

Monitoringbericht 2018

Elektrizitätsmarkt - Entwicklungen auf den Gasmärkten

Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG

und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB

Stand: 8. Februar 2019

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

Referat 603
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 Energie nach § 61 aufzunehmen.

GWB § 53 Abs. 3 Tätigkeitsbericht und Monitoringberichte

(3) Das Bundeskartellamt erstellt als Teil des Monitorings nach § 48 Abs. 3 Satz 1 mindestens alle zwei Jahre einen Bericht über seine Monitoringergebnisse zu den Wettbewerbsverhältnissen im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie.

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 2018 von 6.500 Unternehmen Daten bei beiden Behörden ein. Die Abfrage erreichte damit einen Abdeckungsgrad der jeweiligen Marktbereiche von durchweg über 95 Prozent, in vielen Bereichen 100 Prozent. Abweichungen zu anderen Daten sind bedingt durch unterschiedliche Datenquellen, Definitionen und Abfragezeiträume.

Kernaussagen

Im- und Export Gas

Die Importmenge von Gas nach Deutschland ist von 1.641 TWh in 2016 auf 1.676 TWh in 2017 um rund 35 TWh, ca. zwei Prozent, gestiegen. Der Export von Gas ist in 2017 gesunken. Betrug er noch 770,4 TWh in 2016, so wurden 743,5 TWh im Jahr 2017 exportiert. Dies sind rund 27 TWh weniger, bzw. 3,5 Prozent.

Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas sind nach wie vor Russland und Norwegen. Die Exporte flossen im Wesentlichen nach Tschechien, in die Niederlande sowie in die Schweiz.

Versorgungsunterbrechungen Gas

Im Jahr 2017 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 0,99 Minuten pro Jahr. Die Zuverlässigkeit der Gasversorgung ist weiterhin sehr hoch.

Marktraumumstellung

Die Umstellung der deutschen L-Gasnetze auf eine H-Gas-Versorgung startete im Jahr 2015 erfolgreich mit der Umstellung in kleineren Netzgebieten. Seit 2017 sind auch größere Netzbetreiber wie Westnetz, Avacon und wesernetz Bremen mitten im Umstellungsprozess.

Inhaltsverzeichnis

A	Entwicklung auf den Gasmärkten	330
1.	Zusammenfassung.....	330
1.1	Förderung, Im- & Export sowie Speicher.....	330
1.2	Netze	331
1.2.1	Netzausbau	331
1.2.2	Investitionen	332
1.2.3	Versorgungsunterbrechungen.....	332
1.2.4	Netzentgelte.....	332
1.2.5	Netzbilanz.....	332
1.2.6	Marktraumumstellung.....	333
1.3	Großhandel	333
1.4	Einzelhandel	334
1.4.1	Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation	334
1.4.2	Gassperren	335
1.4.3	Preisniveau	336
2.	Netzübersicht	337
3.	Marktkonzentration.....	344
3.1	Erdgasspeicher	344
3.2	Gasendkundenmärkte.....	346
	VERZEICHNISSE	477
	Verzeichnis Autorenschaft.....	478
	Gemeinsame Textteile.....	478
	Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen)	478
	Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen)	479
	Abbildungsverzeichnis	481
	Tabellenverzeichnis.....	491
	Abkürzungsverzeichnis.....	497
	Glossar.....	501
	Impressum.....	513

A Entwicklung auf den Gasmärkten

1. Zusammenfassung

1.1 Förderung, Im- & Export sowie Speicher

Die Erdgasproduktion ging im Jahr 2017 in Deutschland um 0,6 Mrd. m³ auf nunmehr 7,2 Mrd. m³ produzierten Reingases zurück. Das entspricht einem Rückgang von 8,1 Prozent gegenüber dem Jahr 2016. Der Rückgang der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der großen Lagerstätten und damit einhergehend auf deren natürlichen Förderabfall zurückzuführen. Die statische Reichweite der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven, rechnerisch der Quotient aus letztjähriger Fördermenge und Reserven, betrug 8,0 Jahre mit Stand 1. Januar 2018 (2017: 8,1 Jahre).

2017 betrug die Erdgas-Importmenge nach Deutschland 1.676 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.641 TWh stiegen die Importe nach Deutschland damit um 35 TWh, was einer Erhöhung um gut zwei Prozent entspricht. Um gut neun Prozent gingen die Importe aus Norwegen zurück, während die Importe aus Russland über die Nord Stream Pipeline um 16,6 Prozent gestiegen sind.

Im Jahr 2017 exportierte Deutschland eine Erdgasmenge von 743,5 TWh. Im Vergleich zum Vorjahreswert von 770,4 TWh sanken die Exporte aus Deutschland also um 27 TWh, was einem Rückgang von 3,5 Prozent entspricht. Rund 50 Prozent (Vorjahr: 46 Prozent) des exportierten Erdgases wird nach Tschechien transportiert, im Vergleich zum Vorjahr stieg dieser Export um 5,4 Prozent. Deutlich zugenommen haben die Exporte Richtung Belgien (+93,1 Prozent) und Polen (+23,1 Prozent) während Exporte nach Luxemburg (-36,2 Prozent), in die Niederlande (-27,5 Prozent) und nach Österreich (-20,5 Prozent) deutlich zurückgegangen sind.

Das in den Untergrundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen betrug zum 31. Dezember 2017 insgesamt 280,1 TWh. Davon entfielen 132,22 TWh auf Kavernenspeicher-, 125,86 TWh auf Porenspeicheranlagen und 22,01 TWh auf sonstige Speicheranlagen.

Im kurzfristigen Bereich (bis zum Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2017/2018 am 1. Oktober 2017) ist das frei buchbare Arbeitsgasvolumen wieder leicht zurückgegangen, die noch buchbaren Kapazitäten für 2019 sind dagegen angestiegen. Im längerfristigen Bereich ist das buchbare Arbeitsgasvolumen ab 2020 ebenfalls angestiegen. Das langfristig buchbare Arbeitsgasvolumen für 5 Jahre im Voraus ist im Vergleich zum Vorjahr leicht zurückgegangen. Insgesamt tendiert das Verhalten der Speicherkunden zu kurzfristigeren Buchungen im Speichermarkt.

Am 1. Oktober 2018 zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2018/2019 betrug der Gesamtfüllstand der deutschen Gasspeicher rund 80 Prozent (2017: 85 Prozent). Zum Stichtag 1. November 2018 lag der Füllstand der Gasspeicher bei über 87 Prozent.

Der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist relativ stark konzentriert, wenngleich die Konzentration über die letzten Jahre hinweg zurückgegangen ist. Der aggregierte Marktanteil der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum Ende des Jahres 2017 rund 68,2 Prozent und ist damit im Vergleich zum Vorjahr konstant geblieben. Der im Jahr 2016 zu verzeichnende deutliche

Rückgang war im Wesentlichen auf die im Speicherbereich dekonzentrierte Wirkung der Übernahme der VNG AG durch die EnBW AG zurückzuführen.

1.2 Netze

1.2.1 Netzausbau

Am 1. April 2018 haben die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) der Bundesnetzagentur den Entwurf des NEP Gas 2018-2028 vorgelegt. Im Wesentlichen werden die Maßnahmen des NEP Gas 2016-2026 durch die Ergebnisse des NEP Gas 2018-2028 bestätigt. Darüber hinaus schlagen die FNB in der Betrachtung bis 2028 zusätzliche 41 Ausbaumaßnahmen vor. Der Vorschlag der FNB enthält einen Ausbau von Ferngasleitungen mit einer Länge von ca. 1.390 km und den Ausbau von Verdichterstationen mit ca. 499 MW Leistung. Gegenüber dem vorherigen Ausbauvorschlag im NEP Gas 2016-2026 haben sich die Investitionskosten deutlich von 4,5 Mrd. Euro auf 7,0 Mrd. Euro erhöht.

An der Kostensteigerung hat die geplante Europäische Gas-Anbindungsleitung (EUGAL) einen maßgeblichen Anteil. Sie soll Gasmengen aus der geplanten Importpipeline Nord Stream 2 aufnehmen und innerhalb Deutschlands und in die Tschechische Republik weiterleiten. Der geplante Leitungsverlauf führt über 480 km von Lubmin an der Ostseeküste nach Deutschneudorf an der deutsch-tschechischen Grenze. Die Leitung EUGAL selbst hat ein Investitionsvolumen von ca. 2,3 Mrd. Euro. Inklusiv aller weiteren Ausbaumaßnahmen, die im direkten Zusammenhang mit der Leitung stehen – z.B. Verbindungsmaßnahmen zum bestehenden Netz – ergibt sich ein Investitionsvolumen von ca. 2,7 Mrd. Euro. Daraus ergeben sich in den kommenden Jahren voraussichtlich jährliche Kapitalkosten von etwa 175 Mio. Euro, die bei den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern Gascade, Fluxys D, Gasunie Deutschland und Ontras anfallen. Für die durch die EUGAL sowie durch weitere Netzausbaumaßnahmen zum Abtransport von Gasmengen aus Nord Stream 2 neu zu schaffenden Kapazitäten liegen bereits langfristige Buchungen von Transportkunden vor. Diese werden nach Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber maßgeblich zur Refinanzierung der Investitionen beitragen. So beträgt das Gesamtvolumen der bereits vorliegenden Buchungen für neu zu schaffende Kapazitäten im Zusammenhang mit Nord Stream 2 in den nächsten Jahren ca. 200 Mio. Euro pro Jahr. Etwaige Veränderungen der Netzentgelte sowie Buchungen weiterer verfügbarer Kapazitäten sind darin noch nicht berücksichtigt.

Daneben resultieren einige neue Netzausbaumaßnahmen aus dem Anschluss von zwei geplanten Kraftwerken. Zum ersten Mal ist im NEP Gas auch ein Terminal für verflüssigtes Erdgas (LNG) an der deutschen Küste am Standort Brunsbüttel enthalten, das nach Angaben der Fernleitungsnetzbetreiber ebenfalls einen Bedarf für Netzausbau hervorruft.

1.2.2 Investitionen

Im Jahr 2017 wurden von den 16 deutschen FNB insgesamt 970 Mio. Euro (2016: 469,9 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen (beides handelsrechtliche Werte)¹ in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Für das Jahr 2018 sind Gesamtinvestitionen in Höhe von 1,49 Mrd. Euro geplant, dies entspräche einem Anstieg in Höhe von 53 Prozent gegenüber 2017. Die vergleichsweise hohen Schwankungen sind durch die Investitionen in einzelne Großprojekte bedingt.

Im Monitoring 2018 haben rund 645 VNB Gas für das Jahr 2017 ein gesamtes Investitionsvolumen von 1.031 Mio. Euro für Neubau, Ausbau und Erweiterung (623 Mio. Euro) sowie Erhalt und Erneuerung (408 Mio. Euro) der Netzinfrastruktur gemeldet. Für das Jahr 2018 wird mit einem Investitionsvolumen in Höhe von 1.244 Mio. Euro gerechnet. Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung betragen nach Angaben der VNB Gas 1.084 Mio. Euro im Jahr 2017.

1.2.3 Versorgungsunterbrechungen

Die Bundesnetzagentur hat wie in den Vorjahren eine vollständige Erhebung aller Gas-Versorgungsunterbrechungen in der Bundesrepublik Deutschland durchgeführt. Der aus diesen Meldungen ermittelte Durchschnittswert für alle Letztverbraucher, der sogenannten SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index) betrug 0,99 min/Jahr im Jahr 2017 (2016: 1,03 min/Jahr). Dieser beschreibt die durchschnittliche Dauer innerhalb eines Jahres, in der ein Kunde von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist.

1.2.4 Netzentgelte

Das durchschnittliche mengengewichtete Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb für den Haushaltskunden in der Grundversorgung im Abnahmefall Band II betrug 1,51 ct/kWh zum Stichtag 1. April 2018 und befand sich damit knapp über dem Vorjahresniveau.

1.2.5 Netzbilanz

Die gesamte Gasausspeisemenge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung in Deutschland sank leicht im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr um 5,6 TWh auf 935,7 TWh (2016: 941,3 TWh), was einem Rückgang von gut einem halben Prozent entspricht. Im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG stieg die Gasausspeisemenge um gut ein Prozent auf 278,8 TWh (2016: 275,6 TWh). Leicht gestiegen ist die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW. Diese lag im Jahr 2017 bei 98 TWh und war damit um gut vier Prozent höher als im Jahr 2016 (94 TWh).

Die Menge, die 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, liegt im Bereich der Fernleitungsnetze bei

¹ Investitionen und Aufwendungen werden im Glossar definiert. Die handelsrechtlichen Werte entsprechen nicht den kalkulatorischen Werten, die nach den Vorgaben der ARegV in die Erlösobergrenze der Netzbetreiber einberechnet werden. Eine Vergleichsrechnung der handelsrechtlichen Werte mit den Werten aus der Anreizregulierung kann nach der Einführung eines indikatorbasierten Investitionsmonitoring nach § 33 Abs. 5 ARegV erfolgen. Auf Basis der Abfrage der handelsrechtlichen Werte lassen sich aus den Auswertungen auch mittel- bis langfristige Trends ableiten. Die Einführung des indikatorbasierten Investitionsmonitoring nach § 33 Abs. 5 ARegV wird von der Bundesnetzagentur u.a. in Abwägung des Aufwands für Unternehmen zur Datenübermittlung derzeit vorbereitet.

80,7 TWh, dies entspricht einem Anteil von gut 44 Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der FNB. Im Bereich der Gasverteilernetze liegt die Menge des außerhalb der klassischen Belieferung über einen Lieferanten beschafften Gases bei 38 TWh (2016: 45,4 TWh), was einem Anteil von gut fünf Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der VNB Gas entspricht.

1.2.6 Marktraumumstellung

Die Umstellung der deutschen L-Gasnetze auf eine H-Gas-Versorgung startete im Jahr 2015 erfolgreich mit der Umstellung in kleineren Netzgebieten. Mittlerweile sind auch größere Netzbetreiber wie Westnetz, Avacon und wesernetz Bremen mitten im Umstellungsprozess.

Die Fernleitungsnetzbetreiber Gastransport Nord, Gasunie Deutschland Transport Services, Nowega, Open Grid Europe sowie Thyssengas sind von der Marktraumumstellung unmittelbar betroffen. Insgesamt gab es 969 L-Gas Netzkoppelpunkte bei diesen fünf Fernleitungsnetzbetreibern, die im Jahr 2015 noch anzupassen waren. Im Jahr 2016 waren es 950 und ein Jahr später 922.

Die geplanten Umstellungen der einzelnen Netzbetreiber finden tendenziell in den verbrauchsärmeren Monaten zwischen April und Oktober statt. Hierbei werden bis 2023 im Bereich der RLM-Kunden 2.982 Umstellungen durchgeführt und im Bereich der SLP-Kunden etwa 1.695.250 Umstellungen.

1.3 Großhandel

Liquide Großhandelsmärkte sind von zentraler Bedeutung für das Marktgeschehen entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Erdgassektor, von der Erdgasbeschaffung bis zur Endkundenversorgung. Je vielfältiger die Möglichkeiten der kurz- und langfristigen Gasbeschaffung auf Großhandelsebene sind, desto weniger sind Unternehmen darauf angewiesen, sich langfristig an einen einzigen Lieferanten zu binden. Das Bundeskartellamt geht mittlerweile von einem bundesweiten Erdgasgroßhandelsmarkt aus und grenzt keine auf das jeweilige Netzgebiet bezogenen Märkte mehr ab.

Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt ist im Jahr 2017 erneut gestiegen und betrug rund 309 TWh (Vorjahr: rund 295 TWh). Der Schwerpunkt der Spothandelsgeschäfte lag 2017 für beide Marktgebiete, wie in den Vorjahren, auf den Day-Ahead-Kontrakten (NCG: 115,8 TWh, Vorjahr: 128,5 TWh; GASPOOL: 69,3 TWh, Vorjahr: 51,1 TWh). Das Handelsvolumen der Terminkontrakte ist von rund 130 TWh im Jahr 2016 auf rund 86 TWh im Berichtsjahr gesunken, was einer Abnahme von ca. 34 Prozent entspricht. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass das Jahr 2016 gegenüber dem Jahr 2015 eine außerordentliche Zunahme von seinerzeit rund 97 TWh auf dann rund 130 TWh verzeichnet hatte.

Die von den befragten Brokerplattformen im Jahr 2017 vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland umfassen ein Gesamtvolumen von 2.672 TWh (Vorjahr 3.120 TWh), wovon 1.120 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2017 entfielen (Erfüllungszeitraum ab einer Woche).

Im Gegensatz zum Jahr 2016 war das Jahr 2017 von zum Teil deutlich gestiegenen Gasgroßhandelspreisen geprägt.² So betrug der Tagesreferenzpreis der EEX im Jahr 2017 im (ungewichteten) Jahresdurchschnitt für

² Einflussgrößen sind u. a. die Weltmarktpreise für Öl und LNG, Wetter und Temperaturen, Neuverhandlung von langfristigen Lieferverträgen auf dem europäischen Gasmarkt, zunehmender Handel an europäischen Gashandelspunkten sowie Gas-Speicherkapazitäten.

das Marktgebiet von NCG 17,51 Euro/MWh und für GASPOOL 17,28 Euro/MWh, was einer Steigerung um rund 24 Prozent (NCG) bzw. 22 Prozent (GASPOOL) gleichkommt. Der (ungewichtete) Durchschnitt der monatlichen BAFA Grenzübergangspreise belief sich im Jahr 2017 auf 16,98 Euro/MWh, während dieser Wert im Jahr 2016 noch bei 15,23 Euro/MWh gelegen hatte (plus 12 Prozent).

1.4 Einzelhandel

1.4.1 Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation

Bei der Gesamtbetrachtung der mengenmäßigen Belieferungsstruktur der Haushaltskunden im Jahr 2017 zeigt sich, dass die Mehrheit der Haushaltskunden (51 Prozent) durch den lokalen Grundversorger im Rahmen eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung mit einer Gasabgabemenge von 126,4 TWh beliefert wird (Vorjahr 53 Prozent bzw. 128,3 TWh). 19 Prozent der Haushaltskunden werden in der Grundversorgung mit einer Gasabgabemenge von 47,3 TWh beliefert (Vorjahr 22 Prozent bzw. 52,8 TWh). Der Anteil der Haushaltskunden, die durch einen Lieferanten, der nicht örtlicher Grundversorger ist, beliefert werden, ist zum wiederholten Male gestiegen und beträgt nun 30 Prozent bei einer Gasabgabemenge in Höhe von 75,5 TWh (Vorjahr 25,6 Prozent bzw. 62,4 TWh). Damit ist die Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen eines Grundversorgungstarifs die unpopulärste Belieferungsart.

Die Abgabemengen an Nicht-Haushaltskunden entfallen überwiegend auf Abnehmer mit registrierender Leistungsmessung (RLM). Von der Gesamtabgabemenge bei diesen Kunden entfielen ca. 27 Prozent (Vorjahr: 29 Prozent) auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und ca. 73 Prozent (Vorjahr: 71 Prozent) auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem Grundversorger. Die Werte zeigen, dass die Grundversorgerstellung für die Belieferung von RLM-Kunden im Gasbereich weiter rückläufig und nur noch von untergeordneter Bedeutung ist.

Insgesamt betrug die Anzahl der Vertragswechsel von Haushaltskunden rund 891.000, die Wechselmenge bezifferte sich auf ca. 9,5 TWh. Daraus ergeben sich eine anzahl- und mengenbezogene Vertragswechselquote von 7,2 bzw. 3,8 Prozent.

Die Anzahl der Lieferantenwechsel der Haushaltskunden ist im Vergleich zum Vorjahr um rund vier Prozent (minus 45.759 Wechselfälle) auf 1.212.553 (2016: 1.258.312) Fälle gesunken. Stabil geblieben ist die Anzahl der Haushaltskunden, die sich bei Einzug direkt für einen anderen Lieferanten als den Grundversorger entschieden haben (2017: 264.111; 2016: 264.954).

Unter Beachtung der von den VNB Gas mitgeteilten Anzahl von Haushaltskunden in Höhe von 12,5 Mio. ergibt sich eine gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote der Haushaltskunden von 11,8 Prozent (Vorjahr 12,3 Prozent).

Das gesamte Lieferantenwechsellvolumen (inkl. der Wechselvorgänge bei Einzug) sank in 2017 um 3,2 TWh bzw. knapp neun Prozent und lag bei 34 TWh (2016: 37,2 TWh). Unter Einbeziehung der im Jahr 2017 leicht gestiegenen Gasauspeisemenge der Netzbetreiber an Haushaltskunden sank die mengenbezogene Lieferantenwechselquote auf 12,2 Prozent (2016: 13,5 Prozent).

Die größere Wechselbereitschaft von verbrauchsstarken Haushaltskunden führt dazu, dass die mengenbezogene Wechselquote (12,2 Prozent) weiterhin über der anzahlbezogenen Wechselquote

(11,8 Prozent) liegt. Die errechnete Verbrauchsmenge eines durchschnittlichen Wechselkunden liegt bei etwa 24.500 kWh und damit über dem bundesweiten Durchschnittsverbrauch von 20.000 kWh.

In den Jahren 2006 bis 2010 sind die Wechselquoten im Bereich der Nicht-Haushaltskunden stark angestiegen. Für die Jahre 2010 bis 2016 waren in etwa konstante Wechselquoten von zwischen 11 Prozent und 13 Prozent festzustellen, während die Wechselquote im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr deutlich von 11,1 Prozent auf 8,9 Prozent zurückgegangen ist. Die von Lieferantenwechseln betroffene Gasentnahmemenge betrug im Jahr 2017 in allen Abnahmekategorien zusammen 88 TWh (Vorjahr: zusammen 103 TWh). Sie ist im Vergleich zum Vorjahr damit um 15 TWh bzw. 15 Prozent gesunken.

Wie bereits im Monitoringbericht 2017 wurde auch im vorliegenden Bericht die Marktkonzentration (CR) der vier (bis 2016: drei) absatzstärksten Unternehmen im Gasendkundenmarkt betrachtet. Im Bereich der SLP-Kunden betrug der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2017 ca. 87 TWh, wovon rund 74 TWh auf Sonderverträge entfielen. Der kumulierte Absatz im Bereich der RLM-Kunden betrug rund 138 TWh. Der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) beträgt für das Jahr 2017 somit rund 23 Prozent bei SLP-Vertragskunden (Vorjahr: 25 Prozent) und rund 30 Prozent bei RLM-Kunden (Vorjahr: 28 Prozent). Trotz Anstiegs bei den RLM-Kunden liegen beide aggregierten Marktanteile weiterhin deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung. Bei den RLM-Kunden ist zudem zu berücksichtigen, dass wie bereits im Vorjahr auf die vier – statt bis einschließlich 2016: drei – absatzstärksten Unternehmen abgestellt wird, wodurch sich der aktuelle CR4-Wert auf der Zeitachse relativiert.

Seit der Marktöffnung und Schaffung einer rechtlichen Grundlage für einen funktionierenden Lieferantenwechsel hat sich die Zahl der aktiven Gaslieferanten für alle Letztverbraucher in den verschiedenen Netzgebieten stetig positiv entwickelt. Dieser positive Trend setzt sich auch 2017 fort. In 93 Prozent der Netzgebiete waren 2017 mehr als 50 Gaslieferanten tätig. In über 56 Prozent der Netzgebiete standen den Letztverbrauchern mehr als 100 Gaslieferanten zur Auswahl. Bei der gesonderten Betrachtung des Bereichs der Haushaltskunden ist die Entwicklung ähnlich positiv. In rund 87 Prozent der Netzgebiete stehen den Haushaltskunden 50 oder mehr Gaslieferanten zur Auswahl. In 40 Prozent der Netzgebiete sind mehr als 100 Gaslieferanten aktiv tätig. Im bundesweiten Durchschnitt kann ein Letztverbraucher in seinem Netzgebiet zwischen 116 Gaslieferanten wählen, im gesonderten Bereich der Haushaltskunden liegt dieser Durchschnitt bei 98 Gaslieferanten (alle Werte ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen).

1.4.2 Gassperren

In 2017 ist im Vergleich zum Vorjahr die Zahl der von VNB im Auftrag des örtlichen Grundversorgers durchgeführten Sperrungen auf 37.992 (2016: 38.576) zurückgegangen, was einen Rückgang um rund 600 Gassperren bzw. gut 1,5 Prozent bedeutet. Zudem wurden 2.056 (2016: 1.260) Gassperren im Auftrag eines Gaslieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, vorgenommen.

Die VNB Gas haben im Jahr 2017 bei rund 29.029 (2016: 30.633) von ihnen im Auftrag des Grundversorgers gesperrten Zählpunkten die Versorgung wieder hergestellt. Dies sind im Vergleich zum Vorjahr rund 1.600 Zählpunkte weniger. Der Rückgang der wiederhergestellten Zählpunkte ist weitgehend auf den generellen Rückgang der Gassperren zurückzuführen. Zusätzlich wurde bei rund 1.946 (2016: 1.486) Zählpunkten im Auftrag eines Gaslieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, die Versorgung wieder hergestellt.

Die Anzahl der Sperrandrohungen aller Gaslieferanten ist mit 1.124.435 (2016: 1.286.050) Fällen gegenüber dem Vorjahr deutlich gesunken (minus 12,5 Prozent). Die Anzahl der Sperrbeauftragungen ist im Vergleich zum Jahr 2016 um 14,8 Prozent auf 231.875 (2016: 272.135) Fälle gesunken.

Nach Angaben der Gaslieferanten führten 37.750 (2016: 39.004) Sperrbeauftragungen (basierend auf einem Grundvertragsverhältnis bzw. einem Vertragsverhältnis beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung) zu einer tatsächlichen Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber. Dies bedeutet gegenüber dem Vorjahr einen Rückgang um 1.254 Gassperren. Bei der Gegenüberstellung der Sperrandrohungen und der durchgeführten Gassperren wird deutlich, dass gut drei Prozent der Sperrandrohungen in einer tatsächlichen Sperrung des Gasanschlusses durch den VNB Gas mündeten. Zusätzlich gaben die Gaslieferanten an, dass sie in 25.382 (2016: 26.707) Fällen eine Sperrung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages durchgeführt haben. Dabei lag die Quote der Sperrungen bezogen auf die jeweilige Gesamtkundenzahl in der Grundversorgung im Mittel bei unter einem Prozent (0,8). Eine Sperrung außerhalb eines Vertragsverhältnisses in der Grundversorgung wurde in 12.368 (2016: 12.297) Fällen vollzogen. Dabei lag die Sperrquote in diesem Bereich bei 0,2 Prozent.

1.4.3 Preisniveau

Für den betrachteten Zeitpunkt (1. April 2018) sind die Endkundenpreise für Gas im Vergleich zum Vorjahr (1. April 2017) erneut leicht gesunken.

Der durchschnittliche Preis für Haushaltskunden ist bei Betrachtung eines synthetischen Preises, der sich über die drei möglichen Vertragsarten hinweg erstreckt (d. h. Grundversorgungsvertrag, Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung oder Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist), um 1,3 Prozent gesunken und liegt bei 6,07 ct/kWh (inkl. USt) zum 1. April 2018 (1. April 2017: 6,15 ct/kWh).

Der Gaspreis in der Grundversorgung sank um 1,3 Prozent und liegt zum Stichtag 1. April 2018 bei 6,64 ct/kWh (inkl. USt). Der Gaspreis bei einem Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung sank nur leicht um 0,2 Prozent und liegt zum Stichtag 1. April 2018 bei 6,06 ct/kWh (inkl. USt). Ebenfalls sank der Gaspreis bei einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, um 1,2 Prozent auf 5,71 ct/kWh (inkl. USt) zum Stichtag 1. April 2018. Damit erreicht der Gaspreis bei einer Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Versorger ist, das historisch niedrigste Niveau seit der ersten Erhebung zum Stichtag 1. April 2008.

Bei der Betrachtung des Hauptbestandteils des Gaspreises und gleichzeitig des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ im Bereich der Haushaltskunden im Band II fällt auf, dass dieser Preisbestandteil im Jahr 2018 für Kunden die von einem Gaslieferanten beliefert werden, der nicht der örtliche Grundversorger ist mit 2,66 ct/kWh das historisch niedrigste Niveau seit dem Beginn der Erhebung erreicht hat. Darüber hinaus sank der Preisbestandteil „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ beim Gaspreis bei der Belieferung in der Grundversorgung zum Stichtag 1. April 2018 auf 3,29 ct/kWh. Beim Gaspreis für Kunden, die von ihrem Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung beliefert werden, blieb der Preisbestandteil zum Stichtag 1. April 2018 stabil bei 3,01 ct/kWh.

Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Grundversorgungsvertrag lassen sich für den Gaskunden durch eine Vertragsumstellung oder einen Lieferantenwechsel realisieren. Bei einem durchschnittlichen Haushaltskunden mit einer Gasabnahmemenge von 23.250 kWh ergab sich zum Stichtag 1. April 2018 bei einer Vertragsumstellung eine durchschnittliche jährliche Ersparnis in Höhe von 135 Euro. Bei einem Lieferantenwechsel betrug das jährliche durchschnittliche Einsparpotenzial 216 Euro.

Auch durch von Gaslieferanten gewährte Sonderbonifikationen, u.a. durch einmalige Bonuszahlungen, ergibt sich ein weiterer Wechselanreiz für den Endkunden. Diese einmaligen Bonuszahlungen belaufen sich auf durchschnittlich 70 Euro.

Die Gaspreise für Nicht-Haushaltskunden (Industrie- und Gewerbekunden) haben sich im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr unterschiedlich entwickelt. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“) in Höhe von 2,82 ct/kWh ist um 0,13 ct/kWh gestiegen und liegt damit um 5 Prozent über dem Vorjahreswert von 2,69 ct/kWh. Die vom Lieferanten nicht beeinflussbaren Anteile des Gesamtpreises (insb. Netzentgelte und Abgaben) sind im Vergleich zum Vorjahr um knapp 1 Prozent gesunken.

Im Gegensatz dazu liegt der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“) in Höhe von 4,40 ct/kWh um 0,1 ct/kWh – also rund 2 Prozent – unter dem Vorjahreswert. Die absolute Höhe der nicht vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile (insb. Netzentgelte und Abgaben) ist im Vergleich zum Vorjahr mit 1,84 ct/kWh gleich geblieben. Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag ist hingegen um 0,12 ct/kWh (von 2,67 ct/kWh in 2016 auf 2,55 ct/kWh in 2017) – also um rund 4 Prozent – gesunken.

Im europäischen Vergleich zahlen Haushaltskunden in Deutschland leicht überdurchschnittliche und Nicht-Haushaltskunden in Deutschland deutlich überdurchschnittliche Gaspreise. Der Netto-Gaspreis im Verbrauchsbereich 27,8 bis 278 GWh/Jahr („Industriekunde“) liegt in Deutschland mit 2,64 ct/kWh im oberen Bereich. Der EU-Durchschnitt beträgt 2,40 ct/kWh. Im europäischen Schnitt wird der Nettopreis mit rund 10 Prozent (0,24 ct/kWh) durch nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben belastet. Deutschland weist in dieser Hinsicht mit ca. 15 Prozent (0,40 ct/kWh) einen überdurchschnittlichen Wert auf. Anders als im Bereich der Industriekunden bestehen europaweit große Unterschiede zwischen den Gaspreisen für Haushaltskunden. Das Gaspreisniveau für Haushaltskunden in Deutschland liegt mit 6,42 ct/kWh aber nur leicht über dem EU-Durchschnitt (6,36 ct/kWh).

Bei den Industriekunden (Abnahmefall 116 GWh/Jahr) fallen die Preisunterschiede im europäischen Vergleich wesentlich geringer aus als bei den Haushaltskunden. Der Netto-Gaspreis im Verbrauchsbereich 27,8 bis 278 GWh/Jahr liegt für deutsche Kunden mit 2,55 ct/kWh im oberen Bereich. Der EU-Durchschnitt beträgt 2,31 ct/kWh. Im europäischen Schnitt wird der Nettopreis mit rund 10 Prozent (0,21 ct/kWh) durch nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben belastet. Deutschland weist in dieser Hinsicht mit ca. 18 Prozent (0,40 ct/kWh) einen überdurchschnittlichen Wert auf.

2. Netzübersicht

An der Datenerhebung zum Monitoring 2018 haben sich alle 16 Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) beteiligt. Die Gasnetzlänge des Fernleitungsnetzes betrug 38.798 Kilometer und wies 3.489 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 2017 auf. Die Anzahl der Zählpunkte von Letztverbrauchern im Fernleitungsnetz betrug 545. Dabei wurden 183 TWh Gas aus dem Netz der FNB an Letztverbraucher ausgespeist. Damit blieb die ausgespeiste Gasmenge aus dem Netz der FNB auf dem Niveau des Vorjahres.

Mit Stichtag 7. November 2018 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 718 Verteilernetzbetreiber Gas (VNB Gas) registriert, von denen 691, also gut 96 Prozent zum Stichtag 31. Juli 2018 an der Datenerhebung zum Monitoring 2018 teilgenommen haben. Die Gasnetzlänge im Verteilernetz betrug 498.081 Kilometer und wies 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 2017 auf. Die Anzahl der Zählpunkte von Letztverbrauchern im Gasverteilernetz der am Monitoring teilgenommenen VNB Gas betrug 14,3 Mio. zum Stichtag 31. Dezember 2017. Davon können 12,5 Mio. Zählpunkte Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zugeordnet werden. Die Ausspeisemenge aus dem Netz der VNB Gas betrug 752,4 TWh im Jahr 2017 und lag damit um rund sechs TWh oder etwa einen Prozent unter der Menge des Vorjahres. Auf den Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG entfielen rund 278,8 TWh, was einem Zuwachs von gut 3 TWh oder gut einem Prozent in diesem Bereich entspricht.

Bei der vereinfachten Gegenüberstellung des Aufkommens und der Verwendung von Erdgas in Deutschland im Jahr 2017 ergibt sich das folgende Bild: Zu beachten ist dabei, dass hier Gasflüsse betrachtet und dementsprechend der Eigenverbrauch sowie statistische Differenzen nicht berücksichtigt wurden. Die in Deutschland eingespeiste gesamte Gasmenge betrug im Jahr 2017 in der Summe rund 1.760 TWh. Dabei stammten rund 4 Prozent aus der inländischen Förderung (70 TWh), 1.676 TWh Erdgas wurden aus dem Ausland importiert. Der Speichersaldo in 2017 betrug 4 TWh, es wurde also mehr Gas aus den Gasspeichern ausgespeist, als eingespeist. Zudem wurden 9,3 TWh auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in 2017 in das deutsche Erdgasnetz eingespeist.

Rund 42 Prozent der verfügbaren Gasmenge wurden durch Deutschland durchgeleitet und an die europäischen Nachbarländer übergeben (743,5 TWh). Durch Letztverbraucher wurden im Inland 935,7 TWh Gas verbraucht.

Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2017 in TWh

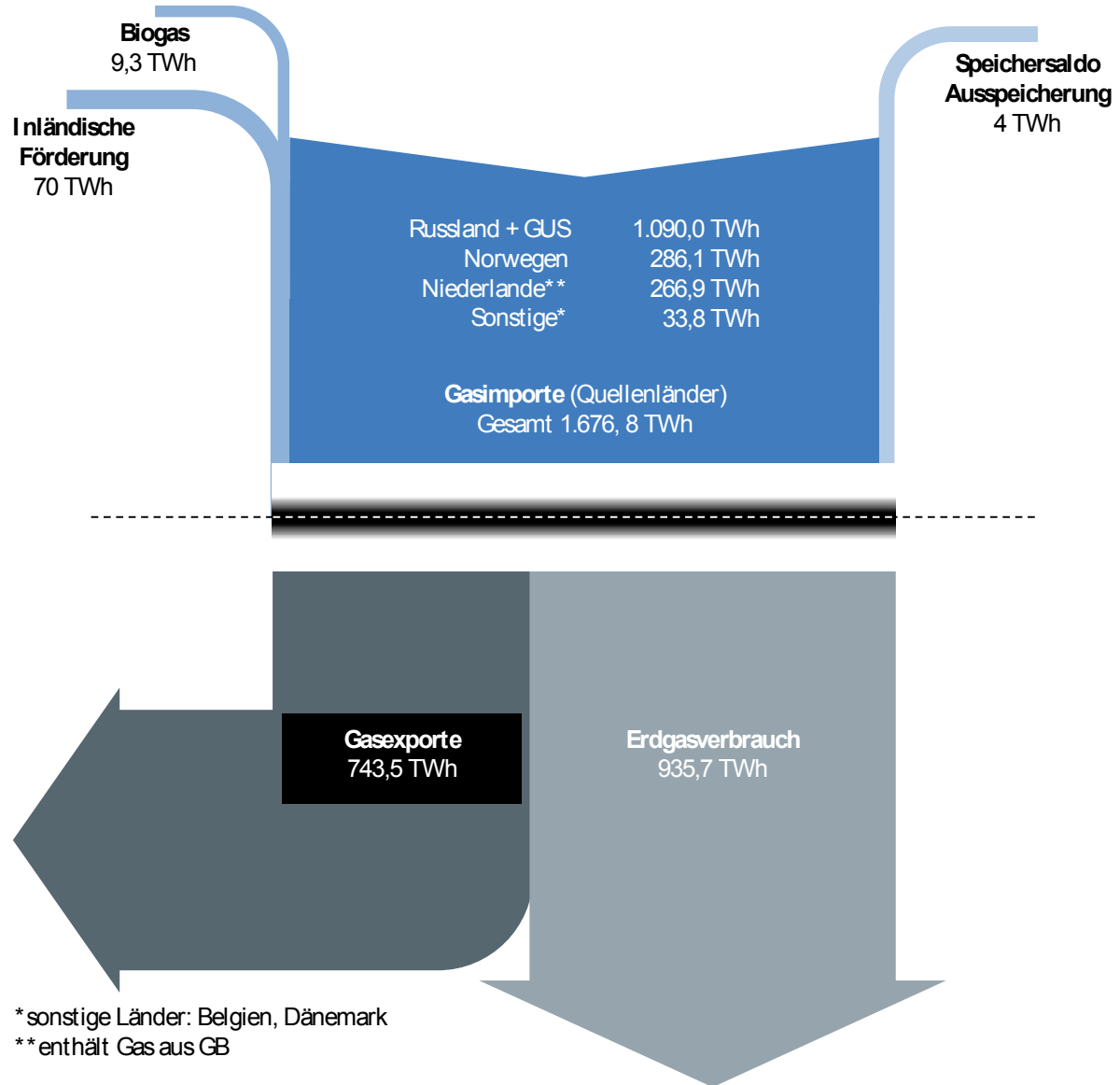


Abbildung 1: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2017³

³ Die erfasste Importmenge kann infrastrukturbedingt auch Transitmengen (Ringflüsse) beinhalten (z.B. Gasmengen die über die Gasleitung GAZELLE am GÜP Olbernhau Deutschland verlassen und am GÜP Waidhaus wieder das deutsche Netz erreichen). Diese Ringflüsse sind in dieser Darstellung nicht abgebildet.

Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Fernleitungsnetzbetreiber	18	14	17	17	17	17	16	16	16
Verteilernetzbetreiber	712	711	739	724	714	714	715	717	718
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	671	678	683	686	689	689	690	692	693

Tabelle 1: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland – Stand 1. November 2018

Die Gasnetzbetreiber wurden nach der Gesamtlänge ihrer Netze sowie der Länge unterteilt nach Druckbereichen (Nenndruck in bar) befragt. Hierbei ergab sich das in der nachfolgenden Tabelle dargestellte Bild der antwortenden Unternehmen.

Die Mehrzahl der VNB Gas (605 Unternehmen) verfügt über Netze, welche eine kleine bis mittlere Gasnetzlänge bis 1.000 Kilometer aufweisen. 78 VNB besitzen Gasnetze mit einer Gesamtlänge von mehr als 1.000 Kilometern. Die prozentuale Verteilung der VNB nach unterschiedlichen Gasnetzlängen kann der folgenden Abbildung entnommen werden.

Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge Anzahl und Verteilung

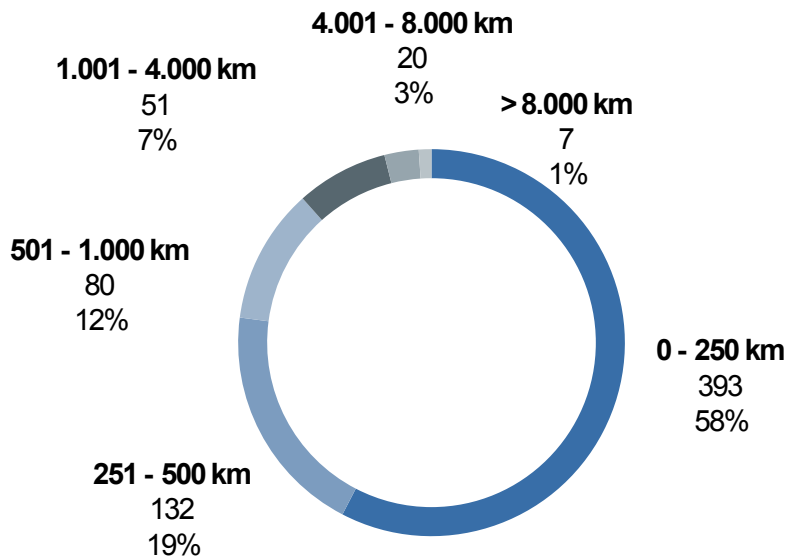


Abbildung 2: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31.12.2017

Netzstrukturdaten 2017

	FNB	VNB	Gesamtsumme FNB und VNB
Netzbetreiber (Anzahl)	16	696	712
Netzlänge (in km)	38.798	498.081	536.879
davon ≤ 0,1 bar	0	171.257	171.257
davon > 0,1 – 1 bar	1	243.357	243.358
davon > 1 bar	38.797	83.467	122.264
Ausspeisepunkte Gesamt	3.489	10.834.078	10.837.567
davon ≤ 0,1 bar	1	6.130.546	6.130.547
davon > 0,1 – 1 bar	13	4.450.234	4.450.247
davon > 1 bar	3.475	253.298	256.773
Letztverbraucher (Zählpunkte)	545	14.240.012	14.240.557
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	497	1.772.134	1.772.631
davon Haushaltskunden	0	12.467.713	12.467.713
davon Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nettonennleistung von mindestens 10 MW	48	165	213

Tabelle 2: Netzstrukturdaten 2017 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas – Stand 31.12.2017

Für die Gasausspeisemenge an Letztverbraucher in den Netzbereichen der erfassten FNB und VNB Gas haben sich im Einzelnen die in der nachstehenden Übersicht aufgeführten Werte für das Jahr 2017 ergeben.

Ausspeisemengen Gas in 2017 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%	337,2	44,8%
> 300 MWh/ Jahr ≤ 10.000 MWh/ Jahr	0,6	0,3%	129,3	17,2%
> 10.000 MWh/ Jahr ≤ 100.000 MWh/ Jahr	5,9	3,2%	104,1	13,8%
> 100.000 MWh/ Jahr	127,9	69,8%	132,6	17,6%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	48,9	26,7%	49,2	6,5%
Gesamtsumme	183,3	100%	752,4	100,0%

Tabelle 3: Ausspeisemengen Gas in 2017 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas

Die nachfolgende konsolidierte Übersicht beinhaltet die gesamte Gasausspeisemenge der FNB und VNB Gas und die Gasabgabemenge der Lieferanten an Letztverbraucher für das Jahr 2017. Wiederholt wurden bei der Datenerhebung 2017 die FNB und VNB Gas aufgefordert, die Mengen anzugeben, 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. Im Bereich der Fernleitungsnetze liegt diese Menge bei 80,7 TWh (2016: 87,5 TWh), dies entspricht einem Anteil von gut 44 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 38 TWh (2016: 45,4 TWh)⁴, was einem Anteil von etwa fünf Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der VNB Gas entspricht.

Die Differenz zwischen der Ausspeisemenge der Netzbetreiber (935,7 TWh) und der Abgabemenge der Gaslieferanten (830,1 TWh) entspricht in etwa der ermittelten Gasmenge die am Markt selbst beschafft wird, ohne einen Lieferanten damit zu beauftragen (118,7 TWh).⁵

⁴ Der im Monitoringbericht 2017 ausgewiesene Wert für 2016 in Höhe von 58,1 TWh, musste nachträglich auf 45,4 TWh korrigiert werden.

⁵ Aufgrund der Unterschiede in der Datenqualität liegt die auftretende Differenz leicht unter dem ermittelten Wert für die am Markt selbst beschaffte Gasmenge.

Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2017 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge Gas 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	337,2	36,0%	324,1	39,0%
> 300 MWh/ Jahr ≤ 10.000 MWh/ Jahr	129,9	13,9%	119,1	14,3%
> 10.000 MWh/ Jahr ≤ 100.000 MWh/ Jahr	110,0	11,8%	102,3	12,3%
> 100.000 MWh/ Jahr	260,5	27,8%	210,9	25,4%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	98,1	10,5%	73,7	8,9%
Gesamtsumme	935,7	100,0%	830,1	100,0%

Tabelle 4: Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2017 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge Gas gemäß Abfrage Gaslieferanten

Die gesamte Gasausspeisemenge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung in Deutschland sank im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr um 5,6 TWh auf 935,7 TWh, was einem Rückgang um knapp ein Prozent entspricht. Im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG stieg die Gasausspeisemenge um gut ein Prozent auf 278,8 TWh (2016: 275,6 TWh). Die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW ist zum wiederholten Male gestiegen. Diese lag im Jahr 2017 bei 98,1 TWh und war damit um gut 4,4 Prozent höher als im Jahr 2016 (94 TWh).

Die Struktur des Gasendkundenmarktes ist im Wesentlichen unverändert. Die Summe aller Einspeisepunkte in den Verteilernetzen beträgt 5.752. Hiervon dienen 216 Einspeisepunkte nur zur Noteinspeisung. Bei Betrachtung der Anzahl der durch die Verteilernetzbetreiber versorgten Zählpunkte wird deutlich, dass nur 25 VNB Gas die Grenze von 100.000 Zählpunkten überschreiten. Von den insgesamt durch die VNB Gas belieferten 14,3 Mio. Zählpunkten in Deutschland, werden etwa 43 Prozent der Zählpunkte (6,2 Mio. Zählpunkte) mit gut 44 Prozent (328,9 TWh) der gesamten Gasausspeisemenge von den VNB Gas beliefert, die die Grenze von 100.000 Kunden überschritten haben. Ein Großteil (58 Prozent) der in Deutschland tätigen VNB Gas versorgt zwischen 1.000 und 10.000 Gaskunden.

Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte Anzahl und Verteilung

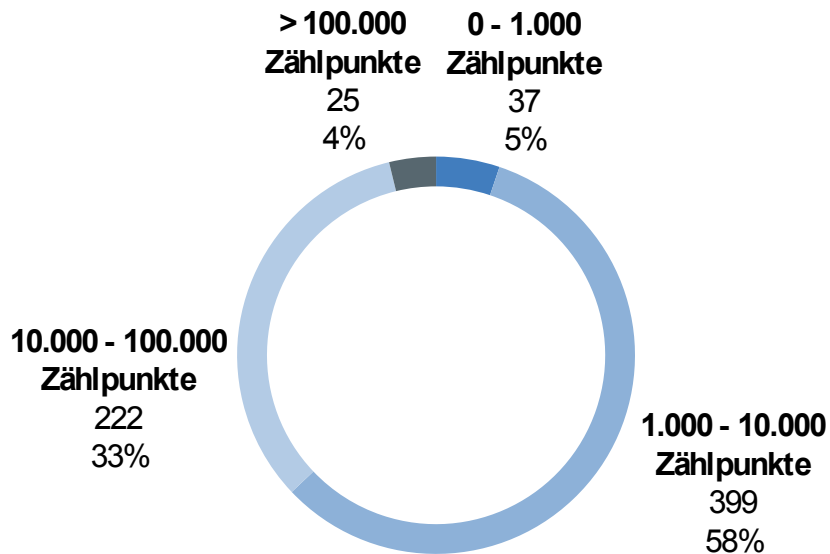


Abbildung 3: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31.12.2017

3. Marktkonzentration

Der Grad der Marktkonzentration ist ein wichtiger Wettbewerbsindikator. Marktanteile bilden einen geeigneten Ausgangspunkt zur Einschätzung von Marktmacht. Sie bilden ab, in welchem Umfang die Nachfrage auf dem relevanten Markt im Bezugszeitraum von einem Unternehmen tatsächlich bedient wurde.⁶ Zur komprimierten Darstellung der Marktanteilsverteilung – d.h. der Marktkonzentration – sollen hier CR3-Werte bzw. CR4-Werte sog. „concentration ratio“, d. h., die Anteilssumme der drei bzw. vier absatzstärksten Anbieter verwendet werden. Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist die Marktkonzentration. Ein wesentlicher Parameter für den Grad der Marktkonzentration ist das Arbeitsgasvolumen an Untertageerdgasspeichern.

3.1 Erdgasspeicher

Das Bundeskartellamt grenzt in seiner Entscheidungspraxis einen sachlich relevanten Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern 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.⁷ Bei diesen beiden Speichern handelt es sich um in Österreich in Grenznähe zu Deutschland gelegene Speicher, die unmittelbar

⁶ Vgl. Bundeskartellamt, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rn. 25.

⁷ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Oktober 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 215 ff.; Bundeskartellamt, Beschluss vom 31. Januar 2012, B8-116/11 – Gazprom/VNG, Rn. 208 ff.

oder mittelbar an die deutschen Gasnetze angeschlossen sind. Auch die Europäische Kommission hat zuletzt diese Marktsegmentierungsalternative – und einige weitere Alternativen – in Betracht gezogen und die genaue Abgrenzung im Ergebnis offen gelassen.⁸ Für die Zwecke der Konzentrationsdarstellung auf dem Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern werden im Folgenden auch die in Österreich befindlichen Speicher Haidach und 7Fields in vollem Umfang in die Betrachtung einbezogen. Das Bundeskartellamt bemisst die Marktanteile auf diesem Markt anhand der Speicherkapazitäten (maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen).⁹

In der diesjährigen Erhebung mit dem Fragebogen Untertageerdgasspeicherbetreiber wurde wieder für alle Speicher u.a. das Arbeitsgasvolumen zum Stichtag 31. Dezember 2017 abgefragt. Bei den Speicherbetreibern handelt es sich um insgesamt 24 juristische Personen. Die Konzernzurechnung erfolgte anhand der Dominanzmethode (vgl. hierzu die methodischen Hinweise im Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** „Marktkonzentration“ des Teils Elektrizität auf Seite **Fehler! Textmarke nicht definiert.**).

Der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist stark konzentriert. Die Konzentration ist im Vergleich zum Vorjahr konstant geblieben. Die an das deutsche Gasnetz angeschlossen und im Monitoring betrachteten Untertageerdgasspeichern verfügten zum 31. Dezember 2017 über ein maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen in Höhe von rund 299 TWh (im Vorjahr: 300,4 TWh).

Das aggregierte Arbeitsgasvolumen der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum 31. Dezember 2017 rund 204,7 TWh (im Vorjahr: 226 TWh). Der CR3-Wert beträgt rund 68,2 Prozent und ist im Vergleich zum Vorjahr konstant geblieben.

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

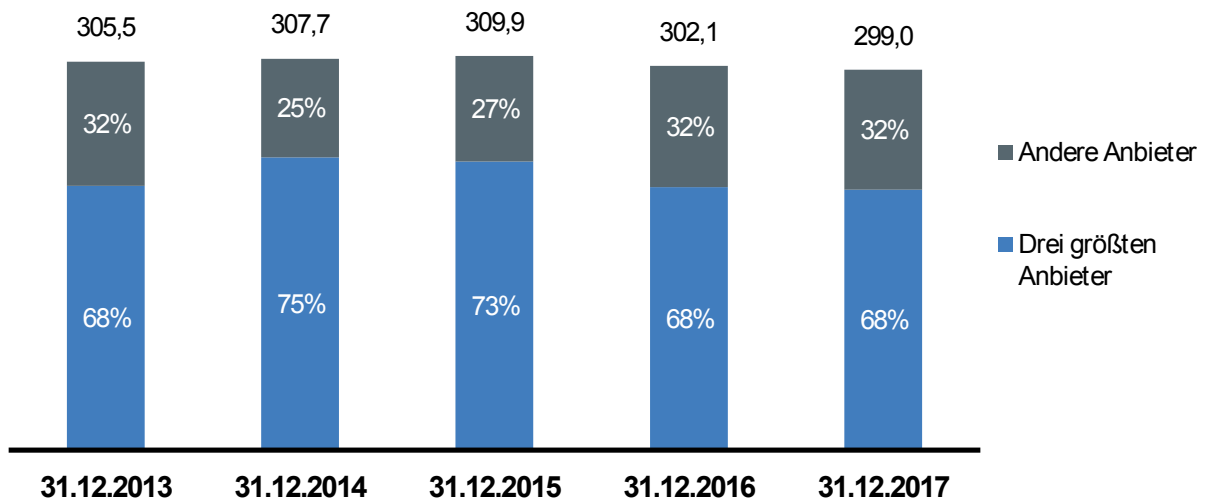


Abbildung 4: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern in TWh und des Volumenanteils der drei Anbieter mit den größten Speicherkapazitäten

⁸ Vgl. COMP/M.6910 – Gazprom/Wintershall vom 3. Dezember 2013, Rn. 30 ff.

⁹ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Oktober 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 236 ff.

3.2 Gasendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet auf den Gasletztverbrauchermärkten sachlich zwischen RLM- und SLP-Kunden. RLM-Kunden sind Abnehmer, deren Verbrauch auf Basis einer registrierenden Leistungsmessung erfasst wird. Es handelt sich i.d.R. um industrielle oder gewerbliche Großverbraucher sowie um Gaskraftwerke. Bei SLP-Kunden handelt es sich um Gasabnehmer relativ geringer Verbrauchsmengen. Dies sind i.d.R. Haushaltskunden und kleinere Gewerbekunden. Für diese Kunden wird bezüglich der zeitlichen Verteilung ihres Gasverbrauchs ein Standardlastprofil (SLP) angenommen. Das Bundeskartellamt grenzt den Markt für die Belieferung von RLM-Kunden sowie den Markt für die Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen inzwischen bundesweit ab (siehe hierzu die Ausführungen im Kapitel „Marktkonzentration“ für Stromendkundenmärkte ab Seite **Fehler! Textmarke nicht definiert.**). 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.¹⁰

Die Absätze der Lieferanten werden im Energie-Monitoring auf Ebene der einzelnen Gesellschaften (juristische Personen) als bundesweite Summenwerte erhoben. Bei der Erhebung wird für die Absätze an SLP-Kunden auch zwischen der Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und der Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen unterschieden. Der folgenden Auswertung liegen die Angaben von rund 966 Gaslieferanten (juristische Personen) zu Grunde (Vorjahr: 995). Im Berichtsjahr 2017 setzten diese Unternehmen bundesweit insgesamt rund 378 TWh Gas an SLP-Kunden (Vorjahr: 371 TWh) und rund 454 TWh an RLM-Kunden ab (Vorjahr: 453 TWh). Entsprechend der Marktabgrenzungspraxis des Bundeskartellamtes beinhaltet der Absatz an RLM-Kunden auch den Absatz an Gaskraftwerke. Von der gesamten Absatzmenge an SLP-Kunden entfielen rund 321 TWh auf Sonderverträge (Vorjahr: 309 TWh) und 58 TWh auf Grundversorgungsverträge (Vorjahr: 62 TWh).

Die Zurechnung der Absatzmengen zu Unternehmensgruppen erfolgte erneut anhand der Dominanzmethode, die für die Zwecke der hiesigen Darstellung hinreichend genaue Ergebnisse liefert (vgl. hierzu die methodischen Hinweise im Abschnitt „Marktkonzentration“ des Teils Elektrizität auf Seite **Fehler! Textmarke nicht definiert.**).

Auf dem Gasendkundenmarkt wird die Marktkonzentration (CR) der vier absatzstärksten Unternehmen betrachtet. Im Bereich der SLP-Kunden betrug der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2017 ca. 87 TWh, wovon rund 74 TWh auf Sonderverträge entfielen. Der kumulierte Absatz im Bereich der RLM-Kunden betrug rund 138 TWh. Der aggregierte Marktanteil der nunmehr vier absatzstärksten Unternehmen beträgt für das Jahr 2017 somit rund 23 Prozent bei SLP-Vertragskunden (Vorjahr CR3: 25 Prozent) und rund 30 Prozent bei RLM-Kunden (Vorjahr CR3: 28 Prozent). Beide Marktanteile liegen weiterhin deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 Abs. 6 GWB). Die Marktkonzentration der vier absatzstärksten Unternehmen für die SLP-Vertragskunden hat sich leicht reduziert, für die RLM-Kunden ist sie hingegen um zwei Prozentpunkte angestiegen. Bei den Angaben der Prozentanteile ist zu berücksichtigen, dass sich die Monitoring-Erhebung im Bereich der Gaslieferanten aufgrund gestiegener Teilnehmerzahlen erneut verbessert hat, aber keine ganz

¹⁰ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Dezember 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 129-214.

vollständige Marktabdeckung erreicht. Die Prozentanteile entsprechen daher nur näherungsweise den tatsächlichen Werten.

Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2017

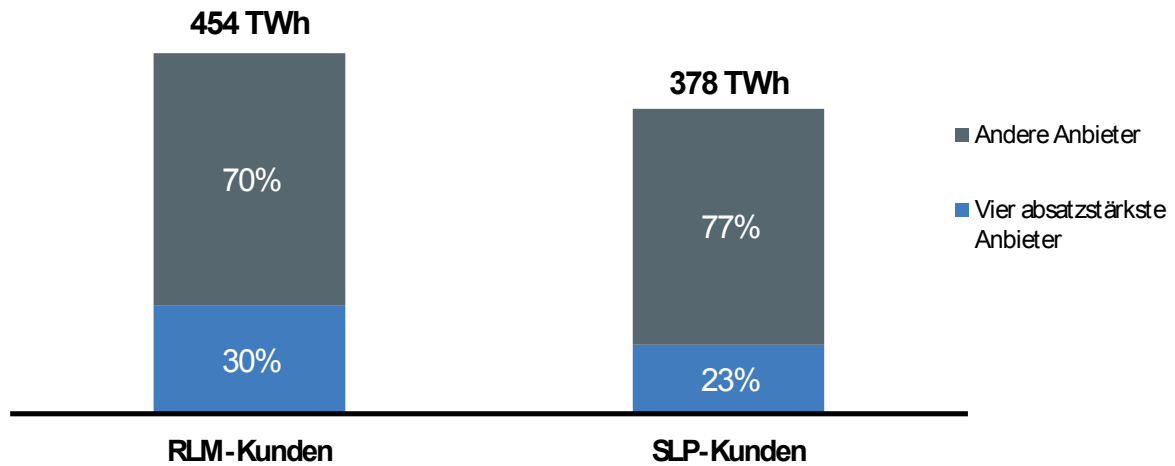


Abbildung 5: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2017

Verzeichnisse

Verzeichnis Autorenschaft

Gemeinsame Textteile

Kernaussagen

Zusammenfassung Elektrizitätsmärkte (I.A.1)

Einleitung Einzelhandel Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel (I.G.2)

Einleitung Einzelhandel Preisniveau (I.G.4)

Zusammenfassung Gasmärkte (II.A.1)

Einleitung Einzelhandel Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel (II.F.2)

Einleitung Einzelhandel Preisniveau (II.F.4)

Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas (III.A)

(Textblöcke in diesen vier Abschnitten jeweils gemäß nachfolgender Autorenschaft)

Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen)

I Elektrizitätsmarkt

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten (in folgenden Teilen:)

2. Netzübersicht

4. Verbraucherservice und Verbraucherschutz

B Erzeugung

C Netze

D Systemdienstleistungen

E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration

G Einzelhandel (in folgenden Teilen:)

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

2.2 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Haushaltskunden

- 3. Stromsperrungen, Bargeld- oder Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen
- 4.2 Preisniveau Haushaltskunden
- 6. Ökostromsegment
- H Mess- und Zählwesen
- II Gasmarkt
- A Entwicklungen auf den Gasmärkten (in folgenden Teilen:)
 - 2. Netzübersicht
 - B Aufkommen von Gas
 - C Netze
 - D Regelenergie und Bilanzierung
 - F Einzelhandel (in folgenden Teilen:)
 - 1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl
 - 2.2 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Haushaltskunden
 - 3. Gassperrungen und Kündigungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, abweichende Abrechnung
 - 4.2 Preisniveau Haushaltskunden
- G Mess- und Zählwesen
- III Übergreifende Themen
 - B Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur

Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen)

- I Elektrizitätsmarkt
 - A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten (in folgenden Teilen:)
 - 3. Marktkonzentration
 - F Großhandel
 - G Einzelhandel

2.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden

4.1 Preisniveau Nicht-Haushaltskunden

5. Heizstrom

7. Europäischer Strompreisvergleich

II Gasmarkt

A Entwicklungen auf den Gasmärkten (in folgenden Teilen:)

3 Marktkonzentration

E Großhandel

F Einzelhandel (in folgenden Teilen:)

2.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden

4.1 Preisniveau Nicht-Haushaltskunden

5. Europäischer Gaspreisvergleich

III Übergreifende Themen

C Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 142: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2017.....	339
Abbildung 143: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31.12.2017	340
Abbildung 144: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31.12.2017.....	344
Abbildung 145: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern in TWh und des Volumenanteils der drei Anbieter mit den größten Speicherkapazitäten.....	345
Abbildung 146: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2017.....	347

Tabellenverzeichnis

Tabelle 103: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland – Stand 1. November 2018.....	340
Tabelle 104: Netzstrukturdaten 2017 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas – Stand 31.12.2017	341
Tabelle 105: Ausspeisemengen Gas in 2017 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas	342
Tabelle 106: Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2017 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge Gas gemäß Abfrage Gaslieferanten	343

Abkürzungsverzeichnis

Begriff	Definition
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AGV	Arbeitsgasvolumen bzw. Arbeitsgasvolumina (von Gasspeichern)
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AusglMechAV	Ausführungsverordnung zur Ausgleichsmechanismusverordnung
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBPLG	Bundesbedarfsplangesetz
bEXA	An der Energy Exchange Austria (EXAA) Börse gehandelte Blockprodukte (z. B. bEXAbase und bEXApeak)
bFZK	Bedingt frei zuordenbare Kapazität
BGH	Bundesgerichtshof
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
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
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
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
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
kWh/h	Kilowattstunde pro Stunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LNG	Liquified Natural Gas, verflüssigtes Erdgas
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	EU-Verordnung über Transparenz und Integrität des Energiemarktes
RLM	Registrierende Lastgang-/ Leistungsmessung
RLMmT	Registrierende Leistungsmessung mit Tagesband
RLMoT	Registrierende Leistungsmessung ohne Tagesband
RLMNEV	Registrierende Lastgangmessung mit Nominierungsersatzverfahren
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SLP	Standardlastprofil
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terrawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UGS	Untergrundgasspeicher
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VNB	Verteilernetzbetreiber
VNG	Verbundnetz Gas AG
V(H)P	Virtueller Handelspunkt

Glossar

Es gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 3 Energiewirtschaftsgesetz, § 2 Stromnetzzugangsverordnung, § 2 Gasnetzzugangsverordnung, § 2 Stromnetzentgeltverordnung, § 2 Gasnetzentgeltverordnung, § 3 Erneuerbare-Energien-Gesetz, § 2 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Ergänzend gelten folgende Definitionen:

Begriff	Definition
Abgabemenge	Von Elektrizitäts- bzw. Gaslieferanten an Letztverbraucher abgegebene Elektrizitäts- bzw. Gasmenge.
Anpassungsmaßnahmen	Gemäß § 13 Abs. 2 EnWG sind ÜNB berechtigt und verpflichtet, Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anzupassen oder diese Anpassungen zu verlangen (Anpassungsmaßnahmen), soweit sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht oder nicht rechtzeitig durch netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG beseitigen lässt. Soweit Elektrizitätsverteilernetzbetreiber 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 Leistungsungleichgewichte 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.
Baseload (Grundlast)	Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder -bezug konstanter Leistung von 00:00 bis 24:00 Uhr eines jeden Tages.

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-Leistung	Abgegebene Leistung an den Klemmen des Generators. Für Wasserkraft misst man im Turbinenbetrieb an den Klemmen des Generators die Brutto-Leistung. Bei Pumpspeicherkraftwerken misst man an den Klemmen des Generators die Netto-Leistung, wenn die Anlage als Motor betrieben wird. Die Brutto-Leistung ergibt sich aus der Netto-Leistung und der Addition der Eigenbedarfsleistung, einschl. Verlustleistung der Maschinentransformatoren des Kraftwerks ohne Betriebsverbrauch und Bezug für Phasenschieberbetrieb (VGB, 2012).
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).
Concentration ratio (CR)	Marktanteilssumme der drei, vier oder fünf marktanteilsstärksten Wettbewerber (sog. „concentration ratios“, CR3 – CR4 – CR5). Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist der Grad der Marktkonzentration.
Countertrading	Countertrading ist eine Maßnahme, welche die Übertragungsnetzbetreiber nutzen, um Überlastungen im Stromnetz zu verhindern. Sie wird verwendet, wenn die vereinbarten Mindesthandelskapazitäten über das Maß hinausgehen, das durch das Netz transportiert werden kann. In diesem Fall wird ein Gegengeschäft organisiert. So wird ein Minimum an Handel jederzeit gewährleistet, ohne dass die Netze überlastet werden.
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 ist ein Instrument des Erneuerbaren Energien Gesetzes, welches in den Paragraphen §60 ff. näher spezifiziert ist. Mit der EEG-Umlage wird 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 werden durch die

	<p>EEG-Umlage auf die Stromverbraucher umgelegt. Grundsätzlich müssen alle nicht privilegierten Stromverbraucher die volle EEG-Umlage bezahlen. Sie ist Teil des Strompreises. Die Höhe der EEG-Umlage wird von den ÜNB ermittelt. Die ÜNB sind verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr zu ermitteln und zu veröffentlichen. Diese Veröffentlichung nehmen die Netzbetreiber auf ihrer Internetseite www.netztransparenz.de vor. Die Bundesnetzagentur überwacht die ordnungsgemäße Ermittlung.</p>
EEX/ EPEX Spot	<p>European Energy Exchange/ European Power Exchange. Die mittelbar zur Deutsche Börse AG – Gruppe gehörende EEX als Energiebörse betreibt Marktplätze für den Handel mit Elektrizität, Erdgas, CO₂-Emissionsrechten und Kohle. Die EEX hält 51 Prozent an der EPEX Spot mit Sitz in Paris, die kurzfristigen Elektrizitätshandel, den sogenannten Spotmarkt, für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz betreibt. Der Strom-Terminmarkt wird von der EEX Power Derivates GmbH (100 prozentige Tochtergesellschaft der EEX) betrieben. Zudem hält die EEX ca. 88 Prozent an der Pownext SA, ebenfalls mit Sitz in Paris, die den kurzfristigen Gashandel betreibt (vgl. EEX).</p>
Eigenverbrauch (Erzeugungsanlagen)	<p>Der Eigenverbrauch ist definiert als Energieerzeugnis das auf dem Betriebsgelände eines Herstellungsbetriebes und eines Gasgewinnungsbetriebes zur Aufrechterhaltung des Betriebes verwendet werden. Dies ist z. B. die elektrische Arbeit, die in den Neben- und Hilfsanlagen einer Erzeugungseinheit zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung sowie Rauchgasreinigung benötigt wird. Der Eigenverbrauch enthält nicht den Betriebsverbrauch. Die Verluste der Aufspanntransformatoren in Kraftwerken werden hinzu gerechnet. Der Verbrauch von nicht elektrisch betriebenen Neben- und Hilfsanlagen ist im gesamten Wärmeverbrauch des Kraftwerks enthalten und wird nicht dem elektrischen Eigenverbrauch zugeschlagen. Der Eigenverbrauch während der Nennzeit setzt sich aus den Anteilen Betriebs-Eigenverbrauch während der Betriebszeit und Stillstands-Eigenverbrauch außerhalb der Betriebszeit zusammen. Der Stillstands-Eigenverbrauch bleibt bei der Netto-Rechnung unberücksichtigt (vgl. VGB, 2012).</p>
Eigenverbrauchsleistung	<p>Elektrische Leistung einer Erzeugungseinheit, die für den Betrieb ihrer Neben- und Hilfsanlagen (z. B. zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung, Rauchgasreinigung) benötigt wird, zuzüglich der Verlustleistung der Aufspanntransformatoren (Maschinentransformatoren). Unterschieden wird zwischen der Eigenverbrauchsleistung im Betrieb und im Stillstand. Die Betriebs-Eigenverbrauchsleistung ist die während des Betriebs einer Erzeugungseinheit für deren Neben- und Hilfsanlagen benötigte elektrische Leistung. Die Stillstands-Eigenverbrauchsleistung, außerhalb der Betriebszeit einer Erzeugungseinheit, ist die benötigte elektrische Leistung für die Neben- und Hilfsanlagen (vgl. VGB, 2012).</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</p>

	der abgeregelten Anlage die Entschädigung auszus zahlen. Lag die Ursache bei einem anderen Netzbetreiber, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.
Einspeisepunkt	Ein Punkt, an dem Gas an einen Netzbetreiber in dessen Netz oder Teilnetz übergeben werden kann, einschließlich der Übergabe aus Speichern, Gasproduktionsanlagen, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.
Energiekomponente	Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil. Setzt sich zusammen aus Beschaffung, Vertrieb und Marge.
Entgelt für Abrechnung	Das Entgelt für die Abrechnung der Netznutzung sowie Ermittlung der Jahresverbrauchsprognose nach § 13 Abs. 1 StromNZV ist seit dem 1. Januar 2017 Bestandteil der Nettonetzentgelte und wird nicht mehr separat ausgewiesen (vgl. § 7 Abs. 2 MsbG)
Entgelt für Messstellenbetrieb	Entgelt für den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen. Gemäß § 17 Abs. 7 S. 1 StromNEV, darf im Elektrizitätsbereich ab dem 1. Januar 2017 nur noch ein „Entgelt für Messstellenbetrieb“ ausgewiesen werden, zu dem auch das Entgelt für Messung gehört.
Entgelt für Messung	Im Gasbereich Entgelt für die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie die Weitergabe der Daten an die Berechtigten (§ 15 Abs. 7 S.1 GasNEV)
Entnahmemenge	Von den Elektrizitätsnetzbetreibern an Letztverbraucher abgegebene Elektrizitätsmenge.
Entry-Exit-System	Gasbuchungssystem, bei dem der Transportkunde lediglich einen Ein- und Ausspeisevertrag abschließt, auch wenn der Gastransport auf mehrere Transportnetzbetreiber verteilt ist.
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 unterbrechbarer (=steuerbarer) Verbrauchseinrichtungen mit dem Zweck der Raumheizung geliefert wird. Bei den unterbrechbaren (=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 (Spotmarkt der EEX) werden Gas- sowie Stromkontrakte abgeschlossen, die noch am gleichen Tag geliefert werden und ermöglicht die kurzfristige Optimierung von Beschaffung und Verkauf.
Investitionen	<p>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.</p> <p>Zu den Bruttozugängen zählen auch Leasing-Güter, die beim Leasingnehmer aktiviert wurden. Die Bruttozugänge sind ohne die als Vorsteuer abzugsfähige Umsatzsteuer zu melden. Einzubeziehen ist der auf dem Anlagenkonto aktivierte Wert (Herstellungskosten) der selbsterstellten Anlagen. Ferner sind die noch im Bau befindlichen Anlagen (angefangene Arbeiten für betriebliche Zwecke, soweit aktiviert) mitzumelden. Falls ein besonderes Sammelkonto „Anlagen im Bau“ geführt wird, sind nur die Bruttozugänge ohne die schon zu Beginn des Berichtsjahres auf diesem Sammelkonto ausgewiesenen Bestände zu melden. Anzahlungen sind nur einzubeziehen, soweit sie abgerechneten Teilen von im Bau befindlichen Anlagen entsprechen und aktiviert sind. Nicht einzubeziehen sind der Erwerb von Beteiligungen, Wertpapieren usw. (Finanzanlagen), der Erwerb von Konzessionen, Patenten, Lizenzen usw. und der Erwerb von ganzen Unternehmen oder Betrieben sowie der Erwerb ehemals im Unternehmen eingesetzter Mietanlagen, Zugänge an Sachanlagen in Zweigniederlassungen oder fachlichen Unternehmensteilen im Ausland sowie die bei Investitionen entstandenen Finanzierungskosten (Statistisches Bundesamt, 2007).</p>
Jahresbenutzungsdauer (Letztverbraucher)	Die Jahresbenutzungsdauer ist der Quotient aus der in einem Abrechnungsjahr aus dem Netz entnommenen Arbeit und der in diesem Abrechnungsjahr in Anspruch genommenen Jahreshöchstleistung. Sie gibt somit die Zahl der Tage an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Tagesmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Tagen gleich 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 gleich Jahresverbrauch dividiert durch maximale Stundenmenge) (vgl. Anlage 4 zu §16 Abs. 2 Abs. 3 Satz 2 StromNEV).
Jahreshöchstlast (Letztverbraucher)	Die in Kilowatt (kW) ausgedrückte und im Zeitraum eines Jahres viertelstündig gemessene Höchstlast.
Kavernenspeicher	Künstlich durch Bohren und Aussolen erzeugte Hohlräume in Salzstöcken. Sie zeichnen sich oftmals durch – im Vergleich zu Porenspeichern – höhere Ein- und Ausspeicher-kapazitäten und einen geringeren Bedarf an Kissengas, aber auch kleinere Volumina aus.
Konventioneller Erzeugungssockel	Anteil der preisunelastischen konventionellen Leistungserbringung, der nicht der Mindesterzeugung zuzuordnen ist.
KWK-Netto-Nennleistung (elektrische Wirkleistung)	Anteil der elektrischen Netto-Nennleistung bei Wärmenennleistung, der direkt mit der Wärmeauskopplung verbunden ist. Der Anteil der elektrischen Leistung, der sich ausschließlich auf die Erzeugung von Strom bezieht (Kondensationsanteil) wird hierbei nicht berücksichtigt.

KWK-Strom	KWK-Strom ist das rechnerische Produkt aus Nutzwärme und Stromkennzahl der KWK-Anlage; bei Anlagen, die nicht über Vorrichtungen zur Abwärmeabfuhr verfügen, ist die gesamte Nettostromerzeugung KWK-Strom
Kraftwerksstatus	<p>Gesetzlich an der Stilllegung gehinderte Kraftwerke: Kraftwerke, die an der Stilllegung gem. § 13a EnWG gehindert sind.</p> <p><i>Kraftwerke in der Netzreserve:</i> Kraftwerke, die nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit betrieben werden.</p> <p><i>Sonderfälle:</i> Kraftwerke, die vorübergehend (z. B. Reparatur nach Schadensfall) nicht bzw. nur eingeschränkt in Betrieb sind.</p> <p><i>Saisonale Konservierung:</i> Kraftwerke, die während des Sommerhalbjahres vorläufig stillgelegt und anschließend wieder in Betrieb genommen werden.</p>
L-Gas	Ein Gas der 2. Gasfamilie mit – im Vergleich zu H-Gas – niedrigerem Methangehalt (80 bis 87 Volumenprozent) und größeren Volumenprozenten an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 9,77 kWh/m ³ und einen Wobbeindex von 10,5 kWh/m ³ bis 13,0 kWh/m ³ .
Leistungsgemessene Letztverbraucher	Bei Leistungsmessung wird die in Anspruch genommene Leistung in einem bestimmten Zeitraum gemessen. Mithilfe der Leistungsmessung wird für Endkunden ein Lastgang ermittelt, der die Leistungsaufnahme des Endkunden über einen bestimmten Zeitraum aufzeigt. Das Kriterium der Leistungsmessung dient dabei als Abgrenzung zu den nicht-leistungsgemessenen Kunden.
Lieferantenwahl bei Einzug	Sofern sich der Letztverbraucher (Kunde) bei einem Einzug (Neubezug oder Umzug) für einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger i. S. d. § 36 Abs. 2 EnWG entscheidet, liegt ein Sachverhalt vor, der gesondert vom Lieferantenwechsel zu sehen ist.
Lieferantenwechsel	Der Prozess des Lieferantenwechsels beschreibt die Interaktion zwischen den Marktpartnern für den Fall, dass ein Letztverbraucher (Kunde) an einer Messstelle von seinem derzeitigen Lieferanten zu einem neuen Lieferanten wechselt. Dies umfasst somit grundsätzlich nicht Einzüge (Neubezug oder Umzug) von Letztverbrauchern (Kunden).
Market Coupling	Verfahren zur effizienten Bewirtschaftung von Engpässen zwischen verschiedenen Marktgebieten unter Beteiligung mehrerer Strombörsen. Im Rahmen eines Market Coupling wird die Nutzung der knappen Übertragungskapazitäten durch die Berücksichtigung der Energiepreise in den gekoppelten Märkten verbessert. Dabei wird die Day-Ahead Vergabe der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten gemeinsam mit der Energieauktion an den Elektrizitätsbörsen auf Basis der Preise an den beteiligten Börsen durchgeführt. Daher spricht man hier auch von impliziten Kapazitätsauktionen.
Market Maker	Börsenteilnehmer, der für eine Mindestzeit am Börsentag gleichzeitig einen Kauf- und Verkaufsantrag (Quote) im Auftragsbuch hält. Market Maker dienen zur Sicherstellung einer Grundliquidität.
Marktgebiet	Auf dem Gasmarkt ist ein Marktgebiet die Zusammenfassung gleichgelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Transportkunden gebuchte Kapazitäten frei zuordnen, Gas an Letztverbraucher ausspeisen und in andere Bilanzkreise übertragen können.
Marktlotation	In einer Marktlotation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktlotation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Die Marktlotation ist ein Anknüpfungspunkt für Belieferung und Bilanzierung.

	Bei der Datenabfrage 2019 wird in den betroffenen Fragebögen der Begriff des Zählpunktes durch den Begriff Marktlokation (Verträge) bzw. Messlokation (Zähler) ersetzt.
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	<p>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.</p> <p>Der Begriff der Messlokation entspricht dem Begriff der Messstelle im Sinne des § 2 Nr. 11 Messstellenbetriebsgesetz.</p> <p>Bei der Datenabfrage 2019 wird in den betroffenen Fragebögen der Begriff des Zählpunktes durch den Begriff Marktlokation (Verträge) bzw. Messlokation (Zähler) ersetzt.</p>
Mindesterzeugung	<p>Mindesterzeugung ist die aus netztechnischen Gründen von konventionellen Kraftwerken mindestens einzuspeisende Leistung.</p> <p>Konkret handelt es sich um diejenige Einspeiseleistung, die explizit für die Erbringung von Systemdienstleistungen vorgesehen ist. Die Systemdienstleistungen müssen zum Zweck des stabilen Netzbetriebs erbracht werden. Daraus ergibt sich die netztechnische Erforderlichkeit.</p> <p>Die Mindestenerzeugung ist mindestens einzuspeisen, weil erst durch die Einspeisung bestimmte Systemdienstleistungen erbracht werden (positive Redispatch- und Regelleistung, Kurzschluss- und Blindleistung). Sie ist auch dann mindestens einzuspeisen, wenn die Einspeisung nur die notwendige Voraussetzung zur Erbringung von Systemdienstleistungen schafft, wie im Falle der negativen Regelleistung. Die Leistung zur Besicherung der Regelleistung wird als Teil der Mindestenerzeugung aufgefasst, weil sie unmittelbar zu ihrer sicheren Erbringung dient und auf die gleiche Weise funktioniert. Allerdings wird hier keine 1:1 Besicherung vorgenommen, sondern es werden probabilistische Effekte berücksichtigt.</p>
Nenndruck	Der Nenndruck gibt für ein Rohrleitungssystem eine Referenzgröße an. Die Angabe erfolgt nach DIN, EN, ISO durch die Bezeichnung PN (Pressure Nominal) gefolgt von einer dimensionslosen ganzen Zahl, die den Auslegungsdruck in bar bei Raumtemperatur (20 °C) angibt. Nach EN 1333 sind bestimmte Nenndruckstufen festgelegt: PN 2,5 - PN 6 - PN 10 - PN 16 - PN 25 - PN 40 - PN 63 - PN 100 - PN 160 - PN 250 - PN 320 - PN 400.
Nennleistung	Höchste Dauerleistung einer Anlage unter Nennbedingungen, die eine Anlage zum Übergabezeitpunkt erreicht. Leistungsänderungen sind nur bei wesentlichen Änderungen der Nennbedingungen und bei konstruktiven Maßnahmen an der Anlage zulässig. Bis zur genauen Ermittlung dieser Nennleistung ist der Bestellwert gemäß der Liefervereinbarung anzugeben. Entspricht der Bestellwert nicht eindeutig den zu erwartenden realen Genehmigungs- und Betriebsbedingungen, so ist vorab, bis gesicherte Messergebnisse vorliegen, ein vorläufiger durchschnittlicher Leistungswert als Nennleistung zu ermitteln. Er ist so festzulegen, dass sich die möglichen Mehr- und Mindererzeugungen bezogen auf ein Regeljahr ausgleichen (z. B. aufgrund des Kühlwasser-Temperaturverlaufes). Die endgültige Feststellung der Nennleistung eines Kraftwerksblocks erfolgt nach Übergabe der Anlage, in der Regel nach Vorliegen der Ergebnisse aus den Abnahmemessungen. Hierbei ist von wesentlicher Bedeutung, dass sich die Nennbedingungen auf einen Jahresmittelwert beziehen, d. h. dass die jahreszeitlichen Einflüsse (z. B. die Kühlwasser- und Lufteintrittstemperatur), der elektrische und dampfseitige Eigenbedarf sich ausgleichen und dass idealtypische Bedingungen bei der Abnahmemessung, wie z.B. spezielle Kreislaufschaltungen, auf normale Betriebsbedingungen umzurechnen sind.

	<p>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	An der Oberspannungsseite des Maschinentransformators an das Versorgungssystem (Übertragungs- und Verteilungsnetz, Verbraucher) abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit. Sie ergibt sich aus der Brutto-Leistung minus der elektrischen Eigenverbrauchsleistung während des Betriebes, auch wenn diese nicht aus der Erzeugungseinheit selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird (VGB, 2012).
Netto-Netzentgelte	<p><i>Elektrizität</i> Stromnetzentgelt ab 1. Januar 2017 inklusive Abrechnungsentgelt, ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe sowie Umlagen nach EEG und KWKG.</p> <p><i>Gas</i> Gasnetzentgelt ab 1. Januar 2017 inklusive Abrechnungsentgelt ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer und Konzessionsabgabe.</p>
Netto-Stromerzeugung	Die um ihren Betriebs- und Eigenverbrauch verminderte Brutto-Stromerzeugung einer Erzeugungseinheit. Wenn nichts anderes vermerkt wird, bezieht sich die Netto-Stromerzeugung auf die Nennzeit (VGB, 2012).
Netzanschluss	<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 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> 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	Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird (§ 2 Nr. 6 StromNEV)

	<p>Niederspannung (NS) ≤ 1 kV</p> <p>Mittelspannung (MS) > 1 kV und $\leq 72,5$ kV</p> <p>Hochspannung (HS) $> 72,5$ kV und ≤ 125 kV</p> <p>Höchstspannung (HöS) > 125 kV</p>
Netzgebiet	Gesamtfläche, über die sich die Netz- und Umspannebenen eines Netzbetreibers erstrecken.
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.
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.
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)	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 (vgl. EEX).
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 marktbasieren Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Verpflichtungen oder eines gesetzlichen Schuldverhältnisses

	<p>vom ÜNB angewiesen ihre Einspeiseleistung abzusenken/ zu erhöhen, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen/abzusenken. Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen haben diese Eingriffe damit keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln physikalisch und bilanziell ausgeglichen werden. Redispatch ist vom Netzbetreiber zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze anzuwenden. Dies geschieht, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen oder Leitungsüberlastungen zu beheben. Der Netzbetreiber erstattet den am Redispatch teilnehmenden Kraftwerksbetreibern deren entstehende Kosten. Man unterscheidet zudem zwischen strom- und spannungsbedingtem Redispatch. Strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende Überlastungen von Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet z. B. durch die Anpassung von Blindleistung ab. Dabei wird die Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken angepasst, um diese in die Lage zu versetzen, die benötigte Blindleistung zur Spannungshaltung erbringen zu können. Dies kann z. B. durch Anfahren stillstehender Kraftwerke auf Mindestwirkleistungseinspeisung oder durch Reduzierung der Einspeisung unter Vollast laufender Kraftwerke bis auf Mindestwirkleistungseinspeisung erfolgen. Diese Form der Blindleistungsbereitstellung erfolgt – wie auch der strombedingte Redispatch – wegen des Einspeisevorrangs nur gegenüber konventionellen Kraftwerken. Bei spannungsbedingtem Redispatch können Ausgleichsmaßnahmen der Systembilanz auch über Börsengeschäfte getätigt werden. Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden.</p>
Regelleistung	Regelleistung wird vorgehalten, um ein ständiges Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -abnahme zu gewährleisten
RLM-Kunde (Kunden mit registrierender Lastgangmessung)	Unter RLM-Kunden (Kunden mit registrierender Lastgangmessung) sind Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von mehr als 100.000 kWh (Strom) bzw. mehr als 1,5 Mio. kWh oder einer stündlichen Ausspeiseleistung von mehr als 500 kWh pro Stunde (Gas) zu verstehen.
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><i>Elektrizität</i> Letztverbraucher (gem. § 12 StromNZV) mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh, bei denen keine registrierende Lastgangmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist. (Abweichungen über die definierte Entnahmegrenze hinaus können in Ausnahmefällen durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden)</p> <p><i>Gas</i> Letztverbraucher (gem. § 24 GasNZV) mit einer jährlichen maximalen Entnahme von bis zu 1,5 Mio. kWh und einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von bis zu 500 kWh pro Stunde, bei denen keine registrierende Lastgangmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist. (Abweichungen unter oder über die definierten Entnahme- und Ausspeiseleistungsgrenzen hinaus können durch die Verteilernetzbetreiber 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)
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)
Stromkreislänge	Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Kabel in den Netzebenen NS, MS, HS und HöS (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 ist für die Stromkreislänge unmaßgeblich. Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Kabel, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Geplante, in Bau befindliche, verpachtete sowie stillgelegte Kabel sind nicht zu berücksichtigen. Leitungen in Bruchteilnutzung sind bei der Berechnung der Netzlänge mit voller Kilometerzahl anzusetzen. Die Stromkreislänge in der Netzebene Niederspannung ist einschließlich Hausanschlussleitungen und ohne Leitungen von Straßenbeleuchtungsanlagen anzugeben. Leitungen über 36 kV mit Transportfunktion und Hochspannungsentgelt können bei der Hochspannung angegeben werden.
Terminmarkt	Markt, an dem Termingeschäfte und Derivate gehandelt werden. Im Gegensatz zum Spotmarkt fallen hierbei Verpflichtungs- und Erfüllungsgeschäft zeitlich nicht zusammen.
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 Gasverteilernetzbetreiber (keine Exporteure)
Zählpunkt	Netzpunkt, an dem der Energiefluss (bei Gas die transportierte Gasmenge) messtechnisch zu Abrechnungszwecken erfasst wird (Vgl. §2 Abs. 28 MsbG). Bei der Datenabfrage 2019 wird in den betroffenen Fragebögen der Begriff des Zählpunktes durch den Begriff Marktlokation (Verträge) bzw. Messlokation (Zähler) ersetzt.

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 603
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
monitoring.energie@bundesnetzagentur.de
www.bundesnetzagentur.de
Tel. +49 228 14-5999
Fax +49 228 14-5973

Bundeskartellamt

Arbeitsgruppe Energie-Monitoring
Kaiser-Friedrich-Straße 16
53113 Bonn
energie-monitoring@bundeskartellamt.bund.de
www.bundeskartellamt.de
Tel. +49 (0)228 9499 – 0
Fax +49 (0)228 9499 – 400

Stand

8. Februar 2019

Druck

Bundesnetzagentur

Bildnachweis

Text

Bundesnetzagentur
Referat 603

Bundeskartellamt
Arbeitsgruppe Energie-Monitoring