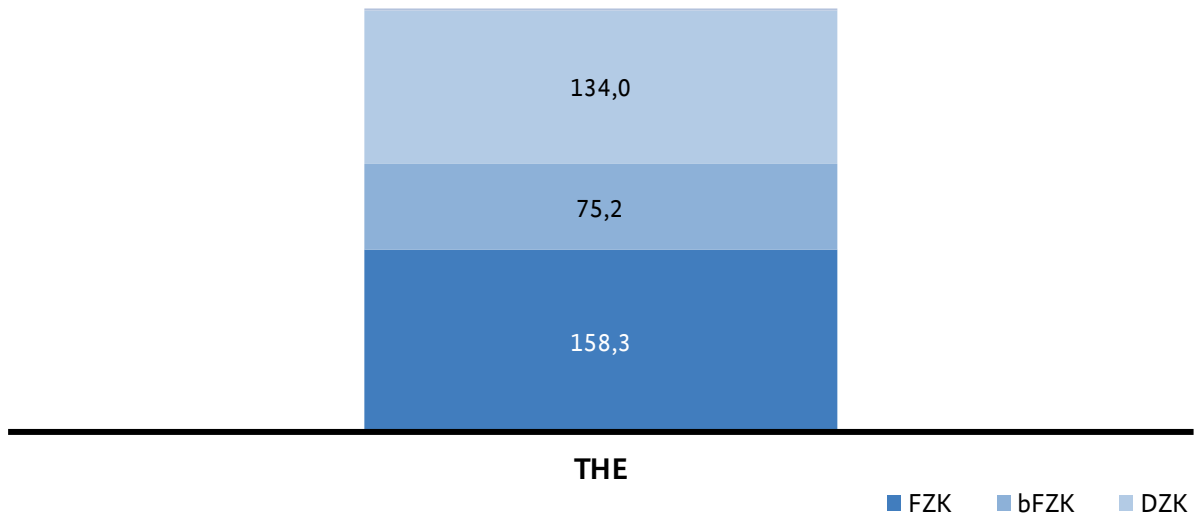


Abbildung 121: Angebot von Ausspeisekapazitäten

Gas: Buchung der Einspeisekapazität nach Produktlaufzeiten und Marktgebiet im GWJ 2020/2021
in GWh/h

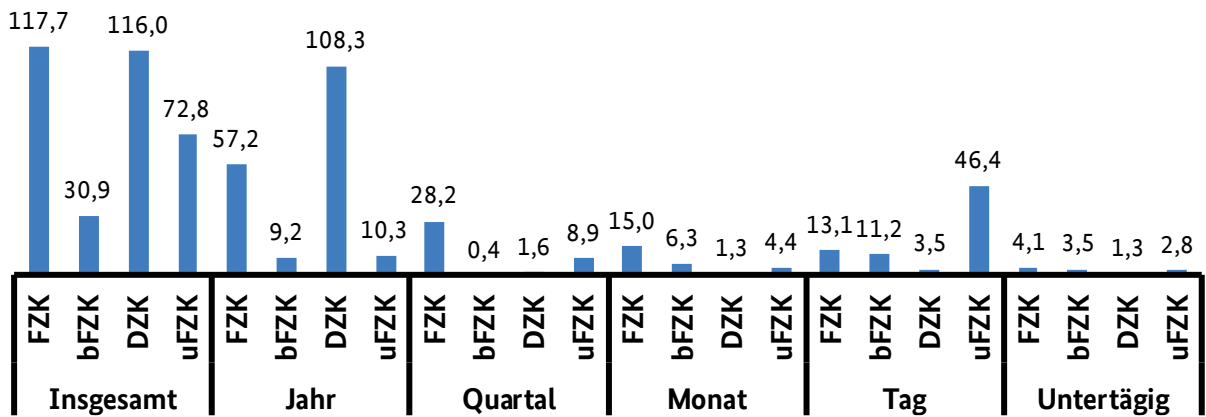


Abbildung 122: Buchung der Einspeisekapazitäten nach Produktlaufzeit

Gas: Buchung der Ausspeisekapazität nach Produktlaufzeiten und -kategorie im GWJ 2021/2022

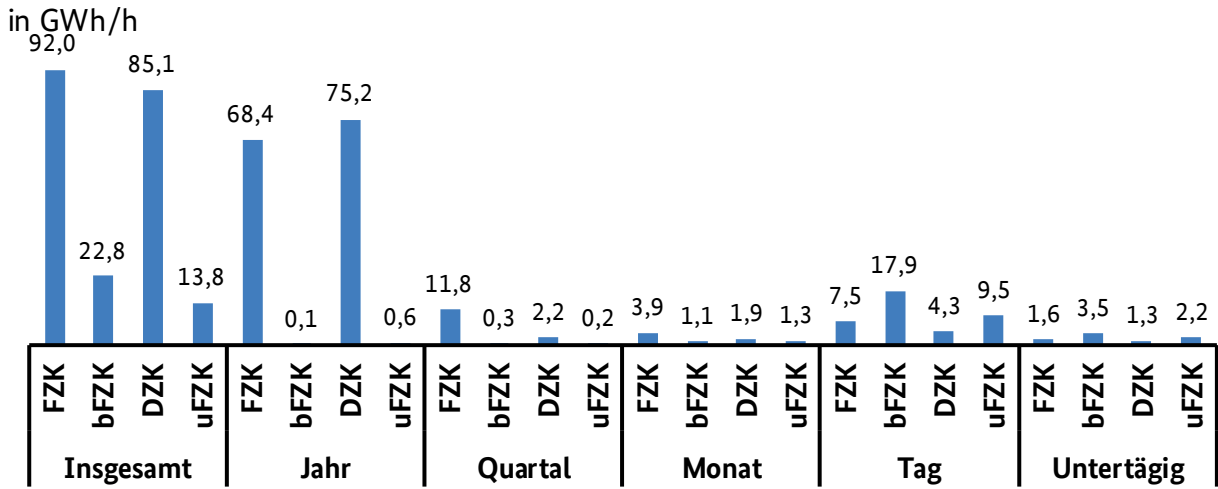


Abbildung 123: Buchung der Ausspeisekapazitäten nach Produktlaufzeit

Gas: Nominierungen von Transportkunden an Ein- und Ausspeisepunkte im GWJ 2021/2022

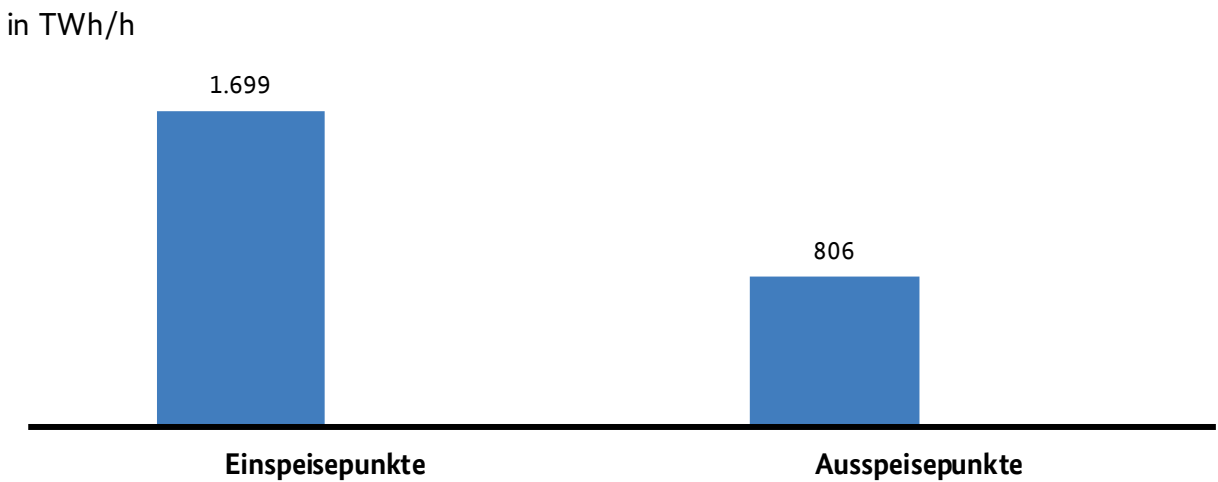


Abbildung 124: Buchung der nominierungspflichtigen Ein- und Ausspeisepunkte im GWJ 2021/2022

5. Versorgungsstörungen Gas

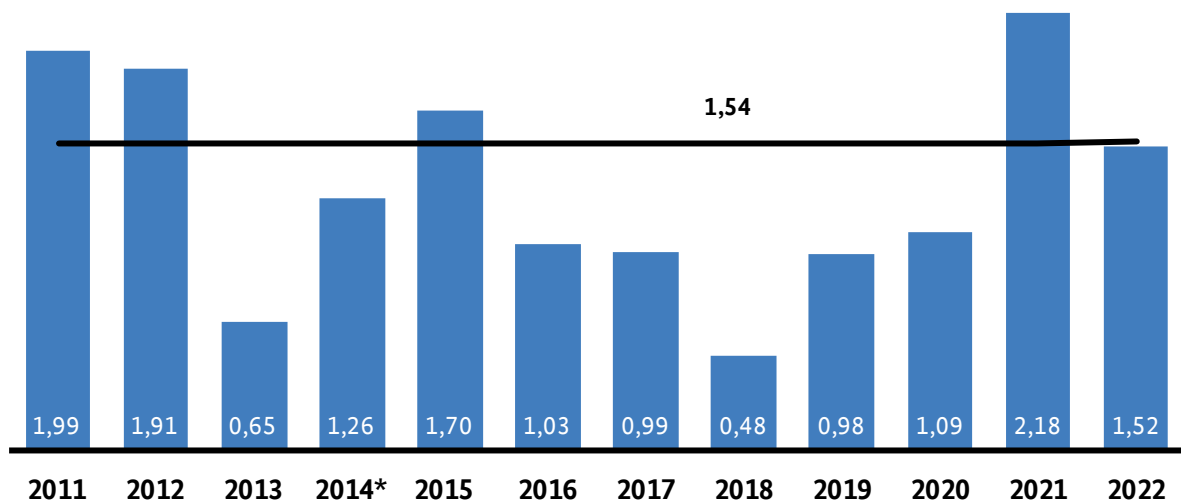
Die Bundesnetzagentur ermittelt jährlich den Durchschnittswert der Gas-Versorgungsunterbrechungen für alle Letztverbraucher in Deutschland (SAIDI: System Average Interruption Duration Index). In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die zurückzuführen sind auf Einwirkungen durch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

Gas: SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2022

Druckstufe	Spezifischer SAIDI	Anmerkungen
≤ 100mbar	1,08 min/Jahr	Haushalts- u. Kleinverbraucher
> 100mbar	0,44 min/Jahr	Großverbraucher, Gaskraftwerke
> 100mbar	5,35 min/Jahr	nachgelagerte Netzbetreiber (nicht Teil des SAIDI)
druckstufenunabhängig	1,52 min/Jahr	SAIDI-Wert über alle Letztverbraucher

Tabelle 84: Versorgungsunterbrechungen im Jahr 2022

Gas: Zeitablauf des SAIDI-Wertes in min/Jahr



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

Abbildung 125: Entwicklung des SAIDI Gas von 2011 bis 2022

Gas: SAIDI nach Bundesländern 2022 in mbar

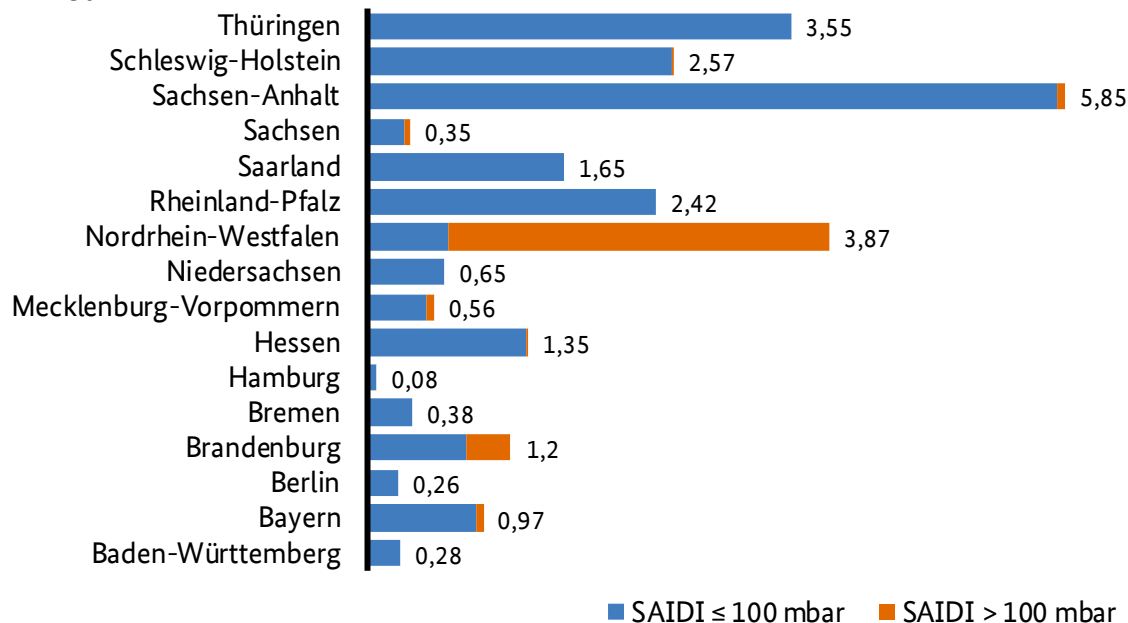


Abbildung 126: SAIDI Gas - Aufteilung nach Bundesländern

6. Netzentgelte

Netzentgelte werden von den Fernleitungs- und Verteilnetzbetreibern erhoben und stellen einen Bestandteil des Endkundenpreises dar. Mittels der Netzentgelte werden die Kosten für Betrieb, Unterhaltung und Ausbau der Netze auf alle Netznutzer umgelegt. Die Entgelte des Netzbetreibers sind diskriminierungsfrei und möglichst verursachungsgerecht unter Beachtung einer Erlösobergrenze insgesamt vom Netzbetreiber festzulegen. Die Erlösobergrenze wird, unter Anwendung der in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) festgelegten Vorschriften, je Netzbetreiber für jedes Jahr einer Regulierungsperiode ermittelt. Die Netzentgelte gehören somit zu den regulierten Endpreisbestandteilen.

Die Ermittlung der Erlösobergrenze erfolgt unter Anwendung der Instrumente der Anreizregulierung auf Basis einer zuvor durchgeführten Kostenprüfung. Hierbei werden die Kosten des Netzbetriebs durch die zuständige Regulierungsbehörde erhoben und geprüft. Die Kostenprüfung erfolgt vor Beginn einer Regulierungsperiode, das heißt alle fünf Jahre, auf Basis des testierten Jahresabschlusses des vorvorletzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Davon ausgehend ergeben sich die Netzkosten als Summe der aufwandsgleichen Kosten, der kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sowie den kalkulatorischen Steuern abzüglich kostenmindernder Erlöse und Erträge.

Ausgehend von den ermittelten Werten für das Basisjahr erfolgt die Bestimmung der Erlösobergrenzen unter Anwendung verschiedener Regulierungsfaktoren (z. B. sektorale Produktivitätsentwicklung, Verbraucherpreisindex, individuelle Effizienzvorgaben, Kapitalkostenabzug wegen zwischenzeitlich abgeschriebener Anlagen sowie Kapitalkostenaufschlag für neu getätigte Investitionen etc.).

Die Netzkosten werden hierfür in unterschiedliche Kostenanteile aufgeteilt. Hervorzuheben sind dabei die sogenannten „dauerhaft nicht beeinflussbaren“ Kosten, die nicht den Instrumenten der Anreizregulierung unterliegen. Als solche gelten auf Fernleitungsebene u. a. Kosten für Investitionsmaßnahmen gem. § 23 ARegV. Für die Verteilnetzbetreiber 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 Netzentgeltssystematik werden die für den jeweiligen Netzbetreiber zugelassenen Erlöse auf die Netznutzer umgelegt. Ausgehend von den Erlösobergrenzen werden die von den Netznutzern zu begleichenden Netzentgelte festgelegt. Hierfür sieht der Abschnitt 3 der GasNEV im Rahmen der Kostenträgerrechnung grundsätzlich zwei unterschiedliche Entgeltssysteme vor. Als Regelfall sind in § 13 GasNEV Ein- und Ausspeise-Kapazitätsentgelte vorgesehen. Diese kommen bei den Fernleitungsnetzbetreibern und den Verteilnetzbetreiber, die Kapazitätsentgelte ausweisen, zur Anwendung. Seit dem 1. Januar 2020 gelten für die Fernleitungsnetzbetreiber die Vorgaben der Verordnung (EU) 2017/460 (NC TAR), in der europaweit harmonisierte Vorgaben für die Entgeltstruktur vorgegeben werden.

Gas: Entwicklung der Netzentgelte inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb jeweils zum 1. April
in ct/kWh

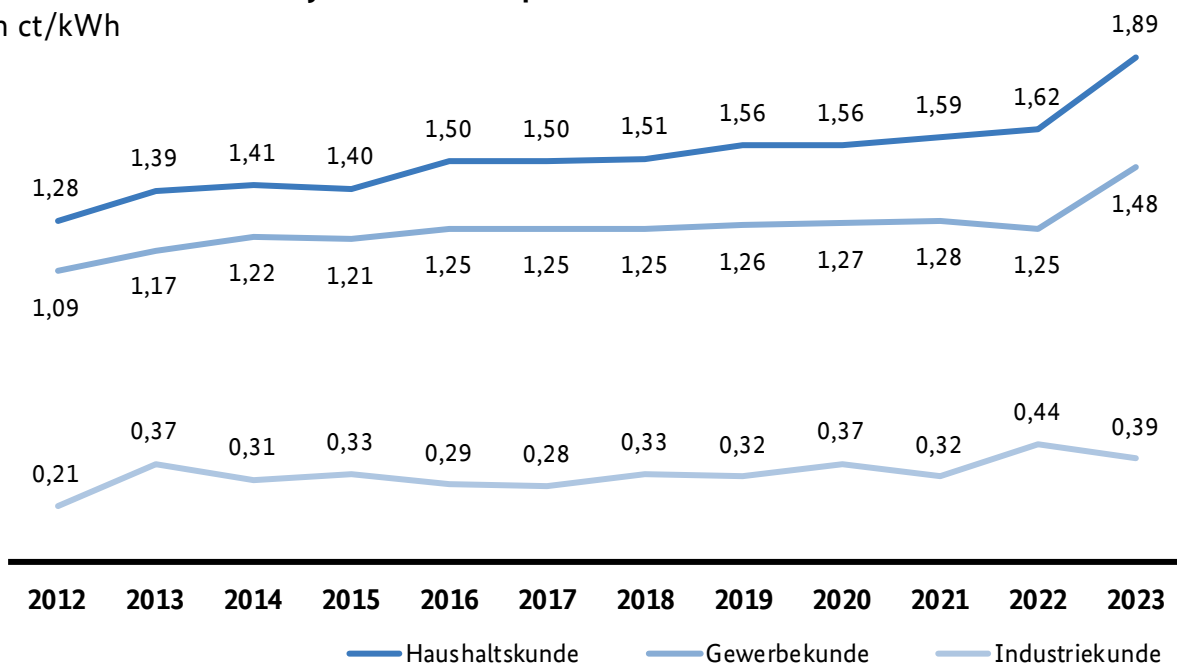


Abbildung 127: Entwicklung der Netzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb gemäß Angaben der Gaslieferanten⁸⁷

⁸⁷ Gemäß der Unterscheidung nach Haushaltskunden (mengengewichtet über alle Vertragskategorien und mit einem Verbrauch von 23.269 kWh), Gewerbekunden (Jahresverbrauch von 116 MWh und ohne eine vorgeschriebene Jahresbenutzungsdauer) und Industriekunden (Jahresverbrauch von 116 GWh und einer Jahresbenutzungsdauer von 250 Tagen (4.000 Stunden)).

Gas: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2023 in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert ^[1]	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Bremen	2,11	2,08	2,14	2
Sachsen-Anhalt	2,00	1,30	2,75	23
Hamburg	1,96	1,96	1,96	1
Saarland	1,92	1,38	2,32	15
Mecklenburg-Vorpommern	1,90	1,26	2,02	19
Sachsen	1,90	1,31	3,17	37
Thüringen	1,88	1,26	2,74	29
Brandenburg	1,86	1,17	2,38	25
Baden-Württemberg	1,78	1,16	2,29	86
Rheinland-Pfalz	1,78	0,91	2,72	32
Berlin	1,70	1,70	1,70	1
Bayern	1,69	0,77	4,18	97
Hessen	1,68	0,99	2,25	44
Nordrhein-Westfalen	1,67	0,91	2,84	116
Schleswig-Holstein	1,62	1,09	2,46	42
Niedersachsen	1,51	0,78	2,51	57

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

Tabelle 85: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2023 gemäß Angaben der VNB Gas



Gas: Verteilung der Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2023

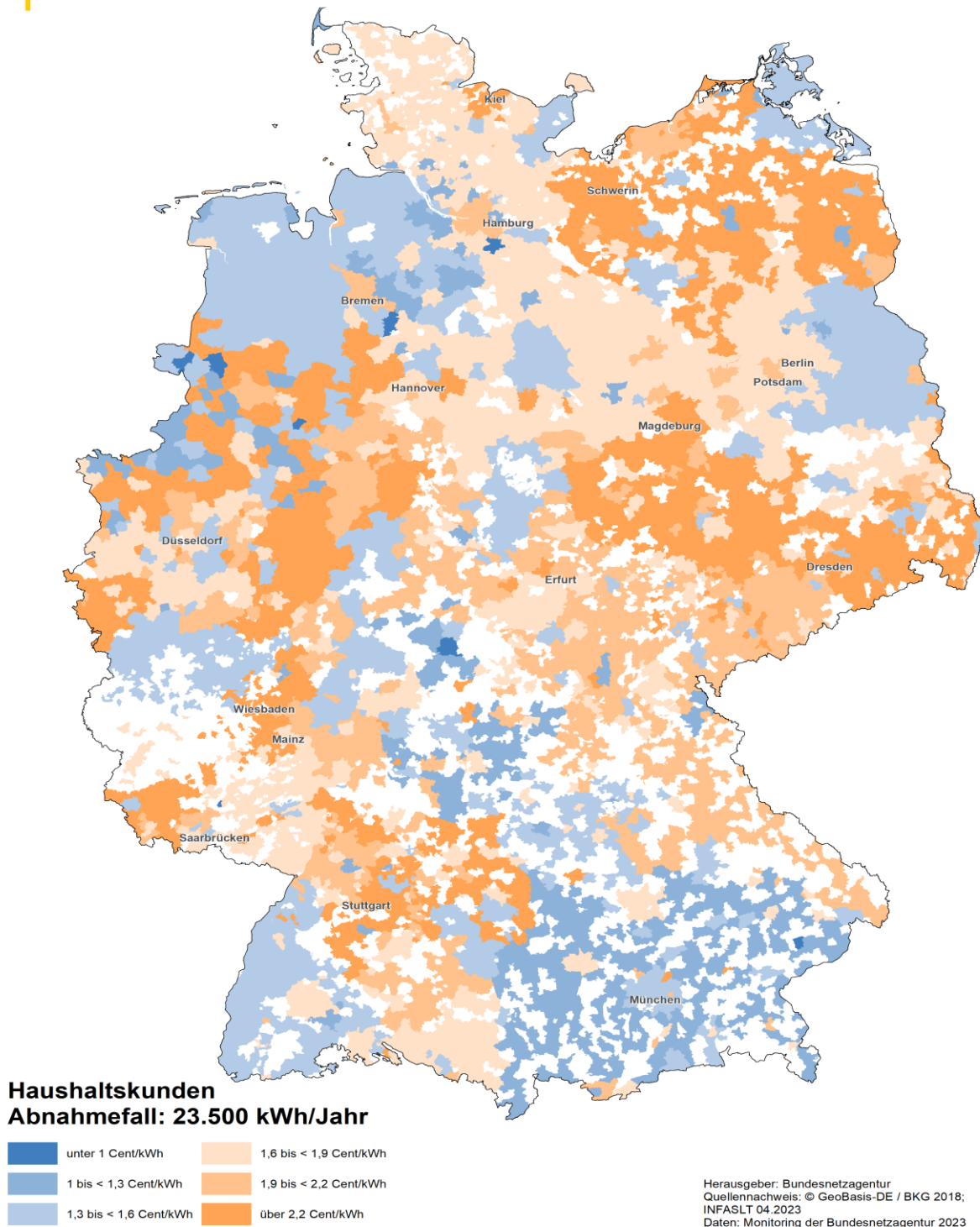


Abbildung 128: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ – Stand 1. Januar 2023 gemäß Angaben der VNB Gas

Gas: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2023 in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert ^[1]	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Sachsen-Anhalt	1,73	1,12	2,21	23
Hamburg	1,67	1,67	1,67	1
Mecklenburg-Vorpommern	1,65	1,09	2,69	19
Thüringen	1,65	0,93	2,16	29
Sachsen	1,63	1,04	2,85	37
Saarland	1,62	0,77	2,09	15
Brandenburg	1,60	0,92	2,12	25
Rheinland-Pfalz	1,60	0,89	2,87	32
Baden-Württemberg	1,55	0,94	2,73	86
Berlin	1,49	1,49	1,49	1
Bayern	1,45	0,33	3,68	97
Hessen	1,44	0,90	2,00	44
Bremen	1,43	1,42	1,43	2
Nordrhein-Westfalen	1,39	0,39	2,25	116
Schleswig-Holstein	1,39	0,91	2,15	42
Niedersachsen	1,33	0,53	2,33	57

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

Tabelle 86: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2023 gemäß Angaben der VNB Gas



Gas: Verteilung der Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2023

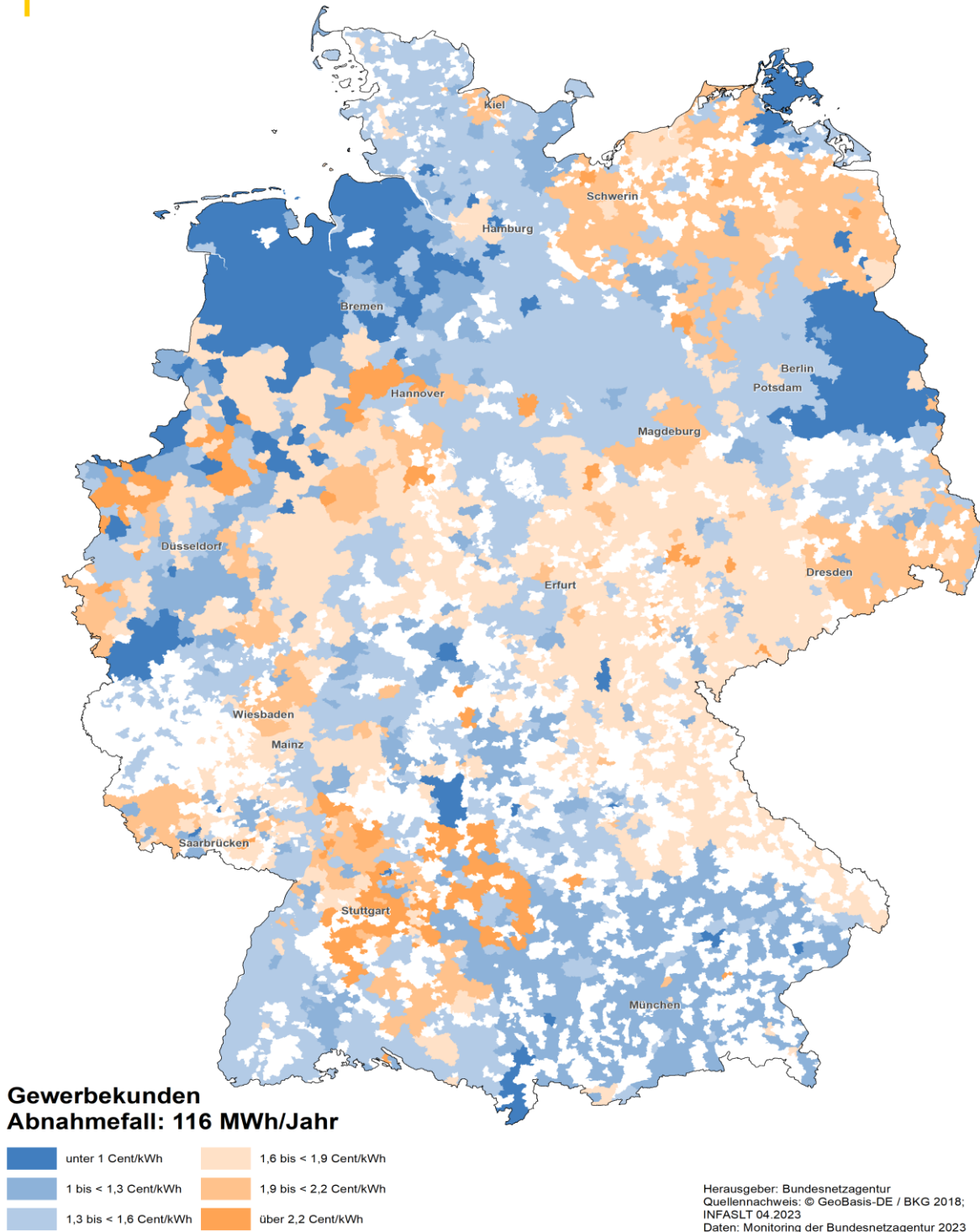


Abbildung 129: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2023 gemäß Angaben der VNB Gas

Gas: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2023 in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert ^[1]	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Mecklenburg-Vorpommern	0,51	0,35	0,85	4
Saarland	0,51	0,31	0,90	5
Thüringen	0,50	0,37	0,83	8
Schleswig-Holstein	0,50	0,32	0,64	7
Sachsen-Anhalt	0,43	0,18	0,64	6
Rheinland-Pfalz	0,43	0,27	0,65	14
Berlin	0,42	0,42	0,42	1
Baden-Württemberg	0,41	0,15	0,71	35
Bayern	0,40	0,17	0,63	25
Brandenburg	0,40	0,29	0,60	10
Sachsen	0,40	0,29	0,65	11
Niedersachsen	0,39	0,17	0,96	15
Nordrhein-Westfalen	0,39	0,17	0,87	36
Hessen	0,37	0,08	0,61	18
Hamburg	0,37	0,37	0,37	1
Bremen	0,31	0,27	0,34	2

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

Tabelle 87: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2023 gemäß Angaben der VNB Gas



Gas: Verteilung der Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2023

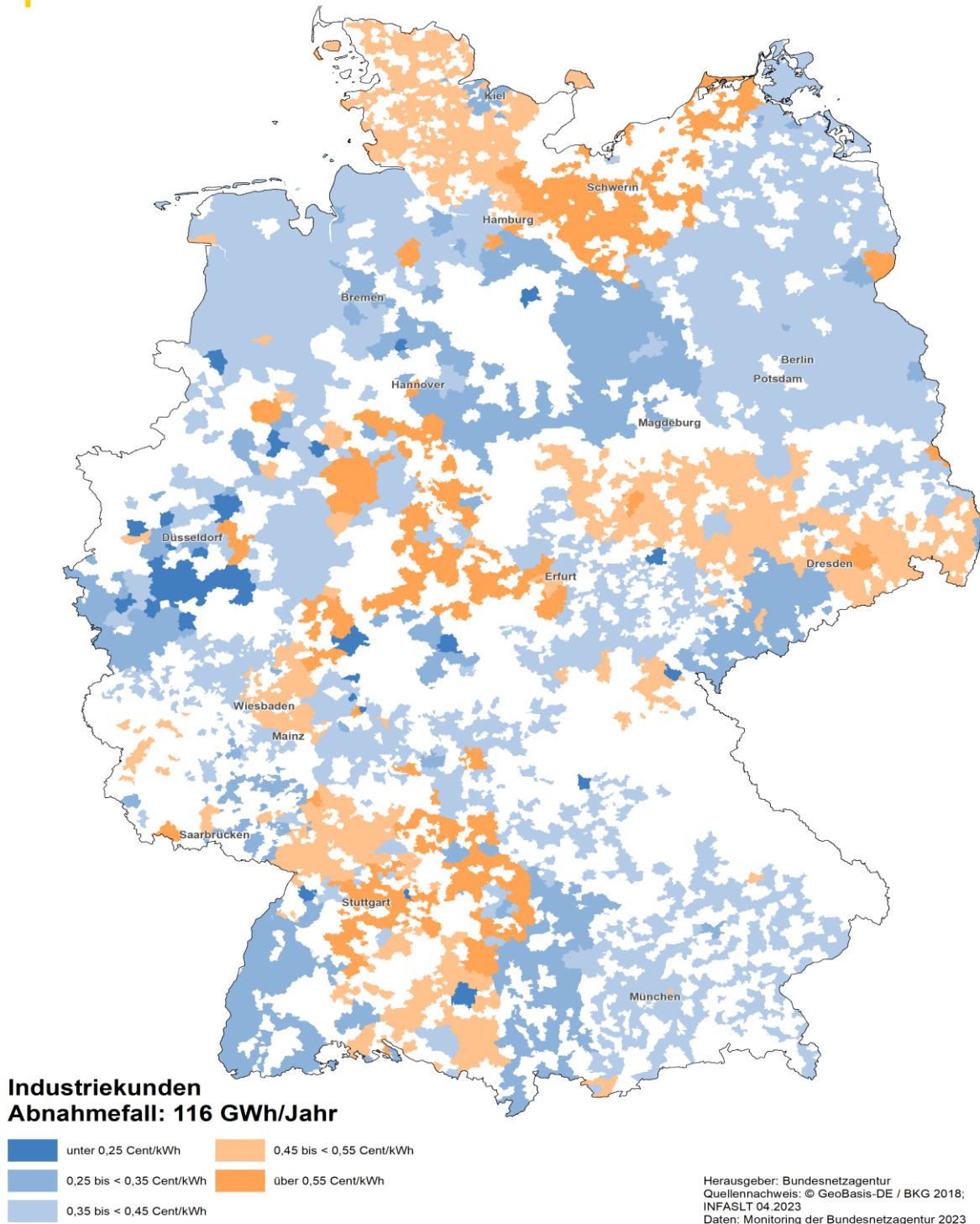


Abbildung 130: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2023 gemäß Angaben der VNB Gas

D Regel- und Ausgleichsenergie

1. Regelenergie

Regelenergie dient der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit innerhalb des Marktgebietes und wird durch den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) zum physischen Ausgleich von Über- und Unterspeisung des Gesamtnetzes eingesetzt. Es ist hierbei zwischen unentgeltlicher interner Regelenergie (Netzpuffer innerhalb des Marktgebietes) und kostenpflichtiger externer Regelenergie (Beschaffung über Börsen und/oder über Ausschreibungsplattform) zu unterscheiden. Regelenergie kann in beiden Richtungen eingesetzt werden. Ist das Gasnetz überspeist, wird negative Regelenergie eingesetzt. Im Falle einer Unterspeisung wird positive Regelenergie eingesetzt.

Reicht interne Regelenergie nicht zum Ausgleich des Gasnetzes aus, wird externe Regelenergie von den Marktgebietsverantwortlichen gemäß einer Merit-Order-Liste in den Rängen 1-4 (MOL)⁸⁸ gehandelt. (MOL 1 börslich, MOL2 ebenfalls börslich, jedoch unter Berücksichtigung von Netzaspekten, geografischer Lage und Gasqualität, MOL4 als Ausschreibung)⁸⁹. Im Falle einer Unterspeisung werden Gasmengen eingekauft, im Falle einer Überspeisung verkauft.

Da in den Wintermonaten die Schwankungen hinsichtlich Über- und Unterspeisung stärker ausgeprägt sind, steigt in diesem Zeitraum der Anteil externer Regelenergie (eRE) in der Regel an.

Am 01.10.2021 startete das einheitliche deutsche Marktgebiet Trading Hub Europe (THE). THE löste die bisherigen Marktgebiete NetConnect Germany (NCG) und GASPOOL ab. Die nachfolgenden Darstellungen beziehen sich somit nur noch auf dieses eine Marktgebiet. Die historischen Daten zu NCG und GASPOOL sind in den vergangenen Monitoringberichten oder auf der Homepage von THE (www.tradinghub.eu/de-de/) zu finden.

⁸⁸ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2014/BK7-14-0020/BK7-14-0020_Beschluss_download_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

⁸⁹ Die vormals im MOL-Rang 3 enthaltenen kurzfristigen, bilateralen Regelenergieprodukte konnten durch an der Börse handelbare Produkte ersetzt werden. Infolgedessen enthält der MOL-Rang 3 Trading Hub Europe keine Produkte mehr.

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

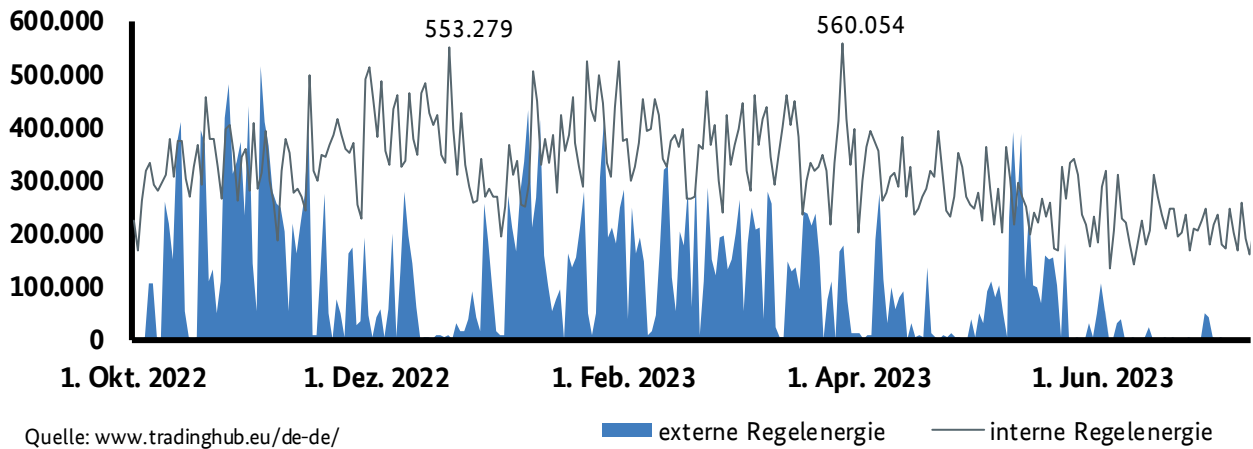


Abbildung 131: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2022 bei Trading Hub Europe (THE), Stand Juli 2023

Gas: Externe Regelenergie MOL 1 Trading Hub Europe Menge in MWh und Einkaufspreis in Euro/MWh

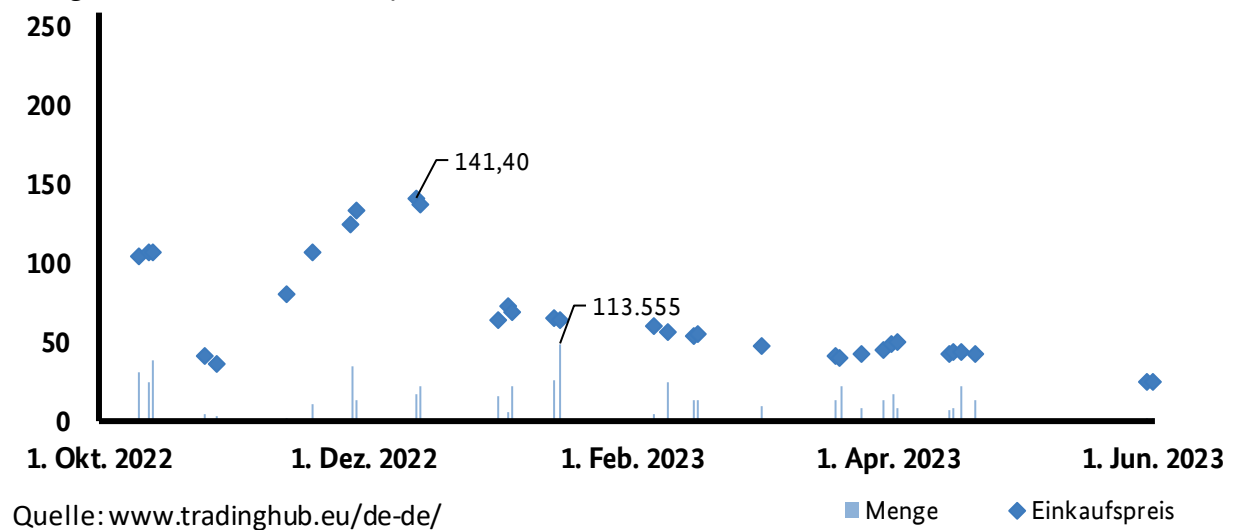


Abbildung 132: Externe Regelenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2022 für MOL 1 im Marktgebiet Trading Hub Europe, Stand Juli 2023

Gas: Externe Regelernergie MOL 2 - Trading Hub Europe Menge in MWh und Einkaufspreis in Euro/MWh

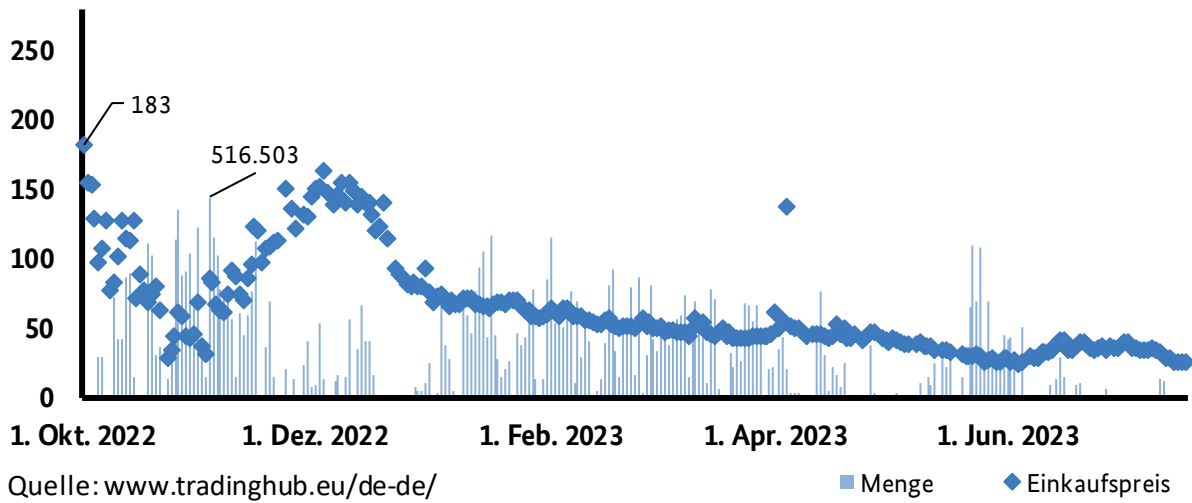


Abbildung 133: Externe Regelernergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2022 für MOL 2 im Marktgebiet Trading Hub Europe, Stand Juli 2023

Gas: Externe Regelernergie MOL 4 - Trading Hub Europe (THE) Menge in MWh und Einkaufspreis in Euro/MWh

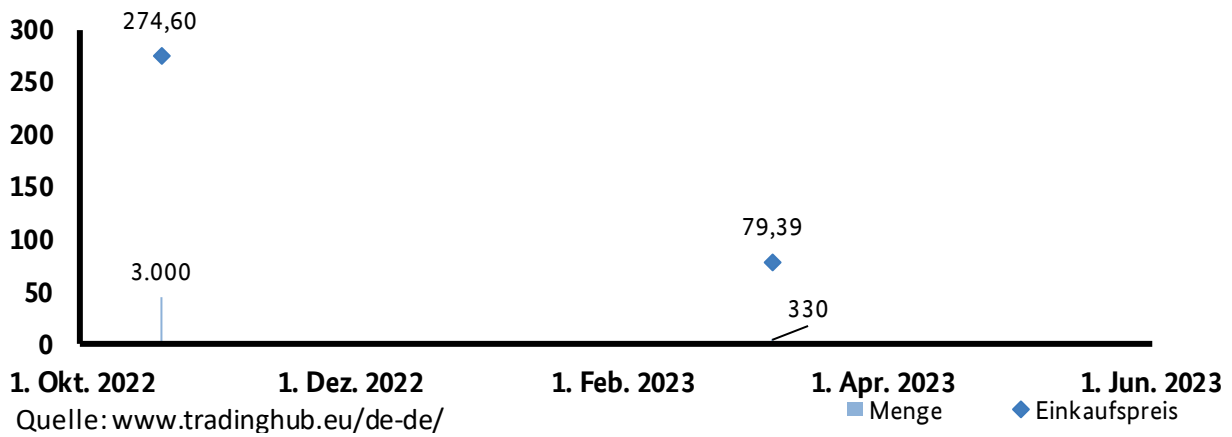


Abbildung 134: Externe Regelernergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2022 für MOL 4 im Trading Hub Europe, Stand Juli 2023

2. Ausgleichsenergie

Unter Ausgleichsenergie versteht man die individuelle Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen innerhalb eines Bilanzkreises am Ende der Bilanzierungsperiode. Sie entsteht durch Abweichungen der tatsächlich verbrauchten Gasmenge von der prognostizierten Verbrauchsmenge. Auf diese Menge wird für Unterdeckungen des Bilanzkreises ein positiver und für Überdeckungen ein negativer Ausgleichsenergiepreis berechnet, der dem Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt wird.

Der positive Ausgleichsenergiepreis wird ermittelt als der höchste an dem betreffenden Gastag durch den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) bezahlte Regelenergiepreis (MOL 1 und MOL 2 exklusive lokale und Stundenprodukte) oder, sofern höher, als der mengengewichtete Gasdurchschnittspreis für diesen Tag inkl. eines Zuschlags von zwei Prozent. Der negative Ausgleichsenergiepreis wird ermittelt als niedrigster an diesem Gastag durch den MGV erzielten Preis für den Regelenergieverkauf oder, sofern niedriger, als der mengengewichtete Gasdurchschnittspreis für diesen Tag inkl. eines Abschlags von zwei Prozent. In der folgenden Abbildung wird die Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise dargestellt.

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

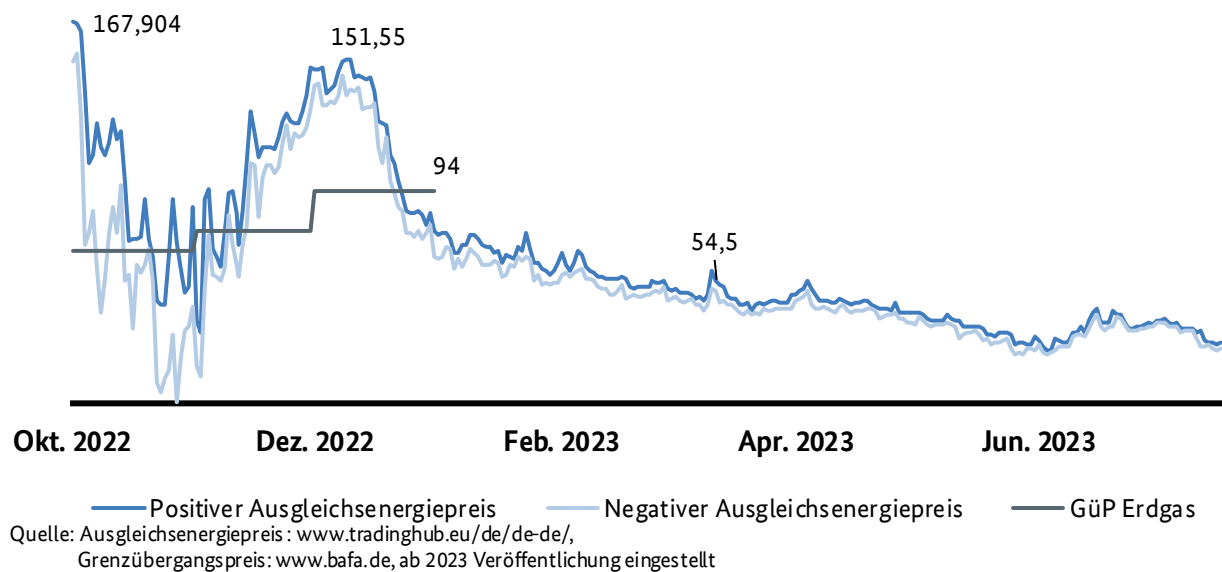


Abbildung 135: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise Trading Hub Europe ab 1. Oktober 2022, Stand Juli 2023

Die beim MGV anfallenden Kosten und Erlöse aus dem Regel- und Ausgleichsenergiesystem sind auf die Bilanzkreisverantwortlichen umzulegen. Hierbei prognostiziert der MGV die zukünftigen Kosten und Erlöse für sein Umlagekonto. Sofern die Kosten die Einnahmen voraussichtlich übersteigen, erhebt der MGV von den betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen eine Bilanzierungsumlage.

Für Standardlastprofil (SLP)-Entnahmestellen und Registrierende Leistungsmessung (RLM)-Entnahmestellen werden getrennte Bilanzierungsumlagekonten geführt. Seit dem 1. Oktober 2016 gelten die Bilanzierungsumlagen (SLP und RLM) jeweils für ein Jahr.

Seit dem Start des einheitlichen deutschen Marktgebietes THE gibt es nur noch eine RLM-Bilanzierungsumlage und eine SLP-Bilanzierungsumlage. Die ehemaligen Marktgebietsverantwortlichen Gaspool und NCG führten jeweils eigene Bilanzierungsumlagekonten.

Gas: NetConnect Germany Bilanzierungsumlage
in Euro/MWh

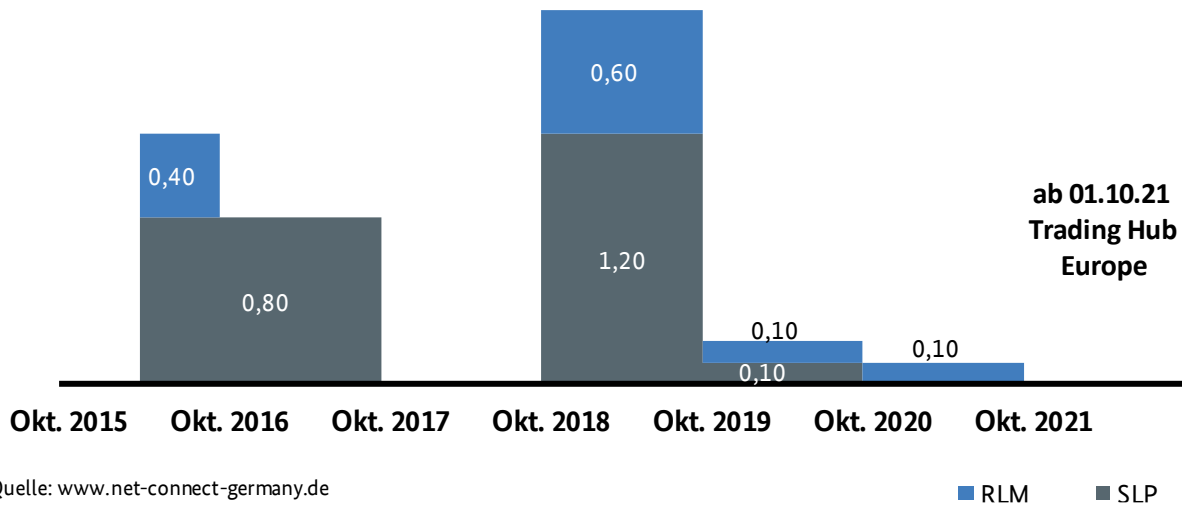


Abbildung 136: Bilanzierungsumlage bei NetConnect Germany (historische Daten bis 01.10.2021)

Gas: GASPOOL Bilanzierungsumlage
in Euro/MWh

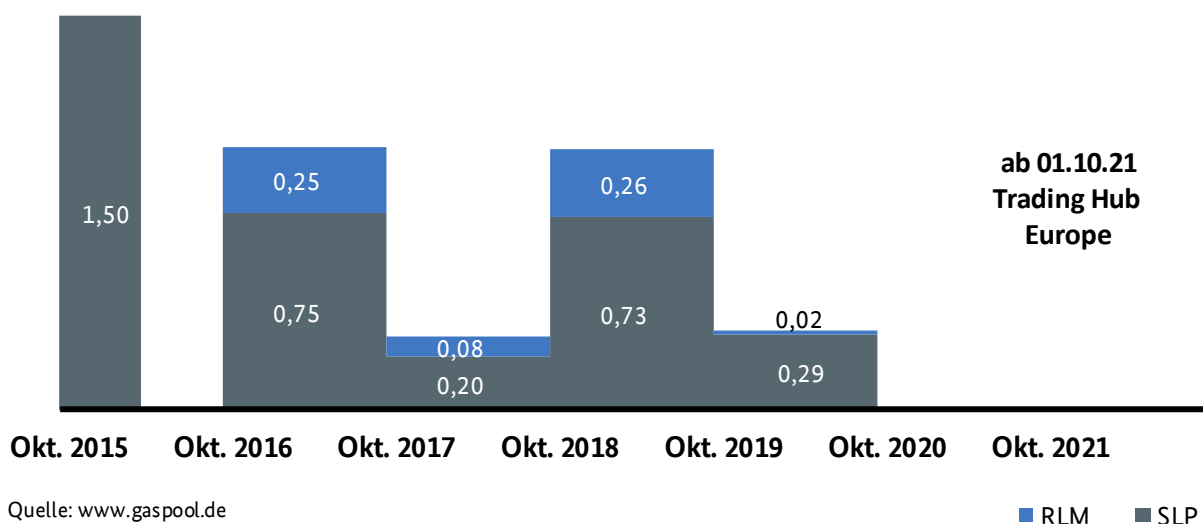


Abbildung 137: Bilanzierungsumlage bei Gaspool (historische Daten bis 01.10.2021)

Gas: THE Bilanzierungsumlage
in Euro/MWh

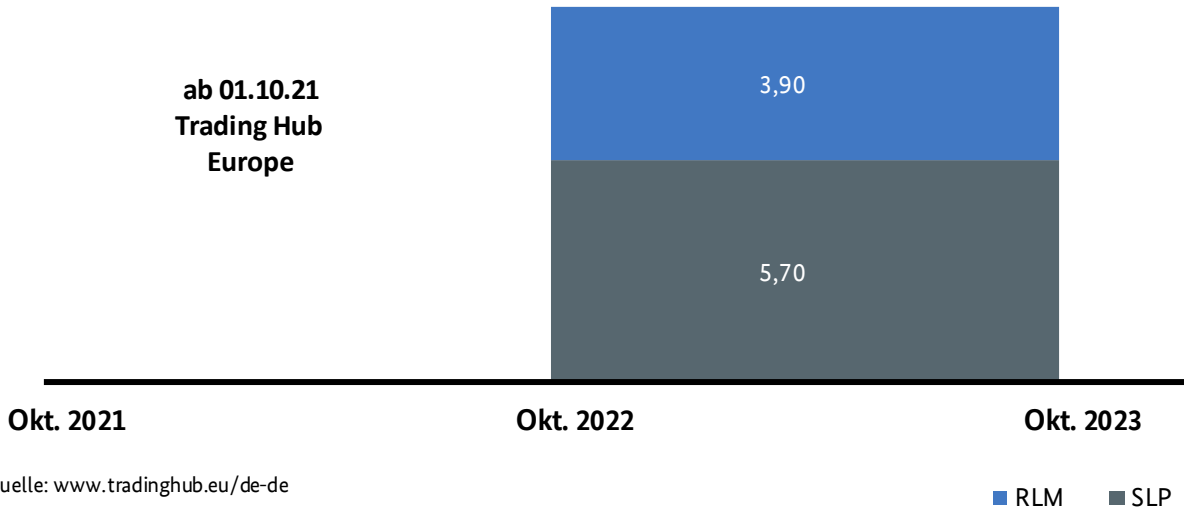


Abbildung 138: Bilanzierungsumlage bei THE ab dem 01.10.2021

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.

Das Bundeskartellamt geht von einem bundesweiten Erdgasgroßhandelsmarkt aus, welcher der Gasimportstufe nach- und einer Belieferung von Weiterverteilern und größten Endkunden vorgelagert ist, und grenzt diesen nicht mehr netz- oder marktgebietsbezogen ab. Beim Großhandel ist zu unterscheiden nach börslichem und außerbörslichem Großhandel.

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 2022 belief sich die gesamte Anzahl der Handelsteilnehmer am Börsenhandel Gas der EEX auf 212 Akteure. Auf dem Spotmarkt betrug die Zahl der aktiven⁹⁰ Teilnehmer für THE-Kontrakte je Handelstag im Jahresmittel 83 Teilnehmer, auf dem Terminmarkt 25 Teilnehmer. Bei einem Vergleich 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. calendars) handelbar. Marktteilnehmer nutzen den Terminmarkt in erster Linie zur Absicherung gegen Preisrisiken bzw. Portfoliooptimierung und nur nachrangig für die langfristige Gasbeschaffung.

⁹⁰ Ein Teilnehmer gilt als aktiv an einem Handelstag, wenn jedenfalls eines seiner Gebote ausgeführt worden ist.

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

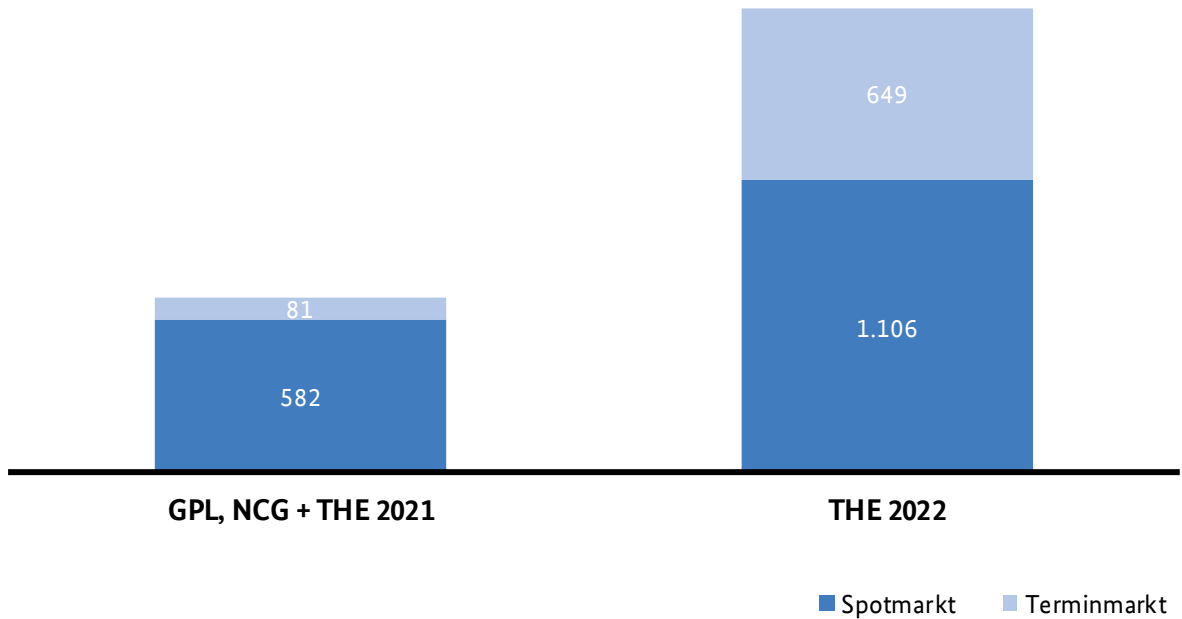


Abbildung 139: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete

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

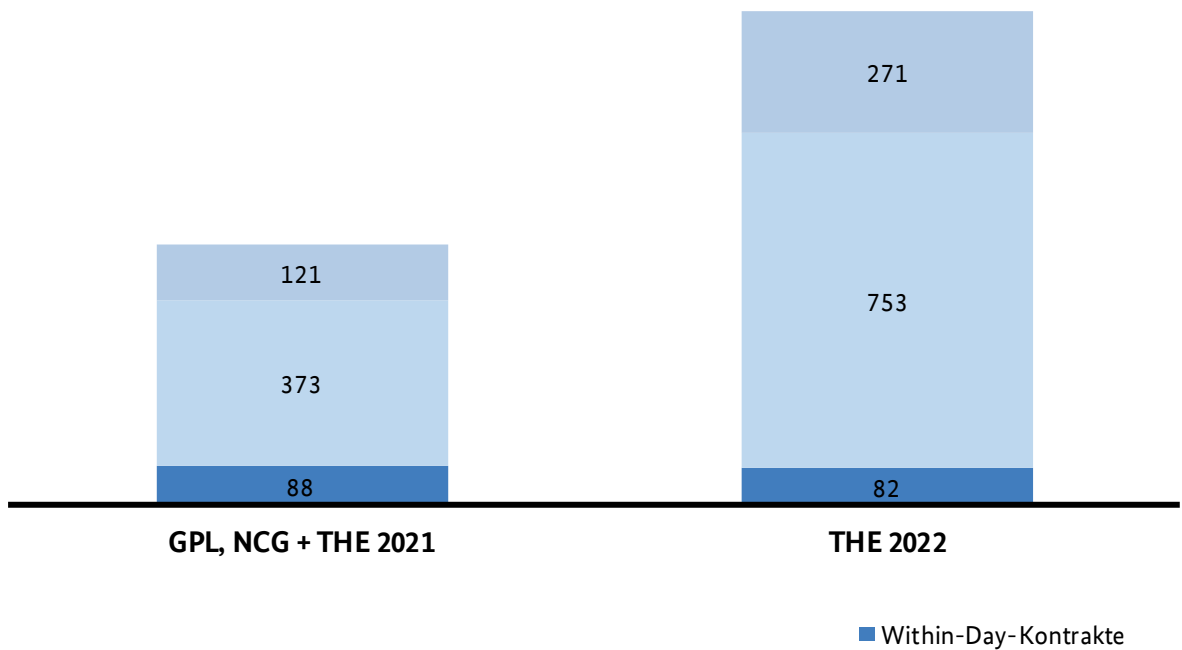


Abbildung 140: Entwicklung der Spotmarkt-Gashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete

Großhandelspreise

Als für den deutschen Erdgashandel bedeutsamer Börsenplatz veröffentlicht die EEX mehrere Preisindizes zur Bereitstellung von Referenzpreisen für Gaskontrakte unterschiedlicher Beschaffungszeiträume. Der von der EEX veröffentlichte EGSI bildet die durchschnittlichen Kosten der kurzfristigen Beschaffung von Erdgas ab, wodurch es den Marktteilnehmern ermöglicht wird, kurzfristige Preisentwicklungen besser in ihren Kontrakten abzubilden. Darüber hinaus steht mit dem EGIX ein Referenzpreis für die Beschaffung mit einem Zeithorizont von rund einem Monat zur Verfügung. Er basiert auf den börslichen Terminmarkthandelsgeschäften, die in den jeweils aktuellen Frontmonatskontrakten in den Marktgebieten abgeschlossen werden⁹¹. Der Preis des Erdgasbezugs auf Basis langfristiger Lieferverträge lässt sich hingegen näherungsweise am BAFA-Grenzübergangspreis für Erdgas ablesen (vgl. Abbildung 142).

Gas: Entwicklung des EGSI 2021 und 2022 in Euro/MWh

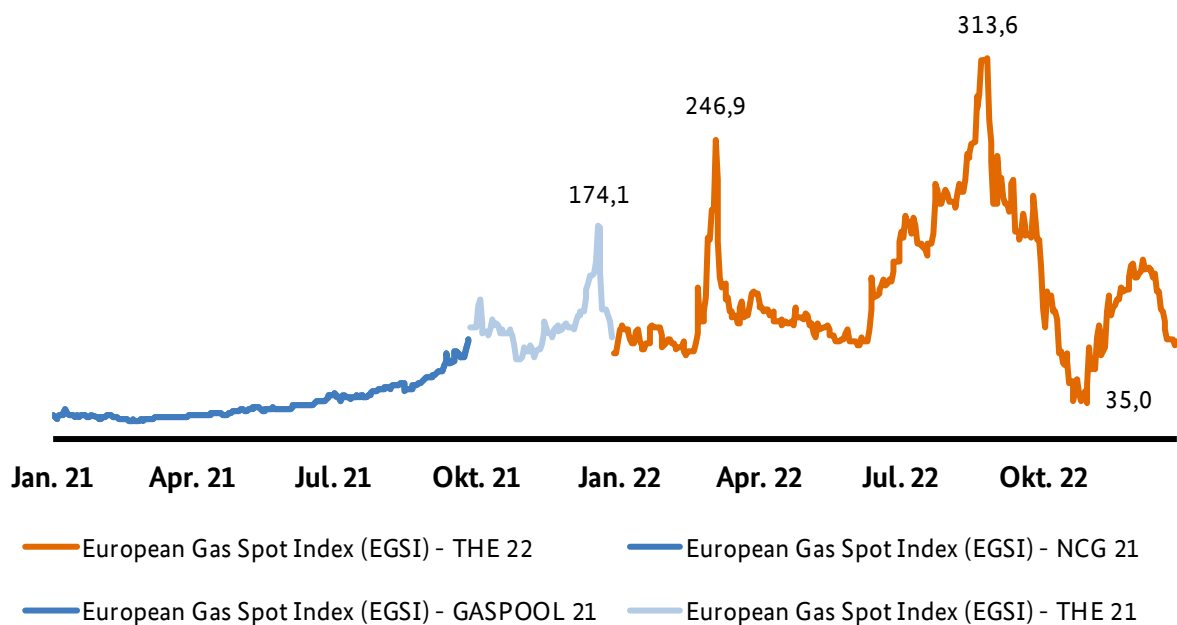


Abbildung 141: Entwicklung des EGSI im Vorjahresvergleich

Der Grenzübergangspreis als Referenzpreis des langfristigen Erdgasbezugs wurde vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) für jeden Monat ermittelt. Dazu wurden die dem BAFA vorliegenden 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

⁹¹ Zur Ermittlung der Werte im Detail

https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Trading/Indices/final_EEX_Gas_Reference_Price_EGIX.pdf
(abgerufen am 16. August 2023).

umfassend abgebildet. Die Aufgabe des BAFA zur Ermittlung der Zugänge an Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland wurde mit Abschluss des Berichtsjahres 2022 vom BMWK eingestellt und die BAFA-Darstellung der Entwicklung des Grenzübergaspreises wird seit Januar 2023 nicht mehr aktualisiert.⁹² Insofern wird der Grenzübergangspreis an dieser Stelle letztmalig dargestellt.

Gas: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland in Euro/MWh

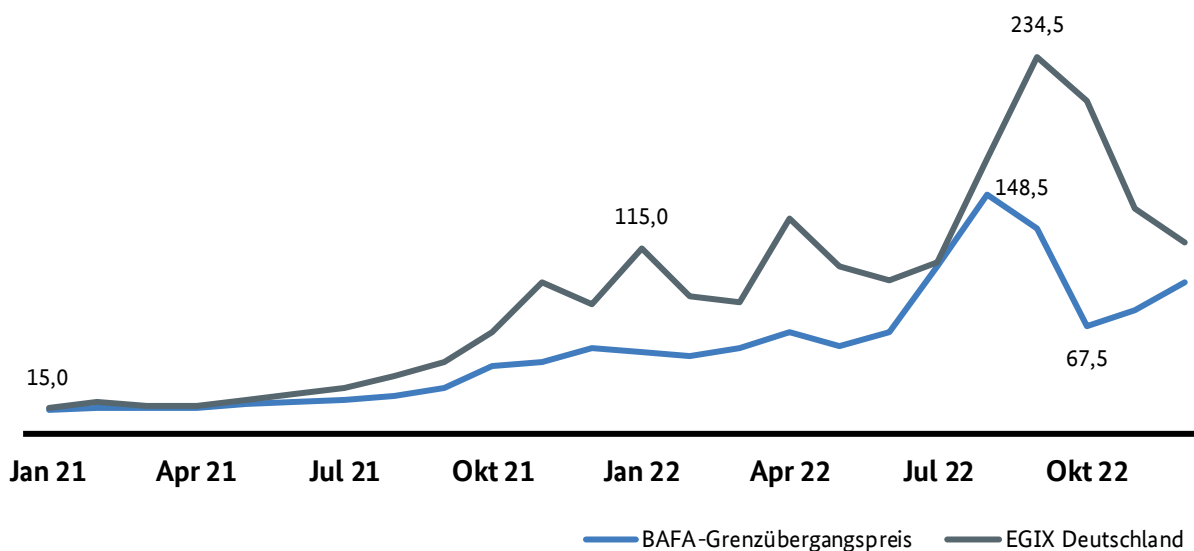


Abbildung 142: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum Januar 2021 bis Dezember 2022

2. Außerbörslicher Großhandel

Der weitaus überwiegende Teil des Großhandels mit Erdgas wird außerbörslich („over-the-counter“ – OTC) abgewickelt. Der außerbörsliche Handel bietet den Vorteil, dass er – bilateral oder multilateral – flexibel durchgeführt werden kann, unter anderem ohne zwingenden Rückgriff auf am börslichen Markt übliche Standardisierungen in der Ausgestaltung der Kontrakte. Eine bedeutende Rolle im OTC-Handel spielt die Handelsvermittlung durch Brokerplattformen.

Brokerplattformen

Die Inanspruchnahme eines Brokers kann die Kosten im Vergleich zum börslichen Handel reduzieren und die Realisierung größerer Transaktionen erleichtern. Gleichzeitig wird eine breitere Risikostreuung ermöglicht, da Broker als Dienstleister anbieten, das von ihnen vermittelte Handelsgeschäft zum Clearing an der Börse registrieren zu lassen. Hiermit wird das Kontrahentenausfallrisiko der Parteien abgesichert. Auf

⁹² Siehe https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgasstatistik/erdgas_node.html (abgerufen am 1. September 2023).

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 2022 nach Erfüllungszeitraum in TWh

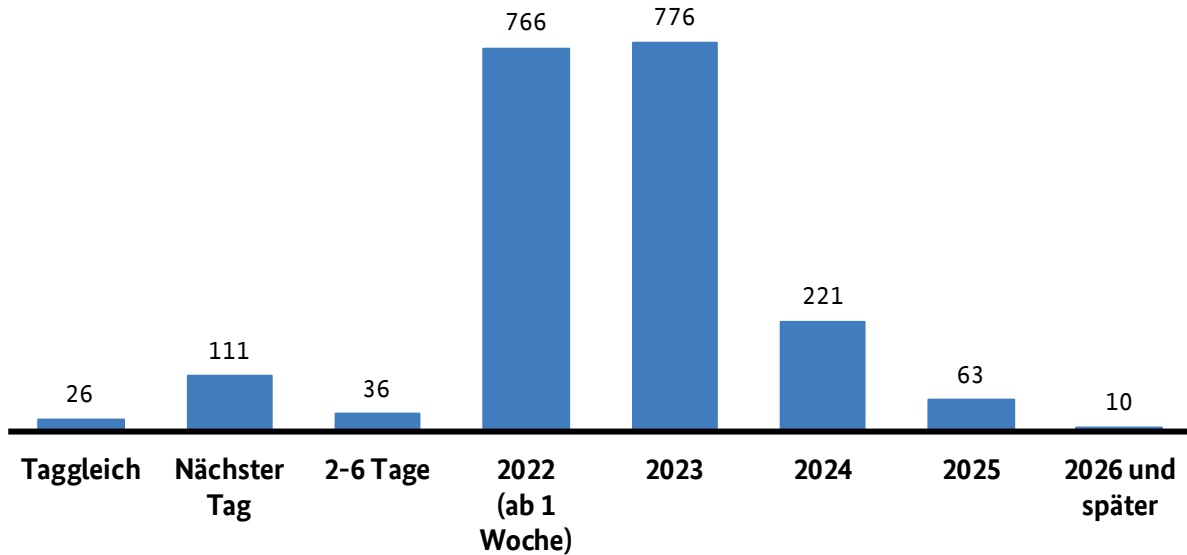


Abbildung 143: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über neun Brokerplattformen im Jahr 2022 nach Erfüllungszeitraum

Die von der London Energy Brokers' Association (LEBA) veröffentlichten Daten zum brokervermittelten Erdgashandel weisen eine Abnahme des Gas-Handelsvolumens im Jahr 2022 aus. In der LEBA sind unter anderem acht der neun Brokerplattformen organisiert, deren Angaben der nachfolgenden Auswertung zu Grunde liegen. Auf alle in der LEBA organisierten Brokerplattformen entfielen im Jahr 2022 für die deutschen Marktgebiete insgesamt 1.563 TWh (Vorjahr 2.465 TWh), was einem Rückgang von rund 36,6 Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht.

Gas: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen in TWh

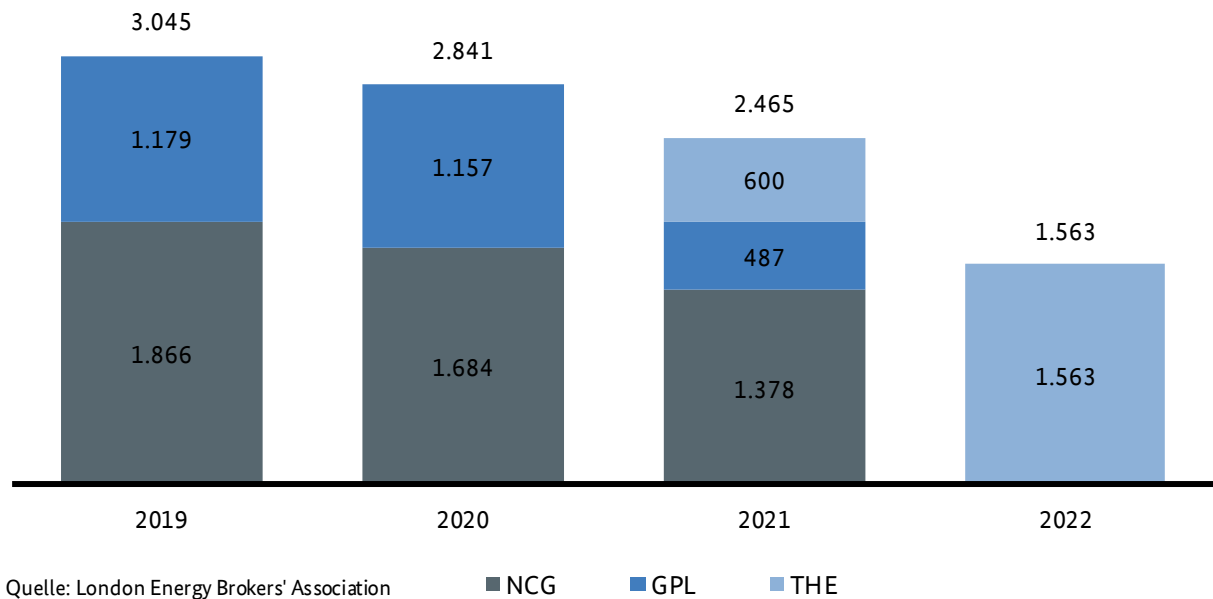


Abbildung 144: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für die deutschen Marktgebiet

Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten

Ebenfalls wichtige Indikatoren für die Liquidität der Erdgasgroßhandelsmärkte sind die Nominierungsmengen an den deutschen „virtuellen Handelspunkten“ (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.

Gas: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den virtuellen Handelspunkten
in TWh

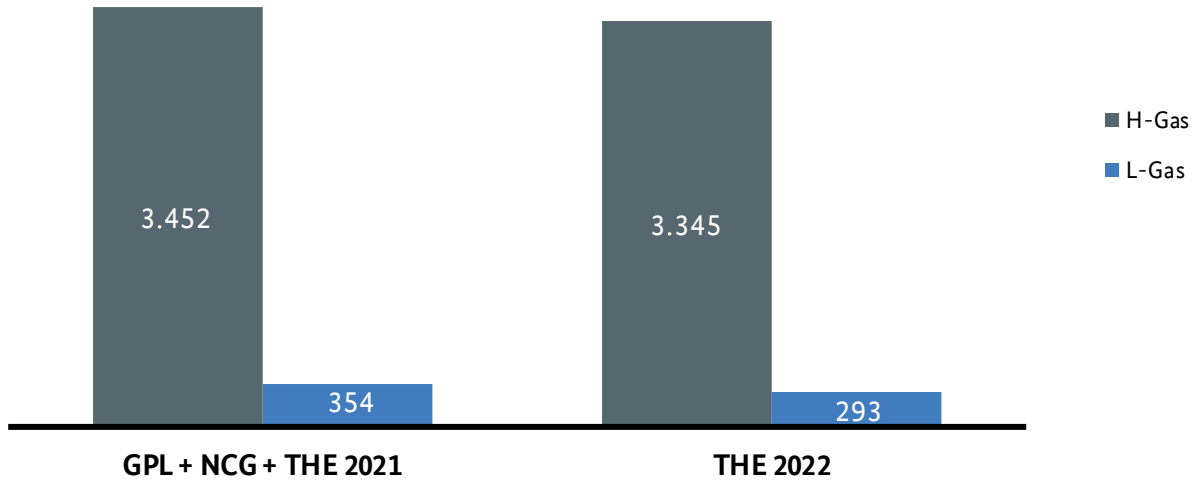


Abbildung 145: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten

Gas: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2022
in TWh

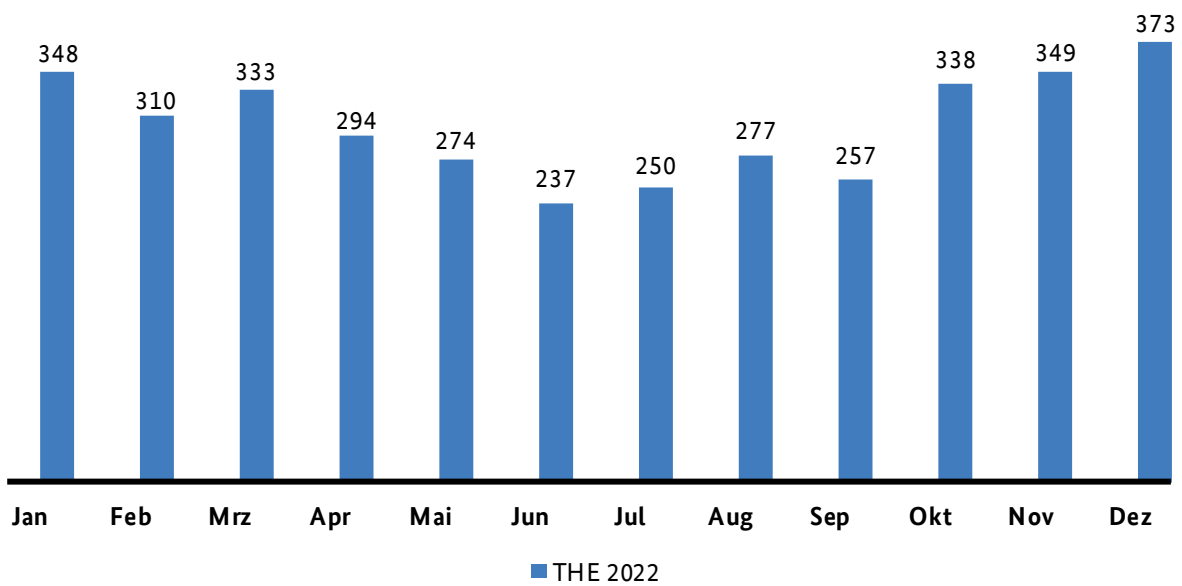


Abbildung 146: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2022

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 bzw. Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen beliefern (Stand 31.12.2022)

ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

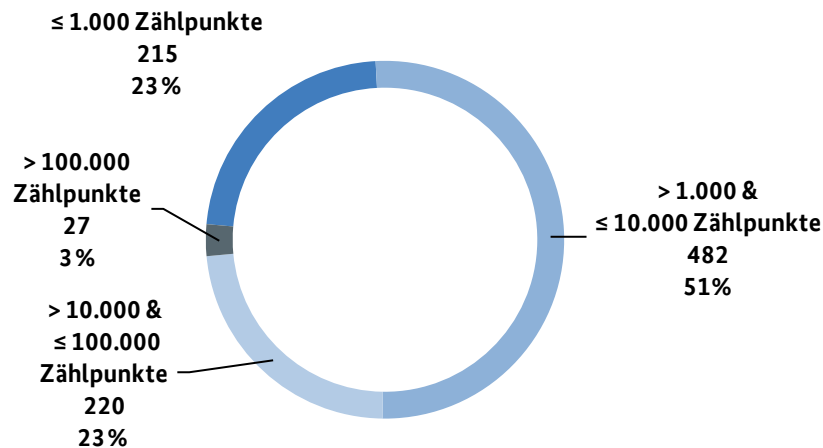


Abbildung 147: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen beliefern – Stand 31. Dezember 2022

Gas: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist
 (alle Letztverbraucher (links) und Haushaltskunden (rechts))
 in Prozent, ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen (Stichtag jeweils 31.12.)

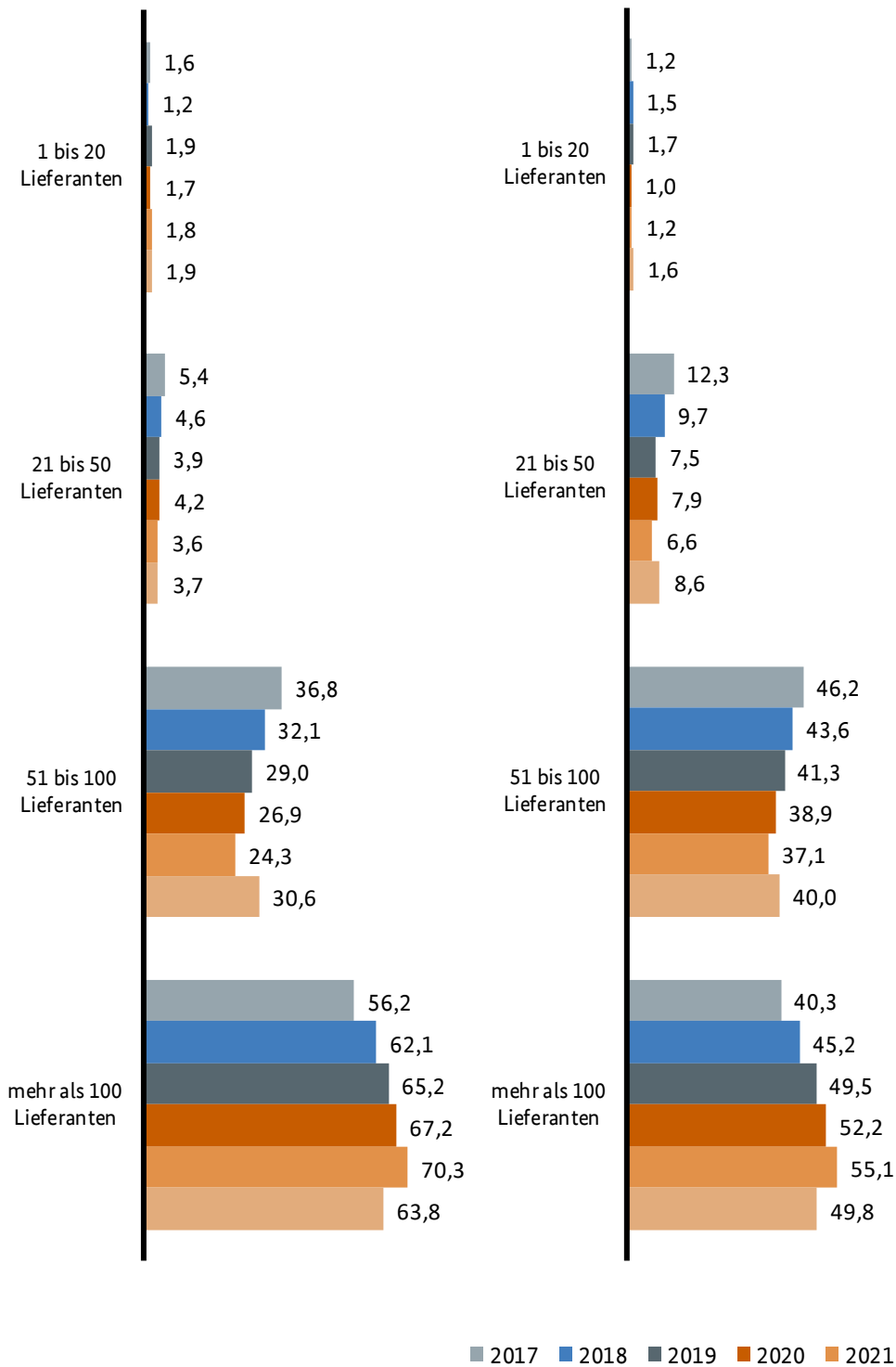


Abbildung 148: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2022

Gas: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern (Stand 31.12.2022)
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

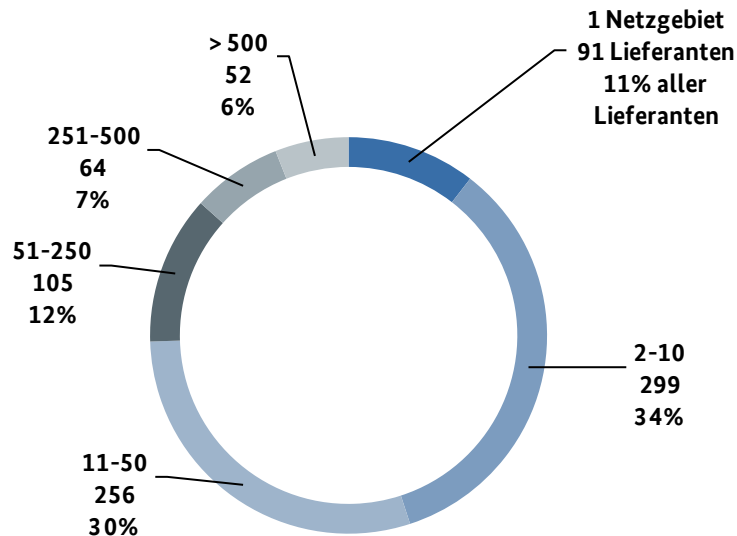


Abbildung 149: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern gemäß Angaben der Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2022

2. Vertragsstruktur, Lieferanten- und Vertragswechsel

Vertragsstruktur

Im Rahmen der Datenerhebung zum Monitoring erfolgt eine Unterteilung der Gasabgabemengen an Letztverbrauchergruppen in die Kategorien Grundversorgungsverträge, Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und Verträge mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, wobei die Kategorie „Grundversorgungsverträge“ für Auswertungszwecke Energielieferungen in der Ersatzversorgung (§ 38 EnWG) und Zweifelsfälle mit einschließt. 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. Industriekunden oder Gaskraftwerke.

Daneben können die Gasletztverbraucher in Haushalts- und Nicht-Haushaltskunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden ist im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) im Wesentlichen nach qualitativen

Merkmale definiert⁹³. 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).

Gas: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2022 Menge und Verteilung

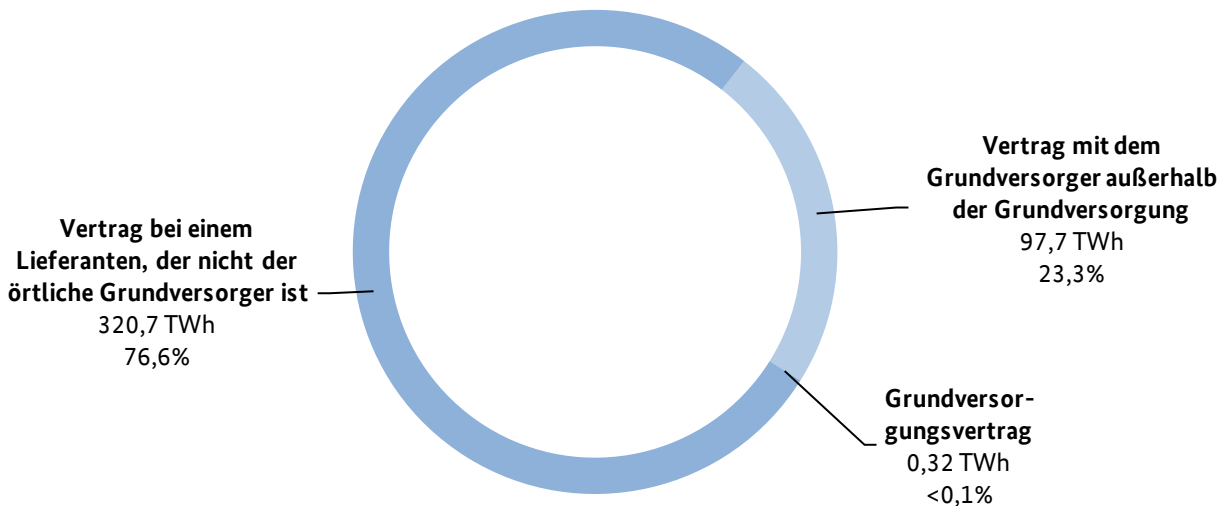


Abbildung 150: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2022 gemäß Angaben der Gaslieferanten

⁹³ 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.

**Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden
(Stand 31.12.2022)**
Menge und Verteilung

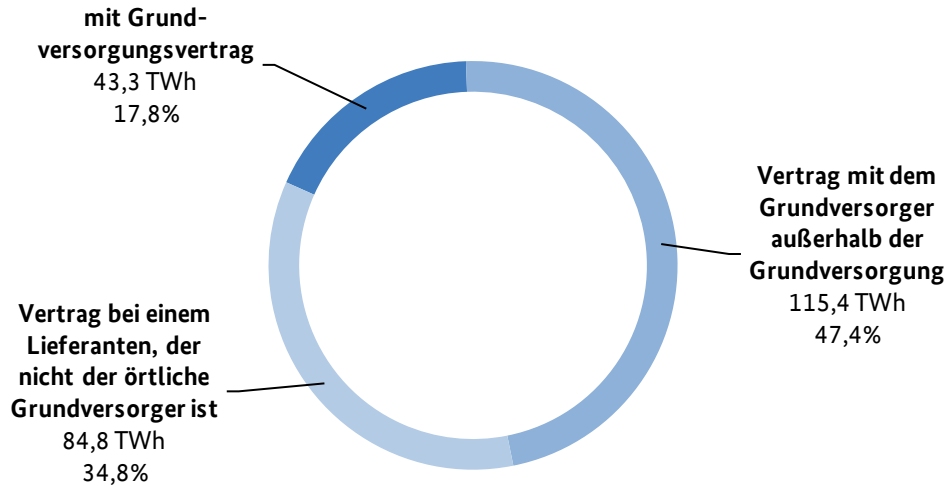


Abbildung 151: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Abgabemenge – Stand 31. Dezember 2022 gemäß Angaben der Gaslieferanten

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

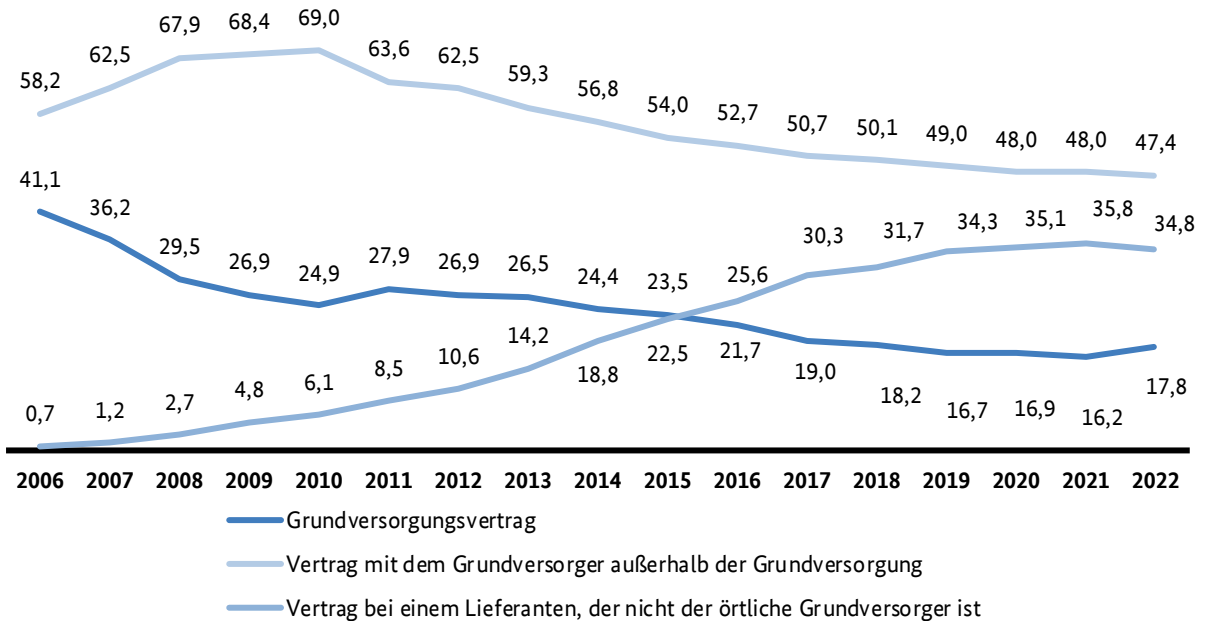


Abbildung 152: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart – Stand 31. Dezember 2022 gemäß Angaben der Gaslieferanten

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)			
	2021		2022	
	Menge in TWh	Verteilung in Prozent	Menge in TWh	Verteilung in Prozent
Grundversorgungsvertrag	32,9	16,9	33,5	18,1
Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	93,5	48,1	87,5	47,2
Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	67,8	34,9	64,5	34,8
Gesamtsumme	194,2	100,0	185,5	100,0

Tabelle 88: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge) für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) – Stand: 31. Dezember 2022 gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Stand 31.12.2022)

Anzahl in Mio. und Verteilung

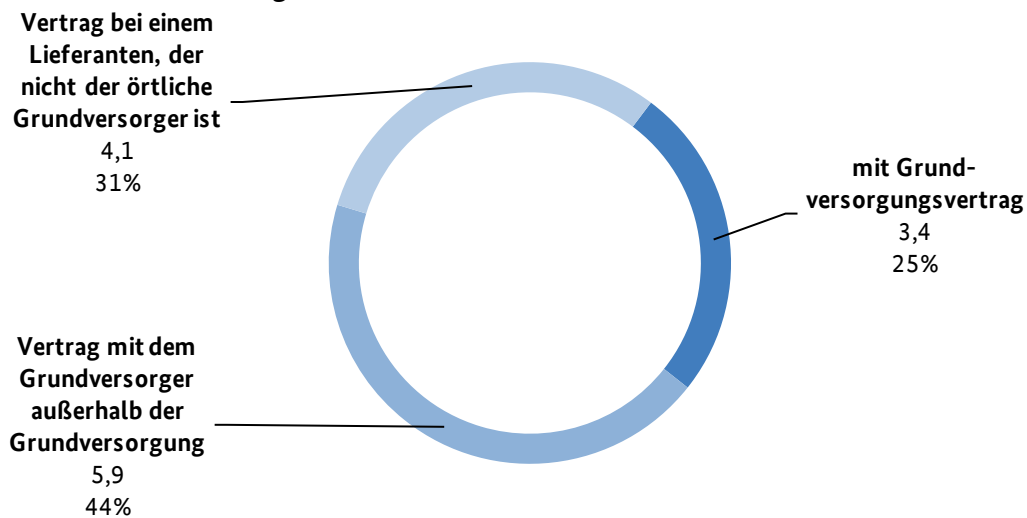


Abbildung 153: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) – Stand: 31. Dezember 2022 gemäß Angaben der Gaslieferanten

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)			
	2021		2022	
	Anzahl in Mio.	Verteilung in Prozent	Anzahl in Mio.	Verteilung in Prozent
Grundversorgungsvertrag	1,8	18,9	2,2	21,8
Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	4,3	45,3	4,5	44,6
Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	3,4	35,8	3,4	33,7
Gesamtsumme	9,5	100,0	10,1	100,0

Tabelle 89: Vertragsstruktur von Haushaltskunden Gas (Anzahl) für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) – Stand: 31. Dezember 2022 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 Marktlokation eines Letztverbrauchers einem neuen Lieferanten zugeordnet wird, wobei Ein- und Auszüge nicht als Lieferantenwechsel gewertet werden. Dabei stellt die Abfrage auf den Wechsel der juristischen Person ab. Eine konzerninterne Umschichtung von Lieferverträgen auf eine andere Konzerngesellschaft wird ebenso wie die Insolvenz des bisherigen Lieferanten oder die Kündigung durch den Lieferanten („unfreiwilliger Lieferantenwechsel“) als Lieferantenwechsel gezählt. Als Vertragswechsel werden neue Vertragsabschlüsse mit dem bisherigen Lieferanten bezeichnet. Im Rahmen der Datenerhebung bei Fernleitungs- und Verteilnetzbetreibern Gas wird ebenfalls nicht berücksichtigt, welcher Anteil der Industrie- und Gewerbekunden im Jahresverlauf den Lieferanten mehrfach, einmal oder überhaupt nicht wechselt.

Die Erhebung umfasst die Abnahmen im gesamten Letztverbraucherbereich. Die Zahlen zum Lieferantenwechsel wurden nach fünf verschiedenen Verbrauchskategorien differenziert eingeholt. Unter den Verbrauchsfall $< 0,3$ 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-Haushalts-

kunden nur die vier höchsten Abnahmekategorien mit einem Letztverbrauch von über 0,3 GWh/Jahr inkl. Gaskraftwerken berücksichtigt.

Gas: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2022

Letztverbraucher- kategorie	Anzahl der Zählpunkte, bei denen der Lieferant wechselte	Anteil an allen Zählpunkten der Verbrauchs- kategorie	Entnahmemenge an den Zählpunkten, bei denen der Lieferant wechselte	Anteil an Gesamt- entnahmemenge der Verbrauchs- kategorie
< 0,3 GWh/Jahr	1.192.412	8,6%	26,2 TWh	9,1%
≥ 0,3 GWh/Jahr < 10 GWh/Jahr	15.600	13,5%	16,2 TWh	14,3%
≥ 10 GWh/Jahr < 100 GWh/Jahr	1.977	51,3%	11,6 TWh	12,0%
≥ 100 GWh/Jahr	181	3,7%	22,3 TWh	10,4%
Gaskraftwerke	5	2,3%	2,4 TWh	2,9%
Gesamt	1.210.175		78,7 TWh	

Tabelle 90: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien 2022 gemäß Angaben der FNB und VNB Gas

Gas: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden
 Mengenbezogene Quote für alle Verbraucher >300 MWh/Jahr

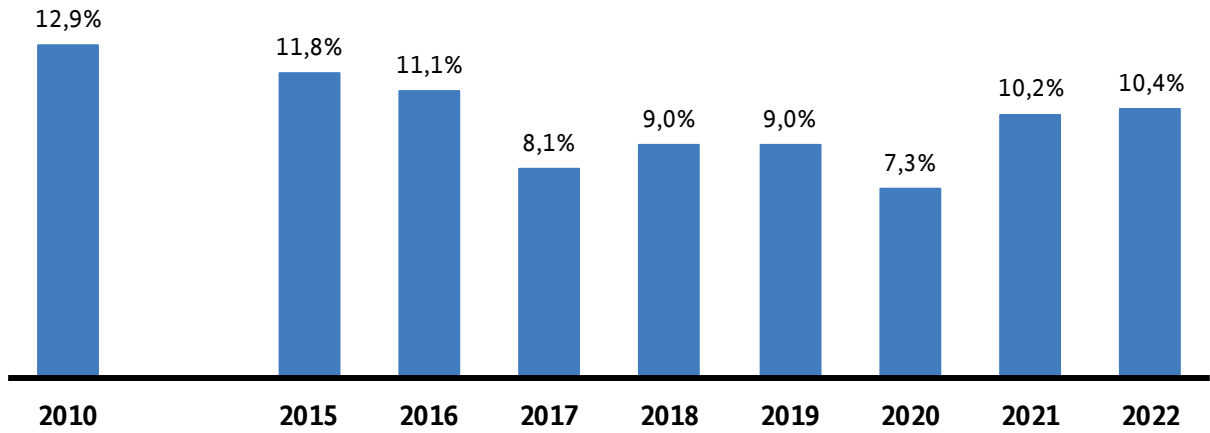


Abbildung 154: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden gemäß Angaben der FNB und VNB Gas

Gas: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden
 Anzahl

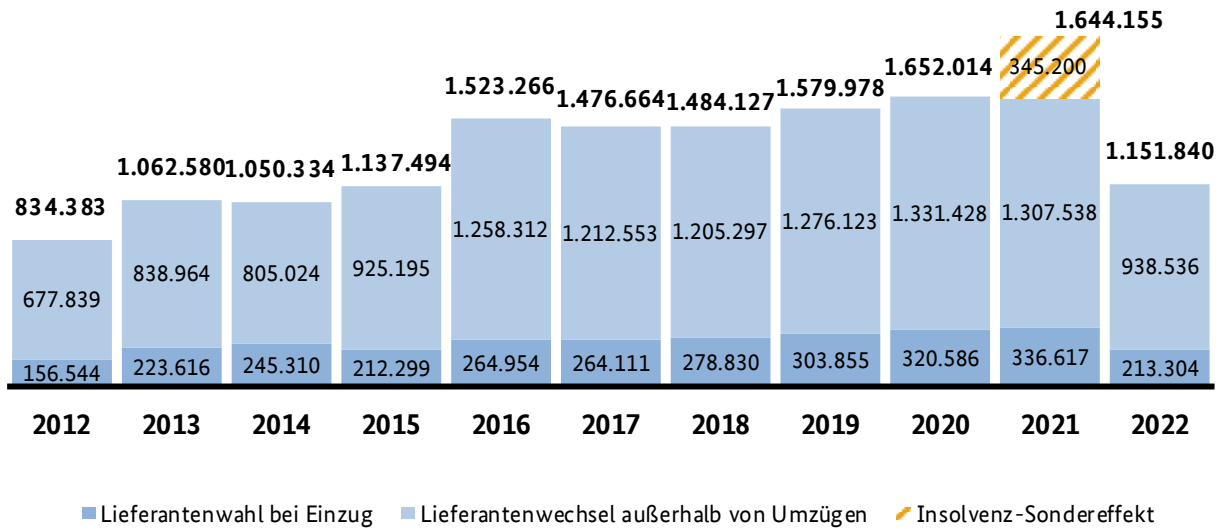


Abbildung 155: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Angaben der VNB Gas

Gas: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden in Prozent

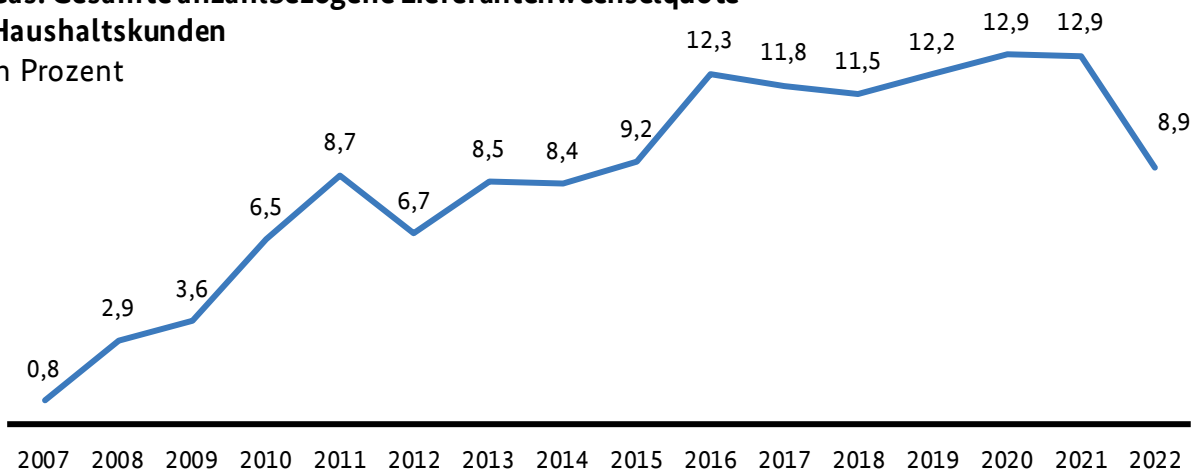


Abbildung 156: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Angaben der VNB Gas

Gas: Vertragswechsel von Haushaltskunden

Kategorie	2021 Vertrags- wechsel in TWh	Anteil an Gesamtabgabemenge (273,1 TWh) in Prozent	2021 Vertrags- wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtzahl Haushaltskunden (13,3 Mio.) in Prozent
Haushaltskunden, die bei ihrem bestehenden Lieferanten den Gasliefervertrag umgestellt haben	8,5	3,1	0,54 Mio.	4,1
Kategorie	2022 Vertrags- wechsel in TWh	Anteil an Gesamtabgabemenge (242,9 TWh) in Prozent	2022 Vertrags- wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtzahl Haushaltskunden (12,8 Mio.) in Prozent
Haushaltskunden, die bei ihrem bestehenden Lieferanten den Gasliefervertrag umgestellt haben	13,4	5,5	0,76 Mio.	5,9

Tabelle 91: Vertragswechsel von Haushaltskunden Gas in 2021 und 2022 gemäß Angaben der Gaslieferanten

3. Gassperrungen und Kündigungen, abweichende Abrechnung

Zahlt ein Kunde eine fällige Forderung seines Lieferanten nicht, erhält er eine kostenpflichtige Mahnung. Zeitgleich mit der Mahnung oder im Anschluss kann eine sogenannte Sperrandrohung erfolgen. Bei ausbleibender Zahlung kann eine Sperrung (Unterbrechung der Energieversorgung) durch den Lieferanten beim Netzbetreiber beauftragt werden.

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 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).

Gas: Sperrungen nach Angaben der Verteilernetzbetreiber Anzahl

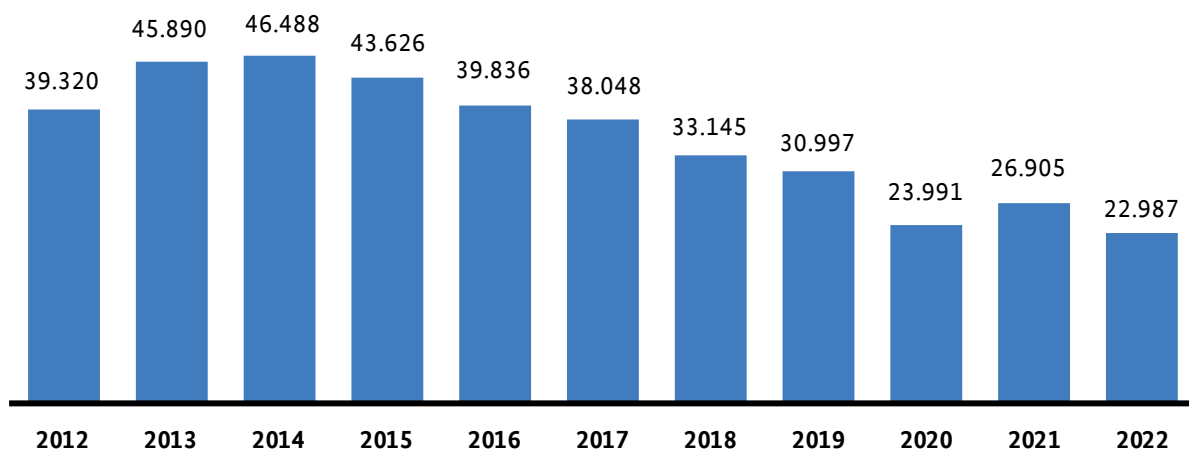


Abbildung 157: Gassperrungen in den Jahren 2013 bis 2022 gemäß Angaben der VNB Gas

Gas: Sperrungen nach Angaben der Lieferanten

Anzahl im Jahr 2017 bis 2022

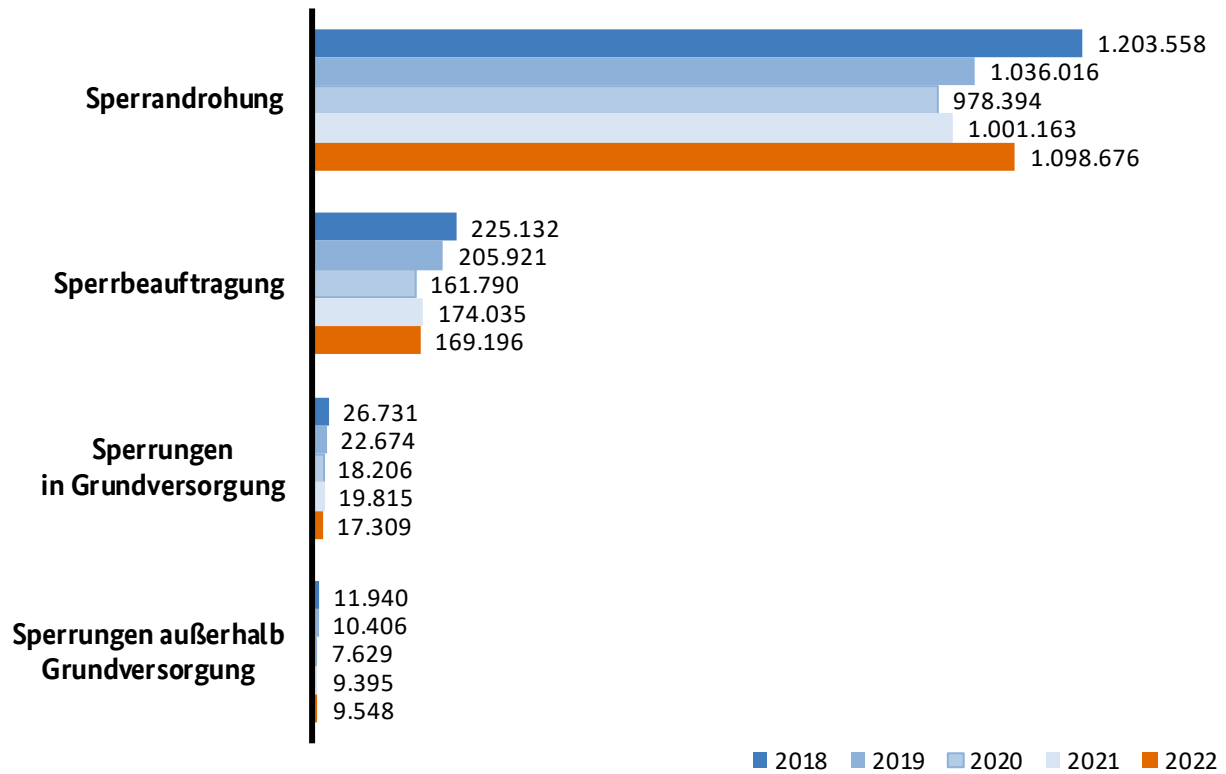


Abbildung 158: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und Sperrungen Gas inner- und außerhalb der Grundversorgung gemäß Angabe der Gaslieferanten

Gas: Sperrungen nach Quartalen 2021 und 2022

Anzahl

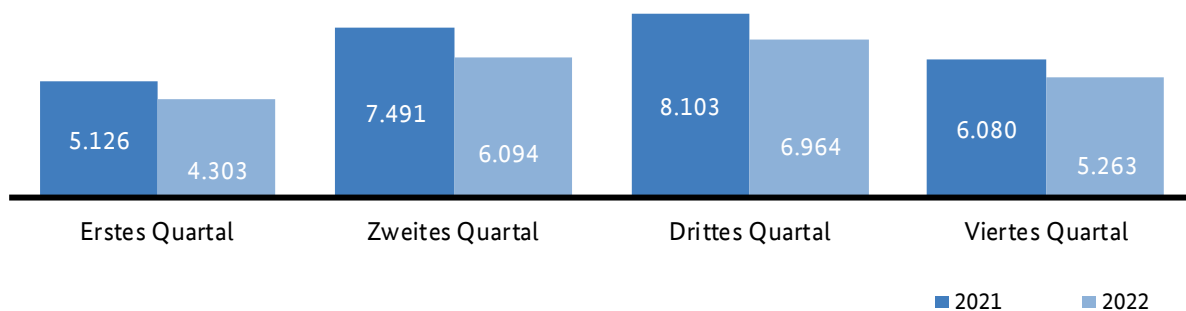


Abbildung 159: Gassperrungen nach Quartalen 2021 und 2022 gemäß Angaben der VNB Gas

Gas: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2022 - nach Angaben der VNB

	Anzahl Sperrungen (in- und außerhalb der Grundversorgung)	Anteil an Marktlokationen von Letztverbrauchern im Bundesland in Prozent
Nordrhein-Westfalen	11.832	0,32
Berlin	1.258	0,22
Hessen	1.893	0,19
Sachsen-Anhalt	657	0,16
Rheinland-Pfalz	1.290	0,16
Thüringen	513	0,14
Saarland	239	0,12
Sachsen	697	0,12
Baden-Württemberg	1.410	0,10
Niedersachsen	2.237	0,10
Bayern	1.296	0,09
Schleswig-Holstein	455	0,07
Brandenburg	312	0,06
Mecklenburg-Vorpommern	144	0,05
Hamburg	40	0,02
Bremen	6	0,00
Gesamt Deutschland	24.279	0,17

Tabelle 92: Anzahl der Gassperrungen pro Bundesland im Jahr 2022 gemäß Angaben der VNB Gas

Gas: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung in 2022

	Anzahl abweichende Abrechnungen	Entgelt je zusätzlicher Abrechnung bei Selbstablesung Durchschnittswert (Spanne von - bis)	Entgelt je zusätzlicher Abrechnung ohne Selbstablesung Durchschnittswert (Spanne von - bis)
Abweichende Abrechnung Haushaltskunden	33.980	14,20 Euro (2 Euro - 50 Euro)	18,30 Euro (1,50 Euro - 65 Euro)
davon Anteil monatlich	18,5%		
davon Anteil vierteljährlich	6,8%		
davon Anteil halbjährlich	74,7%		

Tabelle 93: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung für Haushaltskunden Gas in 2021 gemäß Angaben der Gaslieferanten

4. Preisniveau

In Deutschland gibt es keine staatliche Regulierung der Gaspreise. Der Gaspreis bildet sich durch den Markt und setzt sich aus vom Lieferanten beeinflussbaren Faktoren, wie unter anderem den Gasbeschaffungskosten, Vertriebskosten und der Marge, und vom Lieferanten nicht beeinflussbaren Faktoren, wie insbesondere Netzentgelten, 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.⁹⁴ Er beträgt ein Tausendstel des Abnahmefalls eines Industriekunden (rund 116 GWh) und entspricht dem Fünffachen des durchschnittlichen Jahresverbrauches eines Haushaltskunden (rund 23 MWh). Da es sich

⁹⁴ Ab einer Verbrauchsmenge von 1,5 GWh hat der Netzbetreiber grundsätzlich eine registrierende Leistungsmessung vorzunehmen.

hier um einen mäßigen Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich kleinere Rolle als beim Abnahmefall 116 GWh pro Jahr. Für die Erhebung wurden alle in Deutschland tätigen Lieferanten befragt, allerdings mussten die Preisfragen für die Abnahmefälle 116 GWh/Jahr und 116 MWh/Jahr nur diejenigen Lieferanten beantworten, die mindestens einen Kunden mit einem Gasbedarf im Bereich des jeweiligen Abnahmefalls (zwischen 50 GWh und 200 GWh bzw. zwischen 50 MWh und 200 MWh) belieferten. Der Gesamtpreis wurde bei den Unternehmen jeweils in ct/kWh abgefragt, wobei auch die verbrauchsunabhängigen Preiskomponenten (Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis o. ä.) in den Gesamtpreis einzurechnen waren. Indirekte Umlagen wie die Biogasumlage und die Marktraumumstellungsumlage sind in den Netzentgelten enthalten.

Gaspreise Nicht-Haushaltskunden

Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“)

Gas: Preisniveau am 1. April 2023 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	0,16 - 0,6	0,39	5,0%
Messung, Messstellenbetrieb	0,00 - 0,01	0,015	0,2%
Konzessionsabgabe ^[1]	0,00	0,00	0,0%
CO ₂ -Abgabe	0,5461	0,5461	7,0%
Gassteuer	0,55	0,55	7,1%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	1,80 - 11,30	6,26	80,7%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	3,19 - 12,80	7,75	

[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 94: Preisniveau am 1. April 2023 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

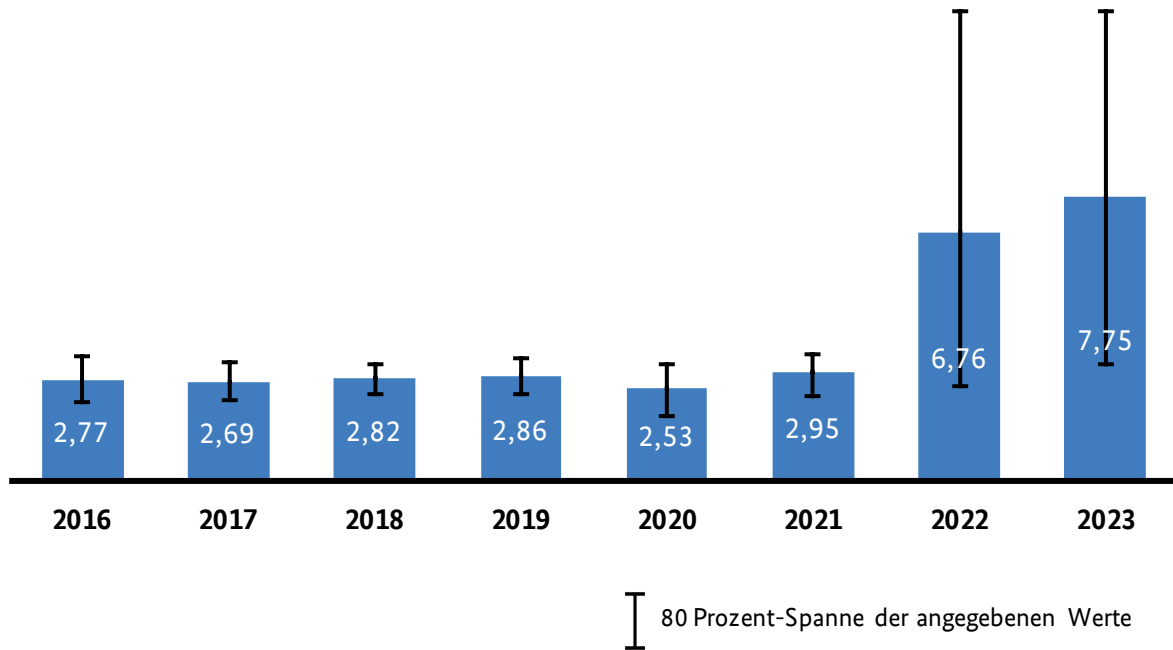


Abbildung 160: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten

Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“)

Gas: Preisniveau am 1. April 2023 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	1,02 - 1,98	1,48	12,2%
Messung, Messstellenbetrieb	0,01 - 0,10	0,05	0,5%
Konzessionsabgabe ^[1]	0,03 - 0,03	0,07	0,5%
CO ₂ -Abgabe	0,5461	0,5461	4,5%
Gassteuer	0,55	0,55	4,5%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	3,69 - 14,76	9,42	77,8%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	6,29 - 17,76	12,11	

[1] 69 der 748 Lieferanten haben in ihrer Antwort einen Konzessionsabgabewert von über 0,03 ct/kWh angegeben. Es handelte sich hierbei um Lieferanten mit eher geringen Abgabemengen. Eine Konzessionsabgabe von über 0,03 ct/kWh ist auch bei der Belieferung eines Nicht-Haushaltskunden denkbar, wenn die Belieferung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages erfolgt (vgl. § 2 Abs. 2 Nr. 2 b KAV).

Tabelle 95: Preisniveau am 1. April 2023 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

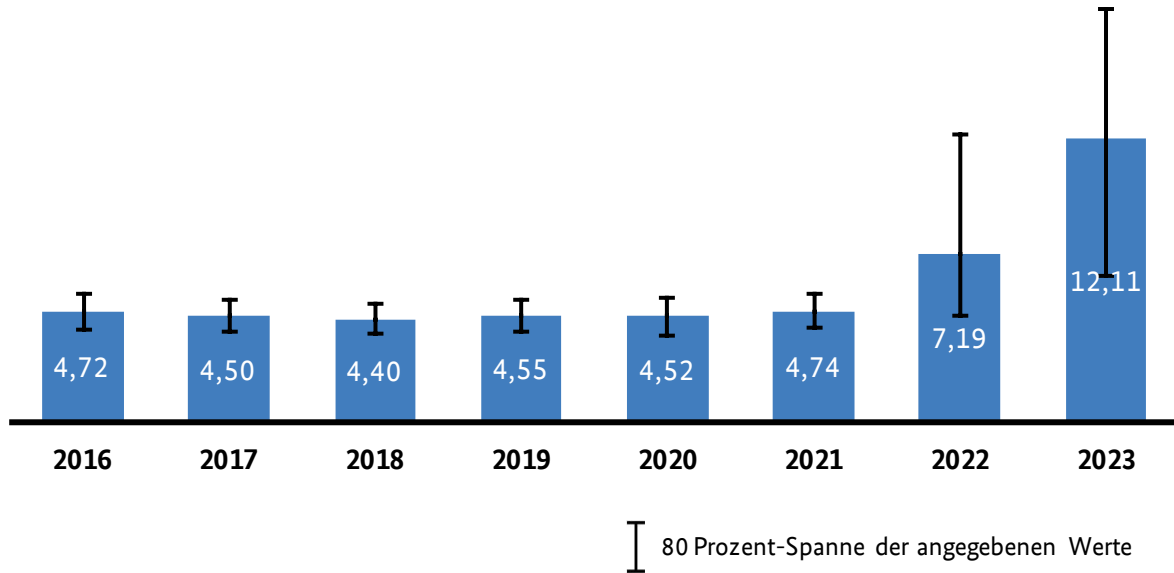


Abbildung 161: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gaspreise Haushaltskunden

Gas: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien

Preisstand 1. April 2023, in Prozent

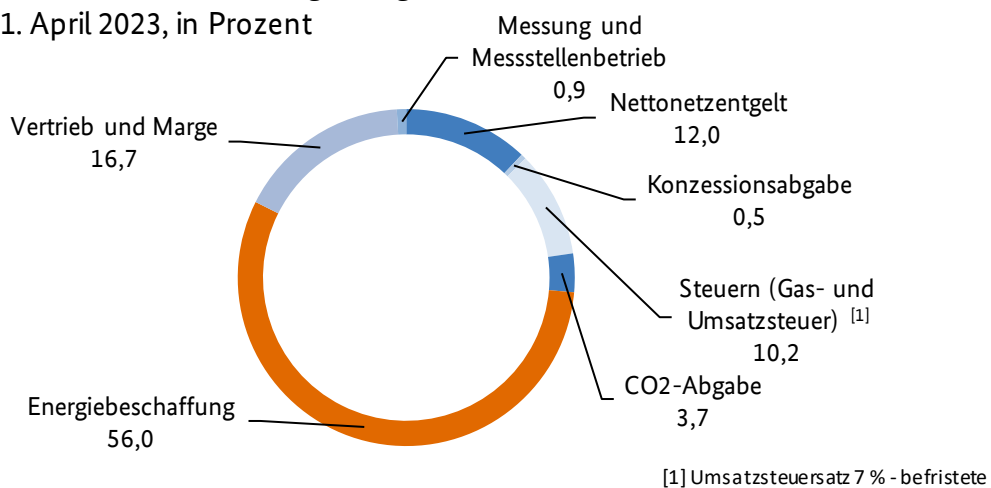


Abbildung 162: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien - Preisstand 1. April 2023 in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,78	12,0%
Entgelt für Messung	0,04	0,3%
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,07	0,5%
Konzessionsabgabe	0,08	0,5%
CO ₂ -Abgabe	0,5461	3,7%
Derzeitige Gassteuer	0,55	3,7%
Umsatzsteuer ^[1]	0,96	6,5%
Energiebeschaffung	8,30	56,1%
Vertrieb und Marge	2,47	16,7%
Gesamt	14,80	100,0%

[1] Umsatzsteuersatz 7 % - befristete Absenkung bis 31. März 2024

Tabelle 96: 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**

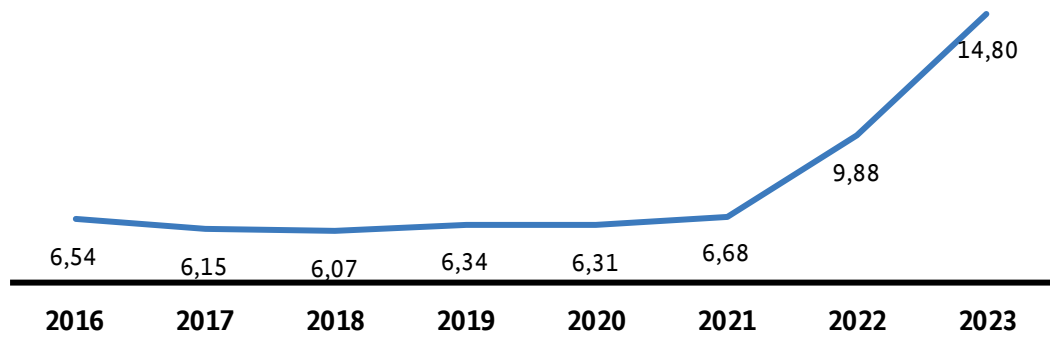


Abbildung 163: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten

**Gas: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie -
Preisstand 1. April 2023 in ct/kWh**

Preisbestandteil	Ersatzver- sorgungsvertrag	Grundver- sorgungsvertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,77	1,73	1,79	1,80
Entgelt für Messung	0,05	0,03	0,04	0,05
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,09	0,06	0,06	0,09
Konzessionsabgabe	0,25	0,25	0,04	0,04
CO ₂ -Abgabe	0,5461	0,5461	0,5461	0,5461
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,55	0,55
Umsatzsteuer ^[1]	1,21	1,05	0,95	0,94
Energiebeschaffung	9,79	8,34	8,20	8,40
Vertrieb und Marge	4,16	3,69	2,34	2,02
Gesamt	18,42	16,25	14,52	14,44

[1] Umsatzsteuersatz 7 % - befristete Absenkung bis 31. März 2024

Tabelle 97: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie gemäß Angaben der Gaslieferanten

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

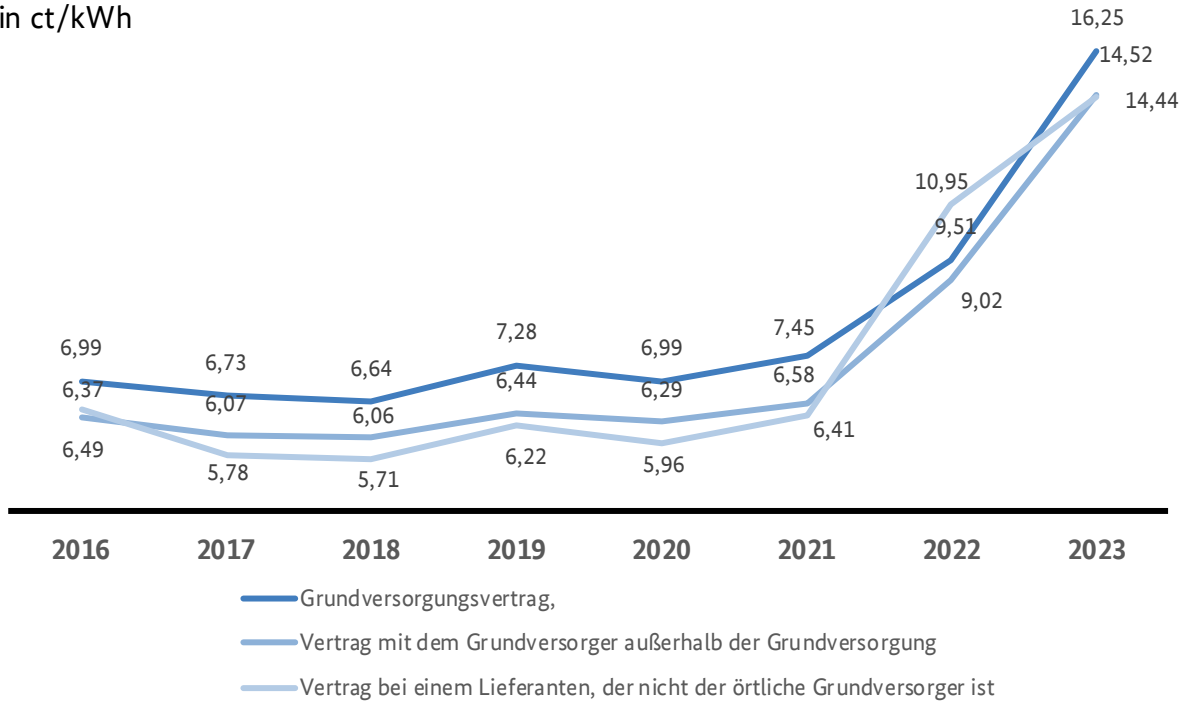


Abbildung 164: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden gemäß Angaben der Gaslieferanten

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

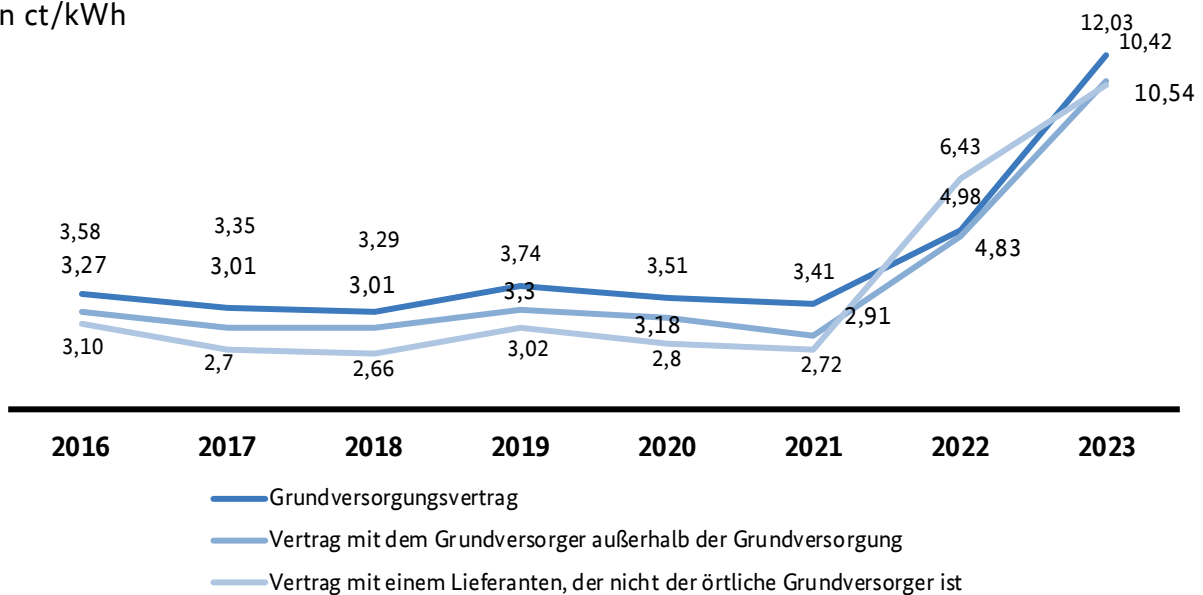


Abbildung 165: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gaslieferanten mit erhöhten Ersatzversorgungspreisen zwischen Januar 2022 und Dezember 2023

Anzahl

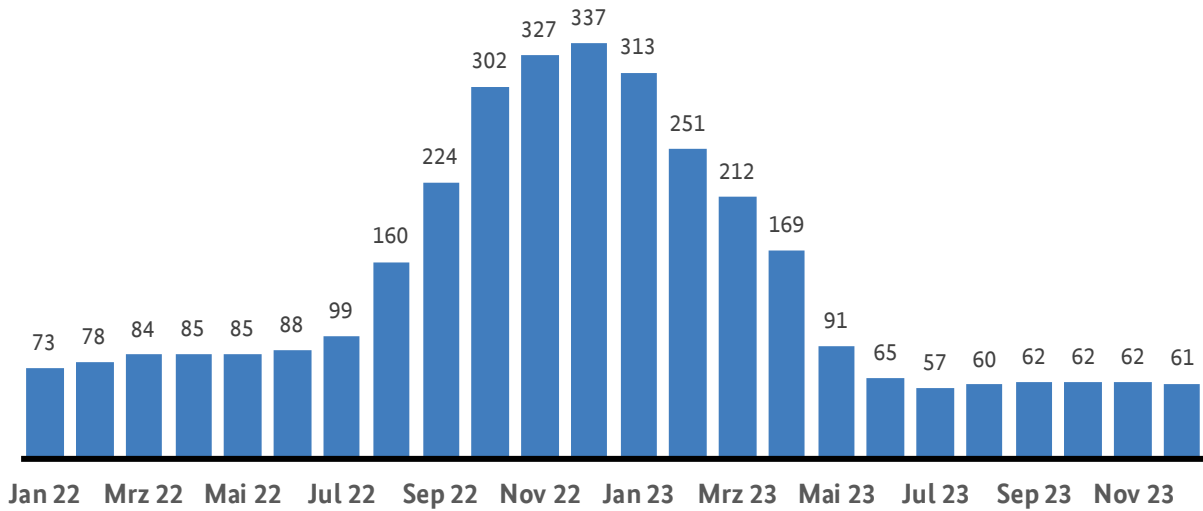


Abbildung 166: Anzahl Gaslieferanten mit erhöhten Ersatzversorgungspreisen zwischen Januar 2022 und Dezember 2023 gemäß Angaben der Gaslieferanten

G Mess- und Zählwesen⁹⁵

Der Messstellenbetrieb wird überwiegend vom Netzbetreiber als grundzuständigem Messstellenbetreiber durchgeführt. Der grundzuständige Messstellenbetreiber kann den Messstellenbetrieb allerdings auch auf ein anderes Unternehmen im Rahmen eines Übertragungsverfahrens oder einer Inhouse-Vergabe 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.

⁹⁵ Die in diesem Kapitel dargestellten Ergebnisse berücksichtigen die Antworten von 635 Unternehmen

Gas: Rolle des Messstellenbetreibers

Funktion	2022
Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber i.S.d. §2 Nr. 4 MsbG (bis 2016: Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i.S.d. § 21b Abs. 1 EnWG)	624
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	9

Tabelle 98: Marktrollenverteilung des Netzbetreibers gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Gas - Stand 31. Dezember 2022

Gas: Messlokationen nach Bundesländern im Jahr 2022

Anzahl in Mio.

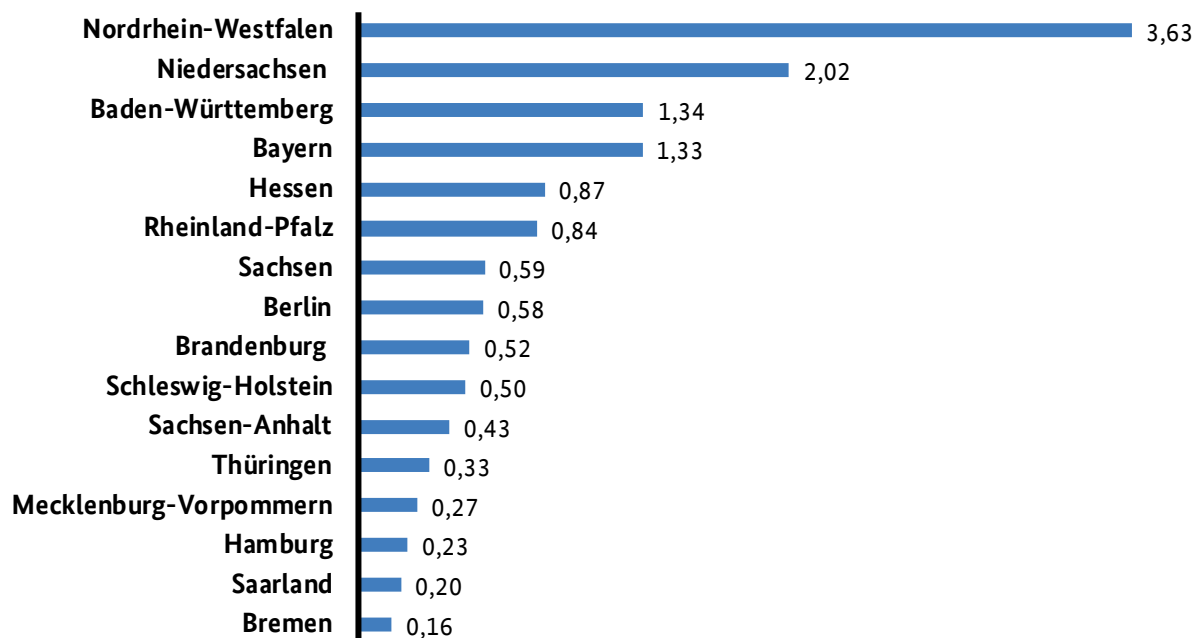


Tabelle 99: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern in 2022

Gas: Zähl-/Messeinrichtung für SLP-Kunden im Jahr 2022

Zähl-/Messeinrichtung des Messstellenbetreibers für Standardlastprofilkunden	Anzahl Messlokationen nach Zählergröße		
	G1,6 bis G6	G10 bis G25	ab G40
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk	4.135.043	136.651	16.247
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk und Impulsausgang	7.883.322	252.070	25.067
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk und herstellerspezifischem Ausgang (z.B.: Cyble, Absolut- Encoder)	933.098	33.887	5.439
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk	2.644	224	137
Ultraschall Gaszähler	2.488	-	145
Lastgang-/Leistungsmessgerät wie bei RLM-Kunden	235	392	3.034
andere mechanische Gaszähler	8.036	2.697	26.588
andere elektronische Gaszähler	1.440	21	786
Summe der Zähler, die so umgerüstet werden können, dass sie mit einem Smart-Meter Gateway i.S.d. § 2 Nr. 19 MsbG verbunden werden können	6.959.820	221.976	33.566
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	361.660	19.071	4.098

Tabelle 100: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen nach Zählergröße für SLP-Kunden - Stand 31. Dezember 2022

Gas: Technologie am Zählwerk der SLP-Kunden im Jahr 2022
Anzahl und Verteilung

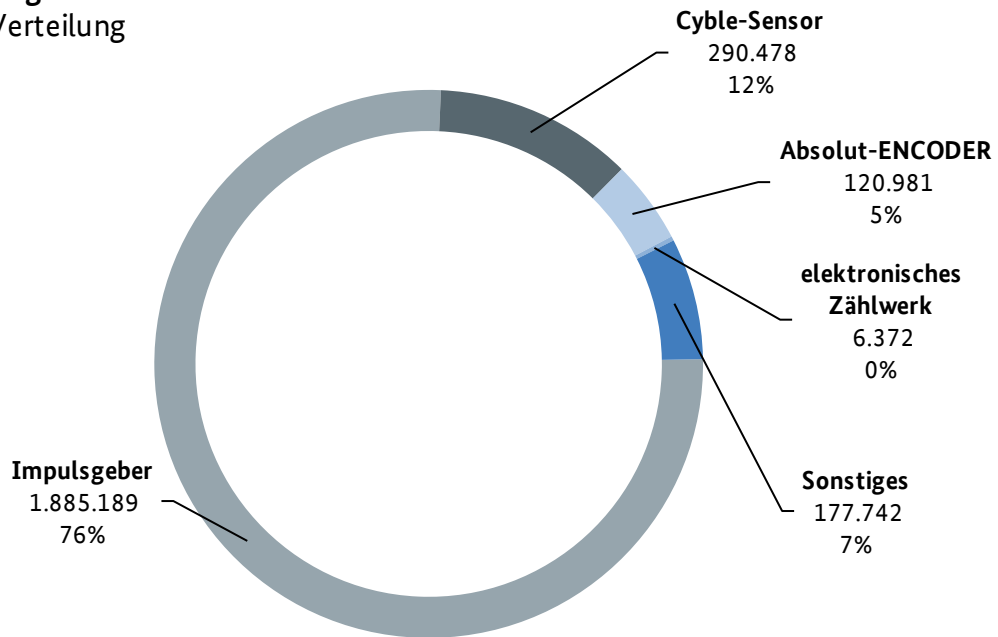


Abbildung 167: Verwendete Kommunikationstechnologie am Zählwerk im Bereich der SLP-Kunden - Stand 31. Dezember 2022

Gas: Zähl-/ Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden im Jahr 2022

Funktion	Anzahl Messlokationen
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Registriergerät/Datenspeicher	13.020
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter	9.821
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Brennwert-Mengenumwerter	409
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	15.372
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Temperaturmengenumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	1.185
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Smart-Meter Gateway	1
Sonstige	95

Tabelle 101: Anzahl Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden - Stand 31. Dezember 2022

Gas: Kommunikative Fernanbindung der RLM-Kunden im Jahr 2022 Anzahl und Verteilung

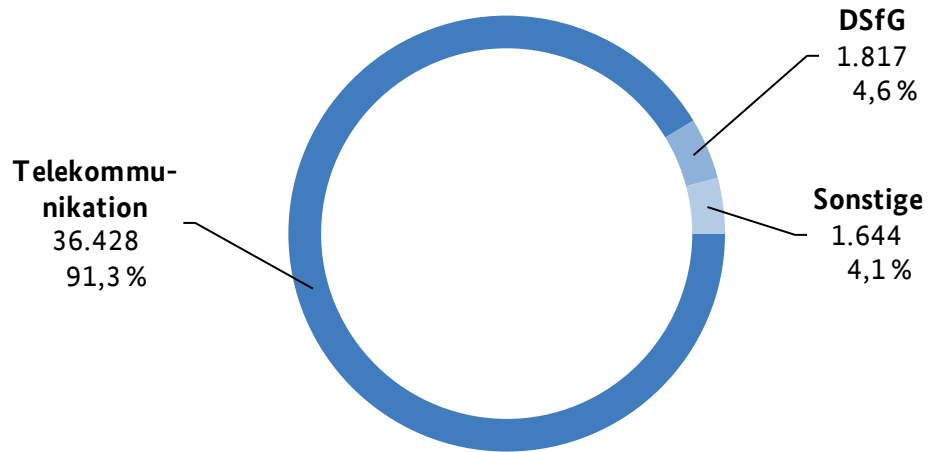
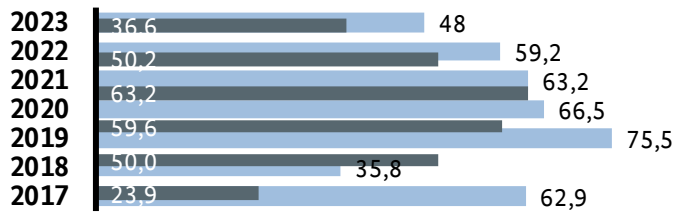


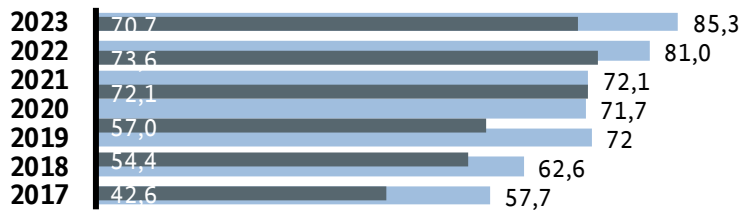
Abbildung 168: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden - Stand 31. Dezember 2022

Gas: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Investitionen in Neuinstallation, Ausbau, Erweiterung



Investitionen in Erhalt, Erneuerung



Aufwendungen

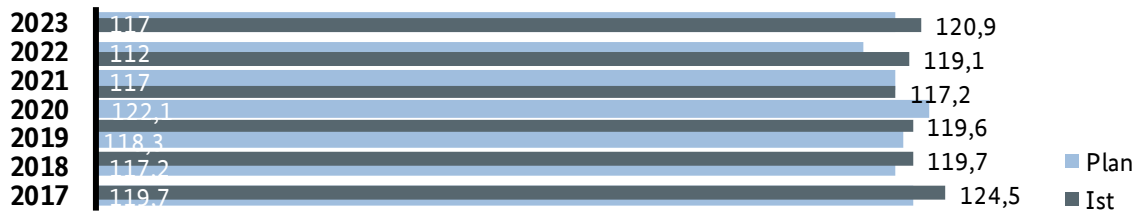


Abbildung 169: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz für das Jahr 2022	58
Abbildung 2: Anteile der fünf größten Unternehmen im Stromerstabsatzmarkt im deutschen Marktgebiet	63
Abbildung 3: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) an RLM- bzw. SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen im Jahr 2022	68
Abbildung 4: Entwicklung der Nettostromerzeugung	72
Abbildung 5: Anteile Energieträger an der Nettostromerzeugung	72
Abbildung 6: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung	73
Abbildung 7: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung	73
Abbildung 8: Aktueller Kraftwerksbestand je Bundesland	74
Abbildung 9: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes	76
Abbildung 10: Beschreibung der Abbildung: Erwarteter Zu- und Rückbau an Kraftwerksleistung bis 2026	79
Abbildung 11: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2022	82
Abbildung 12: Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen an Land	84
Abbildung 13: Ausbau der Leistung von solarer Strahlungsenergie	85
Abbildung 14: Ausbau der Leistung von Biomasseanlagen	85
Abbildung 15: Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen auf See	86
Abbildung 16: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG	87
Abbildung 17: Maximale Einspeisung	88
Abbildung 18: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2022	88
Abbildung 19: Anteil der Vermarktungsformen an der eingespeisten Jahresarbeit	89
Abbildung 20: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträger	90
Abbildung 21: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG	91
Abbildung 22: Durchschnittlichen Zahlungen je Energieträger in 2022	91
Abbildung 23: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2022	109
Abbildung 24: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2022	109
Abbildung 25: Marktlokationen je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2022	110
Abbildung 26: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2022	110
Abbildung 27: Verteilnetzbetreiber nach Netzlänge in 2022	111

Abbildung 28: Verteilnetzbetreiber nach Anzahl der Marktlokationen in 2022	111
Abbildung 29: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG je Netzebene	117
Abbildung 30: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der Übertragungsnetzbetreiber	119
Abbildung 31: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der Verteilnetzbetreiber.....	119
Abbildung 32: Verteilnetzbetreiber nach Investitions- und Aufwendungssummen in 2022	120
Abbildung 33: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte	122
Abbildung 34: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten Nettonetzentgeltes (inkl. Messstellenbetrieb) für Haushaltskunden	122
Abbildung 35: Entwicklung der arithmetischen Nettonetzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für "Gewerbekunden" 50 MWh und "Industriekunden" 24 GWh	123
Abbildung 36: Netzentgelt Grundpreis 2023.....	124
Abbildung 37: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2023	126
Abbildung 38: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2023	128
Abbildung 39: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2023.....	130
Abbildung 40: Verteilung der Marktlokationen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland.....	131
Abbildung 41: Verteilung der Marktlokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen	132
Abbildung 42: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen.....	132
Abbildung 43: Kosten der Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden	135
Abbildung 44: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Engpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2022	136
Abbildung 45: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten.....	138
Abbildung 46: Entwicklung der ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW	139
Abbildung 47: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW.....	139
Abbildung 48: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW.....	140
Abbildung 49: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV	140
Abbildung 50: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung.....	141
Abbildung 51: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise.....	142
Abbildung 52: Entwicklung der Export- und Importkapazitäten	145
Abbildung 53: Export- und Importleistung	146

Abbildung 54: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel) und physikalische Lastflüsse	147
Abbildung 55: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands	148
Abbildung 56: Erlöse und Kosten der deutschen Ex- und Importe	148
Abbildung 57: Ungeplante Flüsse	149
Abbildung 58: Nettokompensationszahlungen aus dem ITC-Fond an die 4 ÜNB	149
Abbildung 59: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an Börsenplätzen.....	151
Abbildung 60: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT, der Nord Pool und der EXAA	154
Abbildung 61: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise der gekoppelten Auktion	155
Abbildung 62: Entwicklung des Day-Baseload im Jahr 2022.....	155
Abbildung 63: Handelsvolumen von German/Austria Power Futures sowie German Power Futures an der EEX	157
Abbildung 64: Handelsvolumen von German Power Futures nach Erfüllungsjahr	157
Abbildung 65: Preisentwicklung der German Power Future Base- und Peak-Year im Jahresverlauf 2022	158
Abbildung 66: Entwicklung der Jahresmittelwerte der German Power Futures-Preise an der EEX	158
Abbildung 67: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von German-Power-Futures	161
Abbildung 68: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr	161
Abbildung 69: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen im Jahr 2022 belieferten	163
Abbildung 70: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die Kunden in der	164
Abbildung 71: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist.....	165
Abbildung 72: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2022 gemäß Angaben der Stromlieferanten.....	167
Abbildung 73: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2022.....	167
Abbildung 74: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden	168
Abbildung 75: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden	169
Abbildung 76: Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden	169
Abbildung 77: Vertragswechsel von Haushaltskunden in den Jahren 2022 und 2021	170
Abbildung 78: Sperrungen nach Angaben der Lieferanten	172
Abbildung 79: Sperrungen nach Angaben der Verteilnetzbetreiber	172
Abbildung 80: Sperrungen nach Quartalen 2022	173
Abbildung 81: Über alle Vertragskategorien mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr	184

Abbildung 82: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr zum 1. April 2023	184
Abbildung 83: Entwicklung des Netzentgelts für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr jeweils zum 1. April.....	185
Abbildung 84: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie	187
Abbildung 85: Beziehung zwischen Groß- und Einzelhandelspreisen	187
Abbildung 86: Anteil der Lieferanten die erhöhte Ersatzversorgungspreise im Gegensatz zu Grundversorgung erheben	188
Abbildung 87: Anteil der Abgabemenge bzw. Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden	189
Abbildung 88: Aufteilung der Einzelpreisbestandteile für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh (DC) im Jahr für Ökostrom.....	191
Abbildung 89: Anzahl der Verbraucheranfragen	192
Abbildung 90: Entwicklung des Anteils der Heizstrommenge und -marktlokationen, die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger beliefert werden gemäß Angaben der Stromlieferanten.....	194
Abbildung 91: Entwicklung der Lieferantenwechselquote bei Heizstromkunden gemäß Angaben der VNB Strom	194
Abbildung 92: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern.....	198
Abbildung 93: Art der Ausführung der Funktion Messstellenbetreiber - Stand 31. Dezember 2022	201
Abbildung 94: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway - Stand 31. Dezember 2022	201
Abbildung 95: Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb - Stand 31. Dezember 2022.....	202
Abbildung 96: Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/Anschlussnehmer - Stand 31. Dezember 2022	202
Abbildung 97: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2022.....	203
Abbildung 98: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im RLM-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2022.....	204
Abbildung 99: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen	205
Abbildung 100: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2022.....	208
Abbildung 101: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter (CR3) mit den größten Speicherkapazitäten.....	211
Abbildung 102: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2022 gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	212
Abbildung 103: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM-Kunden gemäß Angaben der Gaslieferanten	213

Abbildung 104: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an SLP-Kunden gemäß Angaben der Gaslieferanten	213
Abbildung 105: Verhältnis zwischen Reserve und Produktion der deutschen Erdgasreserven seit 2014.....	214
Abbildung 106: Gasflüsse von und nach Deutschland im Jahr 2022	215
Abbildung 107: Umzustellende RLM-Kunden	216
Abbildung 108: Umzustellende SLP-Kunden	216
Abbildung 109: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2022.....	219
Abbildung 110: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden	220
Abbildung 111: Verteilnetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2022	222
Abbildung 112: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2022	224
Abbildung 113: Marktlokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene gemäß Angaben der FNB Gas – Stand 31. Dezember 2022	224
Abbildung 114: Verteilnetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2022.....	225
Abbildung 115: Umsetzungsstand der Netzausbaumaßnahmen zum 01. Januar 2023 im NEP Gas 2022-2032	227
Abbildung 116: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber .	228
Abbildung 117: Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der Verteilnetzbetreiber Gas	229
Abbildung 118: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2022.....	229
Abbildung 119: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2022	230
Abbildung 120: Angebot von Einspeisekapazitäten.....	232
Abbildung 121: Angebot von Ausspeisekapazitäten.....	233
Abbildung 122: Buchung der Einspeisekapazitäten nach Produktlaufzeit.....	233
Abbildung 123: Buchung der Ausspeisekapazitäten nach Produktlaufzeit.....	234
Abbildung 124: Buchung der nominierungspflichtigen Ein- und Ausspeisepunkte im GWJ 2021/2022	234
Abbildung 125: Entwicklung des SAIDI Gas von 2011 bis 2022.....	235
Abbildung 126: SAIDI Gas - Aufteilung nach Bundesländern	236
Abbildung 127: Entwicklung der Netzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb gemäß Angaben der Gaslieferanten	237
Abbildung 128: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ – Stand 1. Januar 2023 gemäß Angaben der VNB Gas	239

Abbildung 129: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2023 gemäß Angaben der VNB Gas.....	241
Abbildung 130: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2023 gemäß Angaben der VNB Gas.....	243
Abbildung 131: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2022 bei Trading Hub Europe (THE), Stand Juli 2023.....	245
Abbildung 132: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2022 für MOL 1 im Marktgebiet Trading Hub Europe, Stand Juli 2023.....	245
Abbildung 133: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2022 für MOL 2 im Marktgebiet Trading Hub Europe, Stand Juli 2023.....	246
Abbildung 134: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2022 für MOL 4 im Trading Hub Europe, Stand Juli 2023	246
Abbildung 135: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise Trading Hub Europe ab 1. Oktober 2022, Stand Juli 2023	247
Abbildung 136: Bilanzierungsumlage bei NetConnect Germany (historische Daten bis 01.10.2021)	248
Abbildung 137: Bilanzierungsumlage bei Gaspool (historische Daten bis 01.10.2021)	248
Abbildung 138: Bilanzierungsumlage bei THE ab dem 01.10.2021	249
Abbildung 139: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete	251
Abbildung 140: Entwicklung der Sportmarkt-Gashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete	251
Abbildung 141: Entwicklung des EGSI im Vorjahresvergleich	252
Abbildung 142: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum Januar 2021 bis Dezember 2022.....	253
Abbildung 143: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über neun Brokerplattformen im Jahr 2022 nach Erfüllungszeitraum.....	254
Abbildung 144: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für die deutschen Marktgebiet.....	255
Abbildung 145: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten.....	256
Abbildung 146: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2022.....	256
Abbildung 147: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen beliefern – Stand 31. Dezember 2022.....	257
Abbildung 148: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2022	258
Abbildung 149: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern gemäß Angaben der Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2022	259
Abbildung 150: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2022 gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	260

Abbildung 151: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Abgabemenge – Stand 31. Dezember 2022 gemäß Angaben der Gaslieferanten	261
Abbildung 152: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart – Stand 31. Dezember 2022 gemäß Angaben der Gaslieferanten	261
Abbildung 153: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) – Stand: 31. Dezember 2022 gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	262
Abbildung 154: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden gemäß Angaben der FNB und VNB Gas	265
Abbildung 155: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Angaben der VNB Gas	265
Abbildung 156: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Angaben der VNB Gas	266
Abbildung 157: Gassperrungen in den Jahren 2013 bis 2022 gemäß Angaben der VNB Gas.....	267
Abbildung 158: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und Sperrungen Gas inner- und außerhalb der Grundversorgung gemäß Angabe der Gaslieferanten.....	268
Abbildung 159: Gassperrungen nach Quartalen 2021 und 2022 gemäß Angaben der VNB Gas	268
Abbildung 160: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten	272
Abbildung 161: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten	274
Abbildung 162: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten	274
Abbildung 163: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten	276
Abbildung 164: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	278
Abbildung 165: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden gemäß Angaben der Gaslieferanten	278
Abbildung 166: Anzahl Gaslieferanten mit erhöhten Ersatzversorgungspreisen zwischen Januar 2022 und Dezember 2023 gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	279
Abbildung 167:Verwendete Kommunikationstechnologie am Zählwerk im Bereich der SLP-Kunden - Stand 31. Dezember 2022	283
Abbildung 168: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden - Stand 31. Dezember 2022	284
Abbildung 169: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen	285

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzbilanz 2022.....	59
Tabelle 2: Entnahmemengen (ohne Pumpspeicherkraftwerke) der Letztverbraucher nach Entnahmekategorien	60
Tabelle 3: Entnahmemengen (ohne Pumpspeicherkraftwerke) der Letztverbraucher nach Lastprofil	60
Tabelle 4: Erzeugungsmengen der fünf größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes (d. h. ohne EEG-Strom, Bahnstrom, Eigenverbrauch und Systemdienstleistungen)	62
Tabelle 5: Erzeugungskapazitäten der fünf größten Stromerzeuger.....	64
Tabelle 6: Abgabe Stromlieferanten nach Marktabgrenzung des BkartA	67
Tabelle 7: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland	75
Tabelle 8: Erwarteter Zubau an konventioneller Kraftwerksleistung 2023 bis 2026	77
Tabelle 9: Erwartete aus dem Markt ausscheidende Kraftwerksleistung 2023 bis 2026	78
Tabelle 10: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW.....	80
Tabelle 11: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK Anlagen je Energieträger ab 10 MW	80
Tabelle 12: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger	82
Tabelle 13: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG.....	83
Tabelle 14: Steigerungsraten der installierten Anlagen nach Energieträgern.....	83
Tabelle 15: Übersicht Ausbaupfade	84
Tabelle 16: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern	87
Tabelle 17: Eingespeiste Jahresarbeit nach Vermarktungsform und Energieträger für das Jahr 2022	89
Tabelle 18: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern	90
Tabelle 19: Durchgeführte technologiespezifische Ausschreibungsrunden für Solar und Wind an Land 2021 - 2023.....	92
Tabelle 20: Weitere durchgeführte Ausschreibungsrunden 2021 - 2023 mit gleitender Marktprämie	93
Tabelle 21: Weitere durchgeführte Ausschreibungsrunden 2022 nach der KWKAusV	93
Tabelle 22: Weitere durchgeführte Ausschreibungsrunden nach der InnAusV	94
Tabelle 23: Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2022.....	94
Tabelle 24: Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2023.....	95

Tabelle 25: Realisierungsraten für Solaranlagen aus den Solarausschreibungen des ersten Segments mit abgelaufenen Realisierungsfristen.....	96
Tabelle 26: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2022.....	97
Tabelle 27: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2023.....	98
Tabelle 28: Realisierungsraten für Windanlagen aus den Windausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen.....	99
Tabelle 29: Verteilung der Gebote und Zuschläge für Windenergieanlagen an Land auf die Bundesländer 2021 - 2023.....	100
Tabelle 30: Ausschreibungen für Biomasse 2022.....	101
Tabelle 31: Realisierungsraten für Biomasseanlagen aus den Biomasseausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen.....	101
Tabelle 32: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2022.....	102
Tabelle 33: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2023.....	103
Tabelle 34: Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments 2022.....	104
Tabelle 35: Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments 2023.....	105
Tabelle 36: Realisierungsraten für Solaranlagen aus den Solarausschreibungen des zweiten Segments mit abgelaufenen Realisierungsfristen.....	105
Tabelle 37: Ausschreibungen für Biomethananlagen 2021-2023.....	106
Tabelle 38: Realisierungsraten der gemeinsamen Ausschreibungen für Solar- und Windenergieanlagen an Land mit abgelaufenen Realisierungsfristen.....	106
Tabelle 39: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Netzbetreiber in Deutschland.....	107
Tabelle 40: Netzstrukturdaten 2022.....	108
Tabelle 41: Netzengpassmanagementmaßnahmen.....	113
Tabelle 42: Kraftwerksreduzierungen und -erhöhungen auf Anweisung im Gesamtjahr 2022.....	114
Tabelle 43: Kraftwerkseinsätze in Deutschland zum Redispatch nach Energieträgern in 2022.....	115
Tabelle 44: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze in 2022.....	116
Tabelle 45 Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der ÜNB:.....	118
Tabelle 46: Grundpreis Netzentgelte.....	123
Tabelle 47: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2023.....	125
Tabelle 48: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2023.....	127
Tabelle 49: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2023.....	129
Tabelle 50: Maximale Ausgleichsenergiepreise.....	142
Tabelle 51: Spannen der Base- und Peakload-Preise in den Jahren 2020 bis 2022.....	156

Tabelle 52: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2022 nach Erfüllungszeitraum	159
Tabelle 53: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2022	168
Tabelle 54: Anzahl der Kündigungen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung und der durchschnittlicher Zahlungsrückstand	171
Tabelle 55: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2022	174
Tabelle 56: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung in 2022	175
Tabelle 57: Anzahl der Stromlieferanten, die variable Tarife anbieten	176
Tabelle 58: Größe der Unternehmen, die gebündelte Tarife anbieten in 2022	176
Tabelle 59: In gebündelten Tarifen angebotene Produkte in 2022	176
Tabelle 60: Preisniveau am 1. April 2023 für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr ohne Vergünstigungen gemäß Angaben der Stromlieferanten	179
Tabelle 61: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr zum 1. April 2023 gemäß Angaben der Stromlieferanten	180
Tabelle 62: Preisniveau am 1. April 2023 für den Abnahmefall 50 MWh pro Jahr gemäß Angaben der Stromlieferanten	181
Tabelle 63: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr über alle Vertrags-kategorien mengengewichtet (Band III; Eurostat:DC)	182
Tabelle 64: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2022 zum 1. April 2023 für das Abnahmenband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr (Band III; Eurostat:DC) für Haushaltskunden	183
Tabelle 65: 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)	186
Tabelle 66: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher in 2022	189
Tabelle 67: Veränderung mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2022 zum 1. April 2023 für das Abnahmenband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr für Ökostrom (Band III; Eurostat:DC) für Haushaltskunden	190
Tabelle 68: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom)	191
Tabelle 69: Übersicht Abgabemenge und Anzahl Marktlokationen Heizstrom gemäß Angaben der Stromlieferanten	193
Tabelle 70: Preisniveau am 1. April 2023 für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh/Jahr gemäß Angaben der Stromlieferanten	195
Tabelle 71: Preisniveau am 1. April 2023 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr gemäß Angaben der Stromlieferanten	196
Tabelle 72: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Strom - Stand 31. Dezember 2022	198

Tabelle 73: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG a. F. - Stand 31. Dezember 2022.....	199
Tabelle 74: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG a. F. - Stand 31. Dezember 2022.....	200
Tabelle 75: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2022.....	203
Tabelle 76: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2022.....	204
Tabelle 77: Ausspeisemengen Gas in 2022 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Angaben der FNB und VNB Gas.....	209
Tabelle 78: Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2022 gemäß Angaben der FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge Gas gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	209
Tabelle 79: Bewerbung und Zuschläge Aufgabenpakete MRU	217
Tabelle 80: Kennzahlen Biogaseinspeisung in 2022.....	218
Tabelle 81: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber	219
Tabelle 82: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland – Stand 01. Juli 2023	221
Tabelle 83: Netzstrukturdaten 2022 gemäß Angaben der FNB und VNB Gas, Stand 31. Dezember 2022.....	223
Tabelle 84: Versorgungsunterbrechungen im Jahr 2022	235
Tabelle 85: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2023 gemäß Angaben der VNB Gas.....	238
Tabelle 86: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2023 gemäß Angaben der VNB Gas.....	240
Tabelle 87: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2023 gemäß Angaben der VNB Gas.....	242
Tabelle 88: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge) für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) – Stand: 31. Dezember 2022 gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	262
Tabelle 89: Vertragsstruktur von Haushaltskunden Gas (Anzahl) für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) – Stand: 31. Dezember 2022 gemäß Angaben der Gaslieferanten	263
Tabelle 90: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien 2022 gemäß Angaben der FNB und VNB Gas	264
Tabelle 91: Vertragswechsel von Haushaltskunden Gas in 2021 und 2022 gemäß Angaben der Gaslieferanten	266
Tabelle 92: Anzahl der Gassperrungen pro Bundesland im Jahr 2022 gemäß Angaben der VNB Gas	269
Tabelle 93: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung für Haushaltskunden Gas in 2021 gemäß Angaben der Gaslieferanten	270
Tabelle 94: Preisniveau am 1. April 2023 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten	271
Tabelle 95: Preisniveau am 1. April 2023 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten	273

Tabelle 96: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten	275
Tabelle 97: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	277
Tabelle 98: Marktrollenverteilung des Netzbetreibers gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Gas - Stand 31. Dezember 2022	281
Tabelle 99: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern in 2022	281
Tabelle 100: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen nach Zählergröße für SLP-Kunden - Stand 31. Dezember 2022.....	282
Tabelle 101: Anzahl Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden - Stand 31. Dezember 2022	283

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
BBPIG	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
BMWi	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.
DSL	Digital Subscriber Line (digitaler Teilnehmeranschluss)
DZK	Feste dynamisch zuordenbare Kapazität
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange AG
EPEX SPOT	European Power Exchange
ECC	European Commodity Clearing AG
EG	Europäische Gemeinschaft
EinsMan	Einspeisemanagement
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity; Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz

Eurostat	Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaft
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EXAA	Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG
FBA	Flow Based Allocation
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazität
GaBi Gas	Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzregeln im Gassektor
GasGKErstV	Verordnung zu Kostenerstattungsansprüchen für Gasgeräte
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GeLi Gas	Geschäftsprozesse für den Lieferantenwechsel im Gassektor
GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
GPRS	General Packet Radio Service (Allgemeiner paketorientierter Funkdienst, Erweiterung von GSM)
GSM	Groupe Spécial Mobile/ Global System for Mobile Communications (volldigitales Mobilfunknetz)
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
GÜP	Grenzübergangspunkt
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
iMSys	Intelligente Messsysteme
InnAusV	Innovationsausschreibungsverordnung
ITC	Inter-TSO-Compensation
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
KoV IV	Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen in der 3. Fassung vom 1. Oktober 2011
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
kWh/h	Kilowattstunde pro Stunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LNG	Liquefied Natural Gas, verflüssigtes Erdgas
LSV	Ladesäulenverordnung
m ³ /h	Kubikmeter pro Stunde
MRL	Minutenreserveleistung

MS	Mittelspannung
MWh	Megawattstunde
MWh/km ²	Megawattstunde pro Quadratkilometer
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NCG	Net Connect Germany
NDAV	Niederdruckanschlussverordnung
NEMOG	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
Nm ³	Normkubikmeter
Nm ³ /h	Normkubikmeter pro Stunde
NRV	Netzregelverbund
NS	Niederspannung
NTC	Net Transfer Capacity
OFC	Online-Flow-Verfahren
OGE	Open Grid Europe
OLG	Oberlandesgericht
OMS-Standard	Open Metering System-Standard
OTC	Over the counter
PLC	Powerline Carrier/ Powerline Communication (Datenübertragung über Stromkabel)
PSTN-Verfahren	Public Switched Telephone Network-Verfahren (Gesamtheit aller öffentlichen leitungsgebundenen Telefonnetze)
PRL	Primärregelleistung
PRS	General Packet Radio Service („allgemeiner paketorientierter Funkdienst“, paketorientierter Dienst zur Datenübertragung in GSM- bzw. UMTS-Netzen)
REMIT	Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts
RLM	Registrierende Lastgang-/ Leistungsmessung
RLMmT	Registrierende Leistungsmessung mit Tagesband
RLMoT	Registrierende Leistungsmessung ohne Tagesband
RLMNEV	Registrierende Lastgangmessung mit Nominierungsersatzverfahren
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SLP	Standardlastprofil
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terrawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

UGS	Untergrundgasspeicher
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VNB	Verteilnetzbetreiber
VNG	Verbundnetz Gas AG
V(H)P	Virtueller Handlungspunkt

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-Verteilnetzbetreiber 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 Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.

BAFA-Grenzübergangspreis	Der Grenzübergangspreis als Referenzpreis des langfristigen Erdgasbezugs wurde vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) für jeden Monat ermittelt. Dazu wurden die dem BAFA vorliegende Unterlagen über Erdgaszugänge aus russischen, niederländischen, norwegischen, dänischen und britischen Fördergebieten ausgewertet. Die in die Ermittlung des Grenzübergangspreises einfließenden Importmengen basieren hauptsächlich auf Importverträgen; Spotmengen hingegen werden in den Im- und Exporten nicht umfassend abgebildet.
Baseload (Grundlast)	Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder -bezug konstanter Leistung von 00:00 bis 24:00 Uhr eines jeden Tages.
Benutzungsdauer (Letztverbraucher)	Gibt die Zahl der Tage an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Tagesmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Tagen = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Tagesmenge). Die Benutzungsdauer in Stunden gibt die Stundenzahl an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Stundenmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Stunden = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Stundenmenge).
Bilanzkreis	Innerhalb einer Regelzone im Elektrizitätsbereich die Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen (vgl. § 3 Nr. 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).
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 marktanteilstärksten Wettbewerber (sog. „concentration ratios“, CR3 – CR4 – CR5). Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist der Grad der Marktkonzentration.
Countertrading	Countertrading ist eine Maßnahme, welche die Übertragungsnetzbetreiber nutzen, um Überlastungen im Stromnetz zu verhindern. Sie wird verwendet, wenn die vereinbarten Mindesthandelskapazitäten über das Maß hinausgehen, das durch das Netz transportiert werden kann. In diesem Fall wird ein Gegengeschäft organisiert. So wird ein Minimum an Handel jederzeit gewährleistet, ohne dass die Netze überlastet werden.
CO2-Ausstoß zur Stromerzeugung	Mit der Stromerzeugung aus der spezifischen Erzeugungseinheit einhergehende Freisetzung von 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, CO ₂ -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 (tägliches 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

	<p>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.</p>
Einspeisemanagement (EinsMan)	<p>Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber den Anlagen Erneuerbarer Energien (EE-), Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Der in diesen Anlagen erzeugte Strom ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren (§ 11 Abs. 1 und Abs. 5 EEG, § 4 Abs. 1 und Abs. 4 S. 2 KWKG). Die verantwortlichen Netzbetreiber können unter besonderen Voraussetzungen jedoch auch diese bevorrechtigte Einspeisung vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren (§13 Abs. 2, 3 S.3 EnWG i. V. m. §§ 14, 15 EEG und für KWK-Anlagen auch i. V. m. § 4 Abs. 1 S. 2 KWKG). Insbesondere müssen die vorrangigen Abregelungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Erzeugern zuvor ausgeschöpft werden. Die Netzausbaupflichten der für die Netzengpässe verantwortlichen Netzbetreiber bleiben parallel bestehen.</p> <p>Der Betreiber der abgeregelten Anlage hat Anspruch auf eine Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und -wärme nach Maßgabe von § 15 Abs. 1 EEG. Die Entschädigungskosten trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die EinsMan-Maßnahme liegt. Der Anschlussnetzbetreiber ist verpflichtet, dem Betreiber der abgeregelten Anlage die Entschädigung auszuzahlen. Lag die Ursache bei einem anderen Netzbetreiber, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.</p>
Einspeisepunkt	<p>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.</p>
Energiekomponente	<p>Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil. Setzt sich zusammen aus Beschaffung, Vertrieb und Marge.</p>
Energieinformationsnetz (EIN)	<p>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).</p>
Entgelt für Messstellenbetrieb	<p>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.</p>
Entgelt für Messung	<p>Im Gasbereich Entgelt für die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie die Weitergabe der Daten an die Berechtigten (§ 15 Abs. 7 S.1 GasNEV)</p>
Entnahmemenge	<p>Von den Elektrizitätsnetzbetreibern an Letztverbraucher abgegebene Elektrizitätsmenge.</p>
Entry-Exit-System	<p>Gasbuchungssystem, bei dem der Transportkunde lediglich einen Ein- und Ausspeisevertrag abschließt, auch wenn der Gastransport auf mehrere Transportnetzbetreiber verteilt ist.</p>
ENTSO-E	<p>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,</p>

	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.
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).
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)

	<p>mitzumelden. Falls ein besonderes Sammelkonto „Anlagen im Bau“ geführt wird, sind nur die Bruttozugänge ohne die schon zu Beginn des Berichtsjahres auf diesem Sammelkonto ausgewiesenen Bestände zu melden. Anzahlungen sind nur einzubeziehen, soweit sie abgerechneten Teilen von im Bau befindlichen Anlagen entsprechen und aktiviert sind. Nicht einzubeziehen sind der Erwerb von Beteiligungen, Wertpapieren usw. (Finanzanlagen), der Erwerb von Konzessionen, Patenten, Lizenzen usw. und der Erwerb von ganzen Unternehmen oder Betrieben sowie der Erwerb ehemals im Unternehmen eingesetzter Mietanlagen, Zugänge an Sachanlagen in Zweigniederlassungen oder fachlichen Unternehmensteilen im Ausland sowie die bei Investitionen entstandenen Finanzierungskosten (Statistisches Bundesamt, 2007).</p>
Jahresbenutzungsdauer (Letztverbraucher)	<p>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).</p>
Jahreshöchstlast (Letztverbraucher)	<p>Die in Kilowatt (kW) ausgedrückte und im Zeitraum eines Jahres viertelstündig gemessene Höchstlast.</p>
Kavernenspeicher	<p>Künstlich durch Bohren und Aussolen erzeugte Hohlräume in Salzstöcken. Sie zeichnen sich oftmals durch höhere Ein- und Ausspeicherkapazitäten und einen geringeren Bedarf an Kissengas, aber auch kleinere Volumina aus.</p>
Kondensationsstrom (netto)	<p>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)</p>
Konventioneller Messstellenbetrieb	<p>Der konventionelle Messstellenbetrieb beinhaltet alle Messeinrichtungen, die nicht moderne Messeinrichtung oder intelligentes Messsystem sind (z. B. Ferraris-Zähler, eHZ, EDL21, EDL40, RLM-Zähler usw.).</p>
KWK-Netto- Nennleistung (elektrische Wirkleistung)	<p>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.</p>
Lastvariabler Tarif	<p>Als lastvariabler Tarif wird ein Stromtarif bezeichnet, bei dem der Strompreis von der Stromnachfrage und der Netzauslastung abhängt.</p>
L-Gas	<p>Ein Gas der 2. Gasfamilie mit – im Vergleich zu H-Gas - niedrigerem Methangehalt (80 bis 87 Volumenprozent) und größeren Volumenprozenten an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 9,77 kWh/m³ und einen Wobbeindex von 10,5 kWh/m³ bis 13,0 kWh/m³.</p>
Leistungsgemessene Letztverbraucher	<p>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.</p>

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	<p>Höchste Dauerleistung einer Anlage unter Nennbedingungen, die eine Anlage zum Übergabezeitpunkt erreicht. Leistungsänderungen sind nur bei wesentlichen Änderungen der Nennbedingungen und bei konstruktiven Maßnahmen an der Anlage zulässig. Bis zur genauen Ermittlung dieser Nennleistung ist der Bestellwert gemäß der Liefervereinbarung anzugeben. Entspricht der Bestellwert nicht eindeutig den zu erwartenden realen Genehmigungs- und Betriebsbedingungen, so ist vorab, bis gesicherte Messergebnisse vorliegen, ein vorläufiger durchschnittlicher Leistungswert als Nennleistung zu ermitteln. Er ist so festzulegen, dass sich die möglichen Mehr- und Mindererzeugungen bezogen auf ein Regeljahr ausgleichen (z. B. aufgrund des Kühlwasser-Temperaturverlaufes). Die endgültige Feststellung der Nennleistung eines Kraftwerksblocks erfolgt nach Übergabe der Anlage, in der Regel nach Vorliegen der Ergebnisse aus den Abnahmemessungen. Hierbei ist von wesentlicher Bedeutung, dass sich die Nennbedingungen auf einen Jahresmittelwert beziehen, d. h. dass die jahreszeitlichen Einflüsse (z. B. die Kühlwasser- und Luft Eintrittstemperatur), der elektrische und dampfseitige Eigenbedarf sich ausgleichen und dass idealtypische Bedingungen bei der Abnahmemessung, wie z.B. spezielle Kreislaufsaltungen, auf normale Betriebsbedingungen umzurechnen sind. Die Nennleistung darf im Gegensatz zur Engpassleistung nicht an eine vorübergehende Leistungsänderung angepasst werden.</p> <p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> - zusätzliche Investitionen, z.B. wirkungsgradverbessernde Retrofitmaßnahmen, getätigt werden mit dem Ziel, die Leistung der Anlage zu steigern, - Anlagenteile endgültig stillgelegt oder entfernt werden, unter bewusster Inkaufnahme von Leistungseinbußen, - die Anlage durch Außeneinflüsse, dauerhaft, d.h. für den Rest der Lebensdauer, außerhalb des in den Liefervereinbarungen festgelegten Auslegungsbereiches betrieben wird oder - die Anlage aufgrund von gesetzlichen Vorschriften bzw. behördlichen Anordnungen, ohne dass ein technischer Mangel innerhalb der Anlage vorliegt, bis zum Lebensdauerende nur noch mit einer verminderten Leistung betrieben werden darf (VGB, 2012).
Netto-Leistung	<p>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).</p>
Netto-Netzentgelte	<p><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.</p> <p><i>Gas</i> Gasnetzentgelt ab 1. Januar 2017 inklusive Abrechnungsentgelt ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer und Konzessionsabgabe.</p>
Netto-Stromerzeugung	<p>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).</p>
Netzanschluss	<p><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 Hausanschlusssicherung, es sei denn, dass eine abweichende Vereinbarung getroffen wird; in jedem Fall sind auf die Hausanschlusssicherung die Bestimmungen über den</p>

	<p>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).</p> <p><i>Gas</i></p> <p>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 Absperrereinrichtung außerhalb des Gebäudes, Isolierstück, Hauptabsperrereinrichtung 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.</p>
Netzebene	<p>Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird (§ 2 Nr. 6 StromNEV)</p> <p>Niederspannung (NS) $\leq 1 \text{ kV}$</p> <p>Mittelspannung (MS) $> 1 \text{ kV}$ und $\leq 72,5 \text{ kV}$</p> <p>Hochspannung (HS) $> 72,5 \text{ kV}$ und $\leq 125 \text{ kV}$</p> <p>Höchstspannung (HöS) $> 125 \text{ kV}$</p>
Netzgebiet	Gesamtfläche, über die sich die Netz- und Umspannebenen eines Netzbetreibers erstrecken.
Netzreserve-kapazität	Die Netzreservekapazität ist ein Preiselement für Kunden mit Eigenerzeugung bzw. Netzbetreiber, in deren Netz solche Erzeugungsanlagen einspeisen. Bei Ausfällen durch Störungen oder Revisionen kann eine Netzreservekapazität mit einer zeitlichen Inanspruchnahme von bis zu 600 Stunden je Abrechnungsjahr vertraglich vereinbart werden.
Net Transfer Capacity (NTC)	Netto Übertragungskapazität zweier benachbarter Länder (berechnet sich ex-ante aus der Total Transfer Capacity abzüglich der Transmission Reliability Margin).
Netzverluste	Die Arbeitsverluste im Übertragungs- und Verteilernetz (im Sprachgebrauch „Netzverluste“) eines Systems sind die Differenz zwischen der physikalisch in das Netz in einer Zeitspanne eingespeisten und aus der ihm in derselben Zeitspanne wieder entnommenen elektrischen Arbeit (vgl. VGB, 2012).
Netzzugang	Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben gemäß § 20 Abs. 1 EnWG jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren. Der Regelfall ist die Netznutzung durch Lieferanten, welche dann auch die Netzentgelte an den Netzbetreiber abführen. Zulässig ist aber auch die Netznutzung durch Letztverbraucher. In diesem Fall führt der Letztverbraucher die Netzentgelte an den Netzbetreiber ab.
Nominierung	Die Pflicht des Transportkunden an den betroffenen Netzbetreiber – bis spätestens 14:00 Uhr – die am Folgetag beabsichtigte Inanspruchnahme seiner Ein- und Ausspeisekapazität für jede Stunde des Folgetages zu melden.
Normkubikmeter Nm ³	Normkubikmeter ist nach § 2 Nr. 11 GasNZV diejenige Gasmenge, die frei von Wasserdampf und bei einer Temperatur von Null Grad Celsius und einem absoluten Druck von 1,01325 bar ein Volumen von einem Kubikmeter einnimmt.
Nutzwärme	Die aus einem KWK-Prozess ausgekoppelte Wärme, die außerhalb der KWK-Anlage für die Raumheizung, die Warmwasserbereitung, die Kälteerzeugung oder als Prozesswärme verwendet wird, (vgl. § 2 Abs. 26. KWKG)
Ökostromtarif	Ein Stromtarif, der aufgrund von Ökostrom-Labeln oder Strom-Kennzeichnung als Stromtarif mit besonderer Relevanz des Anteils/der Förderung der effizienten oder

	regenerativen Energiegewinnung ausgewiesen und zu einem Tarif angeboten/gehandelt wird.
Online Tarife	Ein Tarif, der online abgeschlossen werden kann (z.B. auf der Homepage des Unternehmens oder über ein Preisvergleichsportal) und bei dem die Rechnungen online verfügbar sind.
OMS-Standard	Auswahl von Optionen aus der europäischen Norm 13757-x, die von der OMS Group ausgewählt wurden. Diese „Open Metering System Specification“ standardisiert die Kommunikation innerhalb der Verbrauchszählung.
OTC-Handel	OTC-Handel steht für den englischen Begriff „Over The Counter“ und bezeichnet finanzielle Transaktionen zwischen Marktteilnehmern, die nicht über eine Börse abgewickelt werden. OTC-Handel wird auch als außerbörslicher Handel bezeichnet.
Peakload (Spitzenlast)	Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder –bezug konstanter Leistung über zwölf Stunden von 08:00 bis 20:00 Uhr eines jeden Werktages. Dieser Spitzenlaststrom weist im Vergleich zur Baseload (Grundlast) grundsätzlich einen höheren monetären Wert auf.
Phelix (Physical Electricity Index)	<p><i>Spotmarkt:</i> Als Phelix-Day-Base wird der arithmetische Durchschnittspreis aller Stundenkontrakte eines kompletten Tages (Grundlaststrom) für das Marktgebiet Deutschland/Österreich bezeichnet. Der Phelix-Day-Peak wird als arithmetischer Durchschnittspreis der Stundenpreise von 08:00 bis 20:00 (Spitzenlastzeiten) für das Marktgebiet Deutschland/Österreich bezeichnet.</p> <p><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.</p>
Porenspeicher	Speicher, in welchen das Erdgas in den Porenräumen geeigneter Gesteinshorizonte gelagert wird. Sie zeichnen sich oftmals durch große Volumina aber im Vergleich zu Kavernenspeichern niedrigere Ein- und Ausspeiseleistung und höheren Anteil von Kissengas aus.
Redispatch	Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasierten Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Verpflichtungen oder eines gesetzlichen Schuldverhältnisses vom ÜNB angewiesen ihre Einspeiseleistung abzusenken/zu erhöhen, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen/abzusenken. Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen haben diese Eingriffe damit keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln physikalisch und bilanziell ausgeglichen werden. Redispatch ist vom Netzbetreiber zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze anzuwenden. Dies geschieht, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen oder Leitungsüberlastungen zu beheben. Der Netzbetreiber erstattet den am Redispatch teilnehmenden Kraftwerksbetreibern deren entstehende Kosten. Man unterscheidet zudem zwischen strom- und spannungsbedingtem Redispatch. Strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende Überlastungen von Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet z. B. durch die Anpassung von Blindleistung ab. Dabei wird die Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken angepasst, um diese in die Lage zu versetzen, die benötigte Blindleistung zur Spannungshaltung erbringen zu können. Dies kann z. B. durch Anfahren stillstehender Kraftwerke auf Mindestwirkleistungseinspeisung oder durch Reduzierung der Einspeisung unter

	Volllast laufender Kraftwerke bis auf Mindestwirkleistungseinspeisung erfolgen. Diese Form der Blindleistungsbereitstellung erfolgt – wie auch der strombedingte Redispatch – wegen des Einspeisevorrangs nur gegenüber konventionellen Kraftwerken. Bei spannungsbedingtem Redispatch können Ausgleichsmaßnahmen der Systembilanz auch über Börsengeschäfte getätigt werden. Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden.
Regelleistung	Regelleistung wird vorgehalten, um ein ständiges Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und –abnahme zu gewährleisten.
RLM-Kunde (Kunden mit registrierender Lastgangmessung)	<p>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.</p> <p>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.</p>
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 Frequenzänderungen kommt.
SLP-Kunde (Standardlastprofilkunde)	<p>Elektrizität Unter SLP-Kunden (Kunden mit Standardlastprofil) sind Letztverbraucher (gem. § 12 StromNZV) mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh, bei denen keine registrierende Lastgangmessung durch den Verteilnetzbetreiber erforderlich ist, zu verstehen. (Abweichungen über die definierte Entnahmegrenze hinaus können in Ausnahmefällen durch die Verteilnetzbetreiber festgelegt werden).</p> <p>Gas Unter SLP-Kunden (Kunden mit Standardlastprofil) sind Letztverbraucher (gem. § 24 GasNZV) mit einer jährlichen maximalen Entnahme von bis zu 1,5 Mio. kWh und einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von bis zu 500 kWh pro Stunde, bei denen keine registrierende Lastgangmessung durch den Verteilnetzbetreiber erforderlich ist, zu verstehen. (Abweichungen unter oder über die definierten Entnahme- und Ausspeiseleistungsgrenzen hinaus können durch die Verteilnetzbetreiber festgelegt werden).</p>
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.
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.
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 GasVerteilnetzbetreiber (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, Monitoring
Strom/Gas, 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

29. November 2023

Druck

MKL Druck GmbH & Co. KG
Graf-Zeppelin-Ring 52, 48346 Ostbevern;

Bildnachweis

Michael / Adobe Stock / Titel- und Rückseite




Text

Bundesnetzagentur
Referat 615 -
Marktbeobachtung, Monitoring Strom/Gas, SMARD

Bundeskartellamt
Arbeitsgruppe Energie-Monitoring



www.bundesnetzagentur.de
www.smard.de

-  x.com/BNetzA
-  social.bund.de/@bnetza
-  youtube.com/BNetzA