Bundesnetzagentur Bundeskartellamt

Offene Märkte | Fairer Wettbewerb

Bericht
Monitoringbericht 2017

Monitoringbericht 2017

Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG
und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB
Stand: 13. Dezember 2017

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

(3) Das Bundeskartellamt erstellt einen Bericht über seine Monitoringtätigkeit nach § 48 Absatz 3 im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur, soweit Aspekte der Regulierung der Leitungsnetze betroffen sind, und leitet ihn der Bundesnetzagentur zu.

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 2017 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.

Vorwort

Die Energiemärkte in Deutschland unterliegen weiterhin tiefgreifenden Veränderungen. Diese haben sich im Jahr 2016 fortgesetzt, die Schwerpunkte haben sich aber verlagert. So ist die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land aufgrund eines verhältnismäßig windarmen Jahres 2016 ausnahmsweise gesunken. Erdgaskraftwerke dagegen erzeugten nach Jahren mit rückläufigen Erzeugungsmengen deutlich mehr Strom als noch im Jahr 2015. Insbesondere auf den Einzelhandelsmärkten für Gas und Strom zeigt sich eine positive Entwicklung hin zu noch mehr Wettbewerb und den damit verbundenen Wahlmöglichkeiten und Preisvorteilen für die Endkunden.

Das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur haben ihre enge Zusammenarbeit für diesen Bericht fortgesetzt. Der Fokus des Bundeskartellamtes ist auf die wettbewerblichen Bereiche der Wertschöpfungsketten Strom und Gas einschließlich der Belieferung von Nicht-Haushaltskunden gerichtet. Die Schwerpunkte der Bundesnetzagentur liegen in den Netzbereichen, der Versorgungssicherheit und der Belieferung von Haushaltskunden.

Marktabdeckung und Validität der erhobenen Daten konnten dank des Engagements der befragten Unternehmen nochmals gesteigert werden. Die Abfragen erreichen einen Abdeckungsgrad von durchweg über 95 Prozent, in vielen Bereichen nahe 100 Prozent.

Die inländische Stromerzeugung hat insbesondere durch die erhöhte Einspeisung aus Erdgaskraftwerken erneut zugenommen, obwohl gleichzeitig die Erzeugung aus Braunkohle und aus Steinkohle zurückging. Daneben ist der Erzeugungsbereich weiterhin durch einen Kapazitätszuwachs der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet, die konventionellen Kraftwerkskapazitäten blieben im Jahr 2016 annähernd konstant. Die neu eingeführten Ausschreibungen für den Zubau erneuerbarer Kapazitäten werden in Zukunft die Kapazitätsentwicklung im Bereich der Erneuerbaren Energien determinieren und möglicherweise zu einem Rückgang der Förderhöhe führen.

Der Stromverbrauch bewegt sich im Jahr 2016 im Vergleich zum Vorjahr auf einem konstanten Niveau. Der Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien am inländischen Bruttostromverbrauch veränderte sich ebenfalls nur minimal und betrug weiterhin knapp über 31 Prozent. Gleichzeitig ist das Stromhandelsvolumen mit dem Ausland leicht zurückgegangen, wobei die Erlöse aus den saldierten Handelsüberschüssen mit 1,45 Mrd. Euro nahezu konstant blieben.

Die Wettbewerbsbedingungen auf den Strommärkten haben sich weiter verbessert. Bei der konventionellen Stromerzeugung hat die Marktmacht der größten Unternehmen in den letzten Jahren deutlich abgenommen. Im Jahr 2016 ist der Grad der Marktkonzentration nochmals signifikant geringer geworden, insbesondere weil sich die Eigentumsverhältnisse an Teilen der Braunkohle-Kraftwerke in Deutschland grundlegend verändert haben und es damit zu einer Verschiebung der Marktanteile gekommen ist. Die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte ist auf das höchste Niveau seit Erfassung gestiegen. Die durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise sind im Jahr 2016 im Durchschnitt weiter deutlich gesunken, allerdings zeichnete sich auf den Terminmärkten ein Anstieg der Preise zum Jahresende ab.

Die Entwicklung auf den Einzelhandelsmärkten gestaltet sich weiterhin sehr positiv. Der kumulierte Marktanteil der vier absatzstärksten Anbieter ist gegenüber dem Vorjahr weiter gesunken, und es kann davon ausgegangen werden, dass auf den bundesweiten Einzelhandelsmärkten für Standardlastkunden und für leistungsgemessene Kunden nach wie vor kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist.

Die für den Stichtag 1. April 2017 erhobenen Strompreise sind für Haushaltskunden im Vergleich zum Vorjahr weitestgehend stabil geblieben und für Industrie- und Gewerbekunden leicht gestiegen. Letzteres ist maßgeblich sowohl auf den Anstieg der Umlagen als auch der Netzentgelte zurückzuführen. Die von Haushaltskunden zu zahlenden Stromnetzentgelte haben sich von 2016 auf 2017 im Mittel um fast neun Prozent erhöht, bei stark abweichenden Entwicklungen nach oben und unten in einzelnen Netzen. Der dauerhafte Trend zur Steigerung der Netzentgelte wird aber voraussichtlich durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetz zumindest vorübergehend gestoppt.

Auch auf den Gasmärkten ist eine kontinuierliche Verbesserung der Wettbewerbsbedingungen zu beobachten. Im Jahr 2016 hat sich die Liquidität im Erdgasgroßhandel insgesamt deutlich erhöht, ferner waren gegenüber dem Vorjahr erneut signifikant niedrigere Gasgroßhandelspreise zu verzeichnen. Der Grad der Marktkonzentration auf den beiden größten Gaseinzelhandelsmärkten liegt deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung und ist im Vergleich zu den Vorjahren deutlich zurückgegangen. Die Gasendkundenpreise sind zum 1. April 2017 sowohl für Haushaltskunden als auch für Nicht-Haushaltskunden im Vergleich zum Vorjahr im Durchschnitt erneut leicht gesunken, so dass sich der Trend zu sinkenden Gasletztverbraucherpreisen fortsetzt.

Die Zahl der Haushaltskunden, die ihren Strom- oder Gaslieferanten gewechselt haben, ist abermals stark gestiegen und erreicht den höchsten Wert seit Beginn der Liberalisierung. Im Strombereich steigt die Lieferantenwechselquote bei den Nicht-Haushaltskunden ebenfalls auf den höchsten Wert. Dazu beigetragen hat auch, dass sich die Anbietervielfalt nochmals erhöht hat.

Die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt werden die Entwicklung der Strom- und Gasmärkte in Deutschland weiterhin aufmerksam begleiten und in ihren jeweiligen Aufgabenbereichen mitgestalten. Die Daten in diesem Bericht zeigen, dass dieses Bemühen erfolgreich ist, die Märkte sind in Sachen Wettbewerb auf gutem Wege.

Jochen Homann
Präsident der
Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Andreas Mundt
Präsident des Bundeskartellamtes

Kernaussagen

Erzeugung

Die Nettostromerzeugung in Deutschland stieg im Jahr 2016 mit 600,3 TWh gegenüber dem Jahr 2015 mit 594,3 TWh um 6,0 TWh an. Erdgaskraftwerke erzeugten dabei nach Jahren mit rückläufigen Erzeugungsmengen deutlich mehr Strom als noch im Jahr 2015 (+37,7 Prozent) und damit in etwa so viel Strom wie im Jahr 2012. Bei nahezu allen anderen nicht erneuerbaren Energieträgern war die Erzeugung gegenüber 2015 rückläufig.

Der Erzeugungsbereich war im Jahr 2016 durch einen weiteren Kapazitätszuwachs der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. So waren Ende 2016 im Umfang von 6,7 GW mehr Erneuerbare Energien installiert als noch 2015. Insgesamt stiegen damit die Erzeugungskapazitäten im Jahr 2016 auf 212,0 GW an (2015: 204,9 GW). Hiervon sind 107,5 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 104,5 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen.

Die Marktmacht der größten Stromerzeugungsunternehmen bei der konventionellen Stromerzeugung (Stromerzeugung ohne Zahlungsanspruch nach dem EEG) hat in den letzten Jahren deutlich abgenommen. War der kumulierte Marktanteil der seinerzeit vier größten Stromerzeuger auf dem deutschen-österreichischen Stromerstabsatzmarkt bereits in den Jahren von 2010 bis 2015 von 72,8 Prozent auf 69,2 Prozent rückläufig, ist der Grad der Marktkonzentration im Jahr 2016 nochmals geringer geworden. Wesentlicher Grund ist der Verkauf der Braunkohleaktivitäten der Vattenfall an LEAG und die damit verbundene Verschiebung der Marktanteile, so dass sich der für das Jahr 2016 ermittelte kumulierte Marktanteil von 69,4 Prozent nunmehr auf fünf große, voneinander unabhängige Anbieter verteilt. Wird im Hinblick auf die künftige Gebotszonentrennung nur der deutsche Stromerstabsatzmarkt betrachtet, so beläuft sich der kumulierte Marktanteil der fünf größten Anbieter auf 76,5 Prozent (2015: 76,2 Prozent bezogen auf die vier größten Anbieter). Auch bei dieser Marktabgrenzung hat sich der Grad der Marktkonzentration somit verringert.

Versorgungsunterbrechungen Strom

Im Jahr 2016 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 12,80 Minuten und somit unter dem Mittelwert der vergangenen zehn Jahre (Mittelwert 2006 bis 2015: 15,87 Minuten). Die Versorgungsqualität hält sich somit im Kalenderjahr 2016 auf konstant hohem Niveau.

Entwicklung Erneuerbarer Energien

Der Zuwachs der Erneuerbaren Energien von 6,7 GW geht insbesondere auf den weiter voranschreitenden Ausbau von Windenergieanlagen an Land zurück. Hier lag der Zuwachs gegenüber 2015 bei 4,2 GW. Im Bereich Solare Strahlungsenergie stieg die Leistung um 1,5 GW weiter an, für Windenergieanlagen auf See um 0,8 GW.

Trotz des weiter voranschreitenden Zubaus war die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land aufgrund eines verhältnismäßig windarmen Jahres 2016 gegenüber 2015 rückläufig (-6,5 Prozent). Auch die Stromerzeugung aus Solarenergie war gegenüber 2015 leicht rückläufig (-2,1 Prozent). Zugenommen hat die Stromerzeugung aus Windenergie auf See mit einem Anstieg um 3,9 TWh (48,1 Prozent). Die gesamte

Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien blieb damit erstmalig weitestgehend konstant (+0,2 Prozent). Der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch betrug damit 31,2 Prozent im Jahr 2016. Die Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien haben im Jahr 2016 durchschnittlich 15,1 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG erhalten.

Im Rahmen von insgesamt 13 Ausschreibungen (neun für Solaranlagen, zwei für Windanlagen an Land, eine für Windanlagen auf See und eine für Biomasseanlagen) wurde das neue Instrument zur Ermittlung der Höhe des Zahlungsanspruchs für Erneuerbare-Energien-Anlagen eingeführt.

Redispatch und Einspeisemanagement

Im Jahr 2016 betrug die durch Redispatch bedingte Einspeisereduzierung 6.256 GWh und die Einspeiseerhöhung 5.219 GWh (in Summe 11.475 GWh (2015: 15.436 GWh)). Der Anteil, der durch Redispatch verursachten Absenkungen belief sich damit auf 1,5 Prozent (Vorjahr: 1,9 Prozent) bezogen auf die Gesamterzeugung aus Nicht-Erneuerbaren Energieträgern.

Beim Einspeisemanagement ist die Menge der Ausfallarbeit ebenfalls zurückgegangen. Sie lag im Jahr 2016 bei 3.743 GWh (2015: 4.722 GWh). Die Summe der im Jahr 2016 ausgezahlten Entschädigungen - für 2016 und die Vorjahre - beträgt rund 643 Mio. Euro (2015: 315 Mio. Euro). Die geschätzten Entschädigungsansprüche für das Jahr 2016 belaufen sich auf 373 Mio. Euro (2015: 478 Mio. Euro).

Ein bestimmender Faktor für den Rückgang von Redispatch und Einspeisemanagement war das vergleichsweise schwache Windjahr 2016. Generell lässt sich aus einer Einzeljahresbetrachtung kein allgemeiner Trend über das Aufkommen der Maßnahmen ableiten.

Netzentgelte Strom

Nach einer Stabilisierung in den Jahren 2013-2015 zeichnet sich gegenwärtig eine Steigerung im Bereich der Haushaltskunden ab. Die durchschnittlichen Netzentgelte sind im Zeitraum 1. April 2016 bis 1. April 2017 um etwa neun Prozent auf 7,30 ct/kWh gestiegen. Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden sind die Netzentgelte ebenfalls gestiegen: Im Bereich der Gewerbekunden sind die Netzentgelte um fast sechs Prozent auf 6,19 ct/kWh gestiegen. Bei Kunden, die einen Energieverbrauch von 24 GWh pro Jahr (Industriekunden) aufweisen, sind die Netzentgelte um gut zehn Prozent auf 2,26 ct/ kWh angestiegen.

Stromgroßhandel

Die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte ist im Jahr 2016 auf das höchste Niveau seit Erfassung gestiegen. Sowohl im börslichen Terminhandel als auch die über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichnen erhebliche Volumenzuwächse. Beim Spotmarkt ist hingegen ein Rückgang zu verzeichnen.

Die durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise sind im Jahr 2016 weiter gesunken. Im Vergleich zum Vorjahr verringerten sich die durchschnittlichen Spotmarktpreise (Base) an der EPEX SPOT um rund 8 Prozent auf 28,98 Euro/MWh – den niedrigsten Wert seit dem Jahr 2007. Die Terminkontrakte (Phelix-Base-Year-Future) für das Folgejahr notierten mit 26,58 Euro/MWh im Durchschnitt um rund 14 Prozent niedriger als im Vorjahr - bei einem ausgeprägten Tiefpunkt Mitte Februar 2016 und einem Anstieg des Preises zum Jahresende. Die EEX hat im Hinblick auf die geplante Aufspaltung der deutsch-österreichischen Gebotszone den Handel mit getrennten Stromfutures für Deutschland und für Österreich gestartet.

Einzelhandel Strom

Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf den beiden größten Stromeinzelhandelsmärkten inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist. Der kumulierte Marktanteil der vier absatzstärksten Anbieter ist gegenüber dem Vorjahr weiter gesunken und beträgt auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Stromkunden (RLM-Kunden) rund 28 Prozent und auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von nicht-leistungsgemessenen Stromkunden (SLP-Kunden) im Rahmen von Sonderverträgen 34 Prozent.

Die Entwicklung auf dem Einzelhandelsmarkt gestaltet sich weiterhin sehr positiv. Mehr als 4,6 Mio. Haushaltskunden haben im Jahr 2016 ihren Stromlieferanten gewechselt. Dies ist der höchste Wert seit Beginn der Liberalisierung. Hinzu kommen rund 2,4 Mio. Vertragswechsel. Zudem hat sich die Anbietervielfalt auf dem Markt nochmals erhöht. Haushaltskunden können durchschnittlich zwischen 112 verschiedenen Lieferanten wählen. Zugleich hat die Zahl der Stromsperren abgenommen. Im Jahr 2016 wurden insgesamt etwa 328.000 Sperrungen gemeldet, was einem Rückgang um rund 31.000 im Vergleich zu 2015 entspricht.

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden sind seit dem Jahr 2009 in etwa konstante Lieferantenwechselquoten festzustellen. Im Jahr 2016 lag die Wechselquote bezogen auf Nicht-Haushaltskunden mit über 10 MWh Jahresverbrauch bei 12,7 Prozent (2015: 12,6 Prozent).

Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt und ohne Reduktionsmöglichkeiten) für Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh in Höhe von 14,90 ct/kWh liegt um 0,69 ct/kWh über dem Mittelwert aus dem Vorjahr – maßgeblichen Anteil an der Steigerung haben hier sowohl die Netzentgelte als auch die gesetzlichen Umlagen. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) für Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh liegt im April 2017 bei 21,70 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 0,50 ct/kWh angestiegen. Zu dieser Erhöhung tragen maßgeblich sowohl die Steigung der Umlagen als auch der Netzentgelte bei.

Der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden zum 1. April 2017 ist im Vergleich zum Vorjahr stabil geblieben. Trotz der Steigerung der Preisbestandteile Netzentgelte und EEG-Umlage hat der Rückgang der Energiekomponente um fast 13 Prozent einen weiteren Anstieg des Gesamtpreises verhindert. Dies kann unter anderem auf die gestiegenen Lieferantenwechselzahlen und den seit 2011 anhaltenden Rückgang des Großhandelspreises zurückgeführt werden. Gegenüber dem Jahr 2016 ist der mengengewichtete Durchschnittspreis über alle Vertragskategorien für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh unwesentlich um 0,06 ct/kWh auf 29,86 ct/kWh (inkl. USt) gestiegen und somit stabil. Dabei machen Steuern, Abgaben, Netzentgelte und Umlagen in Deutschland rund 78 Prozent des Gesamtpreises aus.

Heizstrom

Die Heizstrompreise befinden sich leicht über dem Niveau des Jahres 2016. So liegt der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung zum 1. April 2017 im arithmetischen Mittel bei 20,94 ct/kWh (inkl. USt), was leicht über dem Vorjahresniveau von 20,59 ct/kWh liegt. Der Gesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpe liegt im arithmetischen Mittel bei 21,65 ct/kWh (inkl. USt), d. h. etwa 0,7 ct/kWh höher als bei Nachtspeichern und damit auf dem Vorjahresniveau.

Nachdem es im Heizstrombereich über viele Jahre kaum Lieferantenwechsel gab, ist nun eine kontinuierliche Zunahme der Wechselaktivitäten – wenn auch auf niedrigem Niveau - zu verzeichnen. Dies dokumentiert eine Wettbewerbsbelebung. Gleichwohl liegen die Wechselquoten im Heizstrombereich noch weit unter den Wechselquoten bei Haushaltsstrom und bei Nicht-Haushaltskunden. Die Lieferantenwechselquote beträgt für das Jahr 2016 rund vier Prozent.

Im- und Export Strom

Auch im Jahr 2016 lagen die Stromexporte in Deutschland über den Stromimporten. Zwar ist das Handelsvolumen insgesamt von 84,9 TWh (2015) auf 78,1 TWh zurückgegangen, der deutsche Exportsaldo stieg jedoch von vormals 51,0 TWh in 2015 auf 51,9 TWh in 2016 nochmals leicht an.

Im- und Export Gas

Die Import- und Exportmengen von Gas sind im Vergleich zu 2015 gestiegen. Die Importmenge von Gas nach Deutschland ist von 1.537 TWh auf 1.626 TWh um rund 89 TWh, ca. sechs Prozent, gestiegen. Auch der Export von Gas ist in 2016 gestiegen. Betrug er 746,3 TWh in 2015, so wurden 770 TWh im Jahr 2016 exportiert. Dies sind rund 24 TWh, bzw. drei Prozent mehr.

Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland geliefertes Gas sind nach wie vor Russland (Nord-Stream) mit 28 Prozent sowie Norwegen (19 Prozent) und die Niederlande (16 Prozent). Die Exporte flossen im Wesentlichen nach Tschechien (46 Prozent), in die Niederlande (18 Prozent) sowie in die Schweiz (12 Prozent).

Versorgungsunterbrechungen Gas

Im Jahr 2016 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 1,03 Minuten pro Jahr. Die Zuverlässigkeit der Gasversorgung liegt weiterhin bei 99,999 Prozent.

Marktraumumstellung

Die Umstellung der deutschen L-Gasnetze auf eine H-Gas-Versorgung ist im Jahr 2015 mit der Umstellung von Schneverdingen erfolgreich gestartet und hat sich in 2016 in den Netzen der Stadtwerke Böhmetal, Hilter, Rees, Nienburg/Weser, Gasversorgung Grafschaft Hoya, Gelsenwasser Energienetze (Isselburg, Landesbergen-Brokeloh), Stadtnetze Neustadt am Rübenberge, Achim sowie in Teilbereichen der wesernetz in Bremen erfolgreich fortgesetzt. Bis zum Ende des Jahres 2017 werden insgesamt rund 114.000 Geräte angepasst sein.

Die voraussichtlichen geplanten Kosten der Marktraumumstellung beliefen sich im Marktgebiet NetConnect Germany für das Jahr 2016 auf 5,5 Mio. Euro. In dem Marktgebiet Gaspool beliefen sich die geplanten Kosten für das Jahr 2016 auf rund 18 Mio. Euro.

Gasspeicher

Der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist relativ stark konzentriert, wenngleich die Konzentration im Vergleich zum Vorjahr zurückgegangen ist. Der aggregierte Marktanteil der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum Ende des Jahres 2016 rund 68,2 Prozent (2015: 73,3 Prozent) und ist damit merklich gesunken.

Die Einspeicherung begann in diesem Speicherjahr eher verhalten. Ein Grund dafür waren u. a. die Preise für Erdgas in diesem Zeitraum. Am 1. Oktober 2017 zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2017/2018 betrug der Gesamtfüllstand der deutschen Gasspeicher rund 85 Prozent (2016: 95 Prozent). Damit hat sich die

preisgetriebene hohe Befüllung des letzten Jahres nicht wiederholt, der Füllstand lag zum Stichtag 1. November 2017 bei über 92 Prozent.

Erdgasgroßhandel

Im Jahr 2016 hat sich die Liquidität im Erdgasgroßhandel insgesamt deutlich erhöht. Im brokervermittelten, bilateralen Großhandel ist 2016 wieder eine Volumenzunahme um rund 17 Prozent zu verzeichnen. Das Volumen des börslichen Gashandels ist sogar um 69 Prozent gestiegen.

Das Jahr 2016 war erneut von deutlich niedrigeren Gasgroßhandelspreisen geprägt. Die verschiedenen Preisindizes zeigen einen Rückgang von 25 Prozent bis 31 Prozent im Vergleich zum Vorjahr.

Einzelhandel Gas

Die Marktkonzentration auf den beiden größten Gaseinzelhandelsmärkten liegt deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung. Erstmalig wurde im Monitoringbericht 2017 die Marktkonzentration der vier (statt wie im Vorjahr drei) absatzstärksten Unternehmen im Gasendkundenmarkt betrachtet, da es mittlerweile einen weiteren Anbieter mit einem beachtenswerten Marktanteil gibt. Der aggregierte Marktanteil der nunmehr vier absatzstärksten Unternehmen beträgt für das Jahr 2016 rund 25 Prozent bei SLP-Vertragskunden und rund 28 Prozent bei RLM- Kunden. In beiden Bereichen ist vor diesem Hintergrund ein Rückgang der Marktkonzentration festzustellen, da nunmehr auf die vier – statt bisher drei – absatzstärksten Unternehmen ein etwas höherer (SLP-Kunden) bzw. in etwa der gleiche kumulierte Marktanteil (RLM-Kunden) wie im Vorjahr entfällt.

Die Entwicklung auf dem Gaseinzelhandelsmarkt gestaltet sich weiterhin sehr positiv. Mehr als 1,5 Mio. Haushaltskunden haben im Jahr 2016 ihren Gaslieferanten gewechselt, was einen deutlichen Anstieg um gut 34 Prozent im Vergleich zu 2015 bedeutet. Damit wurde im Gasbereich ein absoluter Höchststand seit der Liberalisierung erreicht. Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden betrug die mengenbezogene Wechselquote 2016 etwas über elf Prozent (Vorjahr: knapp zwölf Prozent). Hinzukommen rund 780.000 Vertragswechsel in 2016. Zudem hat sich die Anbietervielfalt auf dem Markt nochmals deutlich erhöht. Haushaltskunden können durchschnittlich zwischen 90 verschiedenen Lieferanten wählen. Zugleich hat die Zahl der Gassperren abgenommen. Im Jahr 2016 wurden insgesamt etwa 40.000 Sperrungen gemeldet, was einem Rückgang um rund 5.000 entspricht im Vergleich zu 2015.

Der Trend zu spürbar sinkenden Gasletztverbraucherpreisen setzt sich fort. Die Preise für einen typischen Industriekunden sind weiter zurückgegangen. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) in Höhe von 2,69 ct/kWh ist um 0,08 ct/kWh gefallen und liegt damit geringfügig (d.h. rund drei Prozent) unter dem Vorjahreswert von 2,77 ct/kWh. Der mittlere Gaspreis für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr liegt somit auf dem niedrigsten Niveau seit Beginn der Preiserhebungen im Energie-Monitoring (1. April 2008).

Die Preise für einen typischen Gewerbekunden sind ebenfalls deutlich gesunken. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) in Höhe von 4,50 ct/kWh liegt um 0,27 ct/kWh, also rund fünf Prozent unter dem Vorjahreswert.

Die Gaspreise für Haushaltskunden zum 1. April 2017 sind im Vergleich zum Vorjahr zurückgegangen. Der Hauptgrund war dafür der signifikante Rückgang der Beschaffungskosten, welche sich im Preisbestandteil „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ widerspiegeln. Gegenüber dem Jahr 2016 ist der mengengewichtete

Durchschnittspreis über alle Vertragskategorien für Haushaltskunden mit einem Durchschnittsverbrauch um sechs Prozent bzw. 0,40 ct/kWh auf 6,15 ct/kWh (inkl. USt) gesunken. Dabei machen Steuern, Abgaben und Netzentgelte in Deutschland rund 50 Prozent des Gesamtgaspreises aus.

Inhaltsverzeichnis

I ELEKTRIZITÄTSMARKT 21

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten 22

1. Zusammenfassung 22
1.1 Erzeugung und Versorgungssicherheit 22
1.2 Grenzüberschreitender Handel 24
1.3 Netze 24
1.3.1 Netzausbau 24
1.3.2 Investitionen 25
1.3.3 Netz- und Systemsicherheit und Systemstabilität 25
1.3.4 Netzentgelte 26
1.4 Systemdienstleistungen 27
1.5 Großhandel 27
1.6 Einzelhandel 28
1.7 Digitalisierung des Mess- und Zählwesens 32

2. Netzübersicht 32

3. Marktkonzentration 38
3.1 Stromerzeugung und Stromerstabsatz 41
3.2 Stromendkundenmärkte 45

B Erzeugung 48

1. Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches 48
1.1 Nettostromerzeugung 2016 48
1.2 CO_2-Emissionen der Stromerzeugung 2016 50
1.3 Kraftwerksbestand in Deutschland 51
1.4 Kraftwerksbestand je Bundesland 55
1.5 Kraftwerke außerhalb des Strommarktes 58
1.6 Entwicklung der Erzeugungskapazitäten nicht erneuerbarer Energieträger 60
1.6.1 Kraftwerkszubau 60
1.6.2 Kraftwerksstilllegungen 61

2. Entwicklung Erneuerbare Energien 64
2.1 Entwicklung Erneuerbarer Energien (mit Zahlungsanspruch nach dem EEG) 64
2.1.1 Installierte Leistung 65
2.1.2 Eingespeiste Jahresarbeit 68
2.1.3 Entwicklung der Vermarktungsform 71
2.2 Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG 73
2.2.1 Gesamtbetrachtung der Zahlungen nach dem EEG 73
2.2.2 Entwicklung der EEG-Umlage 76
2.2.3 Absenkung der anzulegenden Werte 76
2.3 Ausschreibungen 78
2.3.1 Ausschreibungen für Solaranlagen 78
2.3.2 Ausschreibungen für Windenenergieanlagen an Land 82
2.3.3 Weitere Ausschreibungen [geöffnete Ausschreibung, Wind auf See , Biomasse, KWK] 85

3. Mindesterzeugung 86

C Netze 89

1. Aktueller Stand Netzausbau 89
1.1 Monitoring Energieleitungsausbaugesetz 89
1.2 Monitoring Bundesbedarfsplan 89
1.3 Stand Netzentwicklungsplan Strom 92

1.4 Stand Offshore-Netzentwicklungsplan ... 92

2. Ausbau im Verteilernetz ... 94
2.1 Optimierung, Verstärkung und Ausbau im Verteilernetz ... 94
2.2 Netzausbaubedarf ... 96
2.2.1 Netzausbaubedarf der Hochspannungsnetzbetreiber ... 96
2.2.2 Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen) ... 96

3. Investitionen ... 98
3.1 Investitionen und Aufwendungen Übertragungsnetzbetreiber ... 98
3.2 Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber Strom ... 100
3.3 Investitionen und Anreizregulierung ... 102

4. Versorgungsstörungen Strom ... 102

5. Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen ... 104
5.1 Redispatchentwicklung ... 105
5.1.1 Gesamt-Redispatch Kalenderjahr 2016 ... 106
5.1.2 Strombedingter Redispatch Kalenderjahr 2016 ... 107
5.1.3 Spannungsbedingter Redispatch Gesamtjahr 2016 ... 112
5.2 Einsatz der Netzreservekraftwerke ... 113
5.3 Einspeisemanagementmaßnahmen und Entschädigungen ... 114
5.3.1 Entwicklung der Ausfallarbeit ... 115
5.3.2 Entwicklung der Entschädigungsansprüche und -zahlungen ... 118
5.4 Anpassungsmaßnahmen ... 121
5.5 Steinkohlebevorratung süddeutscher Kraftwerke ... 122

6. Netzentgelte ... 124
6.1 Ermittlung der Netzentgelte ... 124
6.2 Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland ... 126
6.3 Regionale Verteilung der Netzentgelte ... 128
6.4 Erweiterungsfaktor Strom ... 135
6.5 Vermiedene Netzentgelte ... 136
6.6 Kosten der Nachrüstung von EEG-Anlagen gemäß Systemstabilitätsverordnung ... 138
6.7 Netzübergänge Strom ... 139
6.8 Individuelle Netzentgelte § 19 Abs. 2 StromNEV ... 140
6.9 Sonderformen der Netznutzung für Stromspeicherung ... 142
6.10 Steuerbare Verbrauchseinrichtungen ... 142

D Systemdienstleistungen ... 146

1. Kosten der Systemdienstleistungen ... 146

2. Regelenergie ... 149
2.1 Ausschreibungen für Regelleistung ... 150
2.2 Einsatz von Regelleistung ... 155
2.3 Ausgleichsenergiepreise ... 159

3. Untertägige Fahrplanänderungen ... 162

4. Europäische Entwicklungen im Bereich Regelenergie ... 162
4.1 Internationale Erweiterung des Netzregelverbunds ... 162
4.2 SRL-Kooperation zwischen Deutschland und Österreich ... 163

5. Abschaltbare Lasten ... 163
5.1 Entwicklung der Ausschreibungen abschaltbarer Lasten durch die Betreiber von Übertragungsnetzen ... 163
5.2 Präqualifizierte Leistung ... 164
5.3 Abrufe abschaltbarer Lasten ... 164
5.4 Kosten für Abschaltenergie ... 165

E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration ... 166

1. Mittlere verfügbare Übertragungskapazität ... 166

2. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Verbundaustauschfahrpläne ... 171

3. Ungeplante Flüsse ... 177

4. Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse ... 180

5. Marktkopplung der europäischen Stromgroßhandelsmärkte ... 181

6. Lastflussbasierte Kapazitätsallokation ... 181

7. Sachstand zu Europäischen Verordnungen im Strombereich ... 182
7.1 Early Implementation Cross Border Intraday Project ... 183
7.2 Early Implementation Bidding Zone Review ... 183

F Großhandel ... 185

1. Börslicher Großhandel ... 185
1.1 Spotmärkte ... 187
1.1.1 Handelsvolumina ... 188
1.1.2 Anzahl der aktiven Teilnehmer ... 189
1.1.3 Preisabhängigkeit der Gebote ... 190
1.1.4 Preisniveau ... 191
1.1.5 Preisstreuung ... 193
1.2 Terminmärkte ... 196
1.2.1 Handelsvolumen ... 196
1.2.2 Preisniveau ... 198
1.3 Anteile verschiedener Börsenteilnehmer am Handelsvolumen ... 199
1.3.1 Anteil der Market Maker ... 199
1.3.2 Anteil der Übertragungsnetzbetreiber ... 200
1.3.3 Anteil der umsatzstärksten Teilnehmer ... 200
1.3.4 Verteilung des Handelsvolumens nach börslicher Teilnehmerklassifizierung ... 202

2. Bilateraler Großhandel ... 203
2.1 Brokerplattformen ... 203
2.2 OTC-Clearing ... 204

G Einzelhandel ... 208

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl ... 208

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel ... 211
2.1 Nicht-Haushaltskunden ... 212
2.1.1 Vertragsstruktur ... 212
2.1.2 Lieferantenwechsel ... 214
2.2 Haushaltskunden ... 215
2.2.1 Vertragsstruktur ... 215
2.2.2 Vertragswechsel ... 216
2.2.3 Lieferantenwechsel ... 217

3. Stromsperrungen, Bargeld- oder Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen ... 219
3.1 Stromsperrungen ... 219
3.2 Bargeld- und Chipkartenzähler ... 222
3.3 Tarife, Abrechnungen und Kündigungen ... 223

4. Preisniveau ... 224
4.1 Nicht-Haushaltskunden ... 225
4.2 Haushaltskunden ... 230
4.2.1 Über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Preisniveau für Haushaltskunden (Band III). 230
4.2.2 Haushaltskundenpreise nach Abnahmebändern ... 237

5. Heizstrom ... 245
5.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel ... 245
5.2 Preisniveau ... 248

6. Ökostromsegment ... 251

7. Europäischer Strompreisvergleich ... 255
7.1 Nicht-Haushaltskunden ... 256
7.2 Haushaltskunden ... 258

H Mess- und Zählwesen ... 261

1. Digitalisierung des Mess- und Zählwesens ... 261
2. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber ... 262
3. Anforderungen i.S.d. § 29 ff. MsbG ... 263
4. Ausgestaltung des Messstellenbetriebs ... 265
5. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden ... 271
6. Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung ... 273
7. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen ... 275
8. Endverbraucherpreise für Messeinrichtungen ... 276

II GASMARKT ... 279

A Entwicklungen auf den Gasmärkten ... 280

1. Zusammenfassung ... 280
1.1 Förderung, Im- & Export sowie Speicher ... 280
1.2 Netze ... 281
1.3 Großhandel ... 283
1.4 Einzelhandel ... 283
2. Netzübersicht ... 287
3. Marktkonzentration ... 294
3.1 Erdgasspeicher ... 294
3.2 Gasendkundenmärkte ... 296

B Aufkommen von Gas ... 298

1. Förderung von Erdgas in Deutschland ... 298
2. Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas ... 299
3. Biogas ... 302

C Netze ... 304

1. Netzausbau ... 304
1.1 Netzentwicklungsplan Gas ... 304
1.2 Umsetzungsbericht 2017 ... 305
2. Investitionen ... 308
2.1 Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur Fernleitungsnetzbetreiber ... 308
2.2 Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur Verteilernetzbetreiber Gas ... 309
2.3 Investitionen und Anreizregulierung ... 311
3. Kapazitätsangebot und Vermarktung ... 312
3.1 Angebot von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten ... 312
3.2 Kapazitätskündigungen ... 314
3.3 Unterbrechbare Kapazitäten ... 314
3.4 Interne Bestellung ... 317
4. Versorgungsstörungen Gas ... 318
5. Netzentgelte ... 320
5.1 Ermittlung der Netzentgelte Gas ... 320
5.2 Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland ... 321

5.3 Regionale Verteilung der Netzentgelte ... 322
5.4 Erweiterungsfaktor nach § 10 Anreizregulierungsverordnung ... 329
5.5 Regulierungskonto nach § 5 Anreizregulierungsverordnung ... 329
5.6 Netzübergänge gemäß § 26 Abs. 2 ARegV ... 329
5.7 Horizontale Kostenwälzung ... 330
5.8 Vorbereitung zur Kostenprüfung und zu den Effizienzvergleichen ... 330
5.9 Missbrauchsverfahren nach § 30 EnWG ... 331

D Regelenergie und Bilanzierung ... 332

1. Regel- und Ausgleichsenergie ... 332

2. Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage, Bilanzierungsumlagen (ab dem 1. Oktober 2015) ... 337

3. Standardlastprofile ... 339

E Marktraumumstellung ... 341

F Großhandel ... 347

1. Börslicher Großhandel ... 347

2. Bilateraler Großhandel ... 350
2.1 Brokerplattformen ... 350
2.2 Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten ... 352

3. Großhandelspreise ... 354

G Einzelhandel ... 358

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl ... 358

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel ... 361
2.1 Nicht-Haushaltskunden ... 363
2.1.1 Vertragsstruktur ... 363
2.1.2 Lieferantenwechsel ... 364
2.2 Haushaltskunden ... 366
2.2.1 Vertragsstruktur ... 366
2.2.2 Vertragswechsel ... 371
2.2.3 Lieferantenwechsel ... 372

3. Gassperrungen und Kündigungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, abweichende Abrechnung 375
3.1 Gassperrungen und Kündigungen ... 375
3.2 Bargeld- oder Chipkartenzähler ... 380
3.3 Abweichende Abrechnung ... 380

4. Preisniveau ... 381
4.1 Nicht-Haushaltskunden ... 382
4.2 Haushaltskunden ... 387
4.2.1 Über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Preisniveau für Haushaltskunden (Band II) .. 388
4.2.2 Haushaltskundepreise nach Abnahmebändern ... 390

5. Europäischer Gaspreisvergleich ... 404
5.1 Nicht-Haushaltskunden´ ... 404
5.2 Haushaltskunden ... 405

H Speicher ... 407

1. Zugang zu Untertagespeicheranlagen ... 407

2. Nutzung der Untertagespeicheranlagen für Gewinnungstätigkeit ... 409

3. Nutzung der Untertagespeicheranlagen Kundenentwicklung ... 409

4. Kapazitätsentwicklung ... 410

I Mess- und Zählwesen **412**

1. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber 412
2. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden 413
3. Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung 414
4. Anbindbarkeit von Messeinrichtungen für Gas i. S. d. § 20 Abs. 1 MsbG 415
5. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen 415

III VERBRAUCHER **419**

1. Verbraucherservice und Verbraucherschutz 420
2. Marktentwicklung Energielieferanten 420
3. Lieferantenwechselprozess 421
4. Verbraucherpreis 423
4.1 Strompreis 423
4.2 Gaspreis 425
5. Neue Entwicklungen für Verbraucher 426
5.1 Umstellung von L- auf H-Gas 426
5.2 Smart Meter - Einführung intelligenter Messsysteme 427
5.3 Elektromobilität / Ladesäulen 429
5.4 Stromspeicher in Haushalten 434

IV ÜBERGREIFENDE THEMEN **437**

A Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas **438**

B Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur **439**

1. Aufgaben nach REMIT 439
1.1 Registrierte Marktteilnehmer 439
1.2 Verfolgung von Verstößen 439
2. SMARD - mehr Transparenz am Strommarkt 441

C Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes **443**

1. Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich der Stromerzeugung 443
2. Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen: Vergabe von Stromnetzkonzessionen 444
3. Missbrauchsverfahren Heizstrom 444
4. Sektoruntersuchung: Ablesedienste von Heiz- und Wasserkosten (Submetering) 445

VERZEICHNISSE **449**

Verzeichnis Autorenschaft **450**

Gemeinsame Textteile 450

Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen) 450

Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen) 451

Abbildungsverzeichnis **453**

Tabellenverzeichnis **462**

Abkürzungsverzeichnis **467**

Glossar **472**

Impressum **489**

I Elektrizitätsmarkt

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten

1. Zusammenfassung

1.1 Erzeugung und Versorgungssicherheit

Die deutschlandweite Nettostromerzeugung stieg im Jahr 2016 gegenüber dem Jahr 2015 um 6,0 TWh auf 600,3 TWh an. Die Stromerzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern verzeichnete dabei ein Plus von 5,6 TWh. Stark verändert zeigte sich gegenüber dem Vorjahr die Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken. Diese nahm erstmals seit mehreren Jahren mit rückläufigen Erzeugungsmengen wieder deutlich zu (+18,2 TWh bzw. 37,7 Prozent) und lag damit auf dem Niveau von 2012. Bei nahezu allen anderen nicht erneuerbaren Energieträgern ging die Stromerzeugung hingegen zurück. Kernkraftwerke erzeugten 6,8 TWh weniger Strom als im Jahr 2015 (-8,0 Prozent). Die Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken ging um 2,7 TWh zurück (-2,6 Prozent). Braunkohlekraftwerke erzeugten 2,1 TWh weniger Strom (-1,5 Prozent).

Die Marktmacht der größten Stromerzeugungsunternehmen hat in den letzten Jahren deutlich abgenommen. Belief sich der kumulierte Marktanteil der seinerzeit vier größten Stromerzeuger auf dem Stromerstabsatzmarkt (Stromerzeugung ohne Zahlungsanspruch nach dem EEG) im Jahr 2010 bezogen auf das Marktgebiet Deutschland/ Österreich noch auf 72,8 Prozent, erreichte er im Jahr 2015 nur mehr 69,2 Prozent. Vor dem Hintergrund der Veränderungen auf der Anbieterseite im Jahr 2016 und der damit verbundenen Verschiebungen der Marktanteile – insbesondere durch den Verkauf der Braunkohleaktivitäten der Vattenfall an LEAG – ist im Bereich der Stromerzeugung und des Stromerstabsatzes eine Betrachtung der fünf – statt bisher vier – größten Stromerzeuger geboten. Deren kumulierter Marktanteil auf dem Stromerstabsatzmarkt belief sich im Berichtsjahr auf 69,4 Prozent. Der Grad der Marktkonzentration ist somit insgesamt geringer geworden, da sich die kumulierten Marktanteile auf nunmehr fünf große, voneinander unabhängige Anbieter verteilen. Wird im Hinblick auf die künftige Gebotszonentrennung nur der deutsche Stromerstabsatzmarkt betrachtet, so beläuft sich der kumulierte Marktanteil der fünf größten Anbieter auf 76,5 Prozent (2015: 76,2 Prozent bezogen auf die vier größten Anbieter). Auch bei dieser Marktabgrenzung hat sich der Grad der Marktkonzentration somit verringert.

Über den Rückgang der Marktkonzentration hinaus führen einige weitere Faktoren zu rückläufigen Marktmachttendenzen. Insbesondere wird ein gestiegener Anteil der Stromnachfrage mit der Einspeisung durch Erneuerbare Energien gedeckt, bei denen der kumulierte Marktanteil der größten Stromerzeuger erheblich unter jenem im Bereich der konventionellen Stromerzeugung liegt. Zudem wird zukünftig die Stilllegung der noch betriebenen Atomkraftwerke bis 2022 zu Veränderungen in der Marktstruktur führen.

Der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch betrug 31,2 Prozent im Jahr 2016 und blieb somit auf dem Niveau des Vorjahres (2015: 31,4 Prozent). Anders als in den vergangenen Jahren stieg die Nettostromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien mit 0,4 TWh nur leicht an (0,2 Prozent). Aufgrund des verhältnismäßig windarmen Jahres 2016 war die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land trotz weiter voran schreitenden Zubaus von Windenergieanlagen mit -4,6 TWh rückläufig (-6,5 Prozent). Auch die Stromerzeugung aus Solarenergie war mit -0,7 TWh gegenüber 2015 leicht rückläufig. Am meisten zugenommen hat die Stromerzeugung aus Windenergie auf See mit einem Anstieg um 3,9 TWh (48,1 Prozent). Der starke Anstieg der Stromerzeugung aus Windenergie auf See begründet sich insbesondere damit, dass

zahlreiche Anlagen im Laufe des Jahres 2015 in Betrieb gegangen sind, die erstmals im Jahr 2016 ganzjährig Strom erzeugten (ca. 2.930 Jahresbenutzungsstunden).

Hinsichtlich der installierten Erzeugungsleistung war das Jahr 2016 durch einen weiteren Kapazitätszuwachs der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. Insgesamt betrug der Zuwachs im Bereich der Erneuerbaren Energien 6,7 GW. Im Jahr 2015 betrug der Zuwachs 7,5 GW. Am stärksten nahmen die Erzeugungskapazitäten in den Bereichen Wind (an Land) (4,2 GW) und Solare Strahlungsenergie (1,5 GW) zu. Die nicht erneuerbaren Energieträger (dazu zählen Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukte, Pumpspeicher und sonstige Energieträger) nahmen im Jahr 2016 leicht zu (0,4 GW). Dieser Zuwachs begründet sich insbesondere durch die Inbetriebnahme neuer Erdgaskraftwerke. Die installierten Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) stiegen damit zum Ende 2016 auf 212,0 GW an. Hiervon sind 107,5 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 104,5 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen.

Die installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) in Deutschland betrug 99,7 GW Ende 2016 (2015: 92,9 GW). Dies bedeutet einen Anstieg um rund 6,7 GW (7,2 Prozent). Auf Grundlage des EEG wurden im Jahr 2016 insgesamt 161,5 TWh Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen gefördert. Damit war die Stromerzeugung aus EEG-Anlagen erstmals seit 2003 leicht rückläufig. 2015 lag sie noch bei 161,8 TWh. Trotz der leicht rückläufigen Stromerzeugung blieb die Höhe der Zahlungen nach dem EEG mit insgesamt 24,3 Mrd. Euro und einer Änderungsrate von plus 0,4 Prozent gegenüber 2015 weitestgehend konstant. Dies hängt damit zusammen, dass die verschiedenen Energieträger unterschiedlich hohe Zahlungen nach dem EEG erhalten. Im Jahr 2016 haben Energieträger, die im Durchschnitt niedrigere Zahlungen erhalten im Vergleich zum Jahr 2015 weniger eingespeist, während Energieträger die im Durchschnitt höhere Zahlungen erhalten mehr eingespeist haben. Im Jahr 2016 haben die Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien damit durchschnittlich 15,1 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG[1] erhalten. Im Gegensatz zu den vorherigen Jahren haben im Jahr 2016 zum ersten Mal Anlagenbetreiber die einen Anspruch auf Marktprämie haben, mit 52 Prozent den größeren Anteil der Zahlungen erhalten.

Mit der Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) zum Jahreswechsel 2016/17 fand eine Umstellung der Förderung von ca. 80 Prozent des Zubaus der Erneuerbaren Energien auf eine wettbewerbliche Ermittlung der Höhe der Zahlungen durch energieträgerspezifische Ausschreibungen statt. Diese Anlagen müssen im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens einen Zuschlag erhalten, um Zahlungen nach dem EEG zu erhalten.

Die bisherigen Ausschreibungsrunden für Solaranlagen waren von hohem Wettbewerb geprägt. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert sank dabei in jeder Runde von 9,17 auf zuletzt unter 5 ct/kWh. Auch die beiden bisherigen Ausschreibungsrunden für Windenergieanlagen an Land (Gesamtleistung 1.800 MW) waren deutlich überzeichnet. Bürgerenergiegesellschaften waren in diesen ersten beiden Runden besonders stark vertreten. Im Ergebnis entfallen jeweils über 90 Prozent der Zuschläge auf Bürgerenergiegesellschaften. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert sank von der ersten

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

Runde (5,71 ct/kWh) zur zweiten Runde (4,28 ct/kWh). Bei den Ausschreibungen zur Ermittlung der Zahlungen für Windenergieanlagen auf See im April 2017 haben vier Gebote für eine Gesamtleistung von 1.490 MW einen Zuschlag erhalten. Die Zuschlagswerte liegen zwischen null und sechs ct/kWh. Für Biomasseanlagen lag das Gebotsvolumen von 40.912 kW deutlich unter dem Ausschreibungsvolumen von 122.446 kW. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert aller Gebote lag bei 14,30 ct/kWh. Bei einer ersten gemeinsamen Ausschreibung für PV Freiflächenanlagen für die Länder Deutschland und Dänemark, gingen sämtliche Zuschläge an Projekte in Dänemark.

Im Jahr 2016 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 12,80 Minuten und somit unter dem Mittelwert der vergangenen zehn Jahre (Mittelwert 2006 bis 2015: 15,87 Minuten). Die Versorgungsqualität hält sich somit im Kalenderjahr 2016 auf konstant hohem Niveau.

1.2 Grenzüberschreitender Handel

Auch im Jahr 2016 lagen die Stromexporte über den Stromimporten. Zwar ist das Handelsvolumen insgesamt zurückgegangen, dennoch bildet Deutschland die zentrale Drehscheibe des europäischen Stromhandels und ist ein wichtiger Akteur im zentralen Verbundsystem. Die mittlere verfügbare Übertragungskapazität zu den angrenzenden Ländern blieb im Jahr 2016 weitgehend stabil.

Das im Jahr 2016 insgesamt über die Grenzen gehandelte Stromvolumen ist von 84,9 TWh (2015) auf 78,1 TWh gesunken. Dies bedeutet eine Verringerung um 8 Prozent. In dieser Summe spiegelt sich ein Rückgang der Importe von 16,9 TWh (2015) auf 13,1 TWh (minus 22,6 Prozent) wider, während die Exporte von 68 TWh (2015) auf 65 TWh (minus 4,4 Prozent) ebenfalls sanken. Im Ergebnis resultiert ein leichter Anstieg des deutschen Exportsaldos von vormals 51,0 TWh in 2015 auf 51,9 TWh in 2016. Dies entspricht einem Plus von 1,6 Prozent.

1.3 Netze

1.3.1 Netzausbau

Von den insgesamt erforderlichen rund 1.800 Leitungskilometern nach EnLAG sind – unter Berücksichtigung des dritten Quartalsberichts 2017 – bislang rund 1000 Kilometer genehmigt und davon 750 Kilometer realisiert (dies entspricht rund 40 Prozent der Gesamtlänge). Weitere rund 600 km befinden sich in laufenden Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) rechnen mit der Fertigstellung von etwa 80 Prozent der EnLAG-Leitungskilometer bis zum Jahre 2020. Noch keines der Vorhaben mit Pilotstrecken für Erdkabel ist vollständig in Betrieb. Es läuft aktuell der Testbetrieb für das erste 380-kV-Erdkabel-Pilotprojekt in der Gemeinde Raesfeld.

Parallel zum Monitoring der EnLAG-Vorhaben, veröffentlicht die Bundesnetzagentur quartalsmäßig die Stände der Ausbauvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG). Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem Bundesbedarfsplangesetz ergeben, liegt aktuell bei etwa 5.900 km. Hiervon sind zum dritten Quartal 2017 rund 450 km genehmigt und davon rund 150 km realisiert. Weitere rund 2.400 km befinden sich im Bundesfachplanungsverfahren in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur und für rund 600 km sind Raumordnungs- und Planfeststellunganträge bei den Länderbehörden gestellt worden.

1.3.2 Investitionen

In 2016 wurden von den vier deutschen ÜNB insgesamt 2.439 Mio. Euro (2015: 2.358 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen (beides handelsrechtliche Werte[2]) in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Dabei sind die Investitionen für Neubau/ Ausbau/ Erweiterung geringfügig von 1.672 Mio. (2015) auf 1.636 Mio. Euro im Jahr 2016 zurückgegangen. Die Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber (VNB) sind von 6.845 Mio. Euro (2015) auf 7.157 Mio. Euro (2016) gestiegen. Die Anzahl der VNB, die Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau ihrer Netze durchführen, hat sich zum Stichtag 1. April 2017 abermals erhöht.

1.3.3 Netz- und Systemsicherheit und Systemstabilität

Die Redispatchmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber dienen dem Erhalt der Netz- und Systemsicherheit. Eine Maßnahme ist jede Handlung die erfolgt um die Netzüberlastung eines Netzelementes zu beheben. Der Anteil, der durch Redispatch verursachten Absenkungen belief sich auf 1,5 Prozent (Vorjahr: 1,9 Prozent) bezogen auf die Gesamterzeugung aus Nicht-Erneuerbaren Energieträgern. Die Einspeisereduzierungen beliefen sich im Jahr 2016 auf 6.256 GWh und die Einspeiseerhöhungen auf 5.219 GWh (in Summe 11.475 GWh (2015: 15.436 GWh)).

Die summierten Stunden aller Redispatchmaßnahmen betrug 13.339 Stunden (2015: 15.811 Stunden) und sind somit zurückgegangen. Da alle und somit auch parallel laufende Maßnahmen zur Behebung der Engpässe erfasst werden, ergibt sich dieser Summenwert der Stunden für alle Maßnahmen und steht nicht im Bezug zu den 8760 Stunden eines Jahres. Insgesamt nahmen die Netzbetreiber an 329 Tagen des Jahres 2016 Redispatcheingriffe vor.

Damit reduzierte sich der Redispatchbedarf gegenüber dem Jahr 2015 etwa um ein Viertel, bewegt sich aber, verglichen mit den Jahren vor 2015 weiterhin auf einem hohen Niveau. Die im Rahmen der Systemdienstleistungen veranschlagten Kosten für Redispatch im Jahr 2016 wurden von den ÜNB mit rund 220 Mio. Euro angegeben. Wie in den vergangenen Jahren waren im Wesentlichen die Regelzonen von TenneT und 50Hertz betroffen. Dabei wiesen die Leitung Remptendorf-Redwitz, das Gebiet um die Leitung von Vierraden nach Krajnik in Polen sowie das Gebiet Brunsbüttel (Hamburg Nord) die größten Belastungen auf.

Auch die Menge der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen (EinsMan-Maßnahmen) ist im Jahr 2016 mit insgesamt 3.743 GWh zurückgegangen (2015: 4.722 GWh). Damit beläuft sich der Anteil der Ausfallarbeit gemessen an der gesamten Erzeugungsmenge von Erneuerbare-Energien-Anlagen auf 2,3 Prozent (2015: 2,9 Prozent). Die Summe der ausgezahlten Entschädigungen hat sich mit 643 Mio. Euro stark erhöht (2015: 315 Mio. Euro). Insgesamt entstanden im Jahr 2016 geschätzte Entschädigungsansprüche von

[2] 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 Investitionsmonitorings nach § 33 Abs. 5 ARegV wird von der Bundesnetzagentur u.a. in Abwägung des Aufwands für Unternehmen zur Datenübermittlung derzeit vorbereitet.

Anlagenbetreibern in Höhe von 373 Mio. Euro. Die Diskrepanz zwischen den Zahlen erklärt sich dadurch, dass die im Jahr 2016 geleisteten Entschädigungszahlungen nicht die Beträge widerspiegeln, die auch durch Ausfallarbeit im Jahr 2016 verursacht wurden. In den Entschädigungszahlungen für 2016 sind auch Zahlungen für Ausfallarbeit aus den Vorjahren enthalten.

Wie in den Vorjahren waren auch 2016 in der Mehrzahl Windkraftanlagen am stärksten von EinsMan-Maßnahmen mit einem Anteil von 94,4 Prozent an der gesamten Ausfallarbeit (2015: 87.3 Prozent) betroffen. Der Energieträger Solar war im Jahr 2016 der zweithäufigste abgeregelte Energieträger mit einem Anteil von fast fünf Prozent.

In 2016 haben insgesamt vier VNB und ein ÜNB entschädigungslose Anpassungsmaßnahmen nicht erneuerbarer Energieträger durchgeführt. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen und -abnahmen in Höhe von rund 14,4 GWh.

In Summe belaufen sich die Kosten für Netz- und Systemsicherheit[3] im Jahr 2016 auf rund 890 Mio. Euro. Im Vergleich zum Vorjahr sind die Gesamtkosten der Netz- und Systemsicherheit um insgesamt rund 243 Mio. Euro gesunken (2015: 1.133 Mio. Euro). Dies ist in erster Linie auf den witterungsbedingten Rückgang der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Jahr 2016 zurückzuführen.

Insgesamt wurden im Jahr 2016 an 108 Tagen Netzreserveabrufe mit durchschnittlich 552 MW und einer Gesamtarbeit von rund 1.209 GWh getätigt.

1.3.4 Netzentgelte

Die Netzentgelte (inkl. Abrechnung, Messwessen und Messstellenbetrieb) sind für Haushaltskunden deutlich gestiegen. Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden liegen die Werte ebenfalls über dem Niveau des Vorjahres. Bei den Gewerbekunden sind die Netzentgelte (inkl. Abrechnung, Messwessen und Messstellenbetrieb) um fast sechs Prozent (+0,34 ct/ kWh), bei Industriekunden um gut zehn Prozent (+0,20 ct/ kWh) angestiegen. Für ausgewählte Abnahmefälle wurden folgende Ergebnisse mit Preisstand zum 1. April 2017 ermittelt:

- Haushaltskunde (Grundversorgung), Jahresverbrauch 2.500 bis 5.000 kWh: 7,30 ct/kWh
- Gewerbekunde, Jahresverbrauch 50 MWh: 6,19 ct/kWh
- Industriekunde, Jahresverbrauch 24 GWh, ohne Reduktion nach § 19 Abs. 2 StromNEV: 2,26 ct/kWh

Die Höhe der Netzentgelte ist regional sehr unterschiedlich. Der Vergleich der Netzentgelte in Deutschland anhand der veröffentlichten Preisblätter aller VNB für die drei betrachteten Abnahmefälle zeigen folgende Spannen (Netzentgelte inkl. Abrechnung, ohne Messwesen und Messstellenbetrieb): Für den Bereich der Haushaltskunden liegen die niedrigsten Netzentgelte leicht über 3 ct/kWh, die höchsten Netzentgelte bei 11,7 ct/kWh. Die Verteilung der Netzentgelte der Gewerbekunden ähnelt der der Haushaltskunden. Die Spreizung

[3] Zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit setzen die Netzbetreiber Einspeisemanagement, Redispatch, Netzreservekraftwerke und Countertrading ein.

der höchsten und niedrigsten Entgelte bewegt sich zwischen 2,8 ct/kWh und 10,4 ct/kWh. Die Netzentgelte für den betrachteten Abnahmefall der Industriekunden bewegen sich zwischen etwa 1 ct/kWh und 6,6 ct/kWh.

1.4 Systemdienstleistungen

Die saldierten Kosten für die Systemdienstleistungen i.w.S.[4] sanken in 2016 um 339 Mio. Euro von 1.800 Mio. Euro (2015) [5] auf 1.461 Mio. Euro (2016). In diese Angaben sind erstmalig auch die geschätzten Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreiber durch Einspeisemanagement als Kosten für Systemdienstleistungen i. w. S. eingeflossen. Als Hauptkostenblöcke tragen die Vorhaltung und der Einsatz der Netzreservekraftwerke mit rund 285 Mio. Euro (2015: 219 Mio. Euro), der nationale und grenzüberschreitende Redispatch mit insgesamt fast 220 Mio. Euro (2015: 412 Mio. Euro), die Regelleistungsvorhaltung für PRL, SRL und MRL mit insgesamt 198 Mio. Euro (2015: 316 Mio. Euro), die Verlustenergie mit etwa 305 Mio. Euro (2015: 277 Mio. Euro) und die geschätzten Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreiber durch Einspeisemanagement im Jahr 2016 mit ca. 373 Mio. Euro (2015: 478 Mio. Euro), zu den Gesamtkosten bei.

Die Kostenstruktur der Systemdienstleistungen hat sich 2016 gegenüber 2015 verändert. Die saldierten Gesamtkosten für Regelenergie sanken wiederholt um nun 118 Mio. Euro. Ein Grund hierfür ist das abermals leicht zurückgegangene Volumen an Vorhaltung der drei Regelleistungsarten. Die Kosten für Verlustenergie erhöhten sich von 2015 auf 2016 um rund 27 Mio. Euro. Dies liegt unter anderem daran, dass kurzfristig Verlustenergie nachbeschafft werden musste um Transportverluste auszugleichen.

1.5 Großhandel

Funktionierende Großhandelsmärkte sind von grundlegender Bedeutung für den Wettbewerb im Elektrizitätsbereich. Spotmärkte und Terminmärkte sind entscheidend für die Deckung des kurz- wie längerfristigen Elektrizitätsbedarfs der Versorger. Neben dem bilateralen Großhandel („over-the-counter"-Handel, „OTC") erfüllen Strombörsen eine zentrale Funktion. Sie schaffen einen verlässlichen Handelsplatz und liefern zugleich wichtige Preissignale für Marktteilnehmer auch in anderen Bereichen der Elektrizitätswirtschaft.

Die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte insgesamt ist im Jahr 2016 auf das höchste Niveau seit Erfassung gestiegen. Sowohl im börslichen Terminhandel als auch die über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichnen erhebliche Volumenzuwächse, beim Spotmarkt ist allerdings ein Rückgang zu verzeichnen. So betrug das Volumen des Day-Ahead-Handels an der EPEX SPOT im Berichtsjahr 2016 rund 235 TWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahr (264 TWh) deutlich gesunken. Hingegen ist das Volumen des Intraday-Handels wiederum erheblich gestiegen, und zwar auf 41 TWh, was einem Zuwachs von rund drei TWh bzw. rund neun Prozent entspricht. Das Volumen des Day-Ahead-Marktes an der EXAA ist stabil geblieben und liegt im Jahr 2016 erneut bei rund acht TWh. Am Terminmarkt sind die börslichen

---

[4] Systemdienstleistungen der ÜNB sowie Einspeisemanagement der ÜNB und VNB.

[5] Angepasster Wert inkl. der von den Netzbetreibern geschätzten Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagement der ÜNB und VNB

Handelsmengen von Phelix-Futures nach den erheblichen Anstiegen der Vorjahre im Berichtsjahr 2016 erneut deutlich gestiegen, und zwar um 56 Prozent von 937 TWh auf über 1.466 TWh.

Die durchschnittlichen Spotmarktpreise sind im Jahr 2016 weiter gesunken. Der Durchschnittswert der EPEX SPOT für Phelix-Day-Base fiel von 31,63 Euro/MWh im Jahr 2015 auf 28,98 Euro/MWh, d. h. um rund acht Prozent - und damit auf das niedrigste Niveau seit 2007. Auch der Phelix-Day-Peak lag mit einem Wert von 32,01 Euro/MWh nahezu neun Prozent unter dem Vorjahresniveau von 35,06 Euro/MWh. Die Differenz zwischen Phelix-Day-Base und Phelix-Day-Peak lag im Jahr 2016 bei 3,03 Euro/MWh und damit wiederum niedriger als 2015. Somit lag der Phelix-Day-Peak in 2016 im Mittel nur noch zehn Prozent über dem Phelix-Day-Base (zum Vergleich: 21 Prozent in 2008).

Die Jahresdurchschnittswerte der Phelix- Future-Preise sind gegenüber dem Vorjahr erneut gefallen – trotz Anstiegs des Preises zum Jahresende. Mit 26,58 Euro/MWh im Jahresmittel ist der Phelix-Base-Year-Future gegenüber dem Vorjahr 2015 mit 30,97 Euro/MWh um 4,40 Euro/MWh und damit um rund vierzehn Prozent gesunken - bei einem ausgeprägten Tiefpunkt Mitte Februar 2016 und einem Anstieg des Preises zum Jahresende. Beim Phelix-Peak-Frontjahres-Future belief sich der Preis im Jahresmittel auf 33,51 Euro/MWh. Die Verringerung gegenüber dem Vorjahr von 39,06 Euro/MWh beträgt 5,55 Euro/MWh und damit rund vierzehn Prozent. Im Vergleich zum historischen Höchststand im Jahr 2008 setzt sich der Abwärtstrend bei den Jahresmittelwerten für Base- und Peak-Futures fort.

Die EEX hat im Hinblick auf die geplante Aufspaltung der deutsch-österreichischen Gebotszone den Handel mit getrennten Stromfutures für Deutschland und für Österreich gestartet. Seit April 2017 können Phelix-DE für eine deutsche Gebotszone gehandelt werden, seit dem 26. Juni können Phelix-AT auch ausschließlich für die österreichische Gebotszone gehandelt werden. Zudem gibt es auch nur die Optionen auf die Phelix-DE.

1.6 Einzelhandel

Im Endkundenmarkt haben sich die Auswahloptionen von Verbrauchern zwischen verschiedenen Elektrizitätslieferanten zum wiederholten Mal erhöht. Letztverbraucher konnten im Jahr 2016 im Durchschnitt zwischen 130 Anbietern je Netzgebiet wählen (ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen). Für das Kundensegment der Haushaltskunden betrug der Durchschnitt 112 Anbieter.

Der Lieferantenwechsel hat bei Haushaltskunden seit 2006 erheblich zugenommen. Für das Jahr 2016 wurde ein neuer Höchststand von rund 4,6 Mio. Lieferantenwechseln gemeldet und hat sich damit um rund 595.000 Wechselvorgänge erhöht (2015: 4 Mio. Lieferantenwechsel). Zusätzlich haben fast 2,4 Mio. Haushaltskunden ihren bestehenden Energieliefervertrag bei ihrem Lieferanten umgestellt. Eine relative Mehrheit von 40,9 Prozent der Haushaltskunden hatte im Jahr 2016 einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (2015: 43,1 Prozent). Der Anteil der Haushaltskunden in der klassischen Grundversorgung beläuft sich auf 30,6 Prozent. Damit ist der Anteil der grundversorgten Kunden -wie in den Vorjahren- erneut zurückgegangen (2015: 32,1 Prozent). 28,6 Prozent aller Haushaltskunden werden inzwischen von einem Lieferanten beliefert, der nicht der örtliche Grundversorger ist (2015: 24,9 Prozent). Der Anteil der Kunden, die nicht mehr mit dem Grundversorger in einem Vertragsverhältnis stehen, ist dementsprechend gestiegen. Insgesamt rund 71,5 Prozent aller Haushalte werden durch den Grundversorger beliefert (im Rahmen der Grundversorgung oder eines Vertrages außerhalb der Grundversorgung). Die nach wie vor prägnante Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten hat damit in 2016 ein weiteres Mal abgenommen.

Dagegen kommt der Grundversorgerstellung bei Nicht-Haushaltskunden nur noch eine geringe praktische Bedeutung zu. Von der Gesamtabgabemenge an Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) entfielen im Jahr 2016 rund 70 Prozent auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger und lediglich ca. 30 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung. Weniger als ein Prozent der RLM-Kunden befinden sich in der Grundversorgung. Die Lieferantenwechselquote lag bei Nicht-Haushaltskunden im Jahr 2016 bei rund 13 Prozent. Dieser Wert ist der höchste seit Beginn des Monitorings im Jahre 2006.

Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf den beiden größten Stromeinzelhandelsmärkten inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist. Der kumulierte Marktanteil der vier absatzstärksten Anbieter ist gegenüber dem Vorjahr weiter gesunken und beträgt auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Stromkunden 28 Prozent – und damit drei Prozentpunkte weniger als im Jahr 2015 - und auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von nicht-leistungsgemessenen Stromkunden im Rahmen von Sonderverträgen[6] (insb. Haushaltskunden, ohne Heizstrom) 34 Prozent – und damit zwei Prozentpunkte weniger als im Vorjahr. Diese Werte liegen deutlich unter den gesetzlichen Schwellen (§ 18 Abs. 4 und 6 GWB) für die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung.

Die Stromsperren sind im Jahr 2016 leicht rückläufig. Die Zahl der von Netzbetreibern durchgeführten Sperrungen von Haushaltskunden im Auftrag des örtlichen Grundversorgers hat sich um 13.000 auf 318.469 reduziert. Zusätzlich hat die Bundesnetzagentur bei den VNB erstmalig erhoben, wie viele Sperrungen diese im Auftrag eines Nicht-Grundversorgers durchgeführt haben. Für das Jahr 2016 wurden etwa 12.000 dieser Sperrungen gemeldet. Insgesamt wurden für alle Vertragsarten (Grundversorgung und außerhalb der Grundversorgung) von den Lieferanten rund 328.000 Sperrungen für das Jahr 2016 gemeldet. Dies bedeutet einen Rückgang aller Sperrungen um etwa 31.000. Es wurden etwa 6,6 Mio. Sperrandrohungen von den Lieferanten gegenüber Haushaltskunden ausgesprochen, von denen ca. 1,2 Mio. in eine Sperrbeauftragung beim zuständigen Netzbetreiber mündeten. Datengrundlage sind die Angaben von 770 VNB und 962 Lieferanten. Erneut erhoben wurden Daten zum Einsatz von Vorkassesystemen wie Bargeld- oder Chipkartenzähler im Auftrag des Grundversorgers. Im Jahr 2016 waren insgesamt etwa 20.200 solcher Systeme installiert.

Die Strompreise für Nicht-Haushaltskunden zum 1. April 2017 sind im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Bei Industriekunden hängt der individuelle Preis stark von speziellen gesetzlichen Regelungen zur möglichen Reduktion bestimmter Preisbestandteile ab. Diese Regelungen zielen überwiegend auf eine Preisreduktion für stromintensive Unternehmen ab. Bei einem Kunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh („Industriekunde“), der keine der gesetzlichen Vergünstigungsmöglichkeiten in Anspruch nehmen kann, hat sich der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil im arithmetischen Mittel minimal verringert, und zwar von 3,48 ct/kWh auf 3,41 ct/kWh, d. h. um 0,07 ct/kWh (Vorjahresveränderung: Absinken um 0,71 ct/kWh). Gestiegen sind hingegen die Umlagen. Sie betrugen insgesamt 7,08 ct/kWh – davon beträgt die EEG-

[6] Der Begriff „Sondervertrag“ findet sich in § 1 Abs. 4 KAV (Konzessionsabgabenverordnung). Für die Bemessung der Konzessionsabgabe ist der Sondervertragsbegriff weiter von Bedeutung und war auch bereits Gegenstand von Missbrauchsverfahren und Sektoruntersuchungen (Heizstrom). Für die kartellrechtliche Marktabgrenzung sind die Begriffe Grund(- und Ersatz-)versorgung bzw. „Sondervertrag“ treffend und werden - weil gesetzlich definiert - weiter verwendet.

Umlage allein schon 6,88 ct/kWh – und somit 0,58 ct/kWh mehr als im Vorjahr. Das mittlere Nettonetzentgelt ist mit 2,23 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr (2,03 ct/kWh) um ca. zehn Prozent angestiegen. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt und ohne Reduktionsmöglichkeiten) in Höhe von 14,90 ct/kWh liegt um 0,69 ct/kWh über dem Mittelwert aus dem Vorjahr – maßgeblichen Anteil an der Steigerung haben hier sowohl die Netzentgelte als auch die gesetzlichen Umlagen.

Bei einem Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh („Gewerbekunde“) liegt der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) im April 2017 bei 21,70 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 0,50 ct/kWh angestiegen. Zu dieser Erhöhung tragen maßgeblich sowohl die Steigung der EEG-Umlage als auch der Anstieg der Netzentgelte bei. Das zeigt sich auch an den Anteilen dieser Preisbestände am Gesamtpreis. Auf der einen Seite beträgt die EEG-Umlage mittlerweile 32 Prozent des Gesamtpreises – im Vorjahr noch 30 Prozent – auf der anderen Seite beträgt das Nettonetzentgelt 27 Prozent im Vergleich zu 26 Prozent im Vorjahr. Bei diesem Abnahmefall entfallen somit durchschnittlich rund 78 Prozent (im Vorjahr 76 Prozent) des Gesamtpreises auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind (Netzentgelte, Messwesen, Umlagen, Stromsteuer und Konzessionsabgabe).

Im Monitoringverfahren 2017 wurden die Preise für Haushaltskunden bei den in Deutschland tätigen Lieferanten erhoben. Wie im Vorjahr sind die Preise erneut leicht angestiegen. Gegenüber dem Jahr 2016 ist mit Stichtag 1. April 2017 der mit dem Vorjahreswert vergleichbare Durchschnittspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung für einen Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh leicht um rund ein Prozent auf 30,94 ct/kWh (inkl. USt) gestiegen (Vorjahr: 30,63 ct/kWh). Geringe Preissteigerungen sind auch in den beiden anderen Abnahmegruppen – Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist – zu beobachten. Der Strompreis für einen Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beträgt bei einem Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh durchschnittlich 29,61 ct/kWh und im Falle eines Vertrages bei einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger 29,12 ct/kWh. Als über alle drei Tarife mengengewichteter Mittelwert bei einem Jahresverbrauch von 2.500 kWh bis 5.000 kWh ergibt sich ein Betrag von 29,86 ct/kWh (inkl. USt). Dieser Wert gewichtet die einzelnen Vertragsverhältnisse nach ihrer Abgabemenge und bildet somit einen aussagekräftigen Durchschnittspreis für den Strompreis von Haushaltskunden. Insbesondere die EEG-Umlage sowie das Nettonetzentgelt haben sich weiter erhöht. Die Preisbestandteile, die nicht vom Lieferanten beeinflussbar sind (Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte), betragen in Summe etwa 78 Prozent. Der Preisbestandteil „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“, welcher den wettbewerblichen Bereich des Strompreises kennzeichnet, liegt bei rund 22 Prozent des gemittelten Gesamtpreises.

Zum Stichtag 1. April 2017 konnte ein abermaliger Rückgang des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb, und Marge“ von 7,35 ct/ kWh auf 6,42 ct/kWh um rund 13 Prozent (0,93 ct/kWh) festgestellt werden, wodurch sich eine gesamtpreisdämpfende Wirkung entfaltete. Erneut hat sich bei allen Vertragskategorien von Haushaltskunden dieser Preisbestandteil verringert. Der Rückgang dürfte insbesondere mit den weiterhin niedrigen Großhandelspreisen und den gestiegenen Lieferantenwechselzahlen zusammenhängen.

Zusätzliche Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Grundversorgungsvertrag lassen sich für Verbraucher in der Regel durch eine Vertragsumstellung (-1,34 ct/kWh) und - in noch stärkerem Maße - durch einen

Lieferantenwechsel (-1,82 ct/kWh)[7] erzielen. Dies ergibt bei einem Haushaltskunden mit einer jährlichen Abnahme von 3.500 kWh/Jahr eine Ersparnis bei den Energiekosten von rund 47 bzw. rund 64 Euro pro Jahr. Auch durch von Lieferanten gewährte Sonderbonifikationen, u.a. durch einmalige Bonuszahlungen, ergibt sich ein weiterer Wechselanreiz für den Endkunden. Diese einmaligen Bonuszahlungen belaufen sich bei einem Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung auf durchschnittlich 50 Euro und bei einem Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, auf durchschnittlich 62 Euro.

Europaweit bestehen laut Eurostat große Unterschiede zwischen den Strompreisen für Haushaltskunden. Deutschland weist mit 29,77 ct/kWh[8] den nach Dänemark zweithöchsten Strompreis der 28 EU-Mitgliedstaaten auf. Die Preise in Deutschland sind rund 45 Prozent höher als der EU-Durchschnitt von 20,54 ct/kWh. Der im Vergleich zu anderen Mitgliedstaaten hohe Preis in Deutschland geht laut Eurostat auf einen höheren Anteil an Umlagen, Steuern und Abgaben zurück.

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden veröffentlicht Eurostat Preisstatistiken für sieben verschiedene Verbrauchsgruppen. Demnach bestehen europaweit erhebliche Strompreisunterschiede beispielsweise für Industriekunden im Verbrauchsbereich 20 bis 70 GWh pro Jahr. Der abgabenbereinigte Netto-Preis liegt für Deutschland mit 5,28 ct/kWh knapp 1 ct/kWh unter dem europäischen Mittelwert von 6,25 ct/kWh, die durchschnittliche Höhe der nicht erstattungsfähigen Umlagen, Steuern und Abgaben beträgt 4,37 ct/kWh und ist fast doppelt so hoch wie der europäische Durchschnitt von 2,25 ct/kWh. Dadurch ergibt sich für Deutschland ein Nettopreis von 9,65 ct/kWh, der über dem europäischen Durchschnittswert vom 8,50 ct/kWh liegt.

Nachdem es im Heizstrombereich über viele Jahre kaum Lieferantenwechsel gab, ist nun eine kontinuierliche Zunahme der Wechselaktivitäten auf niedrigem Niveau zu verzeichnen. Die Lieferantenwechselzahlen sind im Heizstrombereich gemäß den Angaben der Verteilernetzbetreiber kontinuierlich gestiegen. Danach fanden im Berichtsjahr an rund 91.350 Heizstromzählpunkten Lieferantenwechsel statt. Auf diese Zählpunkte entfiel in 2016 eine Heizstrommenge von rund 583 GWh. Dies entspricht einer Lieferantenwechselquote von 4,2 Prozent nach Menge (gegenüber 2,7 Prozent im Vorjahr) bzw. 4,4 Prozent nach Zählpunkten (gegenüber 2,8 Prozent im Vorjahr). Dies dokumentiert eine Wettbewerbsbelebung. In den letzten beiden Jahren hat sich die Transparenz für Endkunden erhöht und sich das Angebot bundesweit tätiger Heizstromanbieter verbreitert. Verbraucher können inzwischen die lokal verfügbaren Anbieter einfacher auffinden, z. B. durch Internetportale, Verbraucherzeitschriften oder Informationen von den Verbraucherzentralen. Gleichwohl liegen die Wechselquoten im Heizstrombereich noch weit unter den Wechselquoten bei Haushaltsstrom und bei Nicht-Haushaltskunden.

Die Heizstrompreise befinden sich in etwa auf dem Vorjahresniveau. So liegt der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung zum 1. April 2017 im arithmetischen Mittel bei 20,94 ct/kWh (inkl. USt), was leicht über dem Vorjahresniveau liegt (20,59 ct/kWh). Der Gesamtpreis für den Abnahmefall

---

[7] Die Kosteneinsparungen beziehen sich auf das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh/Jahr.

[8] Im Europäischen Strompreisvergleich wird auf Hochrechnungen von Eurostat zurückgegriffen. Der Strompreis für Haushaltskunden weicht deshalb von dem im Monitoringbericht ausgewiesenen mengengewichteten Preis ab.

Wärmepumpe liegt im arithmetischen Mittel bei 21,65 ct/kWh (inkl. USt), d. h. etwa 0,7 ct/kWh höher als bei Nachtspeichern und damit auf dem Vorjahresniveau.

1.7 Digitalisierung des Mess- und Zählwesens

Mit dem Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (MsbG), das wesentlicher Bestandteil des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende ist, wird das Mess- und Zählwesen in Deutschland neu geregelt. Das neue Gesetz schreibt einen umfassenden Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen in Deutschland vor. Entsprechend wurde auch das Monitoring im Vorgriff auf die Neuerungen angepasst. Im Jahr 2016 wurde noch kein intelligentes Messsystem am Markt angeboten, so dass auch die Feststellung der technischen Möglichkeit durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), die mindestens drei am Markt angebotene Geräte von voneinander unabhängigen Herstellern erfordert, nicht erfolgte. Moderne Messeinrichtungen waren 2016 auch noch nicht am Markt erhältlich. Seit Anfang 2017 werden jedoch die ersten modernen Messeinrichtungen von diversen Netzbetreibern bzw. Messstellenbetreibern eingebaut. Mit einem Rollout von intelligenten Messeinrichtungen ist jedoch auch im Jahr 2017 voraussichtlich nicht mehr zu rechnen, da noch kein, durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zertifiziertes, Smart-Meter-Gateway am Markt erhältlich ist. Daher konnte auch noch keine Feststellung der technischen Möglichkeit gemäß § 30 MsbG getroffen werden, die dann erfolgt, wenn mindestens drei am Markt angebotene Geräte von voneinander unabhängigen Herstellern erhältlich sind und demnach auch den Startschuss für den verpflichtenden Rollout intelligente Messsystemen darstellt.

Die gesetzlichen Vorgaben des MsbG und die Weiterentwicklung der Technologien auf diesem Feld lassen für die nächsten Jahre aber einen großflächigen Einbau von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen erwarten.

2. Netzübersicht

Die Netzbilanz ermöglicht einen Überblick zur Aufkommens- und Verwendungsseite im deutschen Stromnetz für 2016. Die Aufkommensseite (625,9 TWh) setzt sich zusammen aus der gesamten Netto-Stromerzeugung von 600,3 TWh (davon 9,9 TWh Pumpspeicher) sowie den Importen durch physikalische Lastflüsse in Höhe von 25,6 TWh. Auf der Verwendungsseite wurden aus den Netzen der Allgemeinen Versorgung 488,1 TWh durch Letztverbraucher (475,6 TWh) und Pumpspeicher (12,5 TWh) entnommen. Die Entnahmemenge von Pumpspeichern liegt aufgrund der zum Pumpvorgang benötigten Strommengen (Kraftwerkseigenverbrauch) oberhalb der erzeugten Strommenge. Weiterhin wurde eine Netto-Stromerzeugungsmenge von 36,9 TWh nicht in die Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeist (Eigenverbrauch im industriellen, gewerblichen oder privaten Bereich). Die Netzverluste auf ÜNB- und VNB-Ebene lagen bei insgesamt 26 TWh und die Exporte durch physikalische Lastflüsse betrugen 74,5 TWh. Durch Summieren der Einzelpositionen auf der Verwendungsseite ergibt sich ein Gesamtwert von 625,5 TWh. Der Unterschied zur Aufkommensseite von 625,9 TWh beträgt 0,4 TWh bzw. 0,06 Prozent. Damit sind Aufkommens- und Verwendungsseite nahezu vollständig ausgeglichen. Die minimale Erhebungsdifferenz von 0,4 TWh ist auf die komplexe Struktur der Datenabfrage bei einer Vielzahl unterschiedlicher Marktteilnehmer zurückführen.

Netzbilanz 2016

	ÜNB	VNB	Summe
Gesamte Netto-Nennleistung von Erzeugungsanlagen (in GW) Stand 31.12.2016			212,0
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			107,5
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			104,5
nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			99,7
Gesamte Netto-Erzeugungsmenge (in TWh, inkl. nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Menge) 2016			600,3
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			420,0
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			180,3
nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			161,5
Nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Netto-Erzeugungsmenge (in TWh) 2016[1]			36,9
Netzverluste (in TWh)	8,4	17,6	26,0
davon Höchstspannung	6,7	0,0	6,7
davon Hochspannung (inklusive HÖS/HS)	1,7	2,9	4,6
davon Mittelspannung (inklusive HS/MS)	0,0	5,9	5,9
davon Niederspannung (inklusive MS/NS)	0,0	8,8	8,8
Grenzüberschreitende Stromflüsse (in TWh) (physikalische Lastflüsse)			100,1
davon Importe			25,6
davon Exporte			74,5
Entnahmemengen (in TWh)[2]	38,2	449,9	488,1
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	26,5	329,4	355,9
davon Haushaltskunden	0,0	119,7	119,7
davon Pumpspeicher	11,7	0,8	12,5

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

Tabelle 1: Netzbilanz von 2016 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom

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

Abbildung 1: Aufkommen und Verwendung in den deutschen Versorgungsnetzen 2016

Am Monitoringverfahren 2017 haben sich die vier Übertragungsnetzbetreiber beteiligt. Wie in Tabelle 2 ersichtlich, betrug die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) des Übertragungsnetzes zum 31. Dezember 2016 insgesamt 36.597 km.

Damit hat sich die Stromkreislänge auf ÜNB-Ebene gegenüber dem Vorjahr 2015 um 596 km erhöht. Die Anzahl der Zählpunkte in den Netzgebieten der vier ÜNB belief sich auf insgesamt 537. Dabei wiesen alle Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung auf, d. h. die ÜNB erfassten mindestens viertelstündlich einen Leistungsmittelwert. Die gesamte Entnahmemenge der 146 an den Netzen der ÜNB angeschlossenen Letztverbraucher (Stand: 31. Dezember 2016) betrug 26,5 TWh und damit rund eine TWh weniger als im Vorjahr.

Netzstrukturdaten 2016

	ÜNB	VNB	Summe
Netzbetreiber (Anzahl)	4	829	833
Stromkreislänge (in km)	36.597	1.807.575	1.844.172
davon Höchstspannung	36.214	179	36.393
davon Hochspannung	383	96.366	96.749
davon Mittelspannung		520.326	520.326
davon Niederspannung		1.190.704	1.190.704
Zählpunkte von Letztverbrauchern	537	50.714.468	50.715.005
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden		3.107.959	3.107.959
davon Haushaltskunden		47.606.509	47.606.509

Tabelle 2: Netzstrukturdaten 2016 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom

Zum Stichtag 10. November 2017 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 879 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber erfasst, wovon 829 in der Auswertung zum Monitoring 2017 der Bundesnetzagentur bis zum Stichtag 31. Juli 2017 berücksichtigt wurden[9]. Nach den Angaben der 829 VNB wurden im Jahr 2016 von den 49.961.844 Letztverbrauchern auf der VNB-Ebene 448 TWh entnommen. Gegenüber dem Vorjahr ist dies ein Rückgang um etwa 0,5TWh.

Auf allen Netzebenen der VNB betrug die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) zum 31. Dezember 2016 insgesamt 1.807.575 Kilometer. Die Zahl der belieferten Zählpunkte in den Netzgebieten der VNB belief sich auf 50.714.468, wovon 368.226 Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung aufwiesen und insgesamt 47.606.509 Zählpunkte Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zuzuordnen sind.

Die Mehrzahl der in der Datenauswertung berücksichtigten VNB Strom (628 oder 78 Prozent) verfügt über Netze, welche eine kleine bis mittlere Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) bis 1.000 km aufweisen. Auf diese VNB entfallen 7,4 Mio. bzw. 15 Prozent aller Zählpunkte in Deutschland. 178 VNB besitzen Netze mit einer Gesamtstromkreislänge von mehr als 1.000 km. Diese Netzbetreiber versorgen mit 43,1 Mio. Zählpunkten etwa 85 Prozent der Gesamtzählpunkte. Die prozentuale Verteilung der VNB nach verschiedenen Gruppierungen von Stromkreislängen kann Abbildung 2 entnommen werden.

[9]Durch die im Zeitablauf stetig gestiegene Beteiligung der VNB am Monitoring sind die ausgewiesenen Gesamtsummen von Stromkreislänge und Zahl der Letztverbraucher nur bedingt mit den Vorjahren vergleichbar.

Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge
Anzahl und Verteilung

Abbildung 2: Anzahl und Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge gemäß Abfrage VNB Strom

Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Übertragungsnetzbetreiber	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Verteilernetzbetreiber (VNB)	862	866	869	883	883	884	880	875	878
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	787	790	793	807	812	812	803	798	797

Tabelle 3: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2009 bis 2017

Für die Entnahmemenge von Elektrizität von Letztverbrauchern in den Netzbereichen der erfassten ÜNB und VNB haben sich im Einzelnen die in Tabelle 4 aufgeführten Werte für das Jahr 2016 ergeben. Insgesamt blieb der Elektrizitätsverbrauch von Letztverbrauchern in Deutschland, gemessen an der Entnahmemenge an Zählpunkten der Netze der Allgemeinen Versorgung, im Vergleich zum Vorjahr nahezu unverändert (2016: 475,6 TWh, 2015: 475,9 TWh).

Obwohl die Anzahl der Nicht-Haushaltskunden mit Jahresverbrauchsmengen von mehr als 2 GWh verhältnismäßig klein ist, wurde von dieser Kundenkategorie fast die Hälfte der Gesamtelektrizität in Deutschland entnommen. Die Entnahmemenge dieser Großverbraucher sank dabei im Vergleich zum Vorjahr um 1,4 Prozent. Kleinere Nicht-Haushaltskunden (Jahresverbrauchsmengen zwischen 10 MWh und 2 GWh) hatten im Jahr 2016 einen Anteil von fast 27 Prozent an der Gesamtentnahmemenge. Zum Vorjahr hat sich der Elektrizitätsverbrauch dieser Kundengruppe um gut drei Prozent erhöht. Die anzahlmäßig größte

Kundengruppe stellt die Kategorie von Letztverbrauchern mit Jahresverbrauchsmengen bis 10 MWh dar. In diese fallen fast ausschließlich Haushaltskunden. Sie entnahmen 2016 etwa 25,2 Prozent der Gesamtelektrizitätsmenge. Im Vergleich zum Jahr 2015 ist der Elektrizitätsverbrauch dieser Kategorie im Jahr 2016 leicht um 0,8 Prozent gesunken. Die Struktur der Verteilernetzbetreiber hat sich kaum verändert. Nach wie vor dominiert die überwiegend regionale Struktur. Wie im Vorjahr versorgen über drei Viertel der befragten Verteilernetzbetreiber 30.000 oder weniger Zählpunkte, während Unternehmen mit mehr als 100.000 versorgten Zählpunkten ca. 10 Prozent der Gesamtanzahl der Verteilernetzbetreiber bilden. Dabei versorgen diese ca. 76 Prozent (38,6 Mio. Zählpunkte) aller Zählpunkte. Die Verteilung der VNB nach der Anzahl der versorgten Zählpunkte kann in Abbildung 3 nachvollzogen werden.

Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Kundenkategorien

Kategorie	ÜNB in TWh	VNB in TWh	ÜNB + VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	0	119,7	119,7	25,2
10 MWh/Jahr - 2 GWh/Jahr	0,1	127,8	127,9	26,9
> 2 GWh/Jahr	26,4	201,6	228	47,9
Gesamt	26,5	449,1	475,6	100,0

Tabelle 4: Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom

Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte

Abbildung 3: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte gemäß Abfrage VNB Strom

3. Marktkonzentration

Der Grad der Marktkonzentration wird bestimmt durch die Marktanteilsverteilung der Akteure auf dem betreffenden Markt. Marktanteile bilden einen geeigneten Ausgangspunkt zur Einschätzung von Marktmacht, da sie abbilden, in welchem Umfang die Nachfrage auf dem relevanten Markt im Bezugszeitraum von einem Unternehmen tatsächlich bedient wurde.[10]

Im Rahmen des Monitorings wird aber bislang keine umfassende Marktmachtanalyse durchgeführt, die nach der Praxis des Bundeskartellamtes für den Bereich der Stromerzeugung insbesondere die sog. Pivotalanalyse einschließt.[11] Künftig wird das Bundeskartellamt nach § 53 GWB in der Fassung des Strommarktgesetzes[12] einen Bericht über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Stromerzeugung erstellen. Dieser Bericht soll auf den Daten der Markttransparenzstelle Strom/Gas aufbauen und mindestens alle zwei Jahre ggf. unabhängig vom - jährlich erstellten - Monitoringbericht veröffentlicht werden.

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

In den vergangenen Berichtsjahren wurde – auch aufgrund der historisch gewachsenen Struktur der Strommärkte – sowohl bei Stromerzeugung und -erstabsatz als auch bei der Endkundenbelieferung auf die vier absatzstärksten Stromerzeuger RWE AG, E.ON SE, EnBW AG und Vattenfall GmbH abgestellt, die sowohl bei den Stromerzeugungskapazitäten als auch bei der eingespeisten Strommenge einen deutlichen Abstand zu den nachfolgenden Erzeugern aufwiesen (CR 4).

Im Jahr 2016 haben auf der Anbieterseite bei der Stromerzeugung jedoch wesentliche Veränderungen stattgefunden:

- RWE hat zum 1. April 2016 die Bereiche Netzbetrieb, Erneuerbare Energien sowie Vertrieb von Strom und Gas in die neu gegründete Tochtergesellschaft innogy SE ausgelagert. Diese ist seit dem 7. Oktober 2016 börsennotiert, wobei RWE seitdem noch rund 77 Prozent der Anteile hält (Rest: Streubesitz im höchstens einstelligen Prozentbereich). Mit Blick auf die Mehrheitsbeteiligung ist derzeit von einem Unternehmensverbund (alleinige Beherrschung von innogy durch RWE) auszugehen, zudem wird innogy in der Konzernbilanz 2016 von RWE vollkonsolidiert. Dieser konzerninterne Vorgang unterlag nicht der Fusionskontrolle.

- E.ON hat wesentliche Teile seines bisherigen Kerngeschäfts – konventionelle Stromerzeugung (ohne Kernkraftwerke), Energiegroßhandel sowie Gasproduktion – in die neu gegründete Tochtergesellschaft Uniper AG ausgelagert, die am 12. September 2016 an die Börse gebracht wurde. E.ON ist mittelbar mit

[10] Vgl. Bundeskartellamt, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rz. 25.

[11] Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und –großhandel, 2011, S. 96 ff.

[12] Artikel 2 des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes, BGBl. I 2016, 1786, 1811. Vgl. auch die Regierungsbegründung BT-Drs. 18/7317, 134.

einem Anteil von rund 47 Prozent größter Uniper-Aktionär; die übrigen rund 53 Prozent der Uniper-Aktien befinden sich im Streubesitz (institutionelle Investoren, Privatanleger). Für die Ermittlung der Marktanteile jedenfalls im Berichtsjahr 2016 ist allerdings noch von einem Unternehmensverbund auszugehen, da E.ON für den größeren Teil des Jahres alleiniger und für den verbleibenden Teil des Jahres größter Anteilseigner bei Uniper war.[13] Zudem dürfte es derzeit noch eine hohe Übereinstimmung der jeweiligen Anteilseigner geben, da zum Stichtag 12. September 2016 die E.ON-Aktionäre im gleichen Anteilsverhältnis Aktionäre von Uniper wurden.[14] Dieser dekonzentrative Vorgang unterlag nicht der Fusionskontrolle.

- Vattenfall hat sich zum 1. Oktober 2016 vollständig von seiner Lausitzer Braunkohlesparte – und damit von knapp der Hälfte seiner deutschen konventionellen Stromerzeugungskapazitäten – getrennt. Erwerber sind der tschechische Energieversorger Energetický a Průmyslový Holding (EPH) und PPF Investments, die je 50 Prozent der Anteile und damit gemeinsame Kontrolle über Vattenfall Europe Mining AG (Braunkohlegewinnung, neue Bezeichnung: Lausitz Energie Bergbau AG) und Vattenfall Europe Generation AG (Stromerzeugung, neue Bezeichnung: Lausitz Energie Kraftwerke AG) erworben haben. 15 Das komplette Lausitzer Braunkohlegeschäft firmiert künftig unter dem Namen LEAG.[16]

Vor dem Hintergrund der Veränderungen auf der Anbieterseite im Jahr 2016 – insbesondere durch den Verkauf der Braunkohleaktivitäten der Vattenfall an LEAG – ist eine Abkehr von der bisherigen CR 4-Betrachtung im Bereich der Stromerzeugung und des Stromerstabsatzes geboten. So ist es in der Folge der o. g. Transaktion bezogen auf die Kapazitäten zu einer annähernden Halbierung der Marktanteile von Vattenfall zugunsten von LEAG und damit zu einer Verschiebung der Marktanteile auf der Angebotsseite dergestalt gekommen, dass hinter dem Marktführer RWE nunmehr vier weitere große Stromerzeuger mit annähernd gleichen Marktanteilen zu finden sind, die wiederum mit deutlichem Abstand zu den nachfolgenden Anbietern auf dem Markt tätig sind. Da aus diesem Grunde weder die bisherige CR 4- noch etwa eine CR 3-Analyse gerechtfertigt sind, werden für das Jahr 2016 bei der Stromerzeugung und dem Stromerstabsatz nunmehr die fünf größten Stromerzeuger RWE, E.ON/Uniper, EnBW, Vattenfall und LEAG im Rahmen eines CR 5 dargestellt.

Die Marktkonzentration wird für den wirtschaftlich bedeutenden Stromerstabsatzmarkt (Stromerzeugung) sowie für die zwei größten Stromletztverbrauchermärkte betrachtet. Hierbei werden die Marktanteile auf den Stromendkundenmärkten vereinfachend mittels der sog. „Dominanzmethode“ abgeschätzt. Für den Stromerstabsatzmarkt werden die Marktanteile hingegen nach wettbewerbsrechtlichen Grundsätzen bestimmt, womit ein höherer Grad an Genauigkeit erreicht werden kann (zu den Unterschieden der beiden Zurechnungsmethoden siehe folgender Kasten).

---

[13] Zwar hält E.ON mit 47 Prozent der Anteile seitdem keine Mehrheitsbeteiligung mehr, allerdings ist hinsichtlich der Hauptversammlungspräsenz davon auszugehen, dass jedenfalls derzeit noch mehr als 50 % der Uniper-Stimmrechte durch E.ON wahrgenommen werden dürften. Dies hat seine Ursache darin, dass rund 11 % der Anteile bei Privatanlegern liegen, die erfahrungsgemäß in geringerem Maße an Hauptversammlungen teilnehmen.

[14] Den E.ON-Aktionären wurden zu diesem Stichtag Uniper-Aktien im Verhältnis 10:1 zugeteilt.

[15] Vgl. COMP/M.8056 – Vattenfall/EPH vom 22. September 2016.

[16] Vgl. https://www.leag.de/de/geschaeftsfelder/, aufgerufen am 12. September 2017

Kartellrechtliche Verbundzurechnung vs. Zurechnung mittels „Dominanzmethode“

Für die Berechnung von Marktanteilen ist eine Definition erforderlich, welche Gesellschaften (juristische Personen) als untereinander verbunden und somit als eine Unternehmensgruppe gewertet werden. Dies impliziert die Wertung, dass zwischen den einzelnen Gesellschaften der Unternehmensgruppe kein (wesentliches) Wettbewerbsverhältnis besteht.

Im Kartellrecht findet das Konzept der „verbundenen Unternehmen“ Anwendung (§ 36 Abs. 2 GWB). Das kartellrechtliche Verbundkonzept stellt darauf ab, ob ein Abhängigkeits- bzw. Beherrschungsverhältnis zwischen Unternehmen besteht. Die Umsätze bzw. Absätze jedes beherrschten Unternehmens werden voll dem Unternehmensverbund zugerechnet, die Absätze eines nicht beherrschten Unternehmens werden nicht (auch nicht anteilig) zugerechnet. Typisches Beispiel der Beherrschung ist eine Mehrheit der Stimmrechte an einer Beteiligungsgesellschaft. Beherrschung kann aber auch aufgrund anderer Umstände vorliegen, wie z.B. durch personelle Verflechtungen oder durch einen Beherrschungsvertrag. Wirken mehrere Unternehmen derart zusammen, dass sie gemeinsam einen beherrschenden Einfluss auf ein anderes Unternehmen ausüben können (z.B. aufgrund des Gesellschaftsvertrags oder eines Konsortialvertrags), gilt jedes von ihnen als herrschendes. Nach diesen Grundsätzen kann die Ermittlung und Bewertung, welche Unternehmen zu einem Verbund gehören, im Einzelfall relativ aufwendig sein.

Zur Vermeidung dieses Aufwands wird im Energie-Monitoring überwiegend eine wesentlich einfachere Zurechnung mit der sog. „Dominanzmethode“ durchgeführt. 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. Für den Fall, dass es neben anderen Eignern mit Anteilen von unter 50 Prozent lediglich einen Anteilseigner mit einer Beteiligung in Höhe von 50 Prozent gibt, so werden dem größten Anteilseigner die Absatzmengen zur Hälfte zugerechnet; die übrigen Absatzmengen werden keinem Unternehmen zugerechnet. 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“).

Im Falle von Mehrheitsbeteiligungen gelangen die beiden Zurechnungsmethoden in der Regel zum gleichen Ergebnis. Ein Beherrschungsverhältnis kann aber insbesondere auch bei Minderheitsbeteiligungen vorliegen, was durch die Dominanzmethode nicht erfasst wird. Bei Zurechnung mit der Dominanzmethode gelangt man daher tendenziell zu Marktanteilen der absatzstärksten Unternehmensgruppen, die zu niedrig ausfallen, insbesondere wenn in einem Markt absatzstarke Gemeinschaftsunternehmen tätig sind.

3.1 Stromerzeugung und Stromerstabsatz

Das Bundeskartellamt grenzt einen sachlich relevanten Markt für die Erzeugung und den erstmaligen Absatz von Strom ab (Stromerstabsatzmarkt). Für die Berechnung von Marktanteilen hat das Bundeskartellamt in seiner Fallpraxis zuletzt folgende Abgrenzungskriterien angewandt[17]:

Die Marktanteile werden anhand der Einspeisemengen (nicht anhand der Kapazitäten) bemessen. Der nach den Grundsätzen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) festvergütete bzw. der nach der historisch teilweise optionalen Direktvermarktung vergütete Strom wurde zuletzt zwar in die Pivotalanalyse einbezogen, nicht aber in die Berechnung der Marktanteile auf dem Stromerstabsatzmarkt.[18] Die Erzeugung und Einspeisung dieses EEG-Stroms erfolgt losgelöst von der Nachfragesituation und den Stromgroßhandelspreisen. Die EEG-Anlagenbetreiber unterliegen nicht dem Wettbewerb der übrigen („konventionellen") Stromerzeugung. Im Falle des Vorliegens von sog. Bezugsrechten werden entsprechende Mengen bzw. Kapazitäten nicht dem Kraftwerkseigentümer, sondern dem Bezugsrechtsinhaber zugerechnet, wenn dieser über den Einsatz des Kraftwerks bestimmt und die Chancen und Risiken der Vermarktung trägt.[19] Es werden nur Strommengen berücksichtigt, die in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist werden, d.h. Einspeisung in geschlossene Verteilernetze, Eigenverbrauch und Bahnstrom sind nicht Teil des Stromerstabsatzmarktes. In räumlicher Hinsicht grenzt das Bundeskartellamt derzeit den Markt für Deutschland und Österreich einheitlich ab.[20] Ausschlaggebend hierfür ist, dass an den Grenzkuppelstellen zwischen den beiden Ländern aktuell kein NTC-Wert ausgewiesen ist und insbesondere dass eine derzeit gemeinsame Preiszone – mit notwendigerweise einheitlichen Preisen – für den deutsch-österreichischen Stromgroßhandel besteht. Derartige Voraussetzungen liegen derzeit für andere Nachbarländer nicht vor.[21]

Wie oben dargestellt wurden im diesjährigen Monitoring bei den - abweichend von vier im Vorjahr - fünf absatzstärksten Unternehmen (RWE, E.ON/Uniper, EnBW, Vattenfall und LEAG) ergänzend Stromerzeugungsmengen und -kapazitäten gemäß diesen Definitionen abgefragt. Die Gesamtmarktdaten wurden der Auswertung der Erzeugerfragebögen und der Netzbetreiberfragebögen des Monitorings entnommen. Darüber hinaus hat die österreichische Regulierungsbehörde E-Control aggregierte Daten für Österreich zur Verfügung gestellt.

Die Ergebnisse der Erhebung für die Stromerzeugungsmengen sind in folgender Tabelle dargestellt, in der zum Vergleich die nach gleichem Muster erhobenen Vorjahresdaten mit abgebildet sind. Zu beachten ist dabei, dass die Werte der Jahre 2015 und 2016 nur bedingt miteinander vergleichbar, sind, da nunmehr fünf statt bisher vier Anbieter in die Betrachtung einbezogen werden:

---

[17] Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 8. Dezember 2011, B8-94/11, RWE/Stadtwerke Unna, Rz. 22 ff.

[18] Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, S. 73 f.

[19] Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, S. 93 f.

[20] Die Konsequenzen einer möglichen Engpassbewirtschaftung an der Grenze Deutschland-Österreich für die geographische Marktabgrenzung wären anhand von deren Marktwirkungen beizeiten zu überprüfen.

[21] Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, S. 81 ff.

Erzeugungsmengen der vier bzw. fünf größten Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromerstabsatzmarktes

	Deutschland + Österreich 2015		Deutschland + Österreich 2016		Deutschland 2015		Deutschland 2016	
	TWh	Anteil	TWh	Anteil	TWh	Anteil	TWh	Anteil
RWE	127,5	29,6%	134,0	30,7%	125,1	32,2%	130,8	33,5%
Vattenfall[1]	83,1	19,3%	66,8	15,3%	83,1	21,4%	66,8	17,1%
EnBW[2]	49,0	11,4%	47,3	10,8%	49,0	12,6%	47,3	12,1%
E.ON/Uniper	38,9	9,0%	37,2	8,5%	38,6	9,9%	36,9	9,4%
LEAG[3]	-	-	17,3	4,0%	-	-	17,3	4,4%
CR 4 (2015) CR 5 (2016)	298,5	69,2%	302,6	**69,4%**	295,8	76,2%	299,1	**76,5%**
Andere Unternehmen	132,6	30,8%	133,5	30,6%	92,4	23,8%	92,0	23,5%
Nettostrom-erzeugung gesamt	431,1	100%	436,1	100%	388,2	100%	391,1	100%

[1] Vattenfall hat die Lausitzer Braunkohle erst zum 01.10. an die LEAG abgegeben
[2] Angaben von EnBW enthalten direktvermarkteten EEG-Strom
[3] Für LEAG sind nur die Lausitzer Braunkohleaktivitäten ab dem 01.10. bis zum 31.12. angegeben

Tabelle 5: Erzeugungsmengen der vier bzw. fünf größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes (d. h. ohne EEG-Strom, Bahnstrom, Eigenverbrauch)

Der aggregierte Marktanteil der fünf absatzstärksten Unternehmen (CR 5) auf dem Stromerstabsatzmarkt betrug im Jahr 2016 bezogen auf das gemeinsame Marktgebiet Deutschland/Österreich rund 69,4 Prozent (2015 CR 4: 69,2 Prozent). Bei gestiegenem Marktvolumen in Höhe von etwa 5 TWh sind die Marktanteile von E.ON/Uniper und EnBW jeweils leicht gesunken. Bei RWE hingegen ist der Marktanteil um 1,1 Prozentpunkte gestiegen. Der Marktanteil von Vattenfall ist von 19,3 Prozent auf 15,3 Prozent merklich zurückgegangen. Bei der Bewertung dieser Marktanteilsveränderung ist der Zeitpunkt der Übertragung der Lausitzer Braunkohlesparte zum 1. Oktober 2016 zu beachten. Deren Einspeisemengen sind folglich in die Berechnung des Marktanteils von Vattenfall lediglich bis vor dem 1. Oktober 2016 eingegangen. Umgekehrt wurden bei der Marktanteilsberechnung für LEAG nur die Einspeisemengen ab dem 1. Oktober 2016 bis Ende des Jahres 2016 herangezogen. Der Marktanteil von LEAG ist gemessen an den Kapazitäten folglich unterrepräsentiert, der Marktanteil von Vattenfall hingegen überzeichnet.

Während die EEG-Einspeisemengen über die letzten sechs Jahre hinweg gestiegen sind, haben die übrigen Stromerzeugungsmengen und damit das Volumen des Stromerstabsatzmarktes laut obiger Definition im gleichen Zeitraum abgenommen.

Bezogen auf das Marktgebiet Deutschland-Österreich ist das Volumen des Stromerstabsatzmarktes in 2016 im Vergleich zum Vorjahr leicht um 5 TWh auf insgesamt 436,1 TWh gestiegen. Das davon innerdeutsch erzeugte Volumen stieg um 2,8 TWh auf insgesamt 391,1 TWh. Auf der anderen Seite ist das österreichische Volumen für das Jahr 2016 um 2,2 TWh auf insgesamt 45 TWh ebenfalls angestiegen. Die Erzeugungsmengen der nunmehr fünf größten Anbieter auf dem Stromerstabsatzmarkt sind demgegenüber insgesamt um rund 4,1 TWh bzw. um 0,5 Prozentpunkte gestiegen.

Abbildung 4: Anteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerstabsatzmarkt

Der Anteil der fünf Unternehmen an den deutsch-österreichischen Erzeugungskapazitäten, die für einen Einsatz am Stromerstabsatzmarkt grundsätzlich zur Verfügung stehen (d. h. ohne EEG-Kapazitäten, Bahnstrom, stillgelegte Anlagen sowie nicht in das Netz der Allgemeinen Versorgung einspeisende Anlagen), liegt mit 56,6 Prozent leicht unter dem Vorjahresniveau von 58,2 Prozent. Im Jahr 2015 waren noch vier Stromerzeuger Gegenstand der Betrachtung, der aktuelle – zudem kleinere – Kapazitätsanteil von 56,6 Prozent verteilt sich nunmehr auf fünf Stromerzeuger. Der Grad der Marktkonzentration hat demnach abgenommen.

Die insgesamt in Deutschland und Österreich zur Verfügung stehende Stromerzeugungskapazität hat sich im Jahresvergleich um 2 GW vergrößert. Auffallend ist, dass die auf RWE entfallenden Kapazitäten um 0,4 GW angestiegen sind, während diejenigen von EnBW und E.ON/Uniper um 0,2 GW gesunken sind. Die Halbierung der Anteile von Vattenfall ist bedingt durch den Verkauf der Lausitzer Braunkohleaktivitäten – und damit der Kraftwerke - an die LEAG.

Erzeugungskapazitäten der vier bzw. fünf größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromerstabsatzmarktes (ohne EEG-Strom, Bahnstrom)

	Deutschland + Österreich 31.12.2015		Deutschland + Österreich 31.12.2016		Deutschland 31.12.2015		Deutschland 31.12.2016	
	GW	Anteil	GW	Anteil	GW	Anteil	GW	Anteil
RWE	27,2	24,2%	27,6	24,1%	26,0	27,4%	26,2	27,0%
Vattenfall	16,7	14,8%	8,3	7,3%	16,7	17,5%	8,3	8,6%
EnBW[1]	11,9	10,6%	11,7	10,2%	11,9	12,6%	11,7	12,1%
E.ON/Uniper	9,7	8,6%	9,5	8,2%	9,6	10,1%	9,3	9,6%
LEAG	-	-	7,8	6,8%	-	-	7,8	8,0%
CR 4 (2015) CR 5 (2016)	65,5	58,2%	64,9	**56,6%**	64,2	67,6%	63,4	**65,3%**
Andere Unternehmen	47,2	41,8%	49,8	43,4%	30,9	32,4%	33,7	34,7%
Kapazitäten insgesamt	112,7	100%	114,7	100%	95,1	100%	97,1	100%

[1] Die Angaben von EnBW enthalten EEG-Kapazitäten.

Tabelle 6: Erzeugungskapazitäten der vier bzw. fünf größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes

Zusammenfassend kann man sagen, dass der Stromerstabsatzmarkt hinsichtlich der Erzeugungsmenge im Jahr 2016 mit einem CR 5 von 69,4 Prozent (2015 (CR 4): 69,2 Prozent) somit weiterhin konzentriert ist. Allerdings verteilen sich die kumulierten Marktanteile auf nunmehr fünf – statt bisher vier – große, voneinander unabhängige Anbieter. Der Grad der Marktkonzentration ist dadurch insgesamt geringer geworden. Über den Rückgang der Marktkonzentration hinaus führen einige weitere Faktoren zu rückläufigen Marktmachttendenzen. Deutschlandweit bzw. europaweit bestehen seit Jahren grundsätzlich mehr Stromerzeugungskapazitäten, als zur Deckung der Stromnachfrage benötigt werden. Zudem wird ein gestiegener Anteil der Stromnachfrage mit der Einspeisung durch erneuerbare Energien gedeckt.

Der Grad der Marktkonzentration wird weiterhin relativiert durch die Erzeugung und den Erstabsatz von Strom aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG („EEG-Strom“), welche – aufgrund des Einspeisevorrangs und des Preisgefüges - dem oben definierten Stromerstabsatzmarkt Nachfrage entzieht. Allerding wird der nach den Grundsätzen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) festvergütete bzw. nach der historisch teilweise optionalen Direktvermarktung vergütete Strom (im Folgenden: EEG-Strom) weiterhin

nicht in die Berechnung der Marktanteile auf dem Stromerstabsatzmarkt einbezogen. Grund dafür ist, dass die Erzeugung und Einspeisung des EEG-Stroms nicht dem Wettbewerb auf dem Markt für Erzeugung und Absatz sonstigen, im Wesentlichen konventionellen Stroms ausgesetzt ist.

Zu einer groben Abschätzung der Auswirkungen auf den Grad der Marktkonzentration enthält der vorliegende Monitoringbericht erstmals Erhebungen zu den Marktanteilen der oben genannten fünf Erzeuger, beim EEG-Strom. Dabei wurden diese Erzeuger analog zu der Befragung hinsichtlich der Erzeugung und des Erstabsatzes konventionellen Stroms nun auch nach ihren Erzeugungsmengen und Kapazitäten bei EEG-Strom befragt und diese wiederum ins Verhältnis zu den Gesamtmarktdaten gesetzt. Die Marktanteile der oben genannten fünf großen Anbieter liegen bei der Erzeugung von EEG-Strom durchweg erheblich unter denen im Bereich der konventionellen Stromerzeugung. Bei der Erzeugungsmenge macht der Anteil der fünf genannten Unternehmen für das Marktgebiet Deutschland/Österreich für das Jahr 2016 rund sechs Prozent aus. Bei den Kapazitäten beträgt der Anteil der fünf größten Erzeuger für das Jahr 2016 ca. drei Prozent.

Weiterhin kann die verbesserte Nutzung der Übertragungskapazitäten für Stromimporte in Folge der fortschreitenden Marktkopplung dazu beitragen, Verhaltensspielräume auf dem Stromerstabsatzmarkt zu begrenzen. Diese weiteren Aspekte spiegeln sich in den dargestellten Marktanteilen nicht wider, fänden aber im Rahmen einer umfassenden Marktmachtanalyse – insbesondere auch in einer Pivotalanalyse – Berücksichtigung. Schließlich ist im Hinblick auf die Zukunft auch zu bedenken, dass u. a. die bis spätestens 2022 zu erfolgende Stilllegung der bisher noch betriebenen deutschen Atomkraftwerke zu weiteren Veränderungen in der Marktstruktur führen wird.

3.2 Stromendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet auf den Stromletztverbrauchermärkten sachlich zunächst 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. Bei SLP-Kunden handelt es sich um Stromabnehmer relativ geringer Verbrauchsmengen. Dies sind i. d. R. Haushaltskunden und kleinere Gewerbekunden. Für diese Kunden wird bezüglich der zeitlichen Verteilung ihres Stromverbrauchs ein Standardlastprofil (SLP) angenommen.

Zuletzt hat das Bundeskartellamt für die Belieferung von RLM-Kunden mit Strom einen einheitlichen bundesweiten Markt abgegrenzt. Bei der Belieferung von SLP-Kunden unterscheidet das Bundeskartellamt bislang drei sachliche Märkte: (i) Belieferung mit Heizstrom (netzgebietsbezogene Abgrenzung), (ii) Belieferung im Rahmen der Grundversorgung (netzgebietsbezogene Abgrenzung), (iii) Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen (ohne Heizstrom, bundesweite Abgrenzung) [22]. Da das EnWG den Begriff ‚Sondervertragskunden' in diesem Sinne nicht mehr verwendet, werden die entsprechenden Verträge nur an jenen Stellen als „Sonderverträge" bezeichnet, in denen es um die kartellrechtliche Marktabgrenzung geht. Ansonsten werden diese Verträge für die Zwecke des Monitoringberichtes als „Vertrag mit dem

[22] Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 30. November 2009, B8-107/09, Integra/Thüga, Rz. 32 ff.

Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ bzw. als „Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“ bezeichnet.[23]

Im Energie-Monitoring werden die Absätze der Lieferanten auf Ebene der einzelnen Gesellschaften (juristische Personen) als bundesweite Summenwerte erhoben. Bei der Erhebung wird für die Absätze an SLP-Kunden zudem zwischen Heizstrom, Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen unterschieden. Der folgenden Auswertung liegen Mengenangaben von rund 1.150 Stromlieferanten (juristische Personen) zu Grunde (2015: ebenfalls 1.150).

Im Jahr 2016 wurden rund 266 TWh Strom an RLM-Kunden und rund 161 TWh Strom an SLP-Kunden abgesetzt. Im Vorjahr wurden nahezu die gleichen Mengen verzeichnet. Vom Gesamtabsatz an SLP-Kunden entfielen 14 TWh auf Heizstrom, 38 TWh auf SLP-Grundversorgungskunden und 108 TWh auf sonstige SLP-Sondervertragskunden.

Anders als bei der Stromerzeugung und dem Stromerstabsatz haben sich die Veränderungen bei den großen Anbietern nicht wesentlich auf die entsprechenden Marktanteile bei der Belieferung von Stromletztverbrauchern ausgewirkt, insofern ist die bisherige CR4-Analyse auch weiterhin sachgerecht. Aus den Angaben der einzelnen Gesellschaften wurde errechnet, welche Absatzmengen auf die vier absatzstärksten Unternehmen entfallen. Die Aggregation der Absatzmengen erfolgte anhand der „Dominanzmethode“ nach den oben dargestellten Zurechnungsregeln und liefert für die Zwecke der hiesigen Darstellung hinreichend genaue Ergebnisse. Bei den Angaben der Prozentanteile ist zu berücksichtigen, dass die Monitoring-Erhebung im Bereich der Stromlieferanten keine vollständige Marktabdeckung erreicht. Die genannten Prozentanteile entsprechen daher nur näherungsweise den tatsächlichen Marktanteilen.

Auf dem bundesweiten **Markt für die Belieferung von RLM-Kunden** setzten die vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2016 insgesamt ca. 75 TWh ab. Der aggregierte Marktanteil der vier Unternehmen (CR 4) beträgt hier somit rund 28 Prozent. Im Vorjahr setzten die CR 4 noch 82 TWh ab – was einem Anteil von 31 Prozent entsprach. Erneut ist ein Rückgang der Marktanteile der CR 4 auf dem Markt für RLM-Kunden zu verzeichnen. Dieser Wert liegt deutlich unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 Abs. 4 und 6 GWB). Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf dem Markt für die Belieferung von RLM-Kunden inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist.

Auf dem bundesweiten **Markt für die Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen** (außerhalb der Grundversorgung und ohne Heizstrom) betrug der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2016 ca. 36 TWh – im Vorjahr noch 38 TWh. Der aggregierte Marktanteil der vier Unternehmen (CR 4) beträgt auf diesem Markt somit rund 34 Prozent – im Jahr 2015 noch 36 Prozent. Dieser Wert liegt ebenfalls deutlich unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 Abs. 4 und 6 GWB). Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf dem bundesweiten Markt für

---

[23] Der Begriff „Sondervertrag“ findet sich in § 1 Abs. 4 KAV (Konzessionsabgabenverordnung). Für die Bemessung der Konzessionsabgabe ist der Sondervertragsbegriff weiter von Bedeutung und war auch bereits Gegenstand von Missbrauchsverfahren und Sektoruntersuchungen (Heizstrom). Für die kartellrechtliche Marktabgrenzung sind die Begriffe Grund(- und Ersatz-)versorgung bzw. „Sondervertrag“ treffend und werden - weil gesetzlich definiert - weiter verwendet.

die Belieferung von SLP-Kunden (ohne Heizstrom) im Rahmen von Sonderverträgen inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist.

Im Bereich der Grundversorgung betrug der kumulierte bundesweite Absatz der CR 4 rund 15,8 TWh von der gesamten Grundversorgungsmenge von SLP-Kunden von rund 38,4 TWh. Der Anteil beträgt für die CR 4 demnach rund 41 Prozent. Im Bereich **Belieferung von SLP-Kunden mit Heizstrom** haben die CR 4 noch eine relativ starke Stellung. Der kumulierte Absatz der CR 4 beträgt rund 8,9 TWh von insgesamt 14,4 TWh für Heizstrom (Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen). Somit entfallen auf die CR 4 rund 62 Prozent. Anhand der Monitoring-Daten können auch Absatzanteile für alle SLP-Kunden insgesamt, also einschließlich Heizstrom- und Grundversorgungskunden, errechnet werden. Die so ermittelten Summenwerte entsprechen zwar nicht der sachlichen Marktabgrenzungspraxis des Bundeskartellamtes, sondern sollen lediglich darstellen, wie hoch die Anteile der absatzstärksten Unternehmen bei einer bundesweiten Betrachtung über sämtliche SLP-Kunden sind. Die Abgabemenge der vier absatzstärksten Unternehmen an alle SLP-Kunden beläuft sich auf rund 62 TWh, was einem aggregierten Anteil von rund 38 Prozent entspricht. Im Jahr 2015 lag die Abgabemenge der CR 4-Anbieter noch bei 66 TWh, der Marktanteil betrug noch 41 Prozent. Der Anteil bzgl. aller SLP-Kunden ist somit höher als bei der Auswertung nur nach SLP-Sondervertragskunden (ohne Heizstrom). Ursache hierfür ist, dass die vier absatzstärksten Unternehmen – wie oben dargestellt – in den Bereichen Heizstrom und Grundversorgung tendenziell höhere Anteile an den bundesweiten Absatzmengen auf sich vereinigen als im Bereich der SLP-Sonderverträge ohne Heizstrom.

Abbildung 5: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2016

B Erzeugung

1. Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches

1.1 Nettostromerzeugung 2016

Die Nettostromerzeugung stieg im Jahr 2016 gegenüber dem Jahr 2015 um 6,0 TWh auf 600,3 TWh an. Anders als in den Vorjahren war in 2016 erstmals nur unwesentlich gesteigerte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zu beobachten, trotz eines weiter anhaltenden Ausbaus der Erneuerbaren Energien (siehe Abschnitt „Entwicklung Erneuerbare Energien“ ab Seite 64). Im Bereich der nicht erneuerbaren Energieträger stieg die Erzeugung nach zwei Jahren mit rückläufigen Erzeugungsmengen im Jahr 2016 um 5,6 TWh auf 420,0 TWh an. Die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger stieg um 0,4 TWh (0,2 Prozent) von 180,0 TWh im Jahr 2015 auf 180,3 TWh im Jahr 2016. Damit betrug der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien an der gesamten Nettostromerzeugung 30,0 Prozent im Jahr 2016. Der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch betrug 31,2 Prozent im Jahr 2016. Eine detaillierte Betrachtung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG sowie deren Entwicklung findet sich im Abschnitt „Entwicklung Erneuerbare Energien“ ab Seite 68.

Abbildung 6: Entwicklung der Nettostromerzeugung

Die Nettostromerzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern verzeichnete ein Plus von 5,7 TWh gegenüber 2015 (+1,4 Prozent). Sie stieg von 414,3 TWh auf 420,0 TWh (vgl. Abbildung 6). Die Einspeisung aus Erdgaskraftwerken stieg dabei nach Jahren mit rückläufigen Erzeugungsmengen erstmals stark an. Gegenüber 2015 wurden hier 37,7 Prozent mehr Strom erzeugt. Mit 66,9 TWh lag die Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken auf dem Niveau des Jahres 2012 (66,6 TWh). Mit Ausnahme des Energieträgers Abfall war die Erzeugung aller anderen nicht erneuerbaren Energieträger hingegen rückläufig. Die Erzeugung in Steinkohlekraftwerken ging um 2,7 TWh (-2,6 Prozent) auf nunmehr 103,3 TWh zurück. Das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld produzierte im Jahr 2016 erstmals keinen Strom. Im Jahr 2015 hatte es noch bis zur Stilllegung zur Mitte des Jahres Strom erzeugt. Daher ging die Erzeugung aus Kernkraftwerken im Jahr 2016 um 6,8 TWh bzw. 8,0 Prozent zurück. Sie lag damit bei 78,3 TWh. Wie schon in den letzten beiden Jahren war die Erzeugung in Braunkohlekraftwerken im Jahr 2016 erneut leicht rückläufig. Der Rückgang begründet sich im Wesentlichen mit der Überführung des Braunkohlekraftwerks Buschhaus in die Sicherheitsbereitschaft zum 1. Oktober 2016. Die Erzeugungsmengen sanken hier um 2,1 TWh (-1,5 Prozent) auf 140,3 TWh.

Entwicklung der Nettostromerzeugung 2011 - 2016
in TWh

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Kernenergie	102,4	94,2	92,1	91,8	85,1	78,3
Braunkohle	134,2	141,5	148,7	144,5	142,5	140,3
Steinkohle	103,1	107,7	116,4	111,6	106,1	103,3
Erdgas	77,1	66,6	58,4	50,0	48,6	66,9
Mineralölprodukte	4,7	5,0	4,6	3,8	4,3	3,6
Pumpspeicher	9,1	8,9	9,7	9,5	10,1	9,9
Abfall (nicht erneuerbar)	3,7	3,8	3,9	4,3	4,2	4,3
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	11,1	11,2	13,1	12,9	13,4	13,5
Summe nicht erneuerbarer Energieträger	445,4	439,0	447,0	428,5	414,3	420,0
Erneuerbare Energieträger	119,0	137,8	145,6	154,8	180,0	180,3
Insgesamt	564,4	576,8	592,6	583,3	594,2	600,3
Anteil Erneuerbare Energien an gesamter Nettostromerzeugung	**21%**	**24%**	**25%**	**27%**	**30%**	**30%**

*vorläufige Zahlen

Tabelle 7: Entwicklung der Nettostromerzeugung

Die gegenüber den Vorjahren stark gesteigerte Einspeisung aus Erdgaskraftwerken ist auf mehrere Gründe zurückzuführen. Eine Ursache sind die Preisentwicklungen bei den Energieträgern Steinkohle und Erdgas. Sinkenden Gaspreisen an Termin- und Spotmärkten standen steigende Steinkohlepreise gegenüber. Diese Verschiebungen bei den Brennstoffpreisen machen zumindest moderne Gaskraftwerke gegenüber den ineffizientesten Steinkohlekraftwerken zunehmend konkurrenzfähig. Daneben bewirkt die zunehmende fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien tendenziell höhere Lastgradienten. Zur Deckung dieser Lastspitzen eignen sich insbesondere flexible, nicht volatile Kraftwerke, wie Erdgaskraftwerke.

1.2 CO_2-Emissionen der Stromerzeugung 2016

Die Bundesnetzagentur hat für das Jahr 2016 bei den Betreibern von Erzeugungsanlagen mit einer Nettonennleistung von mindestens 10 MW den mit der Stromerzeugung einhergehenden CO_2-Ausstoß abgefragt. Bei KWK-Anlagen war nur der Anteil der CO_2-Emissionen anzugeben, welcher der Stromerzeugung zuzuordnen ist. In Tabelle 8 sind die Ergebnisse der Befragung der Kraftwerksbetreiber enthalten.

CO_2-Emissionen der Stromerzeugung 2016

	CO_2-Emissionen 2015 in Mio. t	CO_2-Emissionen 2016 in Mio. t	Veränderung in Mio. t
Braunkohle	163,0	158,6	-4,4
Steinkohle	97,2	89,6	-7,6
Erdgas	17,9	24,9	7,0
Mineralölprodukte	2,3	1,9	-0,4
Abfall	6,9	7,6	0,7
Sonstige Energieträger[1]	13,8	17,3	3,5
Gesamt	301,1	299,9	-1,2

[1] Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar), Grubengas

Tabelle 8: CO_2-Emissionen der Stromerzeugung 2016 (Stand: 13.12.2017)[24]

Insgesamt bewegt sich der CO_2-Ausstoß im Jahr 2016 gemäß Meldungen der Kraftwerksbetreiber in derselben Größenordnung wie im Jahr 2015 (-1,2 Mio. t CO_2). Gegenüber der erstmaligen Abfrage im Jahr 2015 war ein verbessertes Meldeverhalten zu beobachten. So konnte der Rücklauf der Unternehmen insbesondere in den Bereichen Abfall und sonstige Energieträger weiter gesteigert werden. Nach den Meldungen der Kraftwerksbetreiber emittierten Braunkohlekraftwerke im Jahr 2016 mit 158,6 Mio. t CO_2 über die Hälfte aller CO_2-Emissionen der Stromerzeugung (52,9 Prozent). Damit lag der CO_2-Ausstoß der Braunkohlekraftwerke unterhalb des Ausstoßes des Jahres 2015 (163,0 Mio. t). Steinkohlekraftwerke stießen 89,6 Mio. t CO_2 aus, was gegenüber dem Jahr 2015 einer Reduktion des Ausstoßes von 7,6 Mio. t entspricht. Bei Erdgaskraftwerken

[24] Die Tabelle wurde aufgrund einer fehlerhaften Datenmeldung nachträglich im Vergleich zur Version vom 10. November 2017 aktualisiert.

stieg der CO_2-Ausstoß hingegen von 17,9 Mio. t CO_2 im Jahr 2015 auf nunmehr 24,9 Mio. t CO_2 an. Der reduzierte CO_2-Ausstoß der Steinkohlekraftwerke bei gleichzeitig erhöhtem Ausstoß der Erdgaskraftwerke begründet sich mit der reduzierten Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken und dem zugleich starken Anstieg der Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken (vgl. Abschnitt „Nettostromerzeugung 2016“ auf Seite 48). Die restlichen 26,8 Mio. t CO_2 verteilen sich auf Mineralölkraftwerke (1,9 Mio. t), Abfallkraftwerke (7,6 Mio. t) und sonstige Energieträger (17,3 Mio. t).

Es ist zu beachten, dass bei den Meldungen der Kraftwerksbetreiber nicht der CO_2-Ausstoß der Stromerzeugung enthalten ist, der in Erzeugungsanlagen unter 10 MW Nettonennleistung ausgestoßen wurde. Beim Energieträger Abfall war ein gegenüber 2015 verbessertes, aber immer noch verhältnismäßig heterogenes Meldeverhalten festzustellen, das u. a. auf Schwierigkeiten bei der Zuordnung der CO_2-Emissionen zum nicht-biogenen Anteil der Erzeugung zurückgeführt werden kann.

1.3 Kraftwerksbestand in Deutschland

Der Erzeugungsbereich war, wie schon in den vergangenen Jahren, auch 2016 durch einen Zuwachs der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. Die installierten Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte)[25] stiegen um 7,2 GW von 204,9 GW (Ende 2015) auf 212,0 GW zum Ende 2016 an.[26] Hiervon sind 107,5 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 104,5 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzurechnen.

Der Zuwachs erneuerbarer Energieträger betrug 6,7 GW. Im Jahr 2015 hatte der Zuwachs bei 7,5 GW gelegen. Der Anteil der installierten Leistung erneuerbarer Energieträger an der gesamten installierten Erzeugungsleistung betrug Ende 2016 etwa 49,3 Prozent. Gegenüber dem Jahr 2011 (Beginn der Zeitreihe) stieg die installierte Leistung Erneuerbarer Energien um 38,0 GW; dies entspricht einem Anstieg des Anteils der installierten Leistung erneuerbarer Energieträger an der gesamten installierten Erzeugungsleistung um ca. 10 Prozentpunkte. Eine detaillierte Betrachtung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG sowie deren Entwicklung findet sich in Abschnitt „Entwicklung Erneuerbare Energien“ ab Seite 65.

---

[25] Gegenwärtig nicht am Markt befindliche Kraftwerke (Gesetzlich an der Stilllegung gehinderte Kraftwerke und vorläufig stillgelegte Kraftwerke) sind in den Gesamterzeugungskapazitäten enthalten.

[26] In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen (Pumpspeicher, Lauf- und Speicherwasser) in Luxemburg, Schweiz und Österreich mit insgesamt 4,6 GW Erzeugungsleistung sind in den Gesamterzeugungskapazitäten enthalten.

Abbildung 7: Entwicklung der elektrisch installierten Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung) zum 31. Dezember 2016.

Die nicht erneuerbaren Energieträger nahmen gemäß unten stehender Tabelle 9 im Jahr 2016 um 0,4 GW zu. Der Großteil des Leistungszuwachses bei den nicht erneuerbaren Energieträgern ist auf den Energieträger Erdgas zurückzuführen (u. a. Inbetriebnahmen der Kraftwerke GuD Düsseldorf, Niehl 3, Mittelsbüren). Dieser verzeichnete eine Steigerung von 1,3 GW. Der Energieträger Steinkohle weist erstmals seit 2012 einen Rückgang der Leistung auf. Dieser begründet sich insbesondere mit den Stilllegungen der Kraftwerke Westfalen C und Kraftwerk Hafen in Bremen. In den Jahren zwischen 2012 und 2016 verzeichnete der Energieträger Steinkohle einen Leistungszuwachs, der sich im Wesentlichen mit Inbetriebnahmen von Kraftwerken begründete, die noch vor dem Ausstieg aus der Kernenergie geplant wurden.

Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung 2011 - 2016
in MW

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Kernenergie	12.068	12.068	12.068	12.068	10.800	10.800
Braunkohle	19.847	21.266	21.206	21.068	21.419	21.359
Steinkohle	25.724	25.177	25.964	26.210	28.654	27.419
Erdgas	27.249	27.378	28.389	29.019	28.359	29.614
Mineralölprodukte	4.166	4.136	4.136	4.236	4.196	4.691
Pumpspeicher	9.229	9.234	9.234	9.245	9.442	9.440
Abfall (nicht erneuerbar)	831	852	861	869	883	885
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	3.460	3.457	3.327	3.380	3.390	3.372
Erneuerbare Energieträger*	66.477	76.346	83.533	90.267	97.725	104.453
Summe nicht erneuerbarer Energieträger	102.574	103.568	105.185	106.095	107.143	107.580
Insgesamt	169.051	179.914	188.718	196.362	204.868	212.033
Anteil Erneuerbare Energien an gesamter Erzeugungsleistung	**39%**	**42%**	**44%**	**46%**	**48%**	**49%**

* vorläufige Zahlen für das Jahr 2016

Tabelle 9: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung)

Seit Anfang des Jahres 2017 gingen die nicht erneuerbaren Energieträger mit -2,8 GW zurück. Stilllegungen der Steinkohlekraftwerke in Voerde, Herne und in Marl, sowie des Mineralölkraftwerks in Brunsbüttel bewirken diesen Rückgang. Für den Bereich der Erneuerbaren Energien Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG liegen keine aktuelleren unterjährigen Daten vor; in der nachfolgenden Abbildung 8 werden für diese Anlagen daher die Werte zum 31. Dezember 2016 dargestellt. Der Anteil ist entsprechend unterrepräsentiert. Dabei ist gerade in diesem Bereich seit Anfang des Jahres von einem weiteren Zuwachs auszugehen. Insgesamt sind aktuell 104,8 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen (Stand: November 2017). Im Detail wird auf die installierte Leistung der einzelnen Erneuerbaren Energieträger im Abschnitt „Entwicklung Erneuerbare Energien“ ab Seite 65 eingegangen.

Abbildung 8: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand November 2017; EEG Stand 31. Dezember 2016)

1.4 Kraftwerksbestand je Bundesland

Die folgende Abbildung 9 zeigt die räumliche Verteilung der installierten Erzeugungsleistungen auf die einzelnen Bundesländer mit einer Unterscheidung nach erneuerbaren und nicht erneuerbaren Energieträgern. In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen in Luxemburg, der Schweiz und in Österreich sind in dieser grafischen Darstellung nicht enthalten. Im Bereich der nicht erneuerbaren Energien sind in der Grafik Kraftwerke ab einer Leistung von 10 MW enthalten. Kleinere, nicht nach dem EEG förderberechtigte Anlagen mit einer Leistung unter 10 MW liegen der Bundesnetzagentur nur in aggregierter Form je Energieträger vor und können daher nicht ihrem jeweiligen Standort zugeordnet werden (insgesamt 4,6 GW).

Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland

Abbildung 9: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland (Netto-Nennleistung, Stand November 2017; EEG Stand 31. Dezember 2016)

Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland
in MW

Bundes-land	Nicht erneuerbare Energieträger							Erneuerbare Energieträger						
	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kernenergie	Pump-speicher	Mineralöl-produkte	Sonstige	Biomasse	Laufwasser	Wind-Offshore	Wind-Onshore	Solare Strahlungs-energie	Sonstige	Summe
BW	0	5.529	1.034	2.712	1.873	702	49	912	655	0	1.156	5.311	84	**20.017**
BY	0	847	4.077	3.982	543	1.384	136	1.500	1.918	0	2.122	11.489	337	**28.335**
BE	0	777	1.040	0	0	327	18	45	0	0	12	87	18	**2.324**
BB	4.409	0	733	0	0	334	183	440	5	0	6.358	3.206	87	**15.755**
HB	0	772	459	0	0	86	206	12	10	0	165	41	48	**1.798**
HH	0	1.794	150	0	0	38	12	44	0	0	64	39	12	**2.153**
HE	34	753	1.570	0	625	25	84	246	62	0	1.526	1.870	105	**6.899**
MV	0	514	318	0	0	0	14	345	3	0	2.989	1.518	20	**5.721**
NI	352	2.933	4.144	2.696	220	59	326	1.418	58	0	9.239	3.623	61	**25.129**
NW	10.995	8.218	8.886	0	303	504	1.903	749	152	0	4.702	4.465	511	**41.388**
RP	0	13	1.953	0	0	0	136	173	233	0	3.161	2.024	69	**7.763**
SL	0	2.211	136	0	0	0	144	20	11	0	327	426	69	**3.344**
SN	4.325	0	618	0	1.085	17	8	297	213	0	1.176	1.680	52	**9.470**
ST	1.153	0	759	0	80	236	135	424	27	0	4.869	2.133	109	**9.925**
SH	0	672	97	1.410	119	321	70	458	5	0	6.205	1.533	28	**10.918**
TH	0	0	482	0	1.509	0	6	252	32	0	1.389	1.270	12	**4.952**
Nordsee	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.795	0	0	0	**3.795**
Ostsee	0	0	0	0	0	0	0	0	0	336	0	0	0	**336**
Summe	**21.267**	**25.034**	**26.455**	**10.800**	**6.357**	**4.032**	**3.431**	**7.335**	**3.384**	**4.132**	**45.460**	**40.715**	**1.621**	**200.022**

Nicht-EEG-Anlagen mit einer Leistung kleiner als 10 MW liegen nicht anlagenscharf vor und sind daher in obiger Tabelle nicht enthalten (4.573 MW)

Tabelle 10: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland

1.5 Kraftwerke außerhalb des Strommarktes

Die insgesamt 104,8 GW Erzeugungsleistung mit nicht erneuerbaren Energieträgern (Stand November 2017) lassen sich in Kraftwerke unterteilen, die am Strommarkt teilnehmen (93,9 GW) und Kraftwerke, die außerhalb des Strommarktes agieren (10,9 GW). Innerhalb dieser beiden Kategorien lassen sich mit Bezug auf den Kraftwerksstatus folgende Teilmengen klassifizieren:

Am Strommarkt befindliche Kraftwerke:

- 93,4 GW: Kraftwerksleistung in Betrieb
- 0,5 GW: Kraftwerke, die vorübergehend (z. B. Reparatur nach Schadensfall) nicht bzw. nur eingeschränkt in Betrieb sind

Außerhalb des Strommarktes agierende Kraftwerke:

- 6,9 GW: Kraftwerke in der Netzreserve (systemrelevante Kraftwerke gemäß §§ 13b Abs. 4, 13b Abs. 5 EnWG, die schon heute nur auf Anforderung der ÜNB betrieben werden)
- 0,9 GW: Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft
- 3,1 GW: Vorläufig stillgelegte Kraftwerke

Bei den obigen Kraftwerken in der Netzreserve handelt es sich um solche Kraftwerke, die aus Gründen des sicheren Netzbetriebs nicht stillgelegt werden durften (siehe auch Abschnitt „Einsatz der Netzreservekraftwerke“ im Kapitel Netze ab Seite 113), obwohl eine vorläufige oder endgültige Stilllegung angezeigt wurde. In der Netzreserve befinden sich gegenwärtig Erdgaskraftwerke (3,0 GW), Steinkohlekraftwerke (2,3 GW) und mit Mineralölprodukten befeuerte Anlagen (1,6 GW).

Gemäß § 13g EnWG werden die Braunkohlekraftwerke Buschhaus, Neurath C, Niederaußem E und F, Frimmersdorf P und Q sowie Jänschwalde E und F ab dem 1. Oktober 2016 schrittweise in die sogenannte Sicherheitsbereitschaft überführt (Überführung der Braunkohlekraftwerke Buschhaus Block D bis zum 1. Oktober 2016, 352 MW und der Braunkohlekraftwerke Frimmersdorf P und Q bis zum 1. Oktober 2017, 562 MW). Die Sicherheitsbereitschaft dient neben der Versorgungssicherheit vorrangig dazu, die Kohlendioxidemissionen im Stromsektor zu senken. Die Kraftwerksblöcke bleiben vier Jahre in der Sicherheitsbereitschaft. Während dieser Zeit ist diesen Anlagen eine Produktion von Strom außerhalb der Sicherheitsbereitschaft untersagt. Nach Ablauf der vier Jahre müssen die Anlagen endgültig stillgelegt werden. Eine Rückkehr in den Strommarkt ist nicht zulässig.

Bei den vorläufig stillgelegten Kraftwerken handelt es sich um Erdgas- (2,6 GW), um Braunkohlekraftwerke (0,3 GW) und Mineralölkraftwerke (0,2 GW).

Die räumliche Verteilung der außerhalb des Strommarktes agierenden Kraftwerke zeigt die nachstehende Abbildung 10. Neben angezeigten endgültigen Stilllegungen, deren Stilllegung aus Gründen des sicheren

Netzbetriebs untersagt wurde, sind in der Grafik in der Kategorie „Kraftwerke in der Netzreserve“ auch angezeigte vorläufige Stilllegungen enthalten, die aus Gründen des sicheren Netzbetriebs nicht umgesetzt werden durften. Das EnWG unterscheidet zwischen vorläufigen und endgültigen Stilllegungen wie folgt: Vorläufige Stilllegungen können, anders als endgültige Stilllegungen, innerhalb eines Jahres wieder rückgängig gemacht werden.

Kraftwerke außerhalb des Strommarktes (Netto-Nennleistung)

Abbildung 10: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes (Netto-Nennleistung, Stand November 2017)

1.6 Entwicklung der Erzeugungskapazitäten nicht erneuerbarer Energieträger

1.6.1 Kraftwerkszubau

Neben den Informationen zu Bestandskraftwerken fragt die Bundesnetzagentur im Monitoring auch die zukünftige Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten ab. Im Folgenden wird in einem ersten Schritt der Kraftwerkszubau betrachtet. Anschließend werden im Abschnitt „Kraftwerksstilllegungen“ auf Seite 61 die Stilllegungen in die Betrachtung der zukünftigen Entwicklung des Kraftwerksparks einbezogen. Die Betrachtung des zukünftigen Kraftwerksparks beschränkt sich auf die nicht erneuerbaren Energieträger. Bei der Betrachtung des Zubaus werden nur die derzeit im Probebetrieb oder im Bau befindlichen Erzeugungsanlagen mit einer Netto-Nennleistung ab 10 MW berücksichtigt. In diesem Fall ist die Umsetzungswahrscheinlichkeit der Kraftwerksprojekte hinreichend groß.

Derzeit befinden sich 2.345 MW Erzeugungskapazitäten im Probebetrieb oder im Bau, die voraussichtlich bis 2020 fertig gestellt werden (Abbildung 11). Bei den sich in Deutschland befindlichen Kraftwerksprojekten handelt es sich um die Energieträger Steinkohle (1.055 MW), Erdgas (883 MW)) und sonstige Energieträger (35 MW). Zudem werden gegenwärtig Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 372 MW in Österreich zugebaut, die von dort ins deutsche Netz einspeisen werden. Innerhalb Deutschlands befinden sich im Bereich der Pumpspeicherkraftwerke gegenwärtig keine Kraftwerksprojekte in der Probebetrieb- oder Bauphase.

Abbildung 11: Im Probebetrieb oder im Bau befindliche Kraftwerke 2017 bis 2020 (Bundesweite Plandaten 2017 bis 2020 für Netto-Nennleistungen, Stand: November 2017)

1.6.2 Kraftwerksstilllegungen

Anhand des Zubaus von Kraftwerken und der geplanten Kraftwerksstilllegungen lässt sich die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks beschreiben. Analog zum Zubau werden im Bereich der Kraftwerksstilllegungen nur solche Kraftwerke betrachtet, bei denen die Stilllegung mit hinreichend hoher Wahrscheinlichkeit eintritt. Dazu gehören Kraftwerke, die bei der Bundesnetzagentur eine geplante endgültige oder vorläufige Stilllegung angezeigt haben sowie die gesetzlich verankerten Stilllegungen der Kernkraftwerke.

In Abbildung 12 sind die Standorte des erwarteten Zubaus und der erwarteten Stilllegungen von Kraftwerksblöcken mit einer Leistung von mindestens 10 MW bis zum Jahr 2020 zu entnehmen. Systemrelevante Kraftwerke sind in der Summe der angezeigten Stilllegungen nicht enthalten, da jenen Kraftwerken die Stilllegung untersagt wurde. Nicht enthalten sind zudem die nach 2020 stillzulegenden Kernkraftwerke Brokdorf, Gundremmingen Block C, Grohnde, Neckarwestheim 2, Lingen und Isar 2 mit einer Gesamtleistung in Höhe von 8.107 MW.

Bundesweit übersteigen die geplanten Stilllegungen bestehend aus angezeigten endgültigen Stilllegungen (1.788 MW) und den gesetzlich stillzulegenden Kernkraftwerken (2.686 MW) bis zum Jahr 2020 den Zubau von Kraftwerksblöcken (2.345 MW) um 2.129 MW. Damit werden die vorhandenen Überkapazitäten voraussichtlich verringert. Für die Versorgungssicherheit ist außerdem eine getrennte Nord-Süd-Betrachtung von Interesse. Näherungsweise wird bei der Betrachtung die Mainlinie als Grenze zwischen Nord- und Süddeutschland herangezogen. Südlich der Mainlinie befinden sich gegenwärtig 526 MW Kraftwerksleistung in Bau (darin enthalten sind Pumpspeicherkraftwerke in Österreich mit einer Leistung von insgesamt 372 MW). Demgegenüber stehen bis zum Jahr 2020 in Süddeutschland endgültige Stilllegungen mit einer Leistung von 3.131 MW. Davon entfallen allein 2.686 MW auf die Kernkraftwerke in Gundremmingen B (Stilllegung 2017) und Philippsburg 2 (Stilllegung 2019). Damit beträgt der Saldo in Süddeutschland bis zum Jahr 2020 -2.605 MW. Nördlich der Mainlinie übersteigt der Zubau von Kraftwerken die geplanten Stilllegungen. Den in Probebetrieb oder in Bau befindlichen Kraftwerksblöcken (inklusive Datteln 4) mit einer Leistung in Höhe von 1.819 MW stehen hier geplante Stilllegungen von Kraftwerken mit einer Leistung von 1.343 MW gegenüber. Dies entspricht bis 2020 einem Saldo von 476 MW. Durch die beschriebene Entwicklung des Kraftwerksparks im nicht erneuerbaren Bereich wird das bestehende Nord-Süd-Gefälle bis zum Jahr 2020 verstärkt.

Neben den endgültigen Stilllegungen wurden der Bundesnetzagentur vorläufige Stilllegungen mit einer Gesamtleistung von 910 MW angezeigt.

Daneben werden bis zum 01. Oktober 2019 die Braunkohlekraftwerke Niederaußem E und F, Jänschwalde E und F und Neurath C mit einer Gesamtleistung von 1.816 MW in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Diese Anlagen müssen nach Ablauf von vier Jahren in der Sicherheitsbereitschaft endgültig stillgelegt werden.

Über die in obigen Betrachtungen enthaltenen formellen Anzeigen einer geplanten endgültigen oder vorläufigen Kraftwerksstilllegung hinaus wurden der Bundesnetzagentur im Monitoring weitere geplante Stilllegungen von Kraftwerksblöcken mitgeteilt. Bis zum Jahr 2020 werden demnach voraussichtlich insgesamt weitere 190 MW Kraftwerksleistung endgültig stillgelegt. Es handelt sich um ein Steinkohlekraftwerk mit einer Leistung von 124 MW, ein Erdgaskraftwerk mit einer Leistung von 10 MW und sonstige Energieträger mit einer Leistung von 56 MW. Der überwiegende Teil dieser Kraftwerke (168 MW) befindet sich nördlich der Mainlinie. Bei der einzigen vorläufigen Stilllegung handelt es sich um ein Erdgaskraftwerk (55 MW) nördlich der Mainlinie.

Standorte mit erwartetem Zu- und Rückbau von Kraftwerksblöcken bis 2020

Abbildung 12: Standorte mit erwartetem Zubau und Stilllegungen von Kraftwerksblöcken bis 2020

Insgesamt betragen die gemeldeten geplanten endgültigen Stilllegungen von Kraftwerken bis zum Jahr 2020 somit 4.664 MW. Davon befinden sich 3.153 MW in Süddeutschland. Der gesamte bundesweite Saldo bis zum Jahr 2020 inklusive der in Luxemburg und Österreich in Bau befindlichen Pumpspeicherkraftwerke beträgt somit -2.319 MW. Dieser Saldo aus dem Zubau von Kraftwerken und aus Kraftwerksstilllegungen ergibt sich aus in Probebetrieb oder in Bau befindlichen Kraftwerksblöcken abzüglich formell angezeigten endgültigen Stilllegungen nach § 13b Abs. 1 EnWG, den Kernkraftwerksstilllegungen sowie darüber hinaus im Monitoring gemeldeten geplanten endgültigen Stilllegungen. Der gesamte Saldo für Süddeutschland beträgt im selben Zeitraum -2.627 MW.

2. Entwicklung Erneuerbare Energien

2.1 Entwicklung Erneuerbarer Energien (mit Zahlungsanspruch nach dem EEG)

Nicht alle Erzeugungsanlagen innerhalb der erneuerbaren Energieträger haben auch einen Zahlungsanspruch nach dem EEG. Es ist zwischen solchen Erneuerbaren Energien mit und ohne Zahlungsanspruch zu unterscheiden. Für den Großteil der installierten Erneuerbaren Energien besteht ein Zahlungsanspruch (Marktprämie oder Einspeisevergütung) nach dem EEG. Von den installierten 104,5 GW Ende 2016 haben 99,7 GW einen Zahlungsanspruch. Daher wird auf Erneuerbare Energien mit Zahlungsanspruch in diesem Kapitel näher eingegangen.

Die insgesamt 4,8 GW im Bereich der Erneuerbaren Energien ohne Zahlungsanspruch verteilen sich im Wesentlichen auf die Energieträger Laufwasser (2,4 GW), Speicherwasser (1,5 GW) und Abfall (0,9 GW). Beim Energieträger Abfall wird nur der biogene Anteil des Abfalls den Erneuerbaren Energien ohne Zahlungsanspruch zugeordnet. Die anderen 0,9 GW Erzeugungsleistung des Energieträgers Abfall werden den nicht erneuerbaren Energien zugeschrieben. Insgesamt erzeugten die Erneuerbaren Energien ohne Zahlungsanspruch im Jahr 2016 19,9 TWh. Der Großteil wurde dabei in Lauf- und Speicherwasserkraftwerken (insgesamt 15,0 TWh) sowie in mit Abfällen befeuerten Anlagen (4,2 TWh) erzeugt.

Die in diesem Kapitel dargestellten Kennzahlen erhebt die Bundesnetzagentur zur Wahrnehmung ihrer Überwachungstätigkeit zum bundesweiten EEG-Ausgleichsmechanismus. Dazu übermitteln ÜNB (zum 31. Juli), EVU und VNB (zum 31. Mai) auf jährlicher Basis ausgewählte Daten aus ihrer EEG-Jahresendabrechnung. Seit August 2014 wird das Anlagenregister der Bundesnetzagentur als zusätzliche Quelle zur Auswertung der installierten Leistung von EEG-Anlagen herangezogen.

In der Veröffentlichung „EEG in Zahlen 2016“ stellt die Bundesnetzagentur den Marktakteuren über die hier dargestellten Kennzahlen hinausgehende Auswertungen zur Verfügung. Insbesondere erfolgen die Auswertungen spezifisch für die einzelnen Energieträger, die Bundesländer und nach den Anschlussebenen.

2.1.1 Installierte Leistung

Zum 31. Dezember 2016 belief sich die gesamte installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG auf ca. 99,7 GW (31. Dezember 2015: ca. 92,9 GW). Insgesamt wurde in 2016 ca. 6,7 GW zusätzliche Leistung von Anlagen mit einem Zahlungsanspruch installiert. Dies entspricht einem Zuwachs von rund 7,2 Prozent.

Abbildung 13: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2016

Im Jahr 2016 ist weiterhin ein starker Nettozubau von Windenergieanlagen an Land sowie auf See zu verzeichnen. Es wurden Windenergieanlagen auf See mit einer Leistung von ca. 0,8 GW neu installiert (2015: ca. 2,3 GW), was einem Zubau von 25,8 Prozent entspricht. Bei Windenergieanlagen an Land wurde mit 4,2 GW der Nettozubau des Vorjahres übertroffen (2015: 3,6 GW). Bei den Solaranlagen war ein Zubau von 1,5 GW zu verzeichnen und liegt damit wie in den beiden Vorjahren hinter dem im EEG definierten Ausbaupfad von 2,5 GW zurück. Der Zubau von Biomasseanlagen ist konstant bei 0,2 GW geblieben (2015: 0,2 GW). Hierbei ist auffällig, dass kaum noch Neuanlagen in Betrieb genommen wurden, sondern der Zubau überwiegend im Rahmen der Flexibilisierung von Bestandsanlagen stattfindet.

Für Windenergie an Land ist ein jährlicher Ausbaupfad von 2,8 GW, für solare Strahlungsenergie ist ein Ausbaupfad von 2,5 GW vorgesehen. Bei Windenergie an Land wurde der geplante Ausbaupfad mit einem Bruttozubau von 4,4 GW deutlich überschritten, während er für solare Strahlungsenergie mit einem Bruttozubau von 1,5 GW deutlich unterschritten wurde. Für Biomasse ist eine Steigerung der installierten Leistung der Anlagen um 0,15 GW (brutto) geplant – diese Steigerung bezieht sich jedoch nur auf Neuinbetriebnahmen und nicht auf Anlagenerweiterungen. Die installierte Leistung der Windenergieanlagen auf See soll auf insgesamt 6,5 GW im Jahr 2020 und 15 GW im Jahr 2030 gesteigert werden. Im Jahr 2016 wurden Anlagen mit einer Gesamtleistung von 0,8 GW errichtet, so dass zum 31. Dezember 2016 insgesamt 4,1 GW installiert waren und somit das Ausbauziel für 2020 zu rund 64 Prozent erreicht ist.

Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger

	Gesamt 31. Dezember 2015	Gesamt 31. Dezember 2016*	Zubau /Rückbau in 2016	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2015
	in MW	in MW	in MW	in Prozent
Wasserkraft	1.576,1	1.584,7	8,6	0,5%
Gase[1]	500,9	508,7	7,8	1,6%
Biomasse	7.033,8	7.236,2	202,3	2,9%
Geothermie	34,0	39,5	5,5	16,2%
Wind an Land	41.296,6	45.459,9	4.163,3	10,1%
Wind auf See	3.283,3	4.132,0	848,7	25,8%
Solar	39.224,1	40.715,6	1.491,5	3,8%
Gesamt	92.948,7	99.676,5	6.727,7	7,2%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

* vorläufige Zahlen

Tabelle 11: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger (jeweils zum 31. Dezember)

Im Jahr 2016 wurden 52.907 neue Anlagen installiert. Dies liegt weit unter dem Mittelwert der letzten fünf Jahre von jährlich 95.543 neuen Anlagen. Die neu installierten Anlagen waren zu 97 Prozent Solaranlagen, zu 1,6 Prozent Windenergieanlagen an Land und zu 0,9 Prozent Biomasseanlagen. Die Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG ist in Tabelle 12 dargestellt.

Betrachtet man die Entwicklung der einzelnen Energieträger gegenüber 2015 ist der umfangreiche Zubau an neuen Windenergieanlagen auf See mit 19,9 Prozent sowie die Inbetriebnahme einer großen Geothermieanlage hervorzuheben. Tabelle 13 zeigt die Steigerungsraten der installierten Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG, aufgeteilt nach Energieträgern.

Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*
Wasserkraft	6.571	6.825	6.974	6.864	6.947	7.078	7.130
Gase[1]	672	680	684	622	627	630	651
Biomasse	9.943	12.697	13.371	13.485	14.024	14.113	14.367
Geothermie	4	4	6	7	8	9	10
Wind an Land	19.264	20.204	21.339	21.819	23.593	24.696	26.573
Wind auf See	16	49	65	113	241	789	946
Solar	894.756	1.154.968	1.328.293	1.449.413	1.521.365	1.572.922	1.623.467
Gesamt	931.226	1.195.427	1.370.732	1.492.323	1.566.805	1.620.237	1.673.144

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

*vorläufige Zahlen

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

Steigerungsraten der installierten Anlagen nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2015	Gesamt 31. Dezember 2016*	Zubau /Rückbau in 2016	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2015
	Anzahl	Anzahl	Anzahl	in Prozent
Wasserkraft	7.078	7.130	52	0,7%
Gase[1]	630	651	21	3,3%
Biomasse	14.113	14.367	254	1,8%
Geothermie	9	10	1	11,1%
Wind an Land	24.696	26.573	1.877	7,6%
Wind auf See	789	946	157	19,9%
Solar	1.572.922	1.623.467	50.545	3,2%
Gesamt	1.620.237	1.673.144	52.907	3,3%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

*vorläufige Zahlen

Tabelle 13: Steigerungsraten der installierten Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

2.1.2 Eingespeiste Jahresarbeit

Die in 2016 insgesamt eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG betrug 161,5 TWh. Die eingespeiste Jahresarbeit ist mit einem Rückgang um 0,2 Prozent im Vergleich zum Vorjahr fast gleich geblieben. Der größte Anteil der eingespeisten Jahresarbeit von 66,3 TWh (41 Prozent) wird von Windenergieanlagen an Land erzeugt, gefolgt von Biomasseanlagen mit 41,0 TWh (25 Prozent) und Solaranlagen mit 34,5 TWh (21 Prozent).

Abbildung 14: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG

Dass die eingespeiste Jahresarbeit trotz eines voranschreitenden Zubaus nicht weiter angestiegen ist, ist insbesondere auf die Wetterverhältnisse im Jahr 2016 zurückzuführen. So ist bei den dargebotsabhängigen Energieträgern Solar und Wind an Land ein vergleichsweise starker Rückgang zu verzeichnen, während der Energieträger Wasserkraft, der in den letzten Jahren rückläufig war, wieder angestiegen ist.

Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2015	Gesamt 31. Dezember 2016	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2015
	in GWh	in GWh	in Prozent
Wasserkraft	5.347	5.949	11,2%
Gase[1]	1.438	1.434	-0,3%
Biomasse	40.628	41.016	1,0%
Geothermie	133	175	31,2%
Wind an Land	70.922	66.324	-6,5%
Wind auf See	8.162	12.092	48,2%
Solar	35.212	34.490	-2,1%
Gesamt	161.842	161.479	-0,2%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 14: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EGG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

Der Rückgang der eingespeisten Jahresarbeit bei Windenergie an Land im Jahr 2016 um 6,5 Prozent (4,6 TWh) ist insbesondere darauf zurück zu führen, dass das Jahr 2016 ein vergleichsweise schlechtes Windjahr war.

In Gesamtdeutschland und auch im nördlichen Deutschland, wo ein Großteil der Windenergieanlagen an Land installiert ist, waren im Jahresmittel vergleichsweise niedrige Windgeschwindigkeiten zu verzeichnen (vgl. Abbildung 15, folgende Seite).

Maximale Einspeisung aus Windenergie- und Solaranlagen

Die maximale Einspeisung aus Windenergie- und Solaranlagen ist im Vergleich zu den Vorjahren nur wenig angestiegen. Im Jahr 2016 trat die maximale Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen mit 48,3 GW am 08. Mai 2016 auf. Diese Einspeisespitze ist anders als im vorherigen Jahr, nicht auf ein Sturmtief sondern auf eine sonnige Wetterlage zurückzuführen. Am 08. Mai gaben die Solaranlagen bis zu 26,1 GW Leistung an das Netz ab. Hinzu kam eine mit 22,2 GW mittlere Einspeisung aus den Windenergieanlagen. Abbildung 16 zeigt die maximale Einspeisung aus Windenergie- und Solaranlagen in den Jahren 2012 bis 2016.

Die maximale Einspeisung aus Solaranlagen im Jahr 2016 lag bei 26,2 GW (06. Mai 2016). Im Februar 2016 erreichten die Windenergieanlagen (an Land und auf See) die höchsten Einspeisewerte des Jahres. Der Höchstwert, der insbesondere dem Orkantief NORKYS zuzuschreiben ist, wurde am 01. Februar 2016 erzielt und lag bei 36,4 GW. Auch am Ende des Jahres konnten mehrere Einspeisespitzen aufgrund verschiedener Sturmtiefs beobachtet werden. In Abbildung 17 kann der Verlauf der Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2016 nachvollzogen werden.

Abbildung 15: Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 100m Höhe über Deutschland, sowie dem nördlichen Bereich Deutschlands

Abbildung 16: Maximale Einspeisung

Abbildung 17: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2016

2.1.3 Entwicklung der Vermarktungsform

Nach dem EEG 2012 standen den Anlagenbetreibern als Alternative zur festen Einspeisevergütung drei verschiedenen Formen der Direktvermarktung nach § 33b EEG (2012) zur Wahl: die Inanspruchnahme der Marktprämie, die Verringerung der EEG-Umlage durch EVU (Grünstromprivileg) oder die sonstige Direktvermarktung. Nach den darauf folgenden Fassungen des EEG ist die Direktvermarktung bzw. die Marktprämie nun als Standard-Vermarktungsform vorgesehen. Nur Bestandsanlagen oder neue Anlagen bis zu einer Leistungsgröße von 100 kW können nach wie vor eine Einspeisevergütung erhalten. Die sonstige Direktvermarktung, also die Vermarktung ohne die Inanspruchnahme einer Zahlung nach dem EEG, bleibt ebenfalls möglich.

Ab 2013 wurde mehr als die Hälfte der Jahresarbeit direkt vermarktet, 2015 befanden sich sogar insgesamt 69,4 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit in der Direktvermarktung. Im Jahr 2016 wird nur noch für 27,2 Prozent der Jahresarbeit eine Einspeisevergütung gezahlt (vgl. Abbildung 18).

Tabelle 15 zeigt, dass nahezu dreiviertel der eingespeisten Jahresarbeit die Zahlungen nach dem EEG in Form der Marktprämie erhalten. Bei Windenergieanlagen auf See sind es bereits 100 Prozent (auch bei Windenergie an Land nähert sich der Anteil der Anlagen mit Marktprämie mit 93,5 Prozent (2015: 90,6 Prozent) immer näher an die 100 Prozent heran. Der Anteil der eingespeisten Jahresarbeit von Solaranlagen mit Marktprämie ist mit 22,6 Prozent (2015: 18,65 Prozent) weiterhin vergleichsweise gering, steigt jedoch stetig an.

Dominierender Energieträger bei der Direktvermarktung war im Jahr 2016 die Windenergie an Land mit einem Anteil von 52,8 Prozent (2015: 57,2 Prozent). Darüber hinaus entfiel ein steigender Anteil von 10,3 Prozent auf die eingespeiste Jahresarbeit aus Windenergieanlagen auf See (2015: 7,3 Prozent).

Abbildung 18: Entwicklung der Jahresarbeit der Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Einspeisevergütung oder Marktprämie

Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen mit Einspeisevergütung und Marktprämie

	alle Anlagen in GWh	Anlagen mit Einspeisevergütung in GWh	Anlagen mit Marktprämie in GWh	Anteil der Anlagen mit Marktprämie an der gesamten Jahreseinspeisung in Prozent
Wasserkraft	5.949	2.669	3.248	54,6%
Gase[1]	1.434	396	1.026	71,5%
Biomasse	41.016	9.819	31.197	76,1%
Geothermie	175	18	157	90,0%
Wind an Land	66.324	4.279	62.031	93,5%
Wind auf See	12.092	0	12.092	100,0%
Solar	34.490	26.699	7.784	22,6%
Gesamt	161.479	43.880	117.536	72,8%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 15: Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen mit Einspeisevergütung und Marktprämie

Aufteilung der Jahresarbeit von Anlagen mit Marktprämie auf die Energieträger
in Prozent

Abbildung 19: Aufteilung der Jahresarbeit von Anlagen mit Marktprämie auf die Energieträger

2.2 Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG

2.2.1 Gesamtbetrachtung der Zahlungen nach dem EEG

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

Im Jahr 2016 wurden insgesamt 24,3 Mrd. Euro von den Anschlussnetzbetreibern an die Anlagenbetreiber ausgezahlt. Darin enthalten sind einerseits die Zahlungen an Anlagenbetreiber, die ihren Strom durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarkten lassen (Einspeisevergütung). Andererseits beinhaltet dieser Betrag auch die Prämienzahlungen an Anlagenbetreiber, die ihren Strom selbst vermarkten („Marktprämie“). Im Gegensatz zu den vorherigen Jahren haben im Jahr 2016 zum ersten Mal Anlagenbetreiber, die einen Anspruch auf Marktprämie haben, den größeren Anteil der Zahlungen erhalten (Einspeisevergütung: 48 Prozent, Marktprämie: 52 Prozent).

Die wesentlichen Anteile der Zahlungen entfielen auf Solaranlagen (10,2 Mrd. Euro), Biomasseanlagen (6,9 Mrd. Euro) und Windenergieanlagen an Land (4,7 Mrd. Euro).

Zahlungen nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2015 in Mio. Euro	Gesamt 31. Dezember 2016 in Mio. Euro	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2015 in Prozent
Wasserkraft	407	467	14,8%
Gase[1]	73	72	-1,6%
Biomasse[2]	6.754	6.902	2,2%
Geothermie	29	39	34,9%
Wind an Land	5.083	4.693	-7,7%
Wind auf See	1.262	1.948	54,3%
Solar	10.640	10.226	-3,9%
Gesamt	24.248	24.346	0,4%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

[2] inklusive der Förderung der Flexibilität

Tabelle 16: Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

Tabelle 16 zeigt, dass die Zahlungen im Jahr 2016 im Vergleich zum vorherigen Jahr insgesamt nur gering gestiegen sind. Dies ist insbesondere auf die gleichgebliebene Höhe der eingespeisten Jahresarbeit aus diesen Anlagen zurückzuführen (vgl. Tabelle 14). Nur in den Bereichen Wind auf See und Geothermie sind die Zahlungen auffällig angestiegen, was auf den signifikanten Zubau bei diesen Energieträgern zurückgeführt werden kann.

Im Jahr 2016 haben die Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien durchschnittlich 15,1 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG[27] erhalten. Hierbei muss man berücksichtigen, dass die Zahlungen für die unterschiedlichen Energieträger stark voneinander abweichen. Beispielsweise erhielten Betreiber von Solaranlagen im Jahr 2016 durchschnittlich 29,6 ct/kWh während Betreiber von Windenergieanlagen an Land durchschnittlich 7,1 ct/kWh erhielten. In diesen Durchschnittswerten sind sowohl die Bestandsanlagen mit sehr hohen Zahlungen nach dem EEG als auch neue Anlagen enthalten, die deutlich geringere Zahlungen nach dem EEG beziehen. Darüber hinaus erlösen Anlagenbetreiber seit 2012 in der Direktvermarktung zusätzliche Einnahmen an der Börse. Diese Einnahmen sind in den dargestellten Zahlungen nicht enthalten. Abbildung 21 zeigt, dass die durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG im Vergleich zum vorherigen Jahr minimal angestiegen sind.

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

Abbildung 20: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern

Abbildung 21: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG

2.2.2 Entwicklung der EEG-Umlage

Die Zahlungen nach dem EEG werden weit überwiegend über die Erhebung der EEG-Umlage refinanziert. Mit dem Anstieg der Zahlungsansprüche nach dem EEG steigt demnach die EEG-Umlage im Zeitverlauf an. Ein Teil dieses Anstiegs der vergangenen Jahre begründet sich mit den gesunkenen Stromgroßhandelspreisen und Markterlösen für erneuerbaren Strom. Abbildung 22 zeigt, dass die EEG-Umlage seit 2014 vergleichsweise stabil zwischen 6,2 und 6,9 Cent/kWh liegt. In den zwei Jahren zuvor stieg sie noch deutlich von 3,6 auf 6,24 Cent/kWh an. Insbesondere die sinkenden Zahlungsansprüche für Neuanlagen haben den Anstieg in den letzten Jahren stark gebremst. Durch eine Erholung der Stromgroßhandelspreise in 2017 ergibt sich für die EEG-Umlage 2018 sogar eine leichte Absenkung.

Abbildung 22: Entwicklung der EEG-Umlage

2.2.3 Absenkung der anzulegenden Werte

Im EEG 2014 wurden, um den mit der Weiterentwicklung der Technologien verbundenen sinkenden Kosten Rechnung zu tragen, automatische Absenkungsmechanismen eingeführt. So sinken die anzulegenden Werte für solare Strahlungsenergie seit September 2014 monatlich um einen bestimmten Prozentwert. Bei Windenergie an Land und bei Biomasse sinken die anzulegenden Werte seit Januar 2016 grundsätzlich quartalsweise. Eine weitere Anpassung (Absenkung oder Erhöhung) der anzulegenden Werte erfolgt in Abhängigkeit des tatsächlichen Zubaus in einem vorab definierten Bezugszeitraum. Bei Überschreitung des vorgesehenen Ausbaupfads wird der Degressionssatz zur Berechnung automatisch erhöht und somit der anzulegende Wert gesenkt. Bleibt der Ausbau hingegen hinter den gesetzgeberischen Erwartungen zurück, stagnieren die anzulegenden Werte oder steigen sogar an. Grundlage für die Berechnungen bilden die im Anlagenregister und im PV-Portal gemeldeten Anlagen.

Absenkung der anzulegenden Werte

Energie-träger	Relevanter Bezugszeitraum zur Berechnung der tatsächlichen Absenkung	Zubaukorridor (in MW)	Tatsächlicher Zubau im Bezugs-zeitraum (in MW)	Angewandte Absenkung	Absenkungs-turnus	Geltungs-zeitraum für Absenkung
Solare Strahlungs-energie	Sep 2013 - Aug 2014	2.400 - 2.600 (brutto)	2.398	0,25%	monatlich	Q3 2014
	Dez 2013 - Nov 2014		1.953	0,25%		Q1 2015
	Mrz 2014 - Feb 2015		1.811	0,25%		Q2 2015
	Jun 2014 - Mai 2015		1.581	0,25%		Q3 2015
	Sep 2014 - Aug 2015		1.437	0,0%		Q4 2015
	Dez 2014 - Nov 2015		1.419	0,0%		Q1 2016
	Mrz 2015 - Feb 2016		1.367	0,0%		Q2 2016
	Jun 2015 - Mai 2016		1.336	0,0%		Q3 2016
	Sep 2015 - Aug 2016		1.096	0,0%		Q4 2016
	Festgelegt im EEG 2017	2.500 (brutto)	-	0,0%		Jan 17
	(Jul 2016 - Dez 2016) x2		2.025	0,0%		Feb 17 - Apr 17
	(Okt 2016 - Mrz 2017) x2		2.149	0,25%		Mai 17 - Jul 17
	(Jan2017 - Jun 2017) x2		1.802	0,0%		Aug 17 - Okt 17
	(Apr 2017 -Sep 2017) x2					Nov 17 - Jan 18
Wind an Land	Aug 2014 - Jul 2015	2.400 - 2.600 (netto)	3.666	1,2%	quartalsweise	Q1 2016
	Nov 2014 - Okt 2015		3.712	1,2%		Q2 2016
	Feb 2015 - Jan 2016		3.564	1,2%		Q3 2016
	Mai 2015 - Apr 2016		3.941	1,2%		Q4 2016
	Festgelegt im EEG 2017	2.400 - 2.500 (brutto)	-	1,2%	einmalig	Jan 17
	Festgelegt im EEG 2017		-	1,05%	monatlich	Mrz 17 -Aug 17
	Mai 2016 - Apr 2017		4.676	2,4%	quartalsweise	Q4 2017
	Aug2016 - Jul 2017					Q1 2018
Biomasse	Aug2014 - Jul 2015	< 100 (brutto)	71	0,5%	quartalsweise	Q1 2016
	Nov 2014 - Okt 2015		67	0,5%		Q2 2016
	Feb 2015 - Jan2016		25	0,5%		Q3 2016
	Mai 2015 - Apr 2016		25	0,5%		Q4 2016

Tabelle 17: Absenkung der anzulegenden Werte

Da der tatsächliche Zubau an Solaranlagen im jeweiligen Bezugszeitraum[28] bis zu 900 MW unter dem Zielkorridor (2,4 bis 2,6 GW brutto pro Jahr) lag, galt für die ersten drei Quartale des Jahres 2015 eine monatliche Absenkung der anzulegenden Werte um 0,25 Prozent (anstatt der vorgesehenen 0,5 Prozent bei Einhaltung des Korridors). Im vierten Quartal des Jahres 2015, sowie in den ersten drei Quartalen des Jahres 2016 lag der Zubau im relevanten Bezugszeitraum zur Berechnung der Absenkung mehr als 900 MW unter dem Zielkorridor, so dass die anzulegenden Werte in diesen Quartalen nicht weiter abgesenkt wurden.

[28] Der relevante Bezugszeitraum erstreckt sich über 12 Monate in der Vergangenheit beginnend 14 Monaten vor der Anpassung des anzulegenden Wertes. Beispielsweise wird der tatsächliche Zubau an Solaranlagen in den Monaten Juni 2015 bis Mai 2015 für die Berechnung der Anpassung in den Kalendermonaten Juli 2016 bis September 2016 berücksichtigt.

Die anzulegenden Werte für Windenergie an Land wurden zu Beginn aller vier Quartale des Jahres 2016 jeweils um 1,2 Prozent abgesenkt (anstatt der vorgesehenen 0,4 Prozent bei Einhaltung des Korridors), da der Zubau in den jeweiligen Bezugszeiträumen zur Berechnung der Absenkung den Zielkorridor (2,4 bis 2,6 GW netto pro Jahr) um mehr als 800 MW überschritt.

Die anzulegenden Werte für Biomasse wurden zu Beginn aller vier Quartale des Jahres 2016 jeweils um 0,5 Prozent abgesenkt. Dies ist die Standardabsenkung gemäß § 28 Abs. 2 EEG, da der Zielkorridor von 100 MW Brutto-Zubau nicht überschritten wurde.

2.3 Ausschreibungen

Mit der Novellierung des EEG zum Jahreswechsel 2016/17 fand die Umstellung der Zahlungsansprüche nach dem EEG von ca. 80 Prozent des Zubaus der Erneuerbaren Energien auf eine wettbewerbliche Ermittlung der Höhe der Zahlungen durch Ausschreibungen statt. Gefördert werden somit nur noch Anlagen, wenn sie zuvor einen Zuschlag im Ausschreibungsverfahren erhalten haben; Ausnahmen hiervon gelten nur für

- Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 750 Kilowatt,
- neu in Betrieb genommene Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 150 Kilowatt sowie
- Wasserkraft- und Geothermie-Anlagen.

Außerdem wurde das KWKG geändert und darauf aufbauend die KWK-Ausschreibungsverordnung erlassen. Nunmehr werden Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ab einer Größe von einem Megawatt ebenfalls nur noch gefördert, wenn sie erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben.

Grundsätzlich erhalten die Gebote den Zuschlag zu dem im Gebot angegebenen anzulegenden Gebotswert (Gebotspreisverfahren = „pay as bid“). Ausnahmen hiervon werden nur für Gebote von Bürgerenergiegesellschaften bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land und bestehende Biomassenanlagen mit einer installierten Leistung von unter 150 Kilowatt gemacht: Deren Zuschlagshöhe wird im sogenannten Einheitspreisverfahren („uniform-pricing“) ermittelt: Entscheidend für die Ermittlung des anzulegenden Werts ist in diesen beiden Runden der Gebotswert des jeweils höchsten bezuschlagten Gebots.

Erteilte Zuschläge erlöschen jeweils nach bestimmten Fristen, deren Dauer abhängig vom Energieträger ist. Werden die Anlagen innerhalb der Frist nicht in Betrieb genommen, hat der Bieter eine Strafzahlung zu entrichten.

2.3.1 Ausschreibungen für Solaranlagen

Die Bundesnetzagentur hat die Ermittlung der Höhe der Zahlungen für Erneuerbare Energien Anlagen zunächst in den Jahren 2015 und 2016 mittels Pilotverfahren durchgeführt. Gesetzliche Grundlage für diese Ausschreibungen war die Freiflächenausschreibungsverordnung. Zu diesen Verfahren waren ausschließlich Gebote für PV-Freiflächenanlagen zugelassen, die auf bestimmten Flächen errichtet werden sollten. Insgesamt wurden sechs Runden durchgeführt.

Ergebnisse der sechs Ausschreibungsrunden für PV-Freiflächenanlagen

	April 2015	August 2015	Dezember 2015	April 2016	August 2016	Dezember 2016
Preis-mechanismus	Pay-as-bid	Uniform pricing	Uniform pricing	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Pay-as-bid
Ausgeschriebene Menge	150 MW	150 MW	200 MW	125 MW	125 MW	160 MW
Eingereichte Gebote	170 (715 MW)	136 (558 MW)	127 (562 MW)	108 (539 MW)	62 (311 MW)	7600,0%
Eingereichte Gebotsmenge	715 MW	558 MW	562 MW	539 MW	311 MW	423 MW
Zuschläge	25	33	43	21	22	27
Zuschlagsmenge	157 MW	159 MW	204 MW	128 MW	118 MW	163 MW
Gebots-ausschlüsse	37	15	13	16	9	5
Gebotsauschluss menge	144 MW	33 MW	33 MW	57 MW	46 MW	19 MW
durchschnittliche Förderhöhe	9,17 ct/kWh	8,49 ct/kWh	8,00 ct/kWh	7,41 ct/kwh	7,25 ct/kwh	6,9 ct/kWh
zulässiger Höchstwert	11,29 ct/kWh	11,18 ct/kWh	11,09 ct/kWh	11,09 ct/kWh	11,09 ct/kWh	11,09 ct/kWh
Geltende Förderhöhe[1]	9,02 ct/kWh	8,93 ct/kWh		Nach EEG nicht mehr möglich		
Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)	6. Mai. 17	20. Aug. 17	18. Dez. 17	18. Apr. 17	12. Aug. 17	15. Dez. 17
Realisierungsrate	99,4%	89,9%				

[1] zum Zeitpunkt der Auschreibung

Tabelle 18: Ergebnisse der sechs Ausschreibungsrunden für PV-Freiflächenanlagen

Bei sämtlichen Ausschreibungen waren die Gebotsmengen mehrfach überzeichnet. Es mussten kontinuierlich weniger Gebote aufgrund von Formfehlern ausgeschlossen werden, was zeigt, dass die Bieter die Verfahren angenommen haben.

Der Wettbewerbsdruck hat sich in den sinkenden Zuschlagswerten wiedergespiegelt. In jeder Runde lag der Wert des höchsten Gebots, das noch einen Zuschlag erhalten hat, unter dem der Vorrunde. Geografisch verteilen sich die Zuschläge im gesamten Bundesgebiet: In jedem Flächenland wurden Zuschläge für Projekte erteilt, wobei die ost- und süddeutschen Länder die meisten Zuschläge verzeichnen konnten.

Abbildung 23: Regionale Verteilung der Zuschlagsmenge (FFAV)

Die Fristen für die Realisierungen der Zuschläge sind für die ersten beiden Runde der Ausschreibungen nach der Freiflächenausschreibungsverordnung abgelaufen. Die Umsetzungsquoten von 99,38 Prozent und 89,9 Prozent sind als Erfolg zu werten.

Seit Jahresbeginn 2017 werden die Ausschreibungen für Solaranlagen nach leicht modifizierten Regeln des Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) durchgeführt: Nunmehr müssen alle Solaranlagen mit einer installierten Leistung von über 750 Kilowatt, für die Zahlungen nach dem EEG in Anspruch genommen werden sollen, die Ausschreibungen erfolgreich durchlaufen haben. Gebote für Projekte auf Grünland- oder Ackerflächen in benachteiligten Gebieten sind zulässig, wenn die einzelnen Bundesländer dies per Verordnung erlauben; dies haben bislang Baden-Württemberg und Bayern getan. Es werden jährlich drei Ausschreibungen durchgeführt, die auszuschreibende Menge beträgt pro Termin 200 Megawatt.

Auch in diesen drei Runden des Jahres 2017 hat sich der Trend fortgesetzt: Die Gebotsmenge wurde trotz der Erhöhung mehrfach überzeichnet; die mengengewichteten Zuschlagswerte sind weiter kontinuierlich gesunken - bis hin zu einem mengengewichteten Zuschlagswert von unter 5 ct/kWh.

Außerdem verteilten sich die Zuschläge im gesamten Bundesgebiet, wie Abbildung 24 (Seite 82) zeigt. Bayern hat neben Baden-Württemberg von der Möglichkeit Gebrauch gemacht, die Ausschreibungen für Gebote auf Acker- und Grünlandflächen in sog. benachteiligten Gebieten zu öffnen.

Die Realisierungsfrist für bezuschlagte Projekte beträgt wie nach der FFAV zwei Jahre ab Bekanntgabe der Zuschlagsentscheidung, weshalb noch nicht für alle Gebotsrunden belastbare Zahlen vorliegen.

Ausschreibungen für Solaranlagen 2017

	Februar 2017	Juni 2017	Oktober 2017
Ausgeschriebene Menge (MW)	200	200	200
Eingereichte Gebote	97	133	110
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	488	646	754
Zuschläge	38	32	20
Zuschlagsmenge (kW)	200.079	200.646	222.203
Gebotsausschlüsse	9	17	6
Gebotsausschlussmenge (MW)	27	56	20
zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	8,91	8,91	8,84
durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert (ct/kWh)	6,58	5,66	4,91
niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	6,00	5,34	4,29
höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	6,75	5,90	5,06

Tabelle 19: Ausschreibungen für Solaranlagen 2017

Abbildung 24: Regionale Verteilung der Zuschlagsmenge (EEG)

2.3.2 Ausschreibungen für Windenenergieanlagen an Land

Seit Beginn des Jahres 2017 wird die Zahlungshöhe für Windenergieanlagen an Land ebenfalls durch Ausschreibungen ermittelt. An diesen müssen sich alle Windenergieanlagen an Land beteiligen, die eine installierte Leistung von mehr als 750 Kilowatt haben. Hierzu werden drei bis vier jährliche Gebotsrunden mit einem Ausschreibungsvolumen von 2.800 bis 2.900 Megawatt pro Jahr durchgeführt. Grundsätzlich muss eine bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigung für die Anlagen vorgelegt werden. Geboten wird auf den anzulegenden Wert einer Anlage am 100 Prozent-Referenzstandort; die tatsächlichen Zahlungen können hiervon abweichen.

Zwei Besonderheiten prägen die Ausschreibungen für Windenergie an Land: Das Netzausbaugebiet und die Bürgerenergiegesellschaften:

- Das Netzausbaugebiet ist ein Gebiet im Norden Deutschlands, das die Länder Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Bremen, Hamburg und Teile Niedersachsens umfasst. Da es in diesem Gebiet zu Verzögerungen im Leitungsbau gekommen ist, darf dort nur eine beschränkte Menge bezuschlagt werden.

- Bürgerenergiegesellschaften sind Gesellschaften von mindestens zehn Personen, von denen mindestens sechs im Landkreis wohnen müssen, in dem die Anlage errichtet werden soll, für die das Gebot abgegeben wird. Diese Gesellschaften erhalten zwei Boni durch das EEG: Sie müssen dem Gebot lediglich ein Windgutachten und keine bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigung beifügen und sie bekommen als Zuschlagswert den Einheitspreis des letzten noch bezuschlagten Gebots einer Runde.

Ausschreibungen für Winderenergieanlagen an Land

	01.05.2017	01.08.2017	Gesamt
Ausgeschriebene Menge (MW)	800	1.000	1.800
Eingereichte Gebote	256	281	537
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	2.137	2.927	5.064
Eingereichte Gebotsmenge (MW) im NAG	477	632	1.109
Zuschläge	70	67	137
Zuschlagsmenge (MW)	807	1.013	1.820
Zuschlagsmenge im NAG (MW)	28	213	241
Gebotsausschlüsse	12	14	26
Gebotsausschlüsse in MW	60	103	163
zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	7	7	
durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert (ct/kWh)	5,71	4,28	
niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	4,20	3,50	
höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,78	4,29	
höchster Gebotswert im NAG (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,58	Obergrenze nicht relevant	

Tabelle 20: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2017

Insgesamt gingen bei der Bundesnetzagentur 537 Gebote für die beiden ersten Gebotstermine 2017 ein. Beide Ausschreibungsrunden waren überzeichnet. Bürgerenergiegesellschaften waren in beiden Runden besonders

stark vertreten. Die Qualität der Gebote ist bei den Windausschreibungen sehr hoch: Jeweils mussten nur etwa 5 Prozent der Gebote ausgeschlossen werden.

Die Zuschlagswerte sanken von der ersten zur zweiten Runde. Im Ergebnis entfallen jeweils über 90 Prozent der Zuschläge auf Bürgerenergiegesellschaften.

Insgesamt sind ein Nord-Süd-Gefälle bei den erfolgreichen Geboten der ersten Runde und eine Häufung der Zuschläge im Osten Deutschlands in der zweiten Runde zu beobachten.

Verteilung der Gebote und Zuschläge auf die Bundesländer

Bundesland	Anzahl der Gebote	Leistung in kW	davon Bürger-energie	Anzahl der Zuschläge	Leistung in kW	davon Bürger-energie
Baden-Württemberg	20	156.100	36%	0		
Bayern	12	90.820	50%	3	26.200	100%
Brandenburg	72	857.720	87%	36	540.360	99%
Hessen	26	326.580	64%	6	80.930	100%
Mecklenburg-Vorpommern	34	436.980	91%	13	202.600	98%
Niedersachsen	94	976.610	80%	35	485.510	91%
Nordrhein-Westfalen	120	1.053.210	91%	9	96.600	98%
Rheinland-Pfalz	40	298.010	33%	3	36.900	100%
Sachsen	5	42.000	84%	3	35.100	100%
Sachsen-Anhalt	8	118.800	53%	4	66.000	67%
Schleswig-Holstein	78	481.590	96%	19	155.900	96%
Thüringen	26	213.400	58%	6	93.450	96%
keine Standortangabe	2	11.850	100%	0	0	
Summe	537	5.063.670	79%	137	1.819.550	95%

Tabelle 21: Verteilung der Gebote und Zuschläge auf die Bundesländer der beiden ersten Ausschreibungsrunden

Durch das Referenzertragsmodell werden nur die unterschiedlichen Windverhältnisse der Standorte berücksichtigt; die Ausschreibungsergebnisse sind daher in erster Linie mit der unterschiedlichen Flächenverfügbarkeit und den Netzanschlusskosten zu erklären. In Ausschreibungsverfahren setzen sich stets die günstigsten Standorte durch, eine gänzliche Nivellierung der Verhältnisse ist weder gewollt noch kann sie gelingen.

2.3.3 Weitere Ausschreibungen [geöffnete Ausschreibung, Wind auf See , Biomasse, KWK]

Im Rahmen des Zusammenwachsens des europäischen Strommarktes werden die Mitgliedstaaten von der europäischen Kommission verpflichtet, gemeinsam mit anderen Mitgliedsstaaten Ausschreibungen durchzuführen. Hierzu sind jeweils völkerrechtliche Verträge abzuschließen. Die Bundesrepublik Deutschland hat einen entsprechenden Kooperationsvertrag mit dem Königreich Dänemark geschlossen. Aufgrund dieses Vertrages hat die Bundesnetzagentur im November 2016 eine Ausschreibung durchgeführt, an der sich Projekte mit einem Standort in Dänemark oder in Deutschland beteiligen konnten. Das Ausschreibungsvolumen betrug 50 Megawatt. Sämtliche Zuschläge gingen an Projekte in Dänemark, wobei der Zuschlagswert jeweils 5,38 ct/kWh betrug.

Die Ausschreibungen zur Ermittlung der Zahlungen für Windenergieanlagen auf See begannen 2017. In der ersten Runde im April 2017 haben vier Gebote einen Zuschlag erhalten. Diese Gebote, die insgesamt 1.490 Megawatt auf sich vereinen, haben Zuschlagswerte zwischen null und sechs Cent pro Kilowattstunde erzielt. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert liegt mit 0,44 ct/kWh weit unterhalb der Erwartungen und spiegelt die hohe Wettbewerbsintensität der ersten Ausschreibungsrunde wieder. Alle bezuschlagten Projekte liegen in der Nordsee.

Zum Gebotstermin 1. September 2017 führte die Bundesnetzagentur die erste Ausschreibung für Biomasseanlagen in Deutschland durch. Eine Besonderheit des Verfahrens war, dass auch bereits in Betrieb genommene Anlagen an der Ausschreibung teilnehmen konnten, wenn ihre restliche Dauer des Zahlungsanspruches nach dem EEG weniger als acht Jahre beträgt. Anders als bei PV und Wind an Land, zeichnete sich die erste Ausschreibungsrunde für Biomasse durch eine geringe Beteiligung aus. Das Gebotsvolumen von 40.912 kW (33 Gebote) lag deutlich unter dem Ausschreibungsvolumen von 122.446 kW. Neben einer geringen Teilnahme fällt auch die hohe Ausschlussquote von fast 30 Prozent wegen formaler Fehler in den eingereichten Gebotsunterlagen (5 Gebote) und fehlender Teilnahmevoraussetzungen (vier Gebote) ins Auge. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert aller Gebote lag bei 14,30 ct/kWh. Für Neuanlagen ergab sich ein mittlerer Zuschlagswert von 14,81 ct/kWh. Bestandsanlagen haben im Mittel einen Zuschlagswert von 14,16 ct/kWh erhalten. Die meisten der insgesamt 24 bezuschlagten Projekte (27.551 kW) erhielten damit die maximal gesetzlich zulässige Zahlung nach dem EEG. Unabhängig vom Zuschlagswert ist der anzulegende Wert für Bestandsanlagen der Höhe nach begrenzt auf den Durchschnitt der drei dem Gebotstermin vorangegangen Jahre. Der nächste Gebotstermin für Biomasseanlagen ist der 1. September 2018 und es bleibt abzuwarten, ob Bestandsanlagen mit dem Näherrücken des Endes des Zahlungsanspruches für ihre Anlagen ein regeres Interesse an einer Teilnahme entwickeln.

Im Dezember 2017 wird die Bundesnetzagentur die erste Ausschreibungsrunde für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) und innovative KWK-Systeme durchführen. Beteiligen müssen sich alle Anlagen mit einer installierten Leistung von über einem Megawatt. Innovative KWK-Anlagen sind solche, die einen Teil der Wärme durch Erneuerbare Energien bereitstellen.

3. Mindesterzeugung

Das langfristige Ziel einer CO2-freien und nicht-nuklearen Stromerzeugung erfordert seit einiger und auf absehbare Zeit weitreichende Strukturveränderungen des deutschen Stromversorgungssystems. Gegenwärtig ist in bestimmten Zeiten von hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien und geringer Nachfrage zu beobachten, dass konventionelle Anlagen nicht im erforderlichen Umfang zurückgefahren werden und es in wenigen Stunden im Jahr zu Überschüssen am Strommarkt kommt. In den Medien ist in diesem Zusammenhang häufig vom „Durchlaufen der Kraftwerke“ die Rede. Die Bundesnetzagentur hat dieses Phänomen in ihrem Bericht über die Mindesterzeugung untersucht. Dieser erste Bericht über die Mindesterzeugung wurde am 11.04.2017 veröffentlicht. Der Bericht folgt einem Auftrag an die Bundesnetzagentur aus dem neuen Strommarktgesetz.

Die sogenannte Mindesterzeugung entspricht der Einspeiseleistung, die direkt einem netztechnischen Grund bzw. einer Systemdienstleistung zurechenbar ist. Diese Leistung ist für die Wahrung der Netz- und Systemsicherheit notwendig und kann daher nicht vom Netz genommen werden. Die Mindesterzeugung ist vom sogenannten konventionellen Erzeugungssockel zu unterscheiden. Dieser umfasst Kraftwerksleistung, die ebenfalls nicht oder nur stark eingeschränkt auf Preissignale reagiert, also selbst bei negativen Börsenpreisen Strom erzeugt. Allerdings nicht explizit zur Wahrung der Netz- und Systemsicherheit. Die Gründe für den konventionellen Erzeugungssockel können z. B. kraftwerkstechnische Restriktionen oder außermarktliche Verdienstmöglichkeiten (z.B. Wärmebelieferung, Eigenversorgung, vermiedene Netzentgelte) sein. Abbildung 25 veranschaulicht die Abgrenzung der Mindesterzeugung vom konventionellen Erzeugungssockel.

Abbildung 25: Abgrenzung Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

Der Bericht kommt zu dem Ergebnis, dass mit insgesamt 23 GW bis 28 GW etwa ein Viertel der in Deutschland in der Spitze einspeisenden Kraftwerksleistung nicht oder nur eingeschränkt auf Preise am Strommarkt reagiert. Allerdings ist nur ein geringer Teil dieser Erzeugung netztechnisch erforderliche Mindesterzeugung. In den betrachteten Stunden des Jahres 2015 lag die Mindesterzeugung demnach bei 3 GW bis 4,5 GW (ausgenommen sind hier allerdings die Anteile für Blindleistung und Kurzschlussleistung).

Der überwiegende Anteil der konventionellen Stromerzeugung in den analysierten Stunden ist dem „konventionellen Erzeugungssockel“ zuzuordnen. Er beträgt zwischen etwa 19 Gigawatt und 24 Gigawatt (80

Prozent bis 86 Prozent der Erzeugung aus konventionellen Anlagen in den betrachteten Stunden). Abbildung 26 veranschaulicht die Ergebnisse des Berichts über die Mindesterzeugung.

Abbildung 26: Übersicht über die Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel in allen betrachteten Stunden

Diese Erzeugung scheint auf den ersten Blick nicht wirtschaftlich zu sein, da in den Kraftwerken bei der Produktion von Strom Kosten anfielen, aber keine Erlöse aus dem Verkauf erwirtschaftet wurden. Im Gegenteil mussten Zuzahlungen für die Abnahme von Strom geleistet werden. Grund für diese Erzeugung sind zunächst technische Inflexibilitäten der Kraftwerke. Die Kraftwerke können für die wenigen Stunden mit negativen Großhandelspreisen nicht schnell genug herunter und anschließend wieder heraufgefahren werden. Die Stunden mit negativen Großhandelspreisen sind dabei sowohl Sinnbild der mangelnden Flexibilität als auch zugleich ein wichtiger Anreiz für Investitionen in Flexibilität, sofern sie sich technisch bewerkstelligen lassen. In den zurückliegenden Jahren sind von einigen Betreibern bereits hohe Investitionen in die Flexibilisierung ihrer Anlagen getätigt worden, weitere Investitionen der Kraftwerksbetreiber können den konventionellen Erzeugungssockel verringern.

Als weitere Gründe für eine Stromproduktion bei negativen Großhandelspreisen dürften ökonomische Anreize eine Rolle spielen, die stärker wirken als die Strommarktpreise. Dazu gehören zum Beispiel Wärmelieferverpflichtungen von nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz geförderten Anlagen, Anreize aus den Regelungen zum Eigenverbrauch und ein Anspruch auf Auszahlung sogenannter vermiedener Netzentgelte.

Die Kenntnis über die tatsächlichen Verhältnisse und die technischen Zusammenhänge der Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels ist eine Voraussetzung für eine bessere Integration der Erneuerbaren Erzeugung und die angestrebte Reduzierung des Anteils an konventioneller Erzeugung. Dabei wird es darauf ankommen, den konventionellen Erzeugungssockel schrittweise immer weiter abzuschmelzen und die netztechnische Mindesterzeugung zunehmend alternativ – zum Beispiel aus Erneuerbarer Erzeugung – zu erbringen.

Die Bundesnetzagentur strebt im Folgebericht für 2019 an, ihre Untersuchungen auf eine umfangreichere Datengrundlage zu stützen und die Gründe für die zu geringe Preisreaktion der Einspeisung im konventionellen Erzeugungssockel detaillierter zu analysieren.

C Netze

1. Aktueller Stand Netzausbau

1.1 Monitoring Energieleitungsausbaugesetz

Bereits im Jahr 2009 wurde mit der Verabschiedung des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) der Fokus auf den beschleunigten Netzausbau auf Höchstspannungsebene gelegt.

Die aktuelle Gesetzesfassung enthält 22 Vorhaben, für deren Realisierung ein vordringlicher energiewirtschaftlicher Bedarf besteht. Nach einer Prüfung im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2022 wurde das Vorhaben Nr. 22 und im Zuge der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2024 auch das Vorhaben Nr. 24 aus der aktuellen Fassung des EnLAG gestrichen. Sechs der 22 Vorhaben sind als Erdkabel-Pilotprojekte gekennzeichnet.

Verantwortlich für Planung, Errichtung und Betrieb der Vorhaben sind die deutschen Übertragungsnetzbetreiber TenneT, 50Hertz, Amprion und TransnetBW. Für die Durchführung der Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren sind die jeweiligen Landesbehörden zuständig. Die Bundesnetzagentur dokumentiert kontinuierlich den aktuellen Stand der Genehmigungsverfahren der einzelnen Projekte auf ihrer Internetseite unterhttp://www.netzausbau.de/vorhaben. Grundlage hierfür sind Quartalsberichte der vier Übertragungsnetzbetreiber zu aktuellen Bau- und Planungsfortschritten.

Aktueller Sachstand

Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem EnLAG ergeben, liegt aktuell bei rund 1.800 km. Unter Berücksichtigung des dritten Quartals 2017 sind insgesamt rund 1.000 km genehmigt und davon rund 750 km realisiert, das sind rund 40 Prozent der Gesamtlänge. Weitere rund 600 km befinden sich in laufenden Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen mit der Fertigstellung von etwa 80 Prozent der EnLAG-Leitungskilometer bis zum Jahre 2020. Noch keines der Vorhaben mit Pilotstrecken für Erdkabel ist vollständig in Betrieb. Es läuft aktuell der Testbetrieb für das erste 380-kV-Erdkabel-Pilotprojekt in der Gemeinde Raesfeld.

Abbildung 27 gibt den Ausbaustand der EnLAG-Verfahren zum dritten Quartal 2017 wieder.

1.2 Monitoring Bundesbedarfsplan

Parallel zum Monitoring der EnLAG-Vorhaben, veröffentlich die Bundesnetzagentur quartalsmäßig die Stände der Ausbauvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) auf ihrer Website unter www.netzausbau.de/vorhaben.

Von bundesweit 43 Vorhaben sind 17 als länderübergreifend oder grenzüberschreitend im Sinn des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz (NABEG) gekennzeichnet. Bei 16 dieser Vorhaben führt die Bundesnetzagentur die Bundesfachplanung und im Anschluss die Planfeststellungsverfahren durch.

Abbildung 27: Stand der Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG); Stand: 3. Quartal 2017

Acht der 43 Vorhaben sind als Pilotprojekte für verlustarme Übertragung über große Entfernungen (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) gekennzeichnet. Fünf Gleichstrom-Vorhaben sind für die vorrangige Umsetzung mit Erdkabeln und fünf Wechselstrom-Vorhaben für die Umsetzung mit Erdkabeln auf Teilabschnitten gekennzeichnet. Darüber hinaus ist ein Vorhaben als Pilotprojekt für Hochtemperaturleiterseile gekennzeichnet, zwei werden als Seekabel ausgeführt.

Aktueller Sachstand

Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem Bundesbedarfsplangesetz ergeben, liegt aktuell bei etwa 5.900 km. Im Netzentwicklungsplan sind davon etwa 3.050 km als Netzverstärkung kategorisiert. Die Gesamtlänge der Leitungen in Deutschland wird stark vom Verlauf der Nord-Süd-Korridore abhängen und sich

im weiteren Verfahrensverlauf konkretisieren. Unter Berücksichtigung des dritten Quartals 2017sind insgesamt rund 450 km genehmigt und davon rund 150 km realisiert. Weitere rund 2.400 km befinden sich im Bundesfachplanungsverfahren in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur und für rund 600 km sind Raumordnungs- und Planfeststellunganträge bei den Länderbehörden gestellt worden.

Die nachfolgende Abbildung gibt den Ausbaustand der BBPlG-Verfahren zum dritten Quartal 2017 wieder:

Abbildung 28: Stand der Ausbauvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG); Stand: 3. Quartal 2017

1.3 Stand Netzentwicklungsplan Strom

Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichten am 31. Januar 2017 den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2017-2030 und gaben der Öffentlichkeit sowie den Trägern öffentlicher Belange und den Energieaufsichtsbehörden der Länder Gelegenheit zur Äußerung. Am 2. Mai 2017 legten sie den überarbeiteten Entwurf der Bundesnetzagentur vor. Am 4. August 2017 veröffentlichte die Bundesnetzagentur ihre vorläufigen Prüfungsergebnisse und den Entwurf eines Umweltberichts. Damit startete die zweite Konsultationsrunde. Behörden und Öffentlichkeit hatten bis zum 16. Oktober 2017 Gelegenheit, Stellungnahmen abzugeben. Nach deren Auswertung soll der Netzentwicklungsplan Strom 2017-2030 gegen Ende des Jahres 2017 bestätigt werden.

Im NEP 2017-2030 wird geprüft, ob sich die Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplan weiterhin als erforderlich erweisen und welche zusätzlichen Maßnahmen angesichts der fortschreitenden Energiewende notwendig sind. Die Vorhaben aus dem EnLAG werden dabei als realisiert unterstellt. Über die im Bundesbedarfsplan niedergelegten Höchstspannungs-Gleichstromleitungen (HGÜ) hinaus schlagen die Übertragungsnetzbetreiber bis zum Jahr 2030 keine zusätzlichen HGÜ vom Norden in den Süden Deutschlands vor. Stattdessen soll der weitere Bedarf zunächst größtenteils durch das Verstärken bestehender Höchstspannungs-Wechselstromverbindungen gedeckt und das Übertragungsnetz mittels lastflusssteuernder Betriebselemente besser ausgelastet werden.

Mittel- bis langfristig wird sich die Frage stellen, ob und ggf. wo weitere großräumige HGÜ-Verbindungen zur sinn- und maßvollen Erweiterung des Netzes in Betracht kommen. Der Ausbau des Wechselstromnetzes ist davon abhängig. Bis zum Jahr 2030 sind technologische Fortschritte denkbar, die den weiteren Netzausbaubedarf dämpfen könnten. Tendenziell wird dieser dennoch über den derzeit erforderlichen Ausbaubedarf hinausgehen, da er mit dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien und damit mit dem Erfolg der Energiewende verknüpft ist.

Der Netzentwicklungsplan 2017-2030 trägt den klimapolitischen Zielen Rechnung und greift die Kernpunkte der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes aus dem Jahr 2016 auf. Dies betrifft zum Beispiel Änderungen bei den Ausbaupfaden und der räumlichen Verteilung der Windenergie an Land und der Stromerzeugung aus Biomasse. Auch zukünftige Entwicklungen zum Beispiel bei Speichern, der Sektorenkopplung zwischen Strom, Wärme und Verkehr sowie bei der flexiblen Nutzung und Bereitstellung von Strom fließen in die Planung ein.

1.4 Stand Offshore-Netzentwicklungsplan

Der Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) legt den Bedarf an Anbindungsleitungen fest. Dabei handelt es sich um die Netzanbindungssysteme für die Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee. Mit der Einführung eines Ausschreibungssystems für die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien erfolgte ein „Systemwechsel“ auch für die Offshore-Windenergie. So werden ab dem Jahre 2026 Ausschreibungen auf Flächen in Nord- und Ostsee stattfinden, die staatlich voruntersucht wurden (sog. Zielmodell). Für die Jahre 2021 bis 2025 wurde ein Übergangssystem implementiert, in welchem bestehende Projekte an zwei Ausschreibungen mit einem Volumen von jeweils 1.550 MW teilnehmen können. Der bestätigte O-NEP bildet hinsichtlich der Anbindungssysteme die Grundlage der beiden Ausschreibungen im Übergangssystem. Mittlerweile wurde im Frühjahr 2017 die erste der beiden Ausschreibungen auf der Basis des bestätigten O-NEP 2025 durchgeführt. Im Zielmodell wird der Bedarf an Offshore-Anbindungsleitungen zukünftig durch den landseitigen NEP ermittelt, dem seinerseits die Festlegungen des Flächenentwicklungsplans (FEP) zugrunde zu legen sind. Insoweit handelt es sich bei dem O-NEP 2017-2030 um den letzten eigenständigen O-NEP.

Der O-NEP 2025 wurde am 25. November 2016 bestätigt. Hiernach sind in den Jahren 2021 und 2022 drei Netzanbindungssysteme in der Ostsee sowie in den Jahren 2023 bis 2025 vier Netzanbindungssysteme in der Nordsee erforderlich.

Am 31. Januar 2017 veröffentlichten die Übertragungsnetzbetreiber den ersten Entwurf des O-NEP 2017-2030 und konsultierten ihn anschließend öffentlich. Am 2. Mai 2017 legten sie den überarbeiteten Entwurf der Bundesnetzagentur vor. Dieser zweite Entwurf des O-NEP 2017-2030 sieht zusätzlich zu den bereits im Rahmen des O-NEP 2025 bestätigten System jeweils zwei weitere Netzanbindungssysteme in den Jahren 2026 bis 2030 in Nord- und Ostsee vor. Am 4. August 2017 veröffentlichte die Bundesnetzagentur ihre vorläufigen Prüfungsergebnisse zum O-NEP 2017-2030. Damit startete die zweite Konsultationsrunde. Behörden und Öffentlichkeit hatten bis zum 16. Oktober 2017 Gelegenheit, Stellungnahmen abzugeben. Nach Auswertung der Stellungnahmen soll der O-NEP 2017-2030 gegen Ende des Jahres 2017 bestätigt werden.

Bis zum 1. August 2017 wurden bei der Bundesnetzagentur insgesamt 32 Anträge auf Genehmigung von Investitionsmaßnahmen für die Netzanbindung von Offshore-Windparks mit einem Volumen von 21,4 Mrd. Euro gestellt, davon wurden 26 Anträge mit einem Volumen von 18,8 Mrd. Euro bereits genehmigt.

2. Ausbau im Verteilernetz

2.1 Optimierung, Verstärkung und Ausbau im Verteilernetz

Die Verteilernetzbetreiber (VNB) sind verpflichtet, ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms sicherzustellen. Der starke Ausbau von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und die gesetzlich vorgegebene Anschluss- und Abnahmepflicht unabhängig von der Aufnahmefähigkeit des Netzes, stellt die VNB vor große Herausforderungen. Neben den konventionellen Ausbaumaßnahmen werden die Netzbetreiber diesen Herausforderungen vor allem dadurch gerecht, dass sie ihre Netze zunehmend intelligent steuern und somit an die geänderten Erfordernisse anpassen. Die jeweilige Vorgehensweise und die angewendeten Maßnahmen können dabei je Netzbetreiber höchst unterschiedlich sein. Aufgrund der in Deutschland sehr heterogenen Netzsituation muss jeder VNB dabei eine eigene Strategie hin zu einem effizienten Netzbetrieb in der zukünftigen Energieversorgung beschreiten. Hierbei ist es förderlich, dass viele Netze ohnehin modernisiert werden müssen. Der Umbau der Netze kann daher häufig aus Rückflüssen der bestehenden Anlagen erfolgen (intelligente Restrukturierung), ohne dass es dafür zu Steigerungen der Netzkosten kommt.

Insgesamt 829 VNB haben (Vorjahreserhebung: 817) darüber Auskunft gegeben, inwieweit sie Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau ihrer Netze durchgeführt haben. Im Vergleich zum Vorjahr hat dabei die Anzahl der Unternehmen bei allen Maßnahmen zugenommen. Der stärkste Zuwachs ist im Bereich der Netzoptimierung zu verzeichnen. Insgesamt gaben 530 Unternehmen an, dass sie Maßnahmen zur Netzoptimierung vollzogen haben. Dies entspricht einer Steigerung der Anzahl an Unternehmen um fast vier Prozent in diesem Bereich. In folgender Abbildung finden sich die Entwicklungen der Maßnahmen seit dem Jahr 2009.

Abbildung 29: Maßnahmen der VNB zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes

Überblick angewendeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung
Anzahl Verteilernetzbetreiber

Abbildung 30: Überblick angewendeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung

Abbildung 30 zeigt die von den VNB zur Netzoptimierung und Netzverstärkung angewendeten Maßnahmen. Anstiege gegenüber dem Vorjahr sind insbesondere bei der Verkabelung von Freileitungen (+42 Netzbetreiber), beim Einbau von Messtechnik (+28 Netzbetreiber) sowie bei der Änderung der Netztopologie (24 Netzbetreiber) zu verzeichnen. Einen leichten Rückgang gab es bei Maßnahmen zum Leiterseil-Monitoring sowie beim Hochtemperatur-Leiterseil.

2.2 Netzausbaubedarf

2.2.1 Netzausbaubedarf der Hochspannungsnetzbetreiber

Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben gemäß § 14 Abs. 1a EnWG auf Verlangen der Regulierungsbehörde innerhalb von zwei Monaten einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen und ihr diesen vorzulegen.

Auch im diesjährigen Monitoring wurde der für die nächsten zehn Jahre geplante Netzausbaubedarf aus Sicht der befragten Verteilernetzbetreiber ermittelt. Die Abfrage richtet sich für das Jahr 2016 an 57 Verteilernetzbetreiber, die ein Hochspannungsnetz betreiben. Die Berichte der abgefragten Verteilernetzbetreiber decken damit in der Hochspannungsebene 98 Prozent der Stromkreislänge ab, in der Mittelspannungsebene 70 Prozent und in der Niederspannungsebene 67 Prozent.

2.2.2 Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen)

Insgesamt wurden der Bundesnetzagentur zum Stichtag 31. Dezember 2016 geplante und im Bau befindliche Netzausbauvorhaben in Höhe von zehn Mrd. Euro für die nächsten zehn Jahre (2017 – 2027) vorgetragen.
Die Prognosen der großen VNB sind damit im Vergleich zu den Vorjahren
(Stichtag 31.Dezember 2015: 9,3 Mrd. Euro /57 Verteilernetzbetreiber;
Stichtag 31. Dezember 2014: 6,6 Mrd. Euro /56 Verteilernetzbetreiber;
Stichtag 31. Dezember 2013: 6 Mrd. Euro /53 Verteilernetzbetreiber) erneut angestiegen.

Die folgende Grafik zeigt den von den Verteilernetzbetreibern prognostizierten Netzausbaubedarf auf allen Spannungsebenen.

Abbildung 31: Netzausbaubedarf je Verteilernetzbetreiber (alle Spannungsebenen)

Dabei ergibt sich eine sehr heterogene Verteilung des Netzausbaubedarfs:
19 Verteilernetzbetreiber prognostizieren einen Netzausbaubedarf von ≤ 10 Mio. Euro für die nächsten zehn Jahre. Weitere 22 Verteilernetzbetreiber bleiben unter der Grenze von ≤ 100Mio. Euro.
Die übrigen 16 Verteilernetzbetreiber haben einen prognostizierten Netzausbaubedarf von > 100 Mio. Euro. Diese 16 Verteilernetzbetreiber mit einem hohem Netzausbaubedarf haben dabei einen Anteil von knapp 90 Prozent am Gesamtbedarf. Die neun Verteilernetzbetreiber mit dem höchsten geplanten und im Bau befindlichen Investitionsvolumen sind die Avacon Netz GmbH, Bayernwerk Netz GmbH, DB Energie GmbH, E.DIS Netz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Schleswig-Holstein Netz AG, Stromnetz Berlin GmbH, Stromnetz Hamburg GmbH und die Westnetz GmbH.

Der prognostizierte Netzausbaubedarf ergibt sich nicht nur aufgrund des Zubaus von Erneuerbaren Energien und dezentralen Erzeugungsanlagen, sondern zu einem wesentlichen Teil auch aufgrund von Umstrukturierungs- und – zum Teil altersbedingten – Ersatzinvestitionen. Von den 1.758 im Bau oder in Planung befindlichen Investitionsmaßnahmen sind lediglich 398 Investitionsmaßnahmen netztechnisch mit dem Zubau von EE-Erzeugungsanlagen begründet. Damit entstehen – über alle Netz- und Umspannebenen im Verteilernetz – rund 1,84 Mrd. Euro vom geplanten Gesamtinvestitionsvolumen in Höhe von zehn Mrd. Euro aufgrund des Zubaus von Erneuerbaren Energien. Die Verteilung der netztechnischen Begründungen für den Netzausbau variiert zwischen den Netzbetreibern hierbei erheblich. Während die Stromnetz Berlin GmbH trotz eines Spitzenbedarfs beim Netzausbau nahezu keine Investitionsmaßnahmen zur Anbindung und Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen plant, ist bei der E.DIS Netz GmbH mehr als Dreiviertel des im Bau oder in der Planung befindlichen Investitionsvolumens mit dem Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen verknüpft.

Auch zeigen die Auswertungen, dass viele Verteilernetzbetreiber nach wie vor Schwierigkeiten bei der Netzausbauplanung über einen Zeitraum von zehn Jahren haben. So kommen nicht nur jedes Jahr neue Maßnahmen dazu, sondern es entfallen auch immer wieder nicht realisierte Maßnahmen. Planungsunsicherheiten resultieren dabei insbesondere aus den auf einen langen Zeitraum schwer prognostizierbaren konkreten Standorten der Erneuerbaren Erzeugung, der im Verteilernetz eine noch wesentlichere Rolle als in den Übertragungsnetzen spielt. Weitere Gründe sind aber auch langwierige Verfahren zur Einholung behördlicher Genehmigungen, Einwände von Trägern öffentlicher Belange oder von Grundstückseigentümern und eine Anpassung des Hochspannungsnetzausbaus an Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz. Die Planungsunsicherheiten betreffen jedoch nicht nur die Details wie die Realisierungschance der geplanten Investitionsmaßnahmen und die zeitliche Planung der Investitionsvorhaben, sondern auch in einem erheblichen Maße das veranschlagte Investitionsvolumen. Vereinzelt erhöhen und reduzieren sich die geplanten Investitionsvolumen von Projekten um mehr als 50 Prozent. Als Gründe für Planungsänderungen werden vor allem der Genehmigungsprozess, die Abstimmung mit dem vorgelagerten Netzbetreiber, der Bevölkerung und anderen Stakeholdern angeführt.

Der Bundesnetzagentur wurden insgesamt 2.089 Maßnahmen (Stichtag 31. Dezember 2015: 1.984; Stichtag 31. Dezember 2014: 1.318; Stichtag 31. Dezember 2013: 1.263) für den Zeitraum bis 2027 vorgelegt.
Davon befanden sich zum Zeitpunkt der Abfrage 1.282 (61 Prozent) noch im Planungsstadium,
476 (23 Prozent) der Maßnahmen befanden sich im Bau und
331 (16 Prozent) wurden bereits zu Beginn des Jahres 2017 abgeschlossen.
Damit steigt die absolute Anzahl insbesondere der geplanten Netzausbaumaßnahmen deutlich an.

Abbildung 32: Projektstatus Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen)

3. Investitionen

Als Investitionen im Sinne des Monitoring gelten die in 2016 aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der Wert der in 2016 neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen. Aufwendungen bestehen aus der Kombination aller 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.

Bei den nachfolgend dargestellten Ergebnissen handelt es sich um die handelsrechtlichen Werte der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber aus den jeweiligen Bilanzen der Unternehmen. Die handelsrechtlichen Werte entsprechen nicht den kalkulatorischen Werten, die nach der Systematik 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 Investitionsmonitorings nach § 33 Abs. 5 ARegV wird von der Bundesnetzagentur u.a. in Abwägung des Aufwands für Unternehmen zur Datenübermittlung derzeit vorbereitet.

3.1 Investitionen und Aufwendungen Übertragungsnetzbetreiber

Im Jahr 2016 wurden von den vier deutschen ÜNB insgesamt ca. 2.439 Mio. Euro für Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Dies entspricht einem Zuwachs von drei Prozent gegenüber dem Vorjahr (2015: 2.358 Mio. Euro). Die Differenz der tatsächlichen Ausgaben für die Netzinfrastruktur im Jahr 2016 und dem im vorjährigen Monitoring für 2016 gemeldeten Planwert von 2.698 Mio. Euro beträgt ca. 260 Mio. Euro. Damit haben die Übertragungsnetzbetreiber ihre geplanten Investitions- und Aufwendungskosten zu 90 Prozent realisiert.

Die Gesamtausgaben für die Netzinfrastruktur setzen sich aus den in Tabelle 22 aufgezeigten Einzelpositionen zusammen:

Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB

	2016	2015
Investitionen (in Mio. Euro)	**2.073**	**2.060**
für Neubau, Ausbau und Erweiterung ohne grenzüberschreitende Verbindungen	1.636	1.672
für Neubau, Ausbau und Erweiterung grenzüberschreitender Verbindungen	234	172
in Erhalt und Erneuerung ohne grenzüberschreitende Verbindungen	203	216
in Erhalt und Erneuerung für grenzüberschreitende Verbindungen	0	0
Aufwendungen (in Mio. Euro)	**366**	**298**
ohne grenzüberschreitende Verbindungen	363	296
für grenzüberschreitende Verbindungen	3	2
Gesamt	**2.439**	**2.358**

Tabelle 22: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB

Abbildung 33: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB seit 2008 (inkl. grenzüberschreitenden Verbindungen)

Für das Jahr 2017 sind nach jetzigem Stand Investitionen von ca. 2.088 Mio. Euro und Aufwendungen von 380 Mio. Euro geplant. Der geplante Gesamtbetrag für Investitionen und Aufwendungen von ca. 2.468 Mio. Euro liegt damit ca. einem Prozent über dem im Jahr 2016 realisierten Gesamtbetrag.

In Abbildung 33 werden die Investitionen und Aufwendungen inklusive grenzüberschreitender Verbindungen einzeln und als Gesamtwert seit dem Jahr 2008 sowie die geplanten Werte für das Jahr 2017 abgebildet.

3.2 Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber Strom

Investitionen und Aufwendungen der 828 VNB in die Netzinfrastruktur betrugen im Jahr 2016 insgesamt ca. 7.157 Mio. Euro (2015: 6.845 Mio. Euro). Dies entspricht einem Anstieg von fünf Prozent gegenüber dem Vorjahr. Investitionen und Aufwendungen für Messeinrichtungen betrugen in 2016 ca. 506 Mio. Euro (2015: 482 Mio. Euro). Die VNB planen für das Jahr 2017 Investitionen und Aufwendungen von 6.772 Mio. Euro. In Abbildung 34 werden die Investitionen und Aufwendungen einzeln und als Gesamtwert seit dem Jahr 2007 sowie die geplanten Werte für das Jahr 2017 abgebildet.

Abbildung 34: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der VNB

Die Höhe der Investitionen der VNB ist von der Stromkreislänge, der Anzahl der versorgten Zählpunkte sowie anderen individuellen Strukturparametern, insbesondere auch geographischen Gegebenheiten, abhängig. Tendenziell tätigen VNB mit höheren Stromkreislängen auch hohe Investitionen. In der Investitionskategorie 0 bis 100.000 Euro sind 172 (21 Prozent) der VNB zu finden. Spitzeninvestitionen über 5 Mio. Euro pro Netzgebiet weisen ca. neun Prozent der Unternehmen (78) auf. In Abbildung 35 werden verschiedene Investitionskategorien prozentual an der Gesamtanzahl der Netzbetreiber dargestellt:

Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen
in Prozent

Abbildung 35: Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen in Prozent

Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen
in Prozent

Abbildung 36: Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen in Prozent

Für Aufwendungen liegt der Anteil der Unternehmen die bis 100.000 Euro an Aufwendungen angeben bei 25 Prozent (178 Unternehmen). In der Kategorie mit Aufwendungen über 5 Mio. Euro sind 83 Unternehmen zu finden und bilden einen Gesamtanteil von 12 Prozent. Wie in Abbildung 36 abzulesen ist, haben in 2016 mehr als die Hälfte der VNB (58 Prozent) über 250.000 Euro an Aufwendungen für ihr Netz verbucht.

3.3 Investitionen und Anreizregulierung

Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) bietet Netzbetreibern die Möglichkeit, Kosten für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen über die genehmigte Erlösobergrenze hinaus in den Netzentgelten anzusetzen. Auf der Grundlage des § 23 ARegV erteilt die Bundesnetzagentur auf Antrag Genehmigungen für einzelne Projekte, sofern die dort genannten Voraussetzungen erfüllt sind.

Seit der Änderung des § 23 ARegV im Frühjahr 2012 ist für Investitionsmaßnahmen eine Genehmigung des Projekts dem Grunde nach vorgesehen. Nach erteilter Genehmigung kann der Netzbetreiber nun seine Erlösobergrenze um die mit dem Projekt verbundenen Betriebs- und Kapitalkosten unmittelbar im Jahr der Kostenentstehung anpassen. Die Überprüfung der angesetzten Kosten findet durch die Bundesnetzagentur im Rahmen einer ex-post-Kontrolle statt.

Zum 31. März 2017 sind 85 Neuanträge für Investitionsmaßnahmen im Bereich Elektrizität und Gas bei der zuständigen Beschlusskammer gestellt worden. Mit diesen Maßnahmen sind spartenübergreifend Anschaffungs- und Herstellungskosten in Höhe von ca. 8,8 Mrd. Euro verbunden. Den Bereich Elektrizität betrafen 71 Anträge mit einem Volumen in Höhe von ca. 8,4 Mrd. Euro. Hiervon entfallen auf die Übertragungsnetzbetreiber 51 Anträge mit einem Volumen von ca. 8,3 Mrd. Euro und auf die Verteilernetzbetreiber 20 Anträge mit einem Volumen von ca. 0,1 Mrd. Euro.

4. Versorgungsstörungen Strom

Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben der Bundesnetzagentur gem. § 52 EnWG bis zum 30. April eines Jahres über alle in ihrem Netz im letzten Kalenderjahr aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen einen Bericht vorzulegen. Der Bericht enthält Zeitpunkt, Dauer, Ausmaß und Ursache jeder Versorgungsunterbrechung, die länger als 3 Minuten dauert. Zudem sind die Maßnahmen zur Vermeidung zukünftiger Versorgungsunterbrechungen durch den Netzbetreiber zu benennen.

Für das Berichtsjahr 2016 haben 860 Netzbetreiber 172.504 Versorgungsunterbrechungen für 868 Netze zur Berechnung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer ($SAIDI_{EnWG}$[29]) für Letztverbraucher übermittelt. Der für die Nieder- und Mittelspannung ermittelte Wert von 12,80 Minuten liegt unter dem Mittelwert der vergangenen zehn Jahre (Mittelwert 2006 bis 2015: 15,87 Minuten). Die Versorgungsqualität hält sich somit im Kalenderjahr 2016 auf konstant hohem Niveau.

[29] Der hier genannte $SAIDI_{EnWG}$, im letzten Bericht SAIDI genannt, ist zu unterscheiden von der im Rahmen des Qualitätselements nach Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ermittelten unternehmensspezifischen Kennzahl $SAIDI_{ARegV}$.

Abbildung 37: Entwicklung des SAIDI von 2006 bis 2016

Der leichte Anstieg der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer im Jahr 2016 ist einzig auf die Mittelspannung mit einer Zunahme von 0,25 Minuten auf 10,70 Minuten zurückzuführen. Hingegen verzeichnet die Niederspannung einen Rückgang um 0,15 Minuten im Vergleich zu 2015.

Abbildung 38: Entwicklung des SAIDI in der Nieder- und Mittelspannung von 2006 bis 2016

Insbesondere nahmen die Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Rückwirkungsstörung“ zu. Eine Rückwirkungsstörung liegt dann vor, wenn es im betrachteten Netz zu einer Versorgungsunterbrechung aufgrund einer Störung in einem vor- oder nachgelagerten Netz, in der Anlage eines Letztverbrauchers oder aufgrund einer Versorgungsunterbrechung bei einspeisenden Kraftwerken kommt.

Weiterhin kam es im Vergleich zu 2015 zu einer Abnahme von Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Atmosphärische Einwirkungen“. Unter Atmosphärische Einwirkungen fallen laut Definition insbesondere Gewitter, Sturm, Eis, Eisregen, Schnee, Raureif, Nebel, Betauung (auch in Verbindung mit Fremdschicht), eingedrungene Feuchtigkeit bei Regen, Schneeschmelze, Hochwasser, Kälte, Hitze und Seiltanzen (Hin- und Herschwanken der Leitungen). Da das Jahr 2016 im Vergleich zum Vorjahr kaum Extremwettersituationen (wie etwa Stürme bis Windstärke 10 Bft) aufwies ist hier ein Rückgang plausibel.

Ein maßgeblicher Einfluss der Energiewende und der damit einhergehenden steigenden dezentralen Erzeugungsleistung auf die Versorgungsqualität ist auch für 2016 nicht zu erkennen.

5. Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

Netzbetreiber sind gesetzlich ermächtigt und verpflichtet, zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bestimmte Maßnahmen zu ergreifen. Es gibt verschiedene Maßnahmen:

- **Redispatch**: Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Erstattung der Kosten.
- **Netzreservekraftwerke**: Einsatz von Kraftwerken zur Beschaffung noch fehlender Redispatchleistung aus der Netzreserve nach vertraglicher Vereinbarung unter Erstattung der Kosten.
- **Einspeisemanagement**: Abregelung von Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien- und KWK-Anlagen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Entschädigung
- **Anpassungsmaßnahmen**: Anpassungen von Stromeinspeisungen und/ oder Stromabnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers, wenn andere Maßnahmen nicht ausreichen, ohne Entschädigung. gemeldet

Diese sogenannten Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen werden von den Netzbetreibern an die Bundesnetzagentur gemeldet.

Nachstehende Übersichtstabelle fasst die Regelungsinhalte und wesentlichen Instrumente sowie den Umfang der Maßnahmen (Redispatch, Einspeisemanagement und Anpassungsmaßnahmen) in 2016 zusammen. Gegenüber der bereits veröffentlichten Quartalsberichtserstattung zur Netz- und Systemsicherheit für das Gesamtjahr 2016 ergeben sich abfragebedingt hier aktualisierte Werte bei den Kosten für Redispatch. Zudem können im Monitoring zusätzlich die ausgezahlten Entschädigungen für Einspeisemanagement dargestellt werden. Ansonsten entsprechen die dargestellten Werte denen aus der Gesamtjahresbetrachtung 2016 im Quartalsbericht.

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2016

	Redispatch	Einspeisemanagement	Anpassungsmaßnahmen
Gesetzliche Grundlage und Regelungs-inhalt	§ 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1 EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzschaltungen, wie beispielsweise Regelenergie, ab- und zuschaltbare Lasten, Redispatch und Countertrading	§ 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG Einspeisemanagement: Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen	§ 13 Abs. 2 EnWG: Anpassung von Stromeinspeisungen, Stromtransiten und Stromabnahmen
Vorgaben für betroffene Anlagen-betreiber	Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1 EnWG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers ohne Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2 EnWG
Umfang im Berichts-zeitraum	Redispatch Gesamtmenge (ÜNB): **11.475 GWh**	Ausfallarbeit (ÜNB und VNB): **3.743 GWh**	Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): **14,4 GWh**
Kosten-schätzung im Berichts-zeitraum	Redispatch im Rahmen von ÜNB Systemdienstleistungen[1]: **220,0 Mio. Euro**	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche[2] von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): **372,7 Mio. Euro** Entschädigungszahlungen an Anlagenbetreiber nach §15 EEG: **643,0 Mio. Euro**	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

Alle Angaben zu Redispatch ohne Reservekraftwerke.
[1] Saldierte Kosten Redispatch (siehe Kapitel D Systemdienstleistungen).
[2] Vorläufige Schätzung der Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß den Datenmeldungen der VNB und ÜNB an die Bundesnetzagentur.

Tabelle 23: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG im Jahr 2016

Die detaillierte Entwicklung der einzelnen Kategorien von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen ist in den folgenden Abschnitten dargestellt.

5.1 Redispatchentwicklung

Gemäß § 13 Abs. 1 EnWG sind die ÜNB berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung im Elektrizitätsversorgungsnetz durch netz- und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Soweit die VNB für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind diese auch gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zur Ergreifung derartiger Maßnahmen berechtigt und verpflichtet.

Netzbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltungen, werden von den ÜNB nahezu an jedem Tag des Jahres ergriffen. Marktbezogene Maßnahmen sind insbesondere Maßnahmen, durch die Regelungen zur Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems vertraglich vereinbart werden.

Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasierten Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Verpflichtungen oder eines gesetzlichen Schuldverhältnisses vom ÜNB angewiesen ihre Einspeiseleistung abzusenken/zu erhöhen, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen/abzusenken.[30] Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen haben diese Eingriffe damit keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln physikalisch und bilanziell ausgeglichen werden. Redispatch ist vom Netzbetreiber zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze anzuwenden. Dies geschieht, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen oder Leitungsüberlastungen zu beheben. Der Netzbetreiber erstattet den am Redispatch teilnehmenden Kraftwerksbetreibern deren entstehende Kosten. Man unterscheidet zudem zwischen strom- und spannungsbedingtem Redispatch. Strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende Überlastungen von Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet z. B. durch die Anpassung von Blindleistung ab. Dabei wird die Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken angepasst, um diese in die Lage zu versetzen, die benötigte Blindleistung zur Spannungshaltung erbringen zu können. Dies kann z. B. durch Anfahren stillstehender Kraftwerke auf Mindestwirkleistungseinspeisung oder durch Reduzierung der Einspeisung unter Volllast laufender Kraftwerke bis auf Mindestwirkleistungseinspeisung erfolgen. Diese Form der Blindleistungsbereitstellung erfolgt – wie auch der strombedingte Redispatch - wegen des Einspeisevorrangs nur gegenüber konventionellen Kraftwerken. Bei spannungsbedingtem Redispatch können Ausgleichsmaßnahmen der Systembilanz auch über Börsengeschäfte getätigt werden. Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden.

Der Bundesnetzagentur werden von den deutschen ÜNB auf monatlicher Basis detaillierte Daten zu den durchgeführten Redispatchmaßnahmen gemeldet. Die folgende Auswertung basiert auf den im Laufe des Jahres 2016 gemeldeten Daten. Sie beinhaltet keine Maßnahmen, die innerhalb der ÜNB Prozesse zur regelzonenübergreifenden Voraboptimierung vorgenommen wurden. Diese sollen primär dem effizienteren Einsatz von Netzreservekraftwerken dienen.

5.1.1 Gesamt-Redispatch Kalenderjahr 2016

Im Jahr 2016 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von 13.339 Stunden gemeldet. Da alle und somit auch parallel laufende Maßnahmen zur Behebung der Engpässe erfasst werden, ergibt sich dieser Summenwert der Stunden für alle Maßnahmen und steht nicht im Bezug zu den 8760 Stunden eines Jahres. Insgesamt wurden an 329 Tagen des Jahres entsprechende Eingriffe angewiesen.

Die Menge der Einspeisereduzierungen umfasste dabei ein Gesamtvolumen von ca. 6.256 GWh. Der Anteil, der durch Redispatch verursachten Absenkungen belief sich somit auf 1,5 Prozent (Vorjahr: 1,9 Prozent) bezogen auf die Gesamterzeugung aus Nicht-Erneuerbaren Energieträgern. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiseerhöhungen bezifferten sich auf insgesamt ca. 5.219 GWh. Damit betrug die Summe aus Einspeisereduzierungen und Einspeiseerhöhungen im Jahr 2016 rund 11.475 GWh. Der niedrigere Wert der

[30] Grundsätzlich beziehen sich alle Tabellen oder Texte zum Thema Redispatch auf Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung oder im Rahmen eines gesetzlichen Schuldverhältnisses entsprechend § 13 Abs. 1, §13 a Abs. 1 EnWG.

Einspeiseerhöhung im Vergleich zur Einspeisereduzierung ergibt sich vorrangig aus dem Einsatz von Netzreservekraftwerken, welche zusätzlich zum Ausgleich der getätigten Anpassungen herangezogen werden. Die hier ausgewiesenen Werte spiegeln in erster Linie den Redispatcheinsatz wieder, welcher von Marktkraftwerken geleistet wird. Die im Jahr 2016 von Netzreservekraftwerken bereitgestellte Menge betrug rund 1.209 GWh. Der Einsatz von Netzreservekraftwerken wird im Abschnitt 5.2. in diesem Kapitel detailliert behandelt.

Der Redispatchbedarf reduzierte sich im Jahr 2016 damit um etwa ein Viertel gegenüber dem Vorjahr 2015. Im Vergleich zum Jahr 2015 ist die Dauer um 2.472 Stunden (2015: 15.811 Stunden) sowie die Summe aus Einspeisereduzierung und Einspeiseerhöhung um 3.961 GWh gesunken (2015: 15.436 GWh). Während in den Regelzonen von TenneT und 50Hertz die Menge und Dauer der Maßnahmen abgenommen hat, kam es in den Regelzonen von TransnetBW und Amprion zu einer Zunahme dieser Einsätze. Dennoch entfällt der überwiegende Teil des Redispatches weiterhin auf die Regelzonen von TenneT und 50Hertz. Durch eine erste Abschätzung der ÜNB wurden die Kosten der Redispatchanforderungen in 2016 auf rund 220 Mio. Euro taxiert. Die Kosten sanken dadurch ebenfalls deutlich um etwa 192 Mio. Euro (2015: 412 Mio. Euro).

Redispatchmaßnahmen im Jahr 2016

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeise-reduzierungen in GWh[1]	Gesamtmenge (getätigte Maßnahmen zzgl. Gegenschäft zum bilanziellen Ausgleich) in GWh	Saldierte Kosten[2] für Redispatch in Mio. Euro
Regelzone TenneT	7.609	3.126	6.271	220
Regelzone 50Hertz	4.746	2.859	4.663	
Regelzone Transnet BW	430	80	158	
Regelzone Amprion	554	191	383	

[1]Erfolgt eine gemeinsame Anforderung einer Redispatchmaßnahme durch zwei benachbarte ÜNB, werden in der Auswertung der Bundesnetzagentur Gesamtdauer und Gesamtmenge dieser Maßnahme hälftig auf die beiden anfordernden ÜNB umgerechnet.
[2]Siehe Kapitel D Systemdienstleistungen.

Tabelle 24: Redispatchmaßnahmen im Jahr 2016

Die hier angegebenen saldierten Kosten für Redispatch in 2016 spiegeln den Erkenntnisstand der ÜNB aus dem April 2017 wider. Im Rahmen der Kostenprüfung der Bundesnetzagentur werden weitere Aktualisierungen auch ggf. für die Vorjahre berücksichtigt.

5.1.2 Strombedingter Redispatch Kalenderjahr 2016

In der Mehrzahl mussten im Jahr 2016 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden entsprechende Überlastungen mit einer Gesamtdauer von 10.260 Stunden gemeldet und Maßnahmen mit einem Volumen von Einspeisereduzierungen von 5.721 GWh veranlasst. Davon entfielen 9.870 Stunden (93 Prozent) auf Netzelemente, bei denen die Dauer der Überlastung mindestens 12 Stunden betrug. Darüber hinaus wurden von den ÜNB weitere Redispatchmaßnahmen von insgesamt 702 Stunden für andere

Netzelemente ergriffen. Dies sind Redispatchmaßnahmen, die jeweils im Umfang von weniger als 12 Stunden je einzelne Leitung durchgeführt wurden.

Die Karte in Abbildung 39 ordnet die besonders kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung ≥ 12) aus Tabelle 25 (Seiten 110 und 111) ihrer jeweiligen geographischen Lage zu.

Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2016

Abbildung 39: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2016 gemäß Meldungen der ÜNB

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2016

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone[1]	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise-reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise-erhöhung (in GWh)[2]
1	Gebiet Remptendorf Redwitz	50Hertz/ TenneT	3.499	2.907	2.907
2	Gebiet Vierraden-Krajnik (PL)-Mikulowa (PL) (Regelzone 50Hertz-PSE-Netz (PL),Hagenwerder-Mikulowa, Pasewalk-Vierraden, Vierraden-Neuenhagen, Mikulowa-Czarna, Mikulowa-Swiebodzice)	50Hertz	1.754	889	889
3	Brunsbüttel-Brunsbüttel 50 Hertz-Zone	TenneT/ 50Hertz	1.739	645	645
4	Gebiet Großkrotzenburg (Großkrotzenburg, Großkrotzenburg-Dipperz, Großkrotzenburg-Karben)	TenneT	461	273	280
5	Gebiet Lehrte (Lehrte-Godenau, Lehrte-Mehrum, Lehrte Wahle, Lehrte-Erzhausen- Hardegsen-Göttingen)	TenneT	451	121	121
6	Gebiet Simbach-St. Peter(AT) (Pleinting-St. Peter, Altheim-Simbach-St. Peter)	TenneT	293	127	127
7	Gebiet Altbach (Altbach, Altbach-Wendlingen)	TransnetBW	253	35	35
8	Dörpen-Niederlangen-Meppen (Amprion Regelzone)	TenneT/ Amprion	203	78	79
9	Gebiet Borken (Borken-Waldeck-Twistetal, Borken-Gießen-Karben, Gießen-Karben)	TenneT	165	69	69
10	Leitung Ville Ost (Rommerskirchen-Sechtem)	Amprion	153	73	70
11	Gebiet Großkrotzenburg-Amprion-Zone (Großkrotzenburg-Urberach /Amprion-Zone, Großkrotzenburg-Dettingen/Amprion-Zone)	TenneT/ Amprion	102	35	35
12	Dollern-Wilster	TenneT	84	26	26
13	Walberberg West (Knapsack-Sechtem)	Amprion	75	22	23

[1] Die erstgenannte Regelzone weist den ÜNB aus, der die Datenmeldung der Redispatchmaßnahme an die Bundesnetzagentur vorgenommen hat.
[2] In den hier dargestellten Gegengeschäften können Mengen enthalten sein, welche aus dem Einsatzprozess von Reservekraftwerken stammen.

Fortsetzung der Tabelle auf der folgenden Seite

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2016

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone[1]	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise-reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise-erhöhung (in GWh)[2]
14	Gebiet Wolmirstedt (Helmstedt - Wolmirstedt, Wolmirstedt-Förserstedt-Ragow)	50Hertz	73	71	71
15	Gebiet Landesbergen (Landesbergen-Sottrum, Landesberg-Wechold-Sottrum)	TenneT	66	20	20
16	Röhrsdorf-Hradec (CZ)	50Hertz	65	28	28
17	Gebiet Hamburg (Audorf-Hamburg Nord, Hamburg Nord-50Hertz Zone)	TenneT	57	11	11
18	Grafenrheinfeld-Stalldorf	TransnetBW	56	30	30
19	Leitung Grafschaft West (Kusenhorst-Haneckenfähr)	Amprion	47	1	1
20	Donau Ost/West (Vöhringen-Hoheneck-Dellmensingen)	Amprion	43	9	9
21	Gebiet Grohnde (Grohnde-Vörden-Bergshausen, Grohnde Würgassen)	TenneT	37	9	9
22	Gebiet Conneforde (UW Conneforde, Conneforde-Huntorf, Conneforde-Unterweser)	TenneT	35	8	8
23	Zolling Transformator	TenneT	32	2	2
24	Leitung Soonwald Ost (Weissenthurm-Waldlaubersheim-Bürstadt)	Amprion	27	1	1
25	Leitung Selhausen West (Oberzier- Niederstedem)	Amprion	24	20	23
26	Herberting-Hoheneck-Metzingen	TransnetBW	22	4	4
27	Streumen - Röhrsdorf	50Hertz	20	11	11
28	Bärwalde-Schmölln	50Hertz	19	28	28
29	Bechterdissen-Gütersloh/Amprion	TenneT/ Amprion	15	7	7

[1] Die erstgenannte Regelzone weist den ÜNB aus, der die Datenmeldung der Redispatchmaßnahme an die Bundesnetzagentur vorgenommen hat.
[2] In den hier dargestellten Gegengeschäften können Mengen enthalten sein, welche aus dem Einsatzprozess von Reservekraftwerken stammen.

Tabelle 25: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2016

5.1.3 Spannungsbedingter Redispatch Gesamtjahr 2016

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im Jahr 2016 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt 3.077 Stunden gemeldet. Das Volumen der getätigten Maßnahmen belief sich dabei auf ca. 534 GWh. Hinzu kommen Gegengeschäfte ebenfalls in Höhe von ca. 534 GWh. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch bewegt sich im Vergleich zum Jahr 2015 auf einem mengenmäßig ähnlichen Niveau. Auch wenn die Dauer um 926 Stunden gestiegen ist (2015: 2.151 Stunden), so hat sich die Menge der getätigten Maßnahmen lediglich um 94 GWh erhöht (2015: 440 GWh). Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist der folgenden Tabelle 26 zu entnehmen.

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Jahr 2016[1]

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Süd	**128**	**11**
davon Netzgebiet Oberbayern	91	9
davon Netzgebiet Nordostbayern	37	2
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	**2.352**	**411**
davon Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	970	176
davon Netzgebiet Mehrum-Grohnde-Lehrte-Krümmel	127	1
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	1.255	234
Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord	**352**	**65**
davon Netzgebiet Conneforde	263	47
davon Netzgebiet Landesbergen	89	18
Regelzone TransnetBW: Altbach, Buenzwangen, Endersbach, Muehlhausen, Wendlingen	**97**	**10**
Regelzone 50Hertz	**148**	**37**

[1] Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

Tabelle 26: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2016 gemäß Meldungen der ÜNB

5.2 Einsatz der Netzreservekraftwerke

Bei der Einsatzplanung, welche Kraftwerke zum Redispatch hochgefahren werden, werden auch Netzreservekraftwerke einbezogen. Dabei berücksichtigen die ÜNB, welche Netzreservekraftwerke am effizientesten sind, um die prognostizierten Engpässe im Netz zu beseitigen. Hierbei zeigte sich, dass ausländische Netzreservekraftwerke bei der Durchführung der Redispatchmaßnahmen regelmäßig eine höhere Effizienz im Sinne einer besseren netztechnischen Wirkung auf den Engpass aufwiesen, als wenn inländische Netzreservekraftwerke zum Einsatz gekommen wären. Die ÜNB benötigen bei der Nutzung der im Ausland stehenden Netzreservekraftwerke eine geringere Leistung zum Hochfahren, als bei Heranziehung der positiven Redispatchleistung der inländischen Netzreservekraftwerke. Auf diese Weise lässt sich das von den ÜNB zur Engpassbeseitigung zu bewegende Redispatchvolumen reduzieren, wodurch das Fehlerrisiko bei der Durchführung von Maßnahmen verringert wird, was wiederum das Niveau der Systemsicherheit verbessert.

Insgesamt wurden im Jahr 2016 an 108 Tagen Netzreserveabrufe mit durchschnittlich 552 MW und einer Gesamtarbeit von rund 1.209 GWh getätigt. Die insgesamt verfügbare Netzreserveleistung im Jahr 2016 betrug im ersten Quartal 7515 MW, im vierten Quartal lag sie bei 8.383 MW. Es zeigt sich somit, dass die Netzreserve zwar häufig, aber regelmäßig nur mit geringer Leistung und damit weit entfernt von kritischen Netzsituationen eingesetzt werden musste.

Gegenüber dem Jahr 2015 sind damit die Einsätze der Reservekraftwerke gestiegen. Der Einsatz stieg um 69 Tage (2015: 39 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 658 GWh erhöht (2015: 551 GWh). Dies liegt unter anderem an dem verbesserten Redispatch-Konzept der ÜNB.

Die Vorhaltekosten der in- und ausländischen (Netzreservekraftwerke betrugen im Jahr 2016 177,4 Mio. Euro, die Einsatzkosten wurden von den ÜNB im Monitoring mit 107,4 Mio. Euro angegeben. Insgesamt bezifferten sich die Gesamtkosten somit auf etwa 285 Mio. Euro (vgl. Abschnitt „Kosten der Systemdienstleistungen“ ab Seite 146.

Im ersten Quartal 2017 wurden an 60 Tagen Netzreserveabrufe mit durchschnittlich 1.299 MW und einer Gesamtarbeit von rund 1.484 GWh getätigt. Die Netzreservekraftwerke sind damit während des Winterhalbjahres 2016/2017 von den Übertragungsnetzbetreibern an 108 Tagen angefordert wurden. Hintergrund war eine Verknappung der Redispatchkapazitäten in Süddeutschland, eine besondere Nachfrage aus dem westeuropäischen Ausland und hohe Stromflüsse innerhalb Deutschlands Richtung Süd-Westen.

Zusammenfassung der Reserveeinsätze im Jahr 2016 und im ersten Quartal 2017

2016	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	MWh Summe
Januar	15	1.079	265.213
Februar	16	1.052	266.573
März	17	655	163.702
April	12	759	120.332
Mai[1]	4	420	15.100
Juni[2]	1	595	10.945
Juli	1	375	1.500
August	0	0	0
September	0	0	0
Oktober	10	389	49.676
November	14	714	151.782
Dezember	18	584	163.974
Gesamt 2016	**108**	**552**	**1.208.797**
Q1 2017	**Tage**	**Einsatz-Durchschnitt in MW**	**MWh Summe**
Januar	24	1.866	871.150
Februar	21	1.334	469.234
März	15	698	143.945
Gesamt Q1 2017	**60**	**1.299**	**1.484.329**

1) Einer der vier Tage nur für Testbetrieb

2) Nur Testbetrieb

Quelle: ÜNB Statusmeldungen

Tabelle 27: Zusammenfassung der Reserveeinsätze im Jahr 2016 und im ersten Quartal 2017

5.3 Einspeisemanagementmaßnahmen und Entschädigungen

Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen. Der klimafreundlich erzeugte Strom aus diesen Anlagen ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren. 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. Insbesondere müssen die vorrangigen

Abregelungsmaßnahmen gegenüber nicht EEG- bzw. KWK-G- Erzeugern zuvor ausgeschöpft werden. Die Netzausbaupflichten der für die Netzengpässe verantwortlichen Netzbetreiber bleiben parallel bestehen.

Der Betreiber der abgeregelten Anlage hat Anspruch auf eine Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und –wärme nach Maßgabe von § 15 Abs. 1 EEG. Diese Entschädigungskosten trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Einspeisemanagementmaßnahme (EinsMan-Maßnahme) liegt. Der Anschlussnetzbetreiber ist verpflichtet, dem Anlagenbetreiber die Entschädigung auszuzahlen. Lag die Ursache bei einem anderen Netzbetreiber, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.

5.3.1 Entwicklung der Ausfallarbeit

In der folgenden Abbildung ist die Entwicklung der Mengen der durch Einspeisemanagement verursachten Ausfallarbeit seit dem Jahr 2009 für die am stärksten betroffenen Energieträger dargestellt.

Abbildung 40: Ausfallarbeit verursacht durch EinsMan-Maßnahmen

Im Vergleich zum Jahr 2015 (4.722 GWh) hat sich die Menge der Ausfallarbeit verursacht durch EinsMan-Maßnahmen mit 3.743 GWh um gut 20 Prozent verringert. Bezogen auf die gesamte eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen, für die ein Zahlungsanspruch nach dem EEG besteht (auch Direktvermarktung) beläuft sich der Anteil der durch EinsMan-Maßnahmen entstandenen Ausfallarbeit im Jahr 2016 auf 2,3 Prozent (2015: 2,9 Prozent).

Der Rückgang der EinsMan-Maßnahmen lässt sich grundsätzlich auf verschiedene Ursachen zurückführen. Eine Ursache sind die Witterungsverhältnisse im jeweiligen Jahr. In 2016 waren unter anderem ca. 25 Prozent weniger prägnante Einspeisespitzen aus Windenergieanlagen zu verzeichnen als in 2015. Trotz des Rückgangs der durch EinsMan-Maßnahmen verursachten Ausfallarbeit bleibt das Niveau weiterhin hoch. Durch den weiterhin stetigen Zubau an Erneuerbaren Energien zum einen und notwendige, noch umzusetzende Maßnahmen zur

Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau der Netze zum anderem wird sich die angespannte Netzsituation auch im nächsten Jahr wahrscheinlich nicht entspannen. Detailliertere und aktuelle Informationen zum Einsatz von Einspeisemanagement werden in den Quartalsberichten zur Netz- und Systemsicherheit der Bundesnetzagentur umfassend dargestellt.

Wie in den Vorjahren waren auch im Jahr 2016 Windenergieanlagen mit einem Anteil von 93,5 Prozent an der gesamten Ausfallarbeit am stärksten von EinsMan-Maßnahmen betroffen (2015: 87,3 Prozent). Nachdem im Jahr 2015 auch erstmals Windenergieanlagen auf See (offshore) von Einspeisemanagement betroffen waren, hat sich deren Anteil im Jahr 2016 auf 0,9 Prozent (rund 32 GW) der gesamtdeutschen Ausfallarbeit weiter erhöht. (2015: 0,3 Prozent mit rund 16 GW). In der nachfolgenden Tabelle sind die vom Einspeisemanagement betroffenen Energieträger, aufgeteilt nach Menge und prozentualem Anteil an der Gesamtausfallarbeit dargestellt.

Verteilung der Ausfallarbeit durch Einspeisemangementmaßnahmen auf die Energieträger

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung
Wind (onshore)	3.498,02	93,5%
Solar	184,08	4,9%
Wind (offshore)	32,03	0,9%
Biomasse einschl. Biogas	26,47	0,7%
KWK-Strom	1,80	< 0,1
Laufwasser	0,50	< 0,1
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,29	< 0,1
Gesamt	**3.743,19**	**100,0%**

Tabelle 28: Verteilung der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen auf die Energieträger im Jahr 2016

Laut den Meldungen der Netzbetreiber zu den System- und Netzsicherheitsmaßnahmen wurde von Einspeisemanagement wie folgt Gebrauch gemacht: Im Jahr 2016 sind die Übertragungsnetzbetreiber die Hauptverursacher von EinsMan-Maßnahmen. Dies ergibt sich aus der Auswertung der täglichen und quartalsweisen Meldungen der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber an die Bundesnetzagentur. Insgesamt wurden rund 89 Prozent der Ausfallarbeit durch Engpässe im Übertragungsnetz verursacht, dabei wurden lediglich vier Prozent der Gesamtausfallarbeit direkt an Anlagen abgeregelt und entschädigt, welche an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Die restlichen 96 Prozent werden bei Anlagen abgeregelt, die an Verteilernetze angeschlossen sind. Der überwiegende Anteil der abgeregelten Gesamtausfallarbeit – 85 Prozent - waren Unterstützungsmaßnahmen, die vom Übertragungsnetzbetreiber angewiesen, jedoch von Verteilernetzbetreibern durchgeführt wurden (vgl. Tabelle 29). Die für Unterstützungsmaßnahmen durch die Verteilernetzbetreiber getätigten Entschädigungszahlungen müssen von den Übertragungsnetzbetreibern erstattet werden.

Viele Regionen von Deutschland sind mittlerweile von EinsMan-Maßnahmen betroffen. 97 Prozent der Ausfallarbeit entstehen jedoch durch EinsMan-Maßnahmen in den nördlichen Bundesländern, dabei ist insbesondere Schleswig-Holstein betroffen (vgl. Abbildung 41).

Ausfallarbeit nach § 14 EEG im Jahr 2016

	Ausfallarbeit nach § 14 EEG in GWh	Prozentualer Anteil an Gesamtausfallarbeit
Durchführung durch den Übertragungs-netzbetreiber (Ursache im Übertragungsnetz)	**149,33**	**4%**
Durchführung durch den Verteiler-netzbetreiber	**3.593,86**	**96%**
Eigene Maßnahmen der VNB (Ursache im Verteilernetz)	395,65	11%
Unterstützungsmaßnamen der VNB (Ursache im Übertragungsnetz)	3.198,21	85%
Einspeisemanagementmaßnahmen insgesamt	**3.743,19**	**100%**

Tabelle 29: Ausfallarbeit nach § 14 EEG im Jahr 2016

Abbildung 41: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit im Jahr 2016

5.3.2 Entwicklung der Entschädigungsansprüche und -zahlungen

Bei den Kosten für Einspeisemanagement ist zwischen den geschätzten Entschädigungsansprüchen der Anlagenbetreiber im jeweiligen Jahr und den tatsächlich ausgezahlten Entschädigungen zu differenzieren. Die geschätzten Entschädigungsansprüche werden durch die Netzbetreiber anhand der Ausfallarbeit für erneuerbare Anlagen prognostiziert und quartalsweise an die Bundesnetzagentur gemeldet. Die tatsächlich ausgezahlten Entschädigungen stellen die durch die Netzbetreiber an Anlagenbetreiber im jeweiligen Berichtsjahr ausgezahlten Entschädigungen dar. Diese werden einmal jährlich im Monitoring gemeldet. In diesen Meldungen zu tatsächlich ausgezahlten Entschädigungen sind auch Kosten aus den Vorjahren enthalten, welche drei Jahre geltend gemacht werden können. Dies bedeutet, dass z. B. für das Jahr 2016 auch Kosten aus den Jahren 2013, 2014 und 2015 enthalten sein können. Aufgrund dieses Abwicklungsverfahrens spiegeln, die im jeweiligen Jahr ausgezahlten Entschädigungszahlungen nicht die Beträge wieder, die durch die Ausfallarbeit in dem jeweiligen Jahr verursacht wurden. Durch eine neu strukturierte Abfrage lassen sich nun auch die Entschädigungszahlungen für Ausfallarbeit beziffern, die in den Vorjahren entstanden sind. Die Betreiber der betroffenen EE- und KWK-Anlagen werden durch die Entschädigung - im wirtschaftlichen Ergebnis ähnlich wie abgeregelte konventionelle Kraftwerke beim Redispatch - annähernd so gestellt, als sei ihre Einspeisung durch den Netzengpass nicht verhindert worden.[31]

Die Summe der ausgezahlten Entschädigungen hat sich im Jahr 2016 mit rund 643 Mio. Euro in etwa verdoppelt. Die ausgezahlten Entschädigungen der Netzbetreiber an die Anlagenbetreiber werden über die Netzentgelte von den Letztverbrauchern getragen und führten im Jahr 2016 zu durchschnittlichen Kosten von etwa 12,68 Euro pro Letztverbraucher (2015: 6,26 Euro; 2014: 1,65 Euro). Diese Kosten fallen bei den Letztverbrauchern in Regionen, die besonders von Einspeisemanagement betroffen sind, höher aus. Zugleich werden die Letztverbraucher in ähnlichem Umfang durch eine geringere EEG-Umlage entlastet, da die EEG- bzw. KWK-Zahlungen für die abgeregelten Strommengen eingespart werden. In der folgenden Abbildung 42 ist die Entwicklung der im jeweiligen Jahr ausgezahlten Entschädigungen, verursacht durch EinsMan-Maßnahmen, ab dem Jahr 2009 dargestellt.

Die ausgezahlten Entschädigungen der Netzbetreiber werden grundsätzlich auf Basis von Rechnungen der Anlagenbetreiber abgerechnet. Einige Netzbetreiber bieten zusätzlich ein Gutschriftverfahren (ohne Rechnung des Anlagenbetreibers) an. Auf Grund dieser Abwicklungsverfahren spiegeln die im Jahr 2016 ausgezahlten Entschädigungen nicht die Beträge wieder, die durch die Ausfallarbeit im Jahr 2016 verursacht wurden. Auch sind in den Entschädigungszahlungen für 2016 Zahlungen für Ausfallarbeit aus den Vorjahren enthalten.

---

[31] Bei EinsMan-Maßnahmen verbleiben deutlich eingeschränkte Restrisiken, wie z. B. durch den Selbstbehalt nach § 15 EEG, für die EE- und KWK-Anlagenbetreiber. Abgeregelte Kraftwerke erhalten im Rahmen des Redispatch gleichwertige Strommengen vom Netzbetreiber, wodurch sie von Vermarktungsrisiken durch Netzengpässe freigestellt sind.

Auf Grundlage der quartalsweisen Schätzungen der Netzbetreiber belaufen sich die geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in 2016 auf rund 373 Mio. Euro und liegen damit rund 105 Mio. Euro unter denen des Jahres 2015.[32]

Abbildung 42: Entschädigungszahlungen verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

[32] Vgl. Quartalsberichte der Bundesnetzagentur unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html

Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen
in Mio. Euro

*Für das Jahr 2014 wurde der Wert anhand einer Hochrechnung ermittelt.

Abbildung 43: Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

Die von den Netzbetreibern an die Anlagenbetreiber ausgezahlten Entschädigungen belaufen sich für das Jahr 2016 auf rund 643 Mio. Euro. Davon sind etwa 238 Mio. Euro für Ausfallarbeit, die auch im Jahr 2016 entstanden ist. Der Rest von rund 405 Mio. Euro sind Entschädigungszahlungen, die durch Ausfallarbeit in den Vorjahren entstanden sind. Damit sind rund 63 Prozent der im Jahr 2016 von den Netzbetreibern geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber für die Ausfallarbeit des Jahres 2016 bereits abgerechnet. Rund 37 Prozent (134 Mio. Euro) der geschätzten Entschädigungsansprüche sind zum Stand der Monitoringerhebung noch nicht ausgezahlt worden und werden somit wiederum in den nächsten Jahren Einfluss auf die Höhe der ausgezahlten Entschädigungen haben. Die detaillierten Werte für die von den Netzbetreibern geschätzten Entschädigungsansprüche und die tatsächlich ausgezahlten Entschädigungen sind in Tabelle 30 zu finden.

Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG im Jahr 2016

	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche der Anlagenbetreiber in Euro		Ausgezahlte Entschädigungen nach § 15 EEG in Euro		Davon Entschädigungs-zahlungen aus Vorjahren in Euro
Durchführung und Auszahlung der Entschädigung durch den Übertragungsnetzbetreiber (Ursache im Übertragungsnetz)	**17.368.347**	**5%**	**19.212.855**	**3%**	**8.968.979**
Durchführung und Auszahlung der Entschädigung durch den Verteilernetzbetreiber	**355.367.241**	**95%**	**623.812.383**	**97%**	**395.759.610**
Eigene Maßnahmen der VNB (Ursache im Verteilernetz)	37.668.928	10%	196.203.870	31%	162.778.562
Unterstützungsmaßnamen der VNB (Ursache im Übertragungsnetz)	317.698.314	85%	427.608.513	66%	232.981.048
Einspeisemanagementmaßnahmen insgesamt	**372.735.588**	**100%**	**643.025.239**	**100%**	**404.728.589**

Tabelle 30: Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach 15 EEG im Jahr 2016

5.4 Anpassungsmaßnahmen

Die Übertragungsnetzbetreiber sind gesetzlich berechtigt und verpflichtet, Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anzupassen oder diese Anpassungen zu verlangen (sog. Anpassungsmaßnahmen), soweit sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht oder nicht rechtzeitig durch netz- und marktbezogene Maßnahmen beseitigen lässt.

Soweit Verteilernetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch sie gesetzlich berechtigt und verpflichtet, Anpassungsmaßnahmen durchzuführen. Darüber hinaus sind Verteilernetzbetreiber verpflichtet, Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen (sog. Unterstützungsmaßnahmen).

Die Abschaltung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen 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 dann zu ergreifenden Maßnahmen sind unabhängig von im jeweiligen Netzgebiet gegebenenfalls zusätzlich erforderlichen Netzausbaumaßnahmen.

Im Jahr 2016 haben insgesamt vier VNB und ein ÜNB Anpassungsmaßnahmen durchgeführt. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen und –abnahmen in Höhe von rund 14,4 GWh. Der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger ist mit rund 87 Prozent der Energieträger Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil). Mit rund 56 Prozent wurden die meisten Anpassungsmaßnahmen in Sachsen-Anhalt ergriffen, gefolgt von Sachsen und Hessen mit rund 23 bzw. 12 Prozent

Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2016

Energieträger	Anpassung nach § 13 Abs. 2 in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	11,34	86,9%
Pumpspeicher	1,41	10,8%
Steinkohle	0,20	1,5%
Erdgas	0,10	0,8%
Gesamt	**14,35**[1]	**100,0%**

[1] In diesem Wert sind 1,3 GWh aus dem zweiten Quartal 2016 enthalten, die keinem Energieträger zuzuordnen sind.

Tabelle 31: Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2016

5.5 Steinkohlebevorratung süddeutscher Kraftwerke

Das anhaltende Niedrigwasser im Winter 2016/2017 hat zu weitreichenden Einschränkungen bis hin zum Komplettausfall der Steinkohlebelieferung per Schiff der Kohlekraftwerke in der Regelzone von TransnetBW geführt.

Die Einschränkungen bei der Belieferung von Steinkohle per Schiff wurden durch niedrige Temperaturen und damit einhergehende Eisbildung auf dem Neckar verstärkt. Weiterhin kam es aufgrund der niedrigen Temperaturen zum Einstellen der Zugbelieferung, sofern die Standorte nicht über Auftauhallen verfügen, die ein Entladen der in den Waggons gefrorenen Kohle auch bei niedrigen Außentemperaturen ermöglichen.

Einhergehend mit der Kälteperiode im Januar 2017, dem höheren Strompreisniveau sowie umfangreichen Redispatchanforderungen hatten die Steinkohlekraftwerke umfangreich eingespeist, was zu einem Abschmelzen der Vorräte geführt hat. Hierdurch ist es neben niedrigen Kohlevorräten an einer Reihe von Standorten in der TransnetBW-Regelzone auch an Kraftwerksstandorten im Saarland in der Amprion-Regelzone zu mehrheitlich sehr niedrigen Kohlevorräten gekommen. An den süddeutschen Kraftwerksstandorten in der TenneT-Regelzone waren die Bestände dagegen ausreichend hoch.

Die Kohlebestände wurden von den zuständigen Übertragungsnetzbetreibern TransnetBW, Amprion und TenneT TSO regelmäßig in Zusammenarbeit mit den Kraftwerksbetreibern dokumentiert. Gemeinsam mit den Kraftwerksbetreibern hatten die Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW und Amprion Maßnahmen zur Schonung und Erweiterung der Kohlevorräte ergriffen.

Hierzu gehörte die Änderung des Redispatcheinsatzes der Kohlekraftwerke mit niedrigen Vorräten, um die Vorräte dieser Standorte zu schonen. Ebenso wurde bei einzelnen Standorten durch die Übertragungsnetzbetreiber der Aufbau eines Mindestvorrats angewiesen.

Die Kraftwerksbetreiber waren bestrebt, die Belieferungsmöglichkeiten zu optimieren und auszuweiten. Hier bestanden jedoch oftmals nur wenige Möglichkeiten einer Ausweitung der Belieferung per Zug oder Schiff.

Durch die Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber und der Kraftwerksbetreiber konnten die Vorräte während der Kälte- und Niedrigwasserperiode zumeist stabilisiert werden, wenn auch auf überwiegend niedrigem Niveau.

Erst durch die erfolgte Wettermilderung und umfangreiche Niederschläge in der zweiten Februarhälfte 2017 mit einhergehenden deutlichen Steigerungen der Flusspegel konnte eine nachhaltige Verbesserung der Situation aufgrund vermehrter Schiffslieferungen erreicht werden. So konnten die Vorräte an allen süddeutschen und saarländischen Standorten bis Ende Februar wieder auf ein ausreichendes bis gutes Niveau aufgebaut werden.

Die Erkenntnisse aus der Niedrigwasserphase 2016/17 werden zur Weiterentwicklung des Konzeptes zum Umgang mit Niedrigwassersituationen verwendet, das von TransnetBW auf Basis der vorherigen Niedrigwasserphase im November 2015 erarbeitet wurde. In diesem Zusammenhang werden durch TransnetBW auch Gespräche mit den Kraftwerksbetreibern geführt, um deren Erfahrungen in den vergangenen Niedrigwassersituationen und Vorschläge zur Vorgehensweise in möglichen künftigen Niedrigwassersituationen zu berücksichtigen. Hier werden auch die Möglichkeiten einer zusätzlichen Kohlebevorratung diskutiert, die individuell für einen Standort angewiesen werden könnten.

Im Saarland ist bei künftigen Niedrigwassersituationen nicht mehr mit einer Knappheitssituation wie im vergangenen Winter zu rechnen, da im folgenden Winter 2017/2018 die beiden größten Kraftwerksstandorte Bexbach und Weiher III in die Netzreserve gehen. Für die Kraftwerke in der Netzreserve gelten Mindestvorräte, die durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber, in diesem Fall Amprion, vorgegeben werden.

6. Netzentgelte

6.1 Ermittlung der Netzentgelte

Netzentgelte werden von den Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern erhoben und stellen einen Bestandteil des Endkundenpreises für Strom dar (vgl. hierzu auch den Abschnitt „Preisniveau“ im Kapitel Einzelhandel ab Seite 223). Netzentgelte basieren auf den Kosten, die den Netzbetreibern für Betrieb, Unterhaltung und Ausbau der Netze entstehen. Diese regulierten Kosten sind die Grundlage der Preise, die Netzbetreiber von den Netznutzern für den Transport und die Verteilung der Energie verlangen dürfen. Gesetzlich vorgesehen ist, dass in Deutschland nur bei der Entnahme von Strom Netzentgelte erhoben werden, Erzeuger und somit Einspeiser von Strom, die auch „Netznutzer“ sind, keine Netzentgelte zahlen. Netzentgelte werden in drei Schritten ermittelt:

Bestimmung der Netzkosten

Das Regulierungsregime ist in Regulierungsperioden unterteilt, die jeweils fünf Jahre dauern. Vor jeder Regulierungsperiode erfolgt gemäß § 6 ARegV die Ermittlung der Kostenbasis. Dabei werden im Rahmen einer unternehmensindividuellen Kostenprüfung durch die jeweils zuständige Regulierungsbehörde gemäß den Grundsätzen der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) die von den Netzbetreibern angesetzten Kosten des Netzbetriebs auf der Grundlage des testierten Jahresabschlusses geprüft. Die letzte Kostenprüfung fand auf Grundlage der Kosten des Basisjahres 2011 statt. Die nächste Kostenprüfung findet ab dem zweiten Halbjahr 2017 auf Basis der Kosten des Jahres 2016 statt. Ergebnis dieses Schrittes sind die als betriebsnotwendig anerkannten Netzkosten, welche wiederum die Ausgangsbasis für die Bestimmung der Erlösobergrenze (EOG) im Rahmen der Anreizregulierung bilden.

Ermittlung der zulässigen Erlöse

Die anerkannten Netzkosten werden im zweiten Schritt gemäß den Vorgaben der ARegV in eine Erlösobergrenze überführt. Diese gilt grundsätzlich für die Dauer der Regulierungsperiode. Die Kosten der Netzbetreiber werden dazu zunächst einem Effizienzvergleich unterworfen. Vergleichsmaßstab ist dabei das Verhältnis der eingesetzten Kosten (Input) zur zu erfüllenden Versorgungsaufgabe (Output). Die Erlösobergrenze wird abschließend aus den anerkannten Netzkosten und dem Ergebnis des Effizienzvergleichs bestimmt. Ineffizienzen sind in der Regulierungsperiode abzubauen. Mit der Erlösobergrenze liegt fest, welche Einnahmen jeder Netzbetreiber in den Jahren einer Regulierungsperiode erzielen kann, um den Betrieb sowie die Erhaltung des Netzes zu garantieren.

Die Erlösobergrenze wird innerhalb der Regulierungsperiode jährlich nur unter bestimmten Voraussetzungen angepasst und geprüft[33]. Zu solchen Anpassungen führen u. a. folgende Faktoren:

- Änderungen sogenannter dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten; dazu zählen bspw. vermiedene Netzentgelte (vgl. Abschnitt 6.5), Kosten des vorgelagerten Netzbetreibers, Kosten der Nachrüstung von EEG-Anlagen gem. Systemstabilitätsverordnung (vgl. Abschnitt 6.6), Kosten für Investitionsmaßnahmen gem.

[33] Eine erneute Kostenprüfung erfolgt nicht. Geprüft werden beispielsweise der jährliche Kapitalkostenabgleich und Anpassungen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten.

§ 23 ARegV (vgl. Abschnitt 3.3), Kosten für die Netzreserve (vgl. Abschnitt 5.2), Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung (vgl. Kapitel D Systemdienstleistungen), Kosten für Redispatch (vgl. Abschnitt 5.1), Kosten für Einspeisemanagement (vgl. Abschnitt 5.3) und Kosten für Offshore-Anbindungsleitungen (vgl. Abschnitt 1.4);

- der Verbraucherpreisgesamtindex, der die allgemeine Geldwertentwicklung abbildet;
- der Erweiterungsfaktor, mit dem die Kosten der Erweiterung des Netzes innerhalb der Regulierungsperiode abgedeckt werden, abgeändert (das Instrument des Erweiterungsfaktors läuft mit Ablauf des Jahres 2018 aus);
- das Qualitätselement;
- ein Saldo des Regulierungskontos: Auf dem Regulierungskonto werden Abweichungen zwischen geplanten und tatsächlichen Größen erfasst und in der Folge auf die EOG zu- oder abgeschlagen. Auch Abweichungen zwischen den prognostizierten Verbrauchsmengen und den tatsächlichen Mengen werden im Regulierungskonto erfasst.

Bildung der Netzentgelte

Die Ermittlung der Netzentgelte durch die Netzbetreiber erfolgt auf Basis der in der StromNEV vorgegebenen Grundsätze. Hierfür werden die zulässigen Erlöse (die Erlösobergrenze) möglichst „verursachungsgerecht“ den Netz- und Umspannebenen zugeordnet.

Anschließend werden die spezifischen Jahreskosten in EUR/kW beginnend mit der höchsten betriebenen Netz- oder Umspannebene ermittelt. Diese ergeben sich aus der Division der Gesamtkosten der Ebene und der zeitgleichen Jahreshöchstlast der Ebene. Dabei werden anders als in den Gasnetzen Netzentgelte ausschließlich von der Entnahmeseite erhoben. Für die Einspeiser ist die Netznutzung kostenlos. Mit Hilfe der Gleichzeitigkeitsfunktion (§ 16 StromNEV) erfolgt die Überführung der spezifischen Jahreskosten in vier Entgeltpositionen (Leistungs- und Arbeitspreis je für < 2.500 h sowie > 2.500 h). Dabei ist die grundlegende Idee, eine plausible Annahme über den Verursachungsbeitrag des Anschlussnehmers zu den Netzkosten zu treffen. Dies erfolgt, indem Netznutzer, die mit ihrer individuellen Jahreshöchstlast mit einer hohen Wahrscheinlichkeit zum Zeitpunkt der Jahresnetzhöchstlast des Netzes beteiligt sind, einen hohen Leistungsanteil zahlen. Die Wahrscheinlichkeit wird über die Benutzungsstunden eines Netznutzers ermittelt und bildet sich im Preissystem durch die Differenzierung der Entgelte in größer und kleiner 2.500 Benutzungsstunden ab. Für nicht leistungsgemessene Netznutzer (Entnahme von weniger als 100.000 kWh pro Jahr, insbesondere Haushalte und kleines Gewerbe in der Niederspannung) ist ein Arbeitspreis und ggf. ein Grundpreis festzusetzen. Dafür gibt es keine allgemeingültige Vorgabe, Arbeits- und Grundpreis müssen „in einem angemessenen Verhältnis“ zueinander stehen müssen, was eine gewisse Spanne erlaubt.

Mit den ermittelten Entgelten und den geplanten Absatzmengen werden die Kosten der Netz- oder Umspannebene gedeckt. Dabei werden die Entnahmen der nächsten, unterlagerten Netz- und Umspannebene ebenfalls wie Verbräuche behandelt, sog. Wälzung der Kosten.

Das vorstehende Prinzip der Entgeltermittlung wird in allen weiteren Ebenen angewandt, wobei die Niederspannung als unterste Netzebene keine Kostenwälzung mehr vornimmt und somit seine Kosten komplett decken muss. Angesichts der deutlichen Veränderungen der Erzeugungs- und Nutzungsstrukturen in Folge der Energiewende ist in 2016 und 2017 eine zunehmende Diskussion über die Frage entstanden, was eigentlich „verursachergerecht“ im Sinne der Verursachung der wesentlichen Kostentreiber in den Netzen bedeutet. Diese Debatte kann, muss aber nicht zwingend zu Änderungen in den Netzentgelt-Strukturen führen.

Jährlich zum 15. Oktober des Vorjahres vorläufig und zum 01. Januar des Geltungsjahres endgültig veröffentlicht der Netzbetreiber seine Netzentgelte auf seiner Internetseite. Anpassungen unterjährig sind nicht zulässig. In der sog. Verprobung nach § 20 Abs. 1 StromNEV legt der Netzbetreiber gegenüber der Regulierungsbehörde dar, dass die zuvor ermittelten Netzkosten (Erlösobergrenze) mit den veröffentlichten Netzentgelten gedeckt werden können und auch nicht übersteigen.

6.2 Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland

Für die Betrachtung des durchschnittlichen Netzentgeltniveaus in Deutschland werden die Datenmeldungen der Stromlieferanten im Monitoring herangezogen. Diese übermitteln für vorgegebene Abnahmefälle verschiedener Vertragskategorien die durchschnittlichen Netzentgelte ihrer jeweiligen Kunden. Dabei werden folgende Abnahmefälle herangezogen:

- Haushaltskunde in der Grundversorgung: Seit dem Jahr 2016 wird im Monitoring das Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh Jahresverbrauch (Band DC gemäß Eurostat) und einer Versorgung in der Niederspannung den Netzentgelten zu Grunde gelegt. Für die Jahre vor 2016 wurde ein Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr betrachtet.

- Gewerbekunde: Jahresverbrauch von 50 MWh, Jahreshöchstlast von 50 kW und Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden, Versorgung in der Niederspannung (0,4 kV).

- Industriekunde: Jahresverbrauch von 24 GWh, Jahreshöchstlast von 4.000 kW und Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden, Versorgung in der Mittelspannung (10 oder 20 kV), Leistungsmessung. Die Umlagen und Vergünstigungen nach § 19 StromNEV bleiben bei dieser Darstellung unberücksichtigt.

Anhand der Angaben der Lieferanten wird anschließend ein durchschnittliches, mengengewichtetes[34] Netzentgelt je Abnahmefall für das gesamte Bundesgebiet gebildet. Abbildung 44 zeigt die Entwicklung der Netzentgelte in ct/kWh vom 1. April 2006 bis zum 1. April 2017, wobei das Jahr 2006 durch Sondereffekte bei der Einführung der Regulierung geprägt war. Die Entgelte für Abrechnung sind seit dem 1. Januar 2017 im Netzentgelt enthalten. Mit dieser Änderung werden auch die Entgelte für Messung unter der Kategorie Messstellenbetrieb abgerechnet. In den dargestellten Werten sind diese, zuvor separat ausgewiesenen, Entgelte, enthalten.

Nach einer Stabilisierung in den Jahren 2013-2015 zeichnet sich gegenwärtig eine Steigerung im Bereich der Haushaltskunden ab. Die Netzentgelte sind im Zeitraum 1. April 2016 bis 1. April 2017 um fast neun Prozent (+0,59 ct/ kWh) auf 7,30 ct/kWh gestiegen. Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden liegen die Werte ebenfalls über dem Niveau des Vorjahres: Im Bereich der Gewerbekunden sind die Netzentgelte um fast sechs Prozent (+0,34 ct/ kWh) auf 6,19 ct/kWh gestiegen. Bei Kunden, die einen Energieverbrauch von 24 GWh pro Jahr (Industriekunden) aufweisen, sind die Netzentgelte um gut zehn Prozent (+0,20 ct/ kWh) auf 2,26 ct/ kWh angestiegen.

---

[34] Für die Jahre ab 2014 wurde bei den Werten für Nicht-Haushaltskunden ("Industrie- und Gewerbekunden") das Netzentgelt arithmetisch ermittelt.

Unterschiedliche neue Sachverhalte haben die Netzentgelte seit dem Jahr 2006 zusätzlich beeinflusst. Mit der „Energiewende“ folgte ein deutlicher Anstieg der dezentralen Einspeisung. Die steigende Stromeinspeisung führte zu einem stärkeren Netzausbau sowie einem erhöhten Bedarf an Systemdienstleistungen bei den Netzbetreibern. Des Weiteren sind in den letzten Jahren unterschiedliche Kostenpositionen, wie beispielsweise die Entschädigung für EinsMan-Maßnahmen in die Kalkulation der Netzentgelte integriert worden.

Während die vorgenannten Punkte Einfluss auf das Kostenniveau nehmen, hat die steigende Eigenerzeugung von Strom Auswirkungen auf die Stromentnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung.

Die unterschiedliche Entwicklung der Netzentgelte in den verschiedenen Abnahmefällen begründet sich durch die unterschiedliche Wirkung der beschriebenen Sachverhalte in den einzelnen Netz- bzw. Umspannebenen. So ist beispielsweise der Anstieg der Eigenerzeugung vermehrt in der Niederspannung zu finden.

Abbildung 44: Entwicklung der Netzentgelte von 2006[35] bis 2017[36]

[35] Das Jahr 2006 war durch Sondereffekte bei Einführung der Regulierung geprägt, die dazu führten, dass zu Beginn der Regulierung von Unternehmen überhöhte Netzentgelte ausgewiesen wurden. Erst mit Absenkung der Netzentgelte im Zuge der Regulierung, wurden zunächst fälschlich den Netzentgelten zugeordnete Kosten in den Preisbestandteilen berücksichtigt, denen sie nach dem Verursachungsprinzip tatsächlich zuzurechnen waren. Die nach Aufnahme der Regulierung erfolgten Erhöhungen in anderen Preisbestandteilen als den Netzentgelten, insbesondere im "Vertrieb", sind damit teilweise eine Folge der Netzentgeltsenkungen. Das Jahr 2006 ist daher als Bezugsjahr für einen Zeitreihenvergleich nur sehr eingeschränkt geeignet.

[36] Seit dem Jahr 2014 werden die Werte für Industrie- und Gewerbekunden arithmetisch ermittelt.

6.3 Regionale Verteilung der Netzentgelte

Die Höhe der Netzentgelte ist regional sehr unterschiedlich. Für einen Vergleich der Netzentgelte in Deutschland werden im Monitoring anhand der veröffentlichten Preisblätter aller Verteilernetzbetreiber die relevanten Informationen zu den drei betrachteten Abnahmefällen (Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunde, siehe 7.2 Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland) zusammengetragen. Gemäß § 27 Abs. 1 StromNEV sind alle Netzbetreiber verpflichtet, die für ihr Netz geltenden Netzentgelte auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen. Aus den Angaben zu den jeweiligen Arbeits- und Leistungspreisen je VNB werden anschließend die für das Jahr 2017 gültigen Netzentgelte in ct/kWh bestimmt. Die Angaben verstehen sich ohne die Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb und ohne Umsatzsteuer, die Entgelte für Abrechnung sind im Netzentgelt enthalten. Zwecks Übersichtlichkeit in der Darstellung werden die Netzentgelte in sieben verschiedenen Klassen von kleiner 5 ct/kWh bis größer 10 ct/kWh eingeteilt. Bei der Recherche wurden im Strombereich die Netzentgelte bei Verteilernetzbetreibern ermittelt, unabhängig davon ob tatsächlich Kunden in dieser Kundengruppe vorliegen. Dies ist insbesondere relevant für Industriekunden. Zusätzlich wurden die Netzentgelte in eine Betrachtung nach Bundesländern überführt. Hierbei werden die einzelnen Netzentgelte mit der jeweiligen Anzahl der Zählpunkte gewichtet um Aussagen über das durchschnittliche Netzentgeltniveau je Bundesland abzuleiten.

Für den Bereich der Haushaltskunden liegen die niedrigsten Netzentgelte bei 3,1 ct/kWh, die höchsten Netzentgelte bei 13,6 ct/kWh, wobei auf letzteren Fall nur sehr wenige Haushaltskunden entfallen. Somit differieren die Entgelte im Extremfall um den Faktor vier. Bei der Verteilung fällt auf, dass die Netzentgelte im Nord-Osten und Osten tendenziell höher sind als im Süd-Westen. Daneben gibt es Unterschiede zwischen den großen Städten/Ballungszentren sowie den ländlich geprägten Gebieten. Bei einer Durchschnittsbetrachtung nach Bundesländern entfallen die höchsten Netzentgelte auf Schleswig-Holstein, die niedrigsten auf Bremen.

Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2017

Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Schleswig-Holstein	8,64	5,24	11,01	43
Sachsen-Anhalt	8,23	4,40	8,92	29
Mecklenburg-Vorpommern	7,82	5,35	11,36	18
Thüringen	7,70	5,29	9,56	30
Sachsen	7,54	5,57	9,60	36
Brandenburg	7,25	3,44	9,24	27
Niedersachsen	7,19	3,96	10,21	71
Bayern	7,16	3,12	11,71	232
Hessen	6,78	4,32	8,65	48
Hamburg	6,76	6,76	6,76	1
Saarland	6,63	5,04	13,63	20
Baden-Württemberg	6,49	3,86	11,55	122
Rheinland-Pfalz	6,41	4,28	9,31	55
Berlin	6,30	6,25	6,30	2
Nordrhein-Westfalen	6,20	4,05	9,75	102
Bremen	5,39	5,25	8,67	4

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

Tabelle 32: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2017

Abbildung 45: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden

Die Verteilung der Netzentgelte des Abnahmefalls 50 MW/ Jahr (hier: „Gewerbekunden“) ähnelt denen der Haushaltskunden. Die Spreizung der höchsten und niedrigsten Entgelte bewegt sich zwischen 2,8 ct/kWh und 10,4 ct/kWh. Insgesamt ist das Netzentgeltniveau aber niedriger als das der Haushaltskunden. Im Durchschnitt nach Bundesländern liegen die höchsten Entgelte in Schleswig-Holstein und die niedrigsten in Bremen.

Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2017

Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Schleswig-Holstein	7,11	4,04	9,38	43
Thüringen	6,79	4,55	8,13	30
Sachsen	6,78	4,73	8,61	36
Brandenburg	6,62	3,17	8,44	27
Sachsen-Anhalt	6,62	3,84	7,92	29
Mecklenburg-Vorpommern	6,60	4,57	9,32	18
Baden-Württemberg	6,11	3,25	10,00	122
Bayern	5,91	3,12	10,38	232
Niedersachsen	5,89	3,54	9,81	71
Rheinland-Pfalz	5,84	2,83	8,84	55
Hamburg	5,80	5,80	5,80	1
Hessen	5,56	3,39	7,75	48
Saarland	5,51	4,26	12,99	20
Berlin	5,42	5,42	5,78	2
Nordrhein-Westfalen	5,12	3,36	9,54	102
Bremen	3,86	3,71	8,03	4

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

Tabelle 33: Nettonetzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 50 MW/ Jahr) in Deutschland für das Jahr 2017

Abbildung 46: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden

Bei den Netzentgelten für den Abnahmefall 24 GWh/ Jahr (hier: „Industriekunden“) fällt die Verteilung leicht anders aus. Zwar sind die Netzentgelte in der geographischen Betrachtung in der Tendenz insbesondere im Nord-Osten höher als im Rest des Landes, allerdings treten höhere Entgelte auch in der Mitte auf. Im Durchschnitt nach Bundesländern sind die höchsten Netzentgelte in Sachsen-Anhalt zu finden. In Nordrhein-Westfalenfallen im Durchschnitt die niedrigsten Netzentgelte an. Die Netzentgelte für den betrachteten Abnahmefall des Industriekunden bewegen sich zwischen etwa 1 ct/kWh und 6,6 ct/kWh. Hierbei ist beachten, dass mögliche Vergünstigungen durch individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV nicht berücksichtigt wurden. Im Einzelfall kann das individuelle Netzentgelt eines anspruchsberechtigten Industriekunden also niedriger ausfallen.

Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2017

Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Sachsen-Anhalt	3,25	1,84	3,70	30
Mecklenburg-Vorpommern	3,19	1,73	4,42	18
Schleswig-Holstein	3,17	1,43	4,26	42
Sachsen	3,01	1,68	3,73	36
Brandenburg	2,89	2,36	3,93	27
Thüringen	2,82	1,71	3,55	28
Berlin	2,75	2,75	2,78	2
Niedersachsen	2,69	1,47	4,01	68
Bremen	2,53	2,52	2,90	4
Bayern	2,50	1,11	6,65	223
Hamburg	2,41	2,41	2,41	1
Hessen	2,22	1,34	4,58	51
Saarland	2,18	1,51	5,84	20
Baden-Württemberg	2,16	1,14	5,20	122
Rheinland-Pfalz	2,07	1,51	3,30	55
Nordrhein-Westfalen	1,99	1,01	3,98	101

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

Tabelle 34: Nettonetzentgelte für „Industriekunden“ (Abnahmefall 24 GWh/ Jahr) in Deutschland für das Jahr 2017

Abbildung 47: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden

Die Ursachen für die regional unterschiedlichen Netzentgelte sind äußerst vielschichtig[37]. Ein Hauptfaktor ist eine verminderte Auslastung der Netze. Während der Modernisierung der Netze in den neuen Bundesländern nach der Wiedervereinigung wurden diese aus heutiger Sicht häufig zu groß dimensioniert. Diese Netze sind nun teilweise nicht hinreichend ausgelastet, dennoch fallen die Netzkosten entsprechend der Dimensionierung an. Ein weiterer Treiber ist die Besiedlungsdichte. In dünn besiedelten Gebieten müssen die Netzkosten auf wenige Netznutzer verteilt werden. In dicht besiedelten Gebieten ist es hingegen umgekehrt. In den letzten Jahren sind auch die Kosten für die Integration der Erneuerbaren Energien einschließlich der Kosten für Einspeisemanagement zu einem Faktor unterschiedlicher Netzentgelthöhen geworden. Erneuerbare-Energien-Anlagen werden vorwiegend in ländlichen Gebieten errichtet, so dass hier die entsprechenden Kosten anfallen. Auch das Alter der Netze spielt eine Rolle. Ältere Netze mit geringeren Restwerten sind für den Netznutzer günstiger als neue Netze. Ebenfalls von Relevanz ist die Qualität der Netze, da diese direkten Einfluss auf die Erlösobergrenzen hat. Neben den aufgeführten Ursachen für die Netzentgelthöhe im eigenen Netz eines VNBs ergibt sich auch ein Einfluss aus dem vorgelagerten Übertragungsnetz. Gestiegene Entgelte des Übertragungsnetzbetreibers, z. B. durch verstärkte Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen wie Redispatch und der Einsatz von Netzreservekraftwerken, führen zu höheren und bisher unterschiedlichen Kosten je Regelzone. Mit dem Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMOG) hat der Gesetzgeber auf diesen Umstand reagiert. Ab dem Jahr 2019 sollen die Entgelte auf Übertragungsnetzebene vereinheitlicht werden, ab dem 01.01.2023 sind diese dann in Deutschland überall gleich hoch. Dadurch werden insbesondere auch die Kosten der Netz- und Systemsicherheit, die in ihrer Gesamtheit im Wesentlichen auf dieser Ebene anfallen, fair auf alle Netznutzer verteilt.

6.4 Erweiterungsfaktor Strom

Die Verteilernetzbetreiber im Strombereich können noch bis zum Ende der 2. Regulierungsperiode im Jahr 2018 für ihre Netze unterhalb der Hochspannungsebene (110 kV) eine Anpassung der Erlösobergrenze durch einen sog. „Erweiterungsfaktor“ gemäß § 4 Abs. 4 Nr. 1 i. V. m. § 10 ARegV beantragen. Ein solcher Antrag kann jährlich zum 30. Juni eines Kalenderjahres gestellt werden. Die daraus resultierende Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt dann zum 1. Januar des Folgejahres. Mit der Novelle der ARegV 2016 entfällt zur dritten Regulierungsperiode das Instrument des Erweiterungsfaktors, vgl. § 34 Abs. 7 ARegV. Das Instrument wird durch den Kapitalkostenabgleich ersetzt.

Der Erweiterungsfaktor dient dazu, Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Verteilernetzbetreibers im Laufe einer Regulierungsperiode entstehen, zeitnah bei der Bestimmung der Erlösobergrenze zu berücksichtigen. Um auch unmittelbar Energiewende-bedingte Investitionen abzubilden, wurde der Erweiterungsfaktor ab dem 30. Juni 2010 durch die Festlegung der Beschlusskammer 8 (BK8-10/004) insofern modifiziert, als dass bei dessen Berechnung zusätzlich zu den in § 10 Abs. 2 ARegV aufgezählten Parametern auch der Parameter „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“ verwendet wird. Der Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen an ein Stromverteilernetz kann ursächlich dafür sein, dass sich die Versorgungsaufgabe des Stromverteilernetzbetreibers nachhaltig ändert.

---

[37] Siehe auch Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität, Seite 21.

Der Erweiterungsfaktor unterstützt durch seinen Budgetansatz und die daraus resultierenden Effizienzanreize eine intelligente und technologieneutrale Umsetzung der Energiewende. Er ist ein pauschalierendes Instrument und nicht dafür ausgelegt, jeden Netzbetreiber hinsichtlich der Kosten seiner Erweiterungsinvestitionen jährlich und maßnahmenscharf auszugleichen, sondern er erfüllt eine technologieneutrale Brückenfunktion zwischen den „Fotojahren" (Bezugsjahr der Kostenprüfung) mit Optimierungsanreizen.

Die in den Erlösobergrenzen des Berichtsjahres 2016 enthaltenen Anpassungsbeträge aus dem Erweiterungsfaktor belaufen sich insgesamt auf 296,5 Mio. Euro. Diese resultieren aus 120 Anträgen zur Erlösobergrenze 2016, von denen 103 zum 30. Juni 2015 und 17 in den Vorjahren gestellt wurden.

6.5 Vermiedene Netzentgelte

Nach § 18 Abs. 1 StromNEV erhalten Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen ein Entgelt vom Verteilernetzbetreiber, in dessen Netz sie einspeisen. Dieses muss dem Netzentgelt entsprechen, das durch die Einspeisung in der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene vermieden wurde. Das Konzept der Vermeidung vorgelagerter Netzentgelte darf nicht mit vermiedenen Kosten verwechselt werden. Netzkosten werden durch Kraftwerke auf niederen Spannungsebenen i.d.R. nicht vermieden.

Das Konzept der vermiedenen Netzentgelte entstand in der Verbändevereinbarung II / II+: Nachgelagert angeschlossene Kraftwerke sind in der Regel kleiner dimensioniert und erzeugen somit den Strom zu höheren Kosten als Großkraftwerke in der Höchstspannung. Die Kraftwerke konkurrieren an der Strombörse anhand des Strompreises. Der Standortvorteil durch lastnahe Erzeugung gegenüber Großkraftwerken sei hierbei nicht berücksichtigt. Mit Hilfe der Zahlung der vermiedenen Netzentgelte an das nachgelagerte Kraftwerk sollte lastnahe Erzeugung honoriert werden und machte nachgelagerte Kraftwerke konkurrenzfähig.[38]

Die vermiedenen Netzentgelte i.S.v. § 18 Abs. 1 StromNEV sind – insbesondere durch den Umbau der Erzeugungsstruktur und die steigenden Netzkosten bei den Übertragungsnetzbetreibern – in den letzten Jahren stark angestiegen.

Tabelle 35 stellt die vermiedenen Netzentgelte je Netz- und Umspannebene differenziert dar. In dieser Tabelle ist die Summe der vermiedenen Netzentgelte, der Werte für die Netzbetreiber in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur inklusive der Netzbetreiber aus der Organleihe, berücksichtigt.[39]

---

[38] Vgl.VKU(2015): http://www.vku.de/energie/netzzugang-netzanschluss-elektrizitaet/vermiedene-netznutzungsentgelte/historie.html (Abruf März 2015).

[39] Ab 2014 übernimmt das Land Niedersachsen die Netzbetreiber in Landeszuständigkeit aus der Organleihe der Bundesnetzagentur. Die Angaben zu den vermiedenen Netzentgelten für das Jahr 2013 (Datenabgabe 2014) stehen der Bundesnetzagentur nicht zur Verfügung. In den Angaben zu den vermiedenen Netzentgelten für das Jahr 2016 sind die Werte der Netzbetreiber aus der Organleihe Mecklenburg-Vorpommern aufgrund der Beendigung der Organleihe ab Jahr 2015 nicht mehr enthalten.

Vermiedene Netzentgelte je Netz- und Umspannebene
in Mio. Euro

Netz- und Umspannebene	2012 Ist-Werte	2013 Ist-Werte	2014 Ist-Werte	2015 Ist-Werte	2016 Ist-Werte	2017 Plan-Werte
HöS/HS	65	67	64	11	23	6
HS	484	478	594	659	753	1.148
HS/MS	77	88	84	107	119	119
MS	494	463	550	554	619	823
MS/NS	30	36	37	42	33	41
NS	144	142	160	185	186	232
Gesamt	1.294	1.274	1.489	1.558	1.733	2.369

Tabelle 35: Vermiedene Netzentgelte i.S.v. § 18 Abs. 1 StromNEV je Netz- und Umspannebene in Mio. Euro

Aus Tabelle 35 wird deutlich, dass die Summe der vermiedenen Netzentgelte insgesamt kontinuierlich angestiegen ist. Der Kostenanstieg ist u. a. auf folgende Sachverhalte zurückzuführen:

Durch verstärkte dezentrale Erzeugung wird die bestehende Kapazität des vorgelagerten Netzes in einem geringeren Umfang genutzt. Die weiterhin bestehenden Infrastrukturkosten werden auf eine geringere Absatzmenge verteilt. Dies führt zu einem Anstieg der Netzentgelte auf der vorgelagerten Netzebene. Damit steigen wiederum die vermiedenen Netzentgelte, da diese mit den Netzentgelten der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene berechnet werden. Dieser Mechanismus setzt Anreize, Kraftwerke eher auf niedrigeren Spannungsebenen anzuschließen und verstärkt sich mithin selbst.

Durch die für den Leitungsausbau erforderlichen Investitionen und damit verbundenen betrieblichen Kosten werden die Infrastrukturkosten des vorgelagerten Netzes weiter zunehmen. Aufgrund der Nutzungsdauer dieser Investitionen wirkt der Leitungsausbau des vorgelagerten Netzes – insbesondere bedingt durch Erneuerbare-Energien-Anlagen – langfristig erhöhend auf die vermiedenen Netzentgelte.

Die steigenden Offshore-Ausbaukosten auf der Transportnetzebene führen zu steigenden vorgelagerten Netzkosten und damit steigenden Netzentgelten in den Verteilernetzen. Es gibt also Reformbedarf für das System der vermiedenen Netzentgelte, um den Kostenanstieg zu dämpfen.

Durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetz, das am 30. Juni 2017 vom Bundestag beschlossen wurde, werden die Zahlungen an volatile Erzeugungsanlagen schrittweise reduziert. Angesichts der schrittweisen Marktentwicklung werden die Rahmenbedingungen stufenweise angepasst. Die wichtigsten Anpassungen zum Abschmelzen der vermiedenen Netzentgelte sind dabei:

- Abschaffung der vNE für konventionelle Neuanlagen ab dem 1.1.2023 und für volatile Neuanlagen ab 1.1.2018

- Abschaffung der vNE für volatile Bestandsanlagen zum 1.1.2020, ab 1.1.2018 schrittweise jährliche Absenkung um ein Drittel des ursprünglichen Ausgangswertes
- ab 2018: Berechnungsgrundlage der verbleibenden vNE dauerhaft auf Basis des Preisblattes 2016, dabei:
- Bereinigung des Preisblatts 2016 um Offshore-Anschlusskosten und Erdkabelkosten der Übertragungsnetzkosten ab 2018.

6.6 Kosten der Nachrüstung von EEG-Anlagen gemäß Systemstabilitätsverordnung

Durch den erheblichen Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen in den vergangenen Jahren ist das richtige Verhalten dieser Anlagen bei Frequenzveränderungen längst von erheblicher Bedeutung für die Stabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes geworden. Zur Lösung des sogenannten 50,2 Hertz-Problems, das die Frequenzschutzeinstellungen von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie (PV-Anlagen) betrifft, trat am 26. Juni 2012 die Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) in Kraft. Sie verpflichtet zur Nachrüstung der Wechselrichter von PV-Anlagen. Für die daraus entstehenden Kosten sieht § 10 SysStabV i.V.m. § 57 Abs. 2 EEG eine Kostenteilung zwischen den Netzentgelten und der EEG-Umlage vor.

In der Änderungsverordnung 2015 der SysStabV wurden die Nachrüstpflichten auch auf Betreiber von KWK-Anlagen sowie weiterer EEG-Anlagen, also Wind-, Biomasse- und Wasserkraftanlagen ausgeweitet. Diese haben gem. § 21 SysStabV einen Eigenanteil zu tragen, die zusätzlich entstehenden jährlichen Kosten werden gem. § 22 SysStabV über die Netzentgelte finanziert.

Die Nachrüstung der PV-Anlagen ist hauptsächlich in den Jahren 2013 bis 2015 von den Netzbetreibern vorgenommen worden und hat zu entsprechenden Erhöhungen der Erlösobergrenzen durch den Ansatz prognostizierter Kosten geführt. Die tatsächlich entstandenen Kosten[40] liegen jedoch deutlich unter den Planzahlen. Eine Verrechnung der daraus resultierenden Differenzen findet über die Regulierungskonten der Netzbetreiber statt.

Nachrüstungen von KWK-, Wind- und Wasserkraftanlagen finden seit 2015 statt und führen ab 2016 auch zu Erhöhungen der Erlösobergrenzen.

Kosten der Nachrüstung in den Erlösobergrenzen
in Mio. Euro

	2013	2014	2015	2016	2017
Plan	48,5	73,1	4,9	22,6 (22,4)	6,1
Ist	12,2	35,3	6,8 (1,3)		

Werte in Klammern gemäß § 22 SysStabV

Tabelle 36: Kosten der Nachrüstung in den Erlösobergrenzen

[40] Die Angabe über die tatsächlich entstandenen Kosten gilt vorbehaltlich der Prüfung der Regulierungskonten der Netzbetreiber.

Die Nachrüstungen haben demnach bereits unmittelbar zu Belastungen in den Netzentgelten in Höhe von 155 Mio. Euro geführt. Die Ist-Zahlen insbesondere aus dem Jahr 2016 sind noch nicht vollständig erfasst. Die deutlich überhöhten Ansätze sind bemerkenswert. Allerdings entsteht den Netznutzern kein Schaden, da die Abweichungen im Rahmen des Regulierungskontos nach § 5 ARegV verzinst an den Netznutzer erstattet werden.[41]

6.7 Netzübergänge Strom

Gemäß § 26 ARegV legt die Regulierungsbehörde bei einem teilweisen Übergang eines Energieversorgungsnetzes auf einen anderen Netzbetreiber fest, welcher Anteil der Erlösobergrenze zwischen den beteiligten Netzbetreibern übertragen wird. Ein teilweiser Netzübergang tritt insbesondere dann auf, wenn in einem Verfahren für eine Wegerechtskonzession in einer Kommune ein anderer Netzbetreiber das Recht zum Betrieb der Energieversorgungsnetze übernimmt (§ 46 EnWG). Durch die Rechtsprechung des BGH und die 2016 in Kraft getretene ARegV-Novelle hat sich das diesbezügliche Verfahren wesentlich verändert. Nach den seit September 2016 geltenden § 26 Abs. 2-6 ARegV sind bei einem teilweisen Übergang eines Energieversorgungsnetzes die Anteile der Erlösobergrenzen für den übergehenden Netzteil durch die Regulierungsbehörde von Amts wegen festzulegen, wenn die Parteien sich nicht verständigen. Zuständig in der Bund-Länder-Verteilung ist immer die Regulierungsbehörde des abgebenden Netzbetreibers.

Bis zum 31. Dezember 2016 wurden bei der Bundesnetzagentur für den Strombereich ca. 365 Anträge für Netzübergänge in den Jahren 2012 – 2016 gestellt. Abbildung 48 veranschaulicht die Verteilung auf die einzelnen Jahre.

Abbildung 48: Anzeigen/Anträge für Netzübergänge

Hierbei ist zu beachten, dass für die Netzübergänge in den Jahren 2012 und 2013 Folgeanzeigen bzw. –anträge für die zweite Regulierungsperiode erforderlich wurden, da die Netzübergänge keine Berücksichtigung im Basisjahr (2011) gefunden haben.

Im Jahr 2016 hat die Beschlusskammer 8 über 133 Netzübergänge entschieden.

[41] Sämtliche Angaben beziehen sich einzig auf Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit und in Organleihe.

6.8 Individuelle Netzentgelte § 19 Abs. 2 StromNEV

Ein individuelles Netzentgelt wird in Form einer Reduktion auf das allgemeine Netzentgelt bei Einhaltung von bestimmten festgelegten Kriterien gewährt. Die zentrale Vorschrift des § 19 Abs. 2 StromNEV privilegiert damit Letztverbraucher, die aufgrund ihres besonderen Verbrauchsverhaltens einen individuellen Beitrag zur Senkung bzw. Vermeidung von Netzkosten erbringen. Dabei wird derzeit zwischen den atypischen (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV) und stromintensiven Netznutzern (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV) unterschieden. Während die atypischen Netznutzer ihre Spitzenlast in die lastschwachen Nebenzeiten des Netzes verlagern, zeichnen sich die stromintensiven Netznutzer durch einen gleichmäßigen und zugleich dauerhaften Strombezug aus. Die Kriterien zur Ermittlung dieser individuellen Netzentgelte wurden zuletzt mit Beschluss BK4-13-739 vom 11. Dezember 2013 durch die Bundesnetzagentur konkretisiert und festgelegt.

Das für die Vereinbarung individueller Netzentgelte grundsätzlich vorgesehene Genehmigungsverfahren ist als Folge der mit Wirkung zum 1. Januar 2014 erfolgten Festlegung zur sachgerechten Ermittlung individueller Entgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV (Beschluss BK4-13-739 v. 11.12.2013) in ein Anzeigeverfahren überführt worden. Die Überprüfung von individuellen Netzentgelten erfolgt seitdem nicht mehr im Rahmen einer vorherigen Genehmigung, sondern innerhalb eines Anzeigeverfahrens vorbehaltlich einer möglichen Ex-post-Kontrolle durch die zuständige Regulierungsbehörde.

Letztverbraucher haben dabei die Möglichkeit, die mit dem Netzbetreiber geschlossene Vereinbarung über ein individuelles Netzentgelt gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV bis zum 30. September eines Jahres anzuzeigen. Nach Ablauf jeder Abrechnungsperiode sind die betroffenen Letztverbraucher zudem verpflichtet, einen Nachweis über die Einhaltung der festgelegten Kriterien zur sachgerechten Ermittlung individueller Netzentgelte bei der zuständigen Regulierungsbehörde vorzulegen.

Erstmalig wurden die Anzeigen für individuelle Netzentgelte im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur für das Jahr 2014 registriert und abgerechnet. Bis zum Jahr 2016 ist die Anzahl der Letztverbraucher mit tatsächlich gewährten individuellen Netzentgelten stetig gewachsen. Im Bereich der atypischen Netznutzung wurden im Jahr 2016 bei der Bundesnetzagentur insgesamt 3.375 Anzeigen mit realisierter Inanspruchnahme der individuellen Netzentgelte registriert (siehe Tabelle 37).

Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für atypische Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV

	2014	2015	2016	+2017	2017
Abgerechnete individuelle Netzentgeltvereinbarungen	1.500	2.987	3.375	749	4.124
Jahresarbeit in TWh	8,6	25,3	25,8	3,6	29,5
Reduzierungsvolumen in Mio. Euro	85,6	292,2	310,8	30,7	341,5

Tabelle 37: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für atypische Netznutzung

Die summarische Reduktion bei den abgerechneten Netzentgelten lag für diese Letztverbrauchergruppe nach der vorläufigen Prüfung bei ca. 310 Mio. Euro.

Im Bereich der stromintensiven Netznutzung lag das gesamte realisierte Entlastungsvolumen im Jahr 2016 mit 388 Mio. Euro deutlich höher (siehe Tabelle 38). Diese Reduktionssumme verteilte sich allerdings auf wesentlich weniger Anzeigen. Im Jahr 2016 waren dies insgesamt 317 Abnahmestellen von Letztverbrauchern wie Großbetriebe oder Industrieunternehmen mit besonders energieintensiven Produktionsprozessen. Die Ex-post-Prüfung der für die Jahre 2015 und 2016 eingereichten Abrechnungsunterlagen ist durch die Bundesnetzagentur nach aktuellem Zeitplan noch nicht vollständig abgeschlossen.

In der Jahresperiode 2017 sind bei der Bundesnetzagentur mehr als 800 weitere Anzeigen zum individuellen Netzentgelt eingegangen. Basierend auf einer ersten Einschätzung der vorliegenden Prognosedaten ist es im Bereich der atypischen Netznutzung erneut mit einem Anstieg des summarischen Entlastungsvolumens auf etwa. 340 Mio. Euro bei insgesamt 4.124 angezeigten Abnahmestellen zu rechnen. Im Bereich der stromintensiven Netznutzung wird ebenfalls eine deutliche Zunahme der gewährten Netzentgeltentlastungen auf ca. 450 Mio. Euro erwartet. Die endgültigen Zahlen für das Jahr 2017 können erst nach Abschluss der Anzeigenprüfung sowie nach dem vollständigen Eingang der tatsächlich abgerechneten Daten bei der Berichtspflichterfüllung durch betroffene Letztverbraucher bekanntgegeben werden.

Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für stromintensive Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV

	2014	2015	2016	+2017	2017
Abgerechnete individuelle Netzentgeltvereinbarungen	255	275	317	72	389
Jahresarbeit in TWh	40,0	42,6	45,2	4,8	50,0
Reduzierungsvolumen in Mio. Euro	272,4	324,5	388,4	57,7	446,0

Tabelle 38: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für stromintensive Netznutzung

6.9 Sonderformen der Netznutzung für Stromspeicherung

Mit dem Strommarktgesetz wurde im Jahr 2016 der § 19 StromNEV um den Absatz 4 ergänzt. Danach haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen Letztverbrauchern, die Strom dem Netz ausschließlich zur Speicherung in einem Stromspeicher entnehmen und den zurückgewonnenen Strom wieder in das Netz einspeisen, ein individuelles Netzentgelt anzubieten. Dieses besteht nur aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt, wobei sich der Leistungspreis auf den Anteil der entnommenen Strommenge reduziert, der nicht wieder in das Netz eingespeist wird.

Die Regelung soll Speicherbetreiber ökonomisch entlasten. In den Planwerten der Erlösobergrenzen für das Jahr 2017 wurden allerdings bislang von keinem Netzbetreiber in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur Erlöse für dieses individuelle Netzentgelt angesetzt. Gründe hierfür können sein, dass die neue gesetzliche Regelung erst zum Jahresende 2016 eingeführt wurde. Darüber hinaus werden neu errichtete Speicheranlagen i.d.R. schon nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG übergangsweise für einen Zeitraum von 20 Jahren von den Netzentgelten komplett befreit. Gleichfalls haben in vergangenen Jahren viele Pumpspeicherkraftwerke Erweiterungsmaßnahmen durchgeführt, um gem. § 118 Abs. 6 S. 2 EnWG für einen Zeitraum von 10 Jahren vollständig von den Netzentgelten befreit zu werden. Der Anwendungsbereich des Speichernetzentgelts ist folglich unter den derzeit gegebenen Rahmenbedingungen zunächst äußerst eng begrenzt.

6.10 Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

In der Niederspannungsebene steht den Verteilernetzbetreibern bereits eine Möglichkeit zur Steuerung von Lasten zur Verfügung. Laut § 14a EnWG können Verteilernetzbetreiber Verträge mit steuerbaren (ehemals unterbrechbaren) Verbrauchseinrichtungen abschließen. Gegen ein verringertes Netzentgelt können Netzbetreiber bei Bedarf Verbraucher wie Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen oder Elektromobile steuern. So kann verhindert werden, dass diese Verbraucher gleichzeitig eine hohe Leistung aus dem jeweiligen Niederspannungsnetz beziehen. So kann einer Überlastung des Netzes vorgebeugt werden.

Von den befragten 829 Netzbetreibern haben 627 Netzbetreiber angegeben, für 1.416.586 steuerbare (ehemals unterbrechbare) Verbrauchseinrichtungen ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen. Die regionale Verteilung ist in der folgenden Abbildung 49 zu sehen. Dabei zeigt sich eine starke Konzentration in den südlichen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg, wo etwa die Hälfte aller steuerbaren Verbrauchseinrichtungen installiert ist.

Bei den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen handelt es sich dabei nahezu ausschließlich um Einrichtungen zum Heizen (vgl. Abbildung 50 auf Seite 144). Auch hinter dem Begriff „sonstige Anlagen“ verbergen sich hauptsächlich Stromdirektheizungen. Ladeeinrichtungen für E-Mobile machen derzeit nur 0,1 Prozent aller steuerbaren Verbrauchseinrichtungen aus. Dies entspricht einer Anzahl von lediglich 1.012 Ladeeinrichtungen. Denkbare Gründe hierfür könnten sein, dass die Möglichkeiten des § 14a EnWG nicht bekannt sind oder dass mögliche Komforteinbußen im Verhältnis zu Verdienstmöglichkeiten als zu groß angesehen werden.

Abbildung 49: Verteilung der Zählpunkteinrichtungen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland

Im Gegenzug für die Steuerbarkeit gewähren die Netzbetreiber im Durchschnitt dabei eine Reduzierung des Netznutzungsentgeltes von 55 Prozent, was einem absoluten Nachlass von 3,30 ct/kWh entspricht. Dabei sind geringfügige Unterschiede zwischen den verschiedenen Verbrauchseinrichtungen festzustellen. Bezogen auf den Arbeitspreis wird den Nachspeicherheizungen mit über 55 Prozent die höchste Reduzierung eingeräumt. Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für E-Mobile erhalten jeweils eine Reduzierung von knapp 50 Prozent. Die sonstigen Verbrauchseinrichtungen werden mit einer Reduzierung von 41 Prozent des Arbeitspreises etwas weniger begünstigt. In einigen wenigen Netzgebieten ist auf der Niederspannungsebene zusätzlich ein Leistungspreis zu entrichten. Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für E-Mobile erhalten hierbei sogar eine Reduzierung von um die 90 Prozent des Leistungspreises. Den sonstigen Einrichtungen wird nur ein Nachlass von 30 Prozent des Leistungspreises gewährt.

Abbildung 50: Zählpunktverteilung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen

Darüber hinaus zeigt sich, dass das „Steuern“ des Verbrauchsverhaltens in den wenigsten Fällen ein wirklich „smartes“ Eingreifen in das Netz unter Kenntnis des jeweiligen Netzzustandes bedeutet. Bei Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen sind die verschiedenen technischen Möglichkeiten zur Steuerung sehr ähnlich verteilt. Jeweils knapp 60 Prozent der Netzbetreiber senden bei Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen unter anderem Signale über Rundsteuertechnik. Die etwas modernere Fernwirktechnik wird hingegen von nur ca. 3 Prozent der Netzbetreiber eingesetzt. Über 5 Prozent der Netzbetreiber haben sogar überhaupt keine Steuerungstechnik verbaut. Mehr als 30 Prozent der Netzbetreiber setzen immerhin Zeitschaltungen ein. Bei Ladeeinrichtungen für E-Mobile ergibt sich ein anderes Bild. Der überwiegende Anteil, mit über 71 Prozent der Netzbetreiber, lässt diese Anlagen gänzlich ungesteuert. Eine genauere Aufteilung der verwendeten Steuerungstechniken ist in Abbildung 51 dargestellt.

In Zukunft müssen alle Anlagen, die von der Regelung nach § 14a EnWG profitieren wollen, verpflichtend mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden. Gegenüber der heute überwiegend zum Einsatz kommenden Steuerung per Zeitschaltung oder Rundsteuertechnik bieten die intelligenten Messsysteme den Vorteil, dass sie über eine bidirektionale Kommunikationsanbindung verfügen. Der Netzbetreiber kann somit in Zukunft den aktuellen Zustand der Anlage abfragen und erhält des Weiteren eine Rückmeldung nach Durchführung der Steuerungshandlung. Im Vergleich zur Zeitschaltung bietet das intelligente Messsystem weiterhin die Möglichkeit, dass das voreingestellte Steuerungsprofil einfach geändert werden kann und Steuerungshandlungen auch abweichend hiervon ad hoc durchgeführt werden können. Diese Möglichkeit bietet die Steuerung per Zeitschaltung grundsätzlich nicht.

Abbildung 51: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen

D Systemdienstleistungen

Die Gewährleistung der Systemstabilität gehört zu den Kernaufgaben der ÜNB. Die Erfüllung dieser Aufgabe erfolgt seitens der ÜNB mithilfe von Systemdienstleistungen. Zu den Systemdienstleistungen zählt u. a. die Leistungs-Frequenzhaltung durch Vorhaltung und Einsatz der drei Regelleistungsarten: Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) sowie Minutenreserveleistung (MRL).

Hinzu kommen die Bereitstellung von Verlustenergie, die Vorhaltung von Blindleistung, die Bereitstellung der Schwarzstartfähigkeit, sowie bei der Betrachtung im Monitoring nationales und grenzüberschreitendes Redispatch und Countertrading[42] sowie Einspeisemanagementmaßnahmen von ÜNB und VNB. Die Vorhaltung und der Einsatz von Netzreservekraftwerkskapazitäten und abschaltbare Lasten nach AbLaV[43] lassen sich ebenfalls diesem Aufgabenspektrum zuordnen.

1. Kosten der Systemdienstleistungen

Die Gesamtkosten der oben genannten Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden, sind im Jahr 2016 auf 1.597 Mio. Euro zurückgegangen (2015: 1.940 Mio. Euro[44]). Die Kosten mindernden Erlöse betrugen insgesamt 135 Mio. Euro (2015: 140 Mio. Euro). Hierdurch sanken die saldierten Kosten für die Systemdienstleistungen[45] auf insgesamt 1.461 Mio. Euro (2015: 1.800 Mio. Euro[46]). In diese Angaben sind erstmalig auch die von den Netzbetreibern geschätzten Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagement der ÜNB und VNB als Kosten für Systemdienstleistungen i. w. S. eingeflossen, welche im Jahr 2016 ca. 373 Mio. Euro (2015: 478 Mio. Euro) betrugen. Als weitere Hauptkostenblöcke tragen die Vorhaltung und der Einsatz der Netzreservekraftwerke mit rund 285 Mio. Euro (2015: 228 Mio. Euro), der nationale und grenzüberschreitende Redispatch mit insgesamt fast 220 Mio. Euro (2015: 412 Mio. Euro), die Regelleistungsvorhaltung für PRL, SRL und MRL mit insgesamt 198 Mio. Euro (2015: 316 Mio. Euro) und die Verlustenergie mit etwa 305 Mio. Euro (2015: 277 Mio. Euro) zu den Gesamtkosten bei.

Die Kostenstruktur der Systemdienstleistungen hat sich 2016 gegenüber 2015 abermals verändert. Die saldierten Gesamtkosten für Regelenergie sanken wiederholt um nun 118 Mio. Euro. Ein Grund hierfür ist das abermals leicht zurückgegangene Volumen an Vorhaltung der drei Regelleistungsarten. Die Kosten für Verlustenergie

---

[42] Countertrading ist eine Maßnahme, welche die Übertragungsnetzbetreiber nutzen, um Überlastungen im Stromnetz zu verhindern. Sie wird verwendet, wenn die vereinbarten Mindesthandelskapazität über das Maß hinaus gehen, 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.

[43] Für die Kosten der abschaltbaren Lasten nach AbLaV werden die Leistungspreise herangezogen.

[44] Angepasster Wert inkl. der von den Netzbetreibern geschätzten Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagement der ÜNB und VNB

[45] Saldierte Kosten (aufwandsgleiche Kosten abzüglich Kosten mindernde Erlöse) sowie Kosten für Netzreservekraftwerke und abschaltbare Lasten nach AbLaV.

[46] Angepasster Wert inkl. der von den Netzbetreibern geschätzten Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagement der ÜNB und VNB

erhöhten sich von 2015 auf 2016 um rund 27 Mio. Euro. Dies liegt unter anderem daran, dass kurzfristig Verlustenergie nachbeschafft werden musste um Transportverluste auszugleichen.

Deutlich reduziert haben sich hingegen die Kosten für nationalen Redispatch und Countertrading. Beim nationalen Redispatch sanken die Kosten um etwa 203 Mio. Euro, beim Countertrading um 12 Mio. Euro. Beim grenzüberschreitenden Redispatch stiegen die Kosten hingegen leicht um ca. 11 Mio. Euro an. Insgesamt reduzierte sich damit die Summe der gesamten Redispatchkosten (national und grenzüberschreitend) vom Jahr 2015 auf 2016 um rund 192 Mio. Euro. Gestiegen sind abermals die Kosten für die Netzreservekraftwerke. Die Vorhaltekosten der Netzreservekraftwerke erhöhten sich im Vergleich zu 2015 um 25 Mio. Euro. Durch den häufigen Einsatz der Netzreservekraftwerke im Jahr 2016 stiegen deren Einsatzkosten nach vorläufigen Schätzungen um etwa 41 Mio. Euro an. Bedingt durch die geringere Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen haben sich die von den Netzbetreibern geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber für Einspeisemanagement im Vergleich zu 2015 um rund 105 Mio. Euro reduziert. Die Entwicklung der Kosten der Systemdienstleistungen von 2011 bis 2016 kann in Abbildung 53 nachvollzogen werden.

Zusammen mit den von den ÜNB und VNB geschätzten Entschädigungsansprüchen der Anlagenbetreiber für EinsMan-Maßnahmen bilden die Kostenblöcke Redispatch, Netzreservekraftwerke und Countertrading die wesentlichen Kosten der Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit.

Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Netz- und Systemsicherheit im Jahr 2016
in Mio. Euro

*Sonstige: Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Abschaltbare Lasten nach AblaV

Abbildung 52: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB sowie der Kosten für Netz- und Systemsicherheit im Jahr 2016

Abbildung 53: Kosten der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB im Zeitraum von 2011 bis 2016

In Summe belaufen sich diese Kosten im Jahr 2016 auf rund 890 Mio. Euro. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich der Gesamtkostenblock der Netz- und Systemsicherheit damit um insgesamt rund 243 Mio. Euro reduziert (2015: 1.133 Mio. Euro). Dies ist im Wesentlichen auf den Rückgang der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Jahr 2016 zurückzuführen (vgl. hierzu Abschnitt „Netz- und Systemsicherheit“ im Kapitel Netze ab Seite 104).

2. Regelenergie

Um die Leistungsbilanz und die Frequenz des Elektrizitätsversorgungssystems aufrecht zu erhalten, d. h. Stromentnahmen und Stromeinspeisungen in Einklang zu bringen, halten die ÜNB Regelleistung vor und setzen Regelarbeit ein. Die Beschaffung der Regelleistung erfolgt seitens der ÜNB gemäß den Vorgaben der Festlegungen der Bundesnetzagentur BK6-10-097/098/099 aus dem Jahr 2011 in deutschlandweiten Ausschreibungen. Während die Kosten der Regelleistungsvorhaltung in die Netznutzungsentgelte einfließen, wird die eingesetzte Regelarbeit in Form von Ausgleichsenergie mit den Leistungsungleichgewichte verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen (Händler, Lieferanten) abgerechnet.

Seit dem Jahr 2010 besteht der Netzregelverbund (NRV) aus den Regelzonen der vier regelzonenverantwortlichen ÜNB (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW). Der modular aufgebaute NRV verhindert die Aktivierung gegenläufiger SRL und dimensioniert den Regelleistungsbedarf gemeinsam für alle Regelzonen. Zudem schafft der NRV einen deutschlandweit einheitlichen, integrierten Marktmechanismus für SRL und MRL und führt zu einem kostenoptimalen Einsatz der Regelleistung für ganz Deutschland. Die Leistungsungleichgewichte der einzelnen Regelzonen werden saldiert, so dass nur noch der verbleibende Saldo durch den Einsatz von Regelenergie ausgeglichen werden muss. Dies verhindert das „Gegeneinanderregeln“ nahezu vollständig und reduziert die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung. Dies spiegelt sich im Rückgang der ausgeschriebenen Leistung und auch der in Anspruch genommenen Sekundärregel- und Minutenreservearbeit wider.

Regelleistung wird derzeit noch gemäß den im Jahr 2011 erlassenen Festlegungen der Bundesnetzagentur zur PRL, SRL und MRL beschafft. Die Festlegungen hatten u. a. zum Ziel, Marktzutritte neuer Anbieter zu fördern und die Regelenergiemärkte für weitere Technologien, z. B. für zu- und abschaltbare Verbraucher, für Stromspeicher etc. weiter zu öffnen.

Die Bereitstellung von Regelleistung erfolgt bisher vor allem durch konventionelle Kraftwerke. Mittlerweile bieten auch Batteriespeicher in zunehmendem Maße Regelleistung an. Unter den Erneuerbaren Energien wird Regelleistung heute - neben Wasserkraftanlagen - vor allem von Biogasanlagen zur Verfügung gestellt. Mit einem weiter wachsenden Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung werden diese in Zukunft eine stärkere Verantwortung für die Stabilisierung der Stromversorgung übernehmen müssen. Um flexiblen Erzeugern, wie z. B. Windenergieanlagen, die Teilnahme an den Regelenergiemärkten zu erleichtern, hat die Bundesnetzagentur die Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für SRL und MRL im Juni 2017 durch die Festlegungen BK6-15-158/159 neu geregelt.[47] So erfolgt bei der SRL ein Wechsel von einer wöchentlichen zu einer kalendertäglichen Ausschreibung. Zudem werden die Produktzeitscheibendeutlich auf vier Stunden verkürzt. Darauf sind insbesondere die Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen angewiesen, um

[47] In einem bis Ende 2017 laufenden Pilotprojekt der regelzonenverantwortlichen ÜNB wird Windenergieanlagen schon heute die Gelegenheit eingeräumt, sich für die Bereitstellung von MRL präqualifizieren zu lassen und MRL zu erbringen.

eine Prognose und Einsatzentscheidung ihrer Kapazität vornehmen zu können. Die MRL wird unter anderem von einer werktäglichen ebenfalls auf eine kalendertägliche Ausschreibung umgestellt. Zudem wurden sowohl für die SRL als auch für die MRL neue Regelungen zur Mindestangebotsgröße und zur Besicherung getroffen.

2.1 Ausschreibungen für Regelleistung

Der NRV und die Festlegungen der Bundesnetzagentur tragen durch die Vergrößerung des Marktgebietes, durch Schaffung eines deutschlandweiten Marktes für SRL und MRL und die Anpassung der Ausschreibungsbedingungen zu einem erhöhten Wettbewerbspotenzial bei. So stieg die Zahl der präqualifizierten Anbieter von Regelenergie bis zum 14. Juli 2017 auf 37 bei der SRL (2010: 15, 2013: 20) und auf 52 Anbieter für die MRL (2010: 35, 2013: 36).[48] Die Anzahl der PRL-Anbieter betrug 24 (2013: 14 Anbieter). Insbesondere die Möglichkeit des Zusammenschlusses von mehreren kleinen Anlagen zu einem sogenannten virtuellen Kraftwerk („Pooling“) trug zu einer Erhöhung der Anbieterzahl bei. Die in den vergangenen Jahren stark gewachsene Zahl der Anbieter von Regelenergiedienstleistungen verdeutlicht die Attraktivität dieses Marktes.

Tabelle 39 zeigt die Leistungsspannen der in den Jahren 2012 bis 2016 jeweils ausgeschriebenen Mengen an PRL, SRL sowie MRL. Die Menge der maximal ausgeschriebenen SRL (positiv und negativ) ist gegenüber dem Vorjahr leicht gesunken. Zugleich haben sich die Werte der minimal ausgeschriebenen SRL leicht erhöht. Die Menge der maximal ausgeschriebenen positiven MRL ist minimal gestiegen, die Menge der maximal ausgeschriebenen negativen MRL ist gesunken. Jeweils leicht gesunken sind auch die Mengen der minimal ausgeschriebenen MRL. Die Spannen zwischen der minimalen und maximalen Ausschreibungsmenge der SRL (pos./ neg.) und der negativen MRL haben sich verringert. Die Spanne der positiven MRL hat sich hingegen leicht vergrößert. Der Bedarf an PRL bewegt sich im Vergleich zum Jahr 2015 mit 583 MW auf einem ähnlichen Niveau und war übers Jahr weitestgehend konstant (2015: 578 MW).

Die im Jahr 2016 durchschnittlich ausgeschriebene positive SRL lag gegenüber dem Vorjahr wenig verändert bei 2.009 MW (2015: 2.053 MW). Im Vergleich zum Vorjahr ging in 2016 auch die durchschnittlich ausgeschriebene negative SRL leicht auf 1.945 MW zurück (2015: 2.027 MW). Auch in der langfristigen Betrachtung ist festzustellen, dass die unterjährigen Schwankungen der ausgeschriebenen SRL seit dem Jahr 2010 moderat ausfallen (vgl. Abbildung 54 auf Seite 152).

[48] Erste Windenergieanlagen konnten zwar erfolgreich für die Bereitstellung negativer MRL präqualifiziert werden, haben sich aber u. a. aufgrund betriebswirtschaftlicher Erwägungen bisher nicht an den Ausschreibungen beteiligt.

Die von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung (Leistungsspannen)

	Jahr	Ausgeschriebene Leistung in MW	
		von	bis
Primärregelleistung	2012	567	592
	2013	576	593
	2014	568	578
	2015	568	578
	2016	583	583
Sekundärregelleistung (positiv)	2012	2.081	2.109
	2013	2.073	2.473
	2014	1.992	2.500
	2015	1.868	2.234
	2016	1.973	2.054
Sekundärregelleistung (negativ)	2012	2.114	2.149
	2013	2.118	2.418
	2014	1.906	2.500
	2015	1.845	2.201
	2016	1.904	1.993
Minutenreserveleistung (positiv)	2012	1.536	2.149
	2013	2.406	2.947
	2014	2.083	2.947
	2015	1.513	2.726
	2016	1.504	2.779
Minutenreserveleistung (negativ)	2012	2.158	2.413
	2013	2.413	3.220
	2014	2.184	3.220
	2015	1.782	2.522
	2016	1.654	2.353

Tabelle 39: Übersicht über die von 2012 bis 2016 von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung (Leistungsspannen)

Abbildung 54: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Bei der Vorhaltung von MRL ergibt sich in der langfristigen Betrachtung ein uneinheitlicheres Bild. Die durchschnittlich ausgeschriebene positive MRL ging in den Jahren 2010 bis 2012 sukzessive von 2.309 MW auf 1.907 MW zurück, während sie im Jahr 2014 bei durchschnittlich 2.376 MW lag. In 2016 blieb die ausgeschriebene positive MRL im Vergleich zum Vorjahr wenig verändert bei durchschnittlich 2.059 MW (2015: 2.044 MW). Nach einem Anstieg des Bedarfs an positiver MRL von 2.101 MW im Januar 2016 auf 2.779 MW im Juni 2016, reduzierte sich die ausgeschriebene positive MRL bis August 2016 deutlich auf 1.504 MW. Damit wurde ein neuer Tiefstwert der ausgeschriebenen positiven MRL erreicht. Zum Ende des Jahres 2016 erhöhte sich der Bedarf an positiver MRL dann wieder auf 1.850 MW.

Abbildung 55: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Die vorgehaltene negative MRL ist im Vergleich zum Vorjahresdurchschnittswert im Jahresmittel gesunken. 2016 wurden durchschnittlich 1.941 MW an negativer MRL ausgeschrieben (2015: 2.146). Dabei unterlag, wie bei der positiven MRL, die Ausschreibungsmenge der negativen MRL im Jahresverlauf jedoch erheblichen Schwankungen. Im Januar 2016 betrug die Höhe der ausgeschriebenen negativen MRL 2.353 MW, bis zum November 2016 reduzierte sich die Menge auf 1.654 MW, einem neuen Tiefstwert der ausgeschriebenen negativen MRL, und stieg im Dezember nur leicht auf 1.715 MW an.

Insgesamt ist die unterjährige Veränderung der Ausschreibungsmengen der beiden MRL-Produkte im Vergleich zu den SRL-Produkten deutlich volatiler.

Abbildung 56: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB, Swissgrid (CH), TenneT (NL), APG (AT) und ELIA (BE)

Abbildung 56 zeigt, dass sich die Menge der ausgeschriebenen PRL auch im langfristigen Trend auf einem konstanten Niveau bewegt. Die deutschen ÜNB streben in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur sowie anderen europäischen ÜNB und Regulierern an, die Märkte für PRL grenzüberschreitend zu harmonisieren. Seit März 2012 nimmt der schweizerische Netzbetreiber Swissgrid an der gemeinsamen PRL-Ausschreibung der deutschen ÜNB teil und beschafft nach anfangs 25 MW nunmehr 74 MW des Schweizer PRL-Bedarfs. Im Januar 2014 hat sich der niederländische ÜNB TenneT TSO BV der gemeinsamen PRL-Ausschreibung angeschlossen. Nach zunächst 35 MW werden aktuell 71 MW und somit gut 70 Prozent des niederländischen PRL-Bedarfs im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibung beschafft. Im April 2015 wurde die bestehende PRL-Kooperation zwischen Deutschland, den Niederlanden und der Schweiz mit der österreichisch-schweizerischen PRL-Ausschreibung gekoppelt. Für Österreich wurden 2016 durchschnittlich 65 MW beschafft. Seit August 2016 beteiligen sich schließlich auch der belgische Netzbetreiber ELIA und seit Januar 2017 der französische ÜNB RTE an der gemeinsamen PRL-Ausschreibung. Auf diese Weise ist der europaweit größte Markt für PRL mit einem Gesamtbedarf von ca. 1.400 MW entstanden. Die gemeinsame Ausschreibung steht allen präqualifizierten Anbietern in den beteiligten Ländern offen und erfolgt unter Berücksichtigung der deutschen Regularien sowie unter Verwendung der bestehenden Ausschreibungssysteme.

2.2 Einsatz von Regelleistung

Anhand der Darstellung der insgesamt ausgeschriebenen SRL in Abbildung 54 (Seite 152) ist zu erkennen, dass die vorgehaltene SRL im Zeitraum von 2011 bis 2016 auf einem ähnlichen, vergleichsweise niedrigen Niveau geblieben ist. Der tatsächliche Einsatz von SRL ist im Jahr 2016 gegenüber dem Vorjahr 2015 leicht zurückgegangen.

Bezogen auf 2016 betrug die insgesamt eingesetzte Energiemenge rund 1,4 TWh (2015: 1,4 TWh) für positive SRL und 0,7 TWh (2015: 1,1 TWh) für negative SRL. Im Vergleich zum Vorjahr 2015 ist bei einer auf 2,1 TWh zurückgegangenen Gesamtarbeitssumme (2014: 2,5 TWh) erneut eine leichte Verschiebung in Richtung der positiven SRL zu beobachten.

Im Jahresmittel wurden 2016 etwa acht Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen positiven SRL und ca. 4,2 Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen negativen SRL eingesetzt. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass in insgesamt 11 Viertelstunden des Jahres Leistungen abgerufen wurden, welche mindestens 80 Prozent der durchschnittlichen Vorhaltung entsprechen, so dass sich der ausgeschriebene Bedarf insgesamt bestätigt.

Abbildung 57: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV

Nachdem die Einsatzhäufigkeit der MRL im Jahr 2014 um gut 40 Prozent auf ca. 7.450 Abrufe zurückgegangen war und sich in 2015 auf ähnlichem Niveau bewegte, ist im Jahr 2016 die Einsatzhäufigkeit abermals gesunken. Mit insgesamt 5.324 Abrufen liegt der Wert 30 Prozent unter dem Vorjahreswert. Im Jahr 2016 wurde die negative MRL insgesamt 1.216-mal angefordert (2015: 2.788). Die Einsatzhäufigkeit der positiven MRL belief sich in 2016 in Summe auf 4.108 Abrufe (2015: 4.773).

Abbildung 58: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung

Abbildung 59: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MRL) innerhalb der vier deutschen Regelzonen 2015 und 2016

Die bei einem Abruf von positiver MRL durchschnittlich angeforderte Leistung ist mit 149 MW in 2016 im Mittel etwas niedriger als im Jahr 2015 (172 MW). Mit 175 MW eingesetzter negativer MRL im Jahr 2016 stieg die durchschnittlich angeforderte Leistung im Vergleich zum Vorjahr 2015 (167 MW) leicht an. Im Jahresmittel wurden 2016 jeweils etwa 7 Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen positiven und knapp 9 Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen negativen MRL eingesetzt. Hierbei ist allerdings, wie bei der SRL, zu beachten, dass in einigen Viertelstunden die vorgehaltene MRL nahezu vollständig abgerufen wurde. In 8 Fällen mussten mindestens 80 Prozent der durchschnittlichen Vorhaltung abgerufen werden, so dass sich auch hier der ausgeschriebene Bedarf insgesamt bestätigt.

Abbildung 60: Entwicklung der Durchschnittswerte der 2015 und 2016 von den ÜNB abgerufenen Minutenreserven (MRL)

Abbildung 61: Entwicklung der abgerufenen Energiemenge der MRL 2015 und 2016

Insgesamt wurde für positive MRL im Jahr 2016 eine Energiemenge in Höhe von etwa 174 GWh (2015: 221 GWh) und für negative MRL eine Energiemenge in Höhe von 54 GWh (2015: 119 GWh) eingesetzt. Damit zeigt sich erneut der Trend einer Verschiebung der Anteile der eingesetzten Minutenreservearbeit von negativ zu positiv.

In Abbildung 62 ist der durchschnittliche Einsatz der SRL und MRL je Kalenderwoche für den Zeitraum von 2009 bis 2016 dargestellt. Verdeutlicht werden die rückläufige Entwicklung der insgesamt durchschnittlich eingesetzten Leistung der SRL und MRL sowie eine Verringerung der Volatilität über den Zeitablauf.

[1] Gründung des NRV bestehend aus den Regelzonen von 50Hertz, TransnetBW und TenneT
[2] Integration der Amprion Regelzone in den NRV

[3] Dieser Wert spiegelt die kritische Netzsituation im Frühjahr 2012 wider, in der die verfügbare Regelleistung vollständig abgerufen werden musste.

Abbildung 62: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung (SRL und MRL)

2.3 Ausgleichsenergiepreise

Seit Dezember 2012 ist durch Festlegung der Bundesnetzagentur die Reform des Ausgleichsenergiepreissystems wirksam. Ziel der Reform war es, die Anreize zur ordnungsgemäßen Bewirtschaftung der Bilanzkreise zu erhöhen, um systemrelevante Bilanzkreisungleichgewichte zu vermeiden.

Der maximale Ausgleichsenergiepreis im NRV betrug in 2016 1.212,80 Euro/MWh. Insgesamt traten 2016 neunmal Maximalwerte von über 500 Euro/MWh auf.

Extreme regelzonenübergreifende einheitliche Ausgleichsenergiepreise können durch die angewandte mathematische Berechnungsformel bei einem nahezu ausgeglichenen NRV (Mengensaldo der abgerufenen Regelenergie im NRV ist nahe Null) auftreten. Man spricht von sogenannten „Nulldurchgängen“. Bis April 2016 wurde der Ausgleichenergiepreis in diesen Fällen auf den höchsten Arbeitspreis eines in dieser Viertelstunde aktivierten Regelarbeitsangebots begrenzt. Wenn von den Anbietern jedoch entsprechend hohe Arbeitspreise geboten wurden, entstanden trotz Kappung auch hohe Ausgleichsenergiepreise. Seit Mai 2016 kommt mit dem „Linearisierten Stufenmodell“ eine von den Marktteilnehmern als Branchenkompromiss entwickelte und von der Bundesnetzagentur - in Ergänzung zu den bestehenden Regelungen der Festlegung BK6-12-024 - nicht zu

beanstandende aktualisierte Berechnungsmethodik des Ausgleichenergiepreises zur Anwendung.[49] Der Ausgleichsenergiepreis der jeweiligen Viertelstunde wird nunmehr durch einen neuen Berechnungsschritt bei einem NRV-Saldo zwischen -500 MW und +500 MW zusätzlich zu der bereits bestehenden Kappung begrenzt.

Maximale Ausgleichsenergiepreise

Jahr	NRV in Euro/MWh
2010	600,90
2011	551,60
2012	1.501,20
2013	1.608,20
2014	5.998,41
2015	6.343,59
2016	1.212,80

Tabelle 40: Maximale Ausgleichsenergiepreise 2010 bis 2016

Der durchschnittliche viertelstündliche Preis für Ausgleichsenergie im NRV lag im Jahr 2016 im Falle eines positiven Regelzonensaldos (Unterspeisung) gegenüber dem Vorjahr deutlich niedriger bei 50,17 Euro/MWh (-33 Prozent). Im Falle eines negativen Regelzonensaldos (Überspeisung) belief er sich auf -14,12 Euro/MWh und liegt damit deutlich über dem Vorjahreswert (+66 Prozent). Der durchschnittliche Ausgleichsenergiepreis im Fall eines positiven Regelzonensaldos liegt somit etwa 57 Prozent[50] über dem Durchschnittspreis im Intraday-Handel (Peak) des Jahres 2016.

[49] Mitteilung der Bundesnetzagentur zur Anwendung des „Linearisierten Stufenmodells“: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2012/2012_0001bis0999/2012_001bis099/BK6-12-024/BK6-12-024_Mitteilung_vom_20_04_2016.html?nn=269594

[50] Gemessen am durchschnittlichen Preis des EPEX Spot Intraday-Handels (Peak) von 32,01 Euro/MWh für das Jahr 2016.

Abbildung 63: Durchschnittliche Ausgleichsenergiepreise 2009 bis 2016

Im Folgenden ist die Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise der Jahre 2015 und 2016 im NRV dargestellt. Wie in den Vorjahren ist im Jahr 2016 bei einem negativen Regelzonensaldo eine Häufung der Ausgleichsenergiepreise um 0 Euro/MWh zu erkennen. Darüber hinaus sind im Jahr 2016 bei einem positiven Regelzonensaldo Preise in Höhe von 40 Euro/MWh erneut häufiger aufgetreten.

Abbildung 64: Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise 2015 und 2016

3. Untertägige Fahrplanänderungen

Gemäß § 5 Abs. 1 StromNZV sind Fahrplananmeldungen bis spätestens 14:30 Uhr möglich. Das bedeutet, dass die Bilanzkreisverantwortlichen den ÜNB die geplanten Elektrizitätsliefergeschäfte und Elektrizitätshandelsgeschäfte für den Zeitraum des folgenden Tages bis zum nächsten Werktag (auf Basis von viertelstündigen Werten) mitzuteilen haben. Um es den Bilanzkreisverantwortlichen zu ermöglichen, auf kurzfristige Änderungen der Angebots- und Nachfragesituation zu reagieren, gibt es die Möglichkeit, Fahrpläne auch untertägig anzupassen. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Anzahl und des Volumens der untertägigen Fahrplanänderungen in 2016.

Abbildung 65: Monatliche Anzahl und Volumen der untertägigen Fahrplanänderungen im Jahr 2016

Fahrplanänderungen machten in 2016 ein Gesamtvolumen von etwa 135,9 TWh (2015: 134,9 TWh) bei einer Gesamtanzahl von 3.001.449 Fahrplanänderungen (2015: 2.782.480) aus. Dabei wurden im Durchschnitt rund 250.121 Fahrplanänderungen pro Monat durchgeführt. Der höchste Wert lag bei 291.400 Änderungen im Monat Mai 2016, der niedrigste bei 219.164 im Monat Januar 2016. Gegenüber dem Vorjahr sind die Fahrplanänderungen sowohl anzahl- als auch volumenmäßig nur leicht angestiegen. In den Vorjahren hatte es eine starke Zunahme gegeben. Das hohe Niveau der Fahrplanänderungen lässt sich unter anderem durch die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien erklären. Dadurch wird häufiger ein untertägiger Ausgleich über den Intraday-Handel erforderlich.

4. Europäische Entwicklungen im Bereich Regelenergie

4.1 Internationale Erweiterung des Netzregelverbunds

In den vergangenen Jahren ist eine Ausweitung von "Modul 1" des deutschen Netzregelverbunds, welches einen gegenläufigen Abruf von SRL in verschiedenen Regelzonen vermeidet, auf die Regelzonen weiterer europäischer ÜNB erfolgt. Im internationalen NRV (International Grid Control Cooperation - IGCC) existiert mittlerweile mit den Ländern Dänemark (seit Oktober 2011), Niederlande (seit Februar 2012), Schweiz (seit März 2012), Tschechien (seit Juni 2012), Belgien (seit Oktober 2012) und Österreich (seit April 2014) eine Kooperation zur Vermeidung eines "Gegeneinanderregelns". Mit dem Beitritt von Frankreich im Februar 2016 konnte der internationale NRV erheblich ausgeweitet werden. Die nächsten Beitrittsländer werden Spanien und Portugal sein.

Im internationalen NRV werden die Leistungsungleichgewichte und damit der Bedarf an SRL der teilnehmenden Regelzonen automatisch erfasst und physikalisch saldiert. Bei diesem sogenannten "Imbalance Netting"-Verfahren liefern ÜNB, deren Regelzonen einen Überschuss an Energie aufweisen, Energie an Regelzonen mit einem Mangel an Energie. Für den notwendigen Energieaustausch werden keine grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten reserviert. Die Energie wird höchstens bis zu der nach Handelsschluss des Intraday-Markts noch zur Verfügung stehenden freien Restkapazität an der Grenze ausgetauscht.

Der Wert der saldierten Leistungsungleichgewichte im internationalen NRV beläuft sich auf derzeit rund drei bis sieben Millionen Euro pro Monat. Insgesamt konnten durch die Vermeidung eines "Gegeneinanderregelns" im Rahmen der Kooperation bereits Kosteneinsparungen in Höhe von über 320 Millionen Euro realisiert werden. Davon entfallen ca. 140 Millionen Euro auf Deutschland. Auch für Gesamteuropa verspricht das Konzept der physikalischen Saldierung von Leistungsungleichgewichten hohe Wohlfahrtsgewinne. Daher sieht die Ende 2017 in Kraft tretende europäische Leitlinie über den Ausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (Guideline on Electricity Balancing) vor, dass das "Imbalance Netting"-Verfahren künftig durch alle kontinentaleuropäischen ÜNB verbindlich zu implementieren ist, sofern sie SRL nutzen. Um dafür bereits frühzeitig Erfahrungen in technischer wie auch organisatorischer Hinsicht zu sammeln, wurde der internationale NRV vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) zu einem europäischen Pilotprojekt erklärt, das regulatorisch unter Leitung der Bundesnetzagentur begleitet wird.

4.2 SRL-Kooperation zwischen Deutschland und Österreich

Für den Abruf der SRL haben die deutschen ÜNB ihre Kooperation mit dem österreichischen ÜNB APG vertieft. Seit dem 14. Juli 2016 wird der Einsatz von SRL anhand einer gemeinsamen Abrufliste (Merit Order) durchgeführt. Sofern keine Netzrestriktionen vorliegen, kommt auf diese Weise immer das aus wirtschaftlicher Sicht günstigste Angebot für SRL in beiden Ländern zum Einsatz. Dadurch können die Kosten für Regelarbeit gesenkt werden. Im Falle einer Trennung der Kooperation, zum Beispiel durch operative Netzrestriktionen, setzen die deutschen und österreichischen ÜNB die SRL wie zuvor national ein. Diese Zusammenarbeit der ÜNB ist richtungsweisend im Hinblick auf die Ende 2017 in Kraft tretende europäische Leitlinie über den Ausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (Guideline on Electricity Balancing), die für künftig stärker zusammenwachsende Regelenergiemärkte ebenfalls einen grenzüberschreitenden Abruf von Regelarbeit aus einer gemeinsamen Abrufliste vorsieht.

5. Abschaltbare Lasten

5.1 Entwicklung der Ausschreibungen abschaltbarer Lasten durch die Betreiber von Übertragungsnetzen

Gesetzliche Grundlage der Ausschreibungen abschaltbarer Lasten ist die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). Diese trat erstmals im Januar 2013 in Kraft. Die ursprüngliche Fassung ist am 01. Oktober 2016 durch Inkrafttreten der novellierten Fassung abgelöst worden.

Die Novellierung der AbLaV im Jahr 2016 brachte auch eine Veränderung der von den ÜNB durchzuführenden Ausschreibungen mit sich. Vor der Novellierung schrieben die ÜNB gemeinsam einmal monatlich deutschlandweit für einen Erbringungszeitraum vom jeweils ersten Tag des Monats 0.00 Uhr bis zum letzten Tag des Monats 24.00 Uhr eine Abschaltleistung von 1500 Megawatt an sofort abschaltbaren Lasten sowie eine Abschaltleistung von 1500 Megawatt an schnell abschaltbaren Lasten aus. Nun erfolgen die Ausschreibungen der ÜNB wöchentlich für einen Ausschreibungszeitraum jeweils von Montag 0 Uhr bis Sonntag 24 Uhr für eine

Gesamtabschaltleistung von 750 Megawatt an sofort abschaltbaren Lasten sowie einer Gesamtabschaltleistung von 750 Megawatt an schnell abschaltbaren Lasten.

Das nachfolgende Diagramm zeigt die angebotene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten. Über den gesamten zeitlichen Verlauf ist ein Anstieg der insgesamt kontrahierten Abschaltleistung zu erkennen, obgleich die monatlich kontrahierte Abschaltleistung relativ konstant bleibt. Ein deutlicher Trend ist beim Verhältnis der sofort zu den schnell abschaltbaren Lasten zu erkennen. Hier steigt kontinuierlich der Anteil der sofort abschaltbaren Lasten im Verhältnis zu den schnell abschaltbaren Lasten.

Im Zeitraum von Juli 2013 bis Dezember 2016 angebotene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten
Anzahl

Abbildung 66: Im Zeitraum von Juli 2013 bis Dezember 2016 ausgeschriebene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten.

5.2 Präqualifizierte Leistung

Im Jahr 2016 wurden 10 abschaltbare Lasten mit einer Gesamtabschaltleistung von 987 Megawatt an sechs Standorten präqualifiziert. Die präqualifizierte Leistung hat sich dabei von anfänglich 925 Megawatt im Jahr 2014 und 979 Megawatt in 2015 nochmals leicht erhöht. Die Lasten sind zumeist in der Regelzone der Amprion GmbH angeschlossen. Weitere Lasten befinden sich in den 50 Hertz GmbH und Tennet TSO GmbH Regelzonen. Damit konzentriert sich bis auf eine abschaltbare Last im Süden die kontrahierbare Abschaltleistung im Westen und Norden von Deutschland.

5.3 Abrufe abschaltbarer Lasten

Im Jahr 2016 wurden abschaltbare Lasten an zwei Tagen zur Erhaltung der Systembilanz, also vergleichbar zur Regelleistung eingesetzt. Dabei wurde eine Abschaltleistung von 373 Megawatt und 394 Megawatt nahezu zeitgleich aktiviert. Die Lasten wurden dabei für einen Zeitraum von 18 Minuten bis zu 44 Minuten abgeschaltet. Der Einsatz der abschaltbaren Lasten erfolgte zur Substitution von Sekundärregelleistung parallel zum Abruf von

positiver Minutenreserve. Sowohl die positive Minutenreserve als auch die abschaltbaren Lasten mussten nicht vollständig abgerufen werden.

Zum Redispatch wurden abschaltbare Lasten im Jahr 2016 nicht eingesetzt.

5.4 Kosten für Abschaltenergie

Entsprechend der vergleichsweise geringen Nutzung der abschaltbaren Lasten im Jahr 2016 fallen relativ geringe Arbeitskosten für Abschaltenergie in Höhe von 168.100 Euro an. Im Vergleich dazu betragen die Leistungskosten für die Vorhaltung der abschaltbaren Lasten 25.406.700 Euro im Jahr 2016. Durchschnittlich standen 948 MW an abschaltbarer Leistung im Berichtszeitraum zur Verfügung. Die durchschnittlichen Kosten zur Leistungsvorhaltung von abschaltbaren Lasten betrugen 2.233 Euro pro MW und Monat.[51] Im Vergleich dazu entstanden im Berichtszeitraum für Minutenreserve Kosten in Höhe von 2,78 Mio. Euro[52] pro Monat für durchschnittlich 4.000 MW Minutenreserveleistung. Daraus resultieren durchschnittliche Kosten in Höhe von 695 Euro pro MW und Monat für Minutenreserve[53]. Im Jahr 2016 wurde die zulässige Nichtverfügbarkeit der Anbieter bis auf einen Fall eingehalten. Die ÜNB-Abrufbegehren wurden anbieterseitig erfüllt.

---

[51] Die Abweichungen zu dem bisher gesetzlich vorgegebenen Leistungspreis von 2.500 Euro pro MW und Monat ergeben sich durch die Novellierung der AbLaV zum 01. Oktober 2016. In der novellierten Fassung der AbLaV ist ein maximaler Leistungspreis von 400 Euro pro MW und Woche vorgesehen.

[52] Die ausgewiesenen Kosten umfassen die Kosten für negative und positive Minutenreserve. Eine separate Auswertung ist auf Basis der vorhandenen Daten nicht möglich.

[53] Die zeitlichen Anforderungen an den Abruf von schnell abschaltbaren Lasten sind vergleichbar mit denen der Minutenreserve, die Aktivierung von sofort abschaltbaren Lasten erfolgt jedoch deutlich schneller. Zudem gibt es weitere qualitative Unterschiede zwischen abschaltbaren Lasten und Regelenergie, beispielsweise im Hinblick auf die Verfügbarkeit.

E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration

Das deutsche Stromexportvolumen war im Jahr 2016 wie in den Vorjahren deutlich höher als das Importvolumen. Deutschland als zentrale Drehscheibe des europäischen Stromhandels ist, wie die Jahre zuvor, ein wichtiger Akteur im zentralen Verbundsystem. Die Übertragungskapazität blieb im Jahr 2016 gegenüber dem Vorjahr weitgehend stabil.

Das im Jahr 2016 insgesamt über die Grenzen gehandelte Volumen im realisierten Stromaustausch ist von 84,9 TWh (2015) auf 78,1 TWh gefallen. Dies entspricht einer Verringerung um 8 Prozent. In dieser Summe spiegelt sich einerseits ein Rückgang der Importe von 16,9 TWh (2015) auf 13,1 TWh (22,6 Prozent) wieder, während die Exporte von 68 TWh (2015) auf 65 TWh (-4,4 Prozent) fielen. Im Ergebnis war ein leichter Anstieg des deutschen Exportsaldos von vormals 51,0 TWh in 2015 auf 51,9 TWh in 2016 zu beobachten, dies entspricht einem Plus von 1,6 Prozent.

1. Mittlere verfügbare Übertragungskapazität

Zur Ermittlung der mittleren verfügbaren Übertragungskapazität wurden, soweit verfügbar, die Jahres-Durchschnittswerte der jeweiligen stündlichen Net Transfer Capacity (NTC) -Werte der ÜNB herangezogen. Lücken wurden durch durchschnittliche NTC-Werte gemäß Berechnungsformeln von ENTSO-E ergänzt.[54]

Die Übertragungskapazität über alle deutschen Grenzkuppelstellen hinweg ist von insgesamt 24.323 MW im Jahr 2015 um 0,81 Prozent auf 24.125 MW (Import- und Exportkapazitäten) im Jahr 2016 gefallen. In den Tabellen 41 und 42 sind sämtliche Import- und Exportkapazitäten tabellarisch zusammengefasst[55].

Die Importkapazitäten haben sich gegenüber dem Vorjahr an allen Grenzen verändert. An der schwedischen Grenze stieg die Importkapazität um 49,5 Prozent. An der dänischen Grenze hat sich die Importkapazität um 6 Prozent verringert. Leichte Zuwächse gab es an der polnischen Grenze um 5 Prozent und tschechischen Grenze um 2,2 Prozent. Die Importkapazitäten fielen an der niederländischen Grenze um 20,5 Prozent, während sie an der französischen Grenze um 6,5 Prozent stieg.

Veränderungen gegenüber dem Vorjahr wiesen auch die Exportkapazitäten auf. Überdurchschnittlich fielen die Kapazitäten an der polnischen Grenze um 67,6 Prozent und der tschechischen Grenze um 67,4 Prozent. Ebenso

---

[54] Bei der Angabe der Werte für eine Grenze wurde darauf geachtet, dass die Daten aus derselben Quelle stammen. Ein Vergleich der jeweiligen Länderkapazitäten ist jedoch nur beschränkt möglich, da die von den ÜNB stündlich übermittelten NTC-Werte aufgrund unterschiedlicher Berechnungsmethoden von den berechneten Durchschnittswerten gemäß ENTSO-E abweichen können. Details zu den Berechnungsgrundlagen für die NTC-Werte gemäß ENTSO-E bzw. der deutschen ÜNB sind unter https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/ntc-values/Pages/default.aspx erhältlich.

[55] Die verwendeten Daten stammen von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern, die Plausibilisierung erfolgte durch die Bundesnetzagentur.

fielen die Exportkapazitäten an der niederländischen Grenze um 5,6 Prozent. Die französische Grenze verzeichnete einen Anstieg um 1 Prozent, an der schweizerischen Grenze steigen die Exportkapazitäten leicht um 7 Prozent. Große Anstiege wurden um 27,8 Prozent an der dänischen Grenze und um 120,8 Prozent an der schwedischen Grenze beobachtet.

Um im Flow-Based Market Coupling (FBMC)[56] einen Vergleich zu erstellen, wurde aus den verfügbaren Daten, die im ersten Berechnungsschritt einen theoretischen Korridor ausweisen, die „maximale verfügbare Kapazität" der einzelnen Grenzen zu Grunde gelegt. Diese Maximalkapazitäten sind nur auf einer einzigen Grenze theoretisch realisierbar, wenn alle anderen Flüsse und Kraftwerkseinspeisungen diese Grenze optimal unterstützen, d.h. keine weiteren Belastungen auf kritischen Netzelementen in derselben Flussrichtung verursacht werden. Dies unterscheidet die FBMC-Daten von den NTC-Daten. Ein direkter Vergleich ist deshalb nur eingeschränkt zulässig.

[56] Im Rahmen des CWE FBMC ist zu unterscheiden zwischen den sog. Maximalkapazitäten, die von den ÜNB in den Berechnungsalgorithmus gegeben werden und den tatsächlich vergebenen Handelskapazitäten, die als Ergebnis des FBMC ermittelt werden. (Davon sind nochmal die physikalischen Flüsse als Überlagerung von allokierten, geplanten und ungeplanten Flüssen zu unterscheiden).

Importkapazität

	Mittlere verfügbare Übertragungs-kapazität (netto) 2012 in MW	Veränderung gegenüber dem Vorjahr	Mittlere verfügbare Übertragungs-kapazität (netto) 2013 in MW	Veränderung gegenüber dem Vorjahr	Mittlere verfügbare Übertragungs-kapazität (netto) 2014 in MW	Veränderung gegenüber dem Vorjahr	Mittlere verfügbare Übertragungs-kapazität (netto) 2015 in MW	Veränderung Übergang NTC zu Flow-Based	Mittlere verfügbare Übertragungs-kapazität (netto) 2015 in MW	Veränderung gegenüber dem Vorjahr	Mittlere verfügbare Übertragungs-kapazität (netto) 2016 in MW
						NTC					
PL → D	1.301,12		1.260,63		1.361,16		1.233,11				1.260,41
		-3,11%		7,98%		-9,41%				2,21%	
CZ→ D	1.380,14		1.260,63		1.361,16		1.233,11				1.295,00
		-8,66%		7,98%		-9,41%				5,02%	
DK→ D	1.334,16		1.192,55		1.054,16		777,95				731,03
		-10,61%		-11,60%		-26,20%				-6,03%	
CH→ D	4.000,00		4.000,00		4.000,00		4.000,00				4.000,00
		0,00%		0,00%		0,00%				0,00%	
SE→ D	457,00		481,65		447,60		275,15				411,41
		5,39%		-7,07%		-38,53%				49,52%	
			NTC						**Flow-Based**		
NL -> D*	2.314,83		2.291,11		2.257,17		2.123,76		2.799,57		2.225,46
		-1,02%		-1,48%		-5,91%		31,82%		-20,51%	
FR -> D*	1.800,00		1.790,46		1.798,45		1.800,00		3.765,66		4.011,40
Gesamt		-0,53%		0,45%		0,09%		109,20%		6,53%	

Übergang NTC zu Flow-Based*

Tabelle 41: Entwicklung der Importkapazität von 2012 bis 2016

Exportkapazität

	Mittlere verfügbare Übertragungs-kapazität (netto) 2012 in MW	Veränderung gegenüber dem Vorjahr	Mittlere verfügbare Übertragungs-kapazität (netto) 2013 in MW	Veränderung gegenüber dem Vorjahr	Mittlere verfügbare Übertragungs-kapazität (netto) 2014 in MW	Veränderung gegenüber dem Vorjahr	Mittlere verfügbare Übertragungs-kapazität (netto) 2015 in MW	Veränderung Übergang NTC zu Flow-Based	Mittlere verfügbare Übertragungs-kapazität (netto) 2015 in MW	Veränderung gegenüber dem Vorjahr	Mittlere verfügbare Übertragungs-kapazität (netto) 2016 in MW
						NTC					
D → PL	600,66		665,67		660,59		430,92				140,53
		10,82%		-0,76%		-34,77%				-67,39%	
D → CZ	997,21		665,65		660,59		430,92				139,44
		-33,25%		-0,76%		-34,77%				-67,64%	
D → DK	1.422,47		1.468,68		1.471,46		1.432,42				1.830,73
		3,25%		0,19%		-2,65%				27,81%	
D → CH	895,63		964,72		1.094,23		1.373,39				1.469,64
		7,71%		13,42%		25,51%				7,01%	
D → SE	375,72		312,45		323,25		158,83				350,61
		-16,84%		3,46%		-50,87%				120,75%	
			NTC						**Flow-Based**		
D → NL*	2.276,65		2.220,70		2.231,18		2.026,58		3.264,45		3.080,11
		-2,46%		0,47%		-9,17%		61,08%		-5,65%	
D → FR*	2.603,07		2.562,95		2.472,18		2.356,27		3.147,91		3.179,63
Gesamt		-1,54%		-3,54%		-4,69%		33,60%		1,01%	

Übergang NTC zu Flow-Based*

Tabelle 42: Entwicklung der Exportkapazität von 2012 bis 2016

Kapazitäten nach Österreich werden nicht ausgewiesen, weil Österreich bis zum Oktober 2018 ein einheitliches Marktgebiet mit Deutschland bildet. Kapazitäten nach Belgien werden nicht ausgewiesen, weil bisher keine Verbindung auf ÜNB-Ebene mit Deutschland existiert. Gründe für die Veränderungen der Kapazitäten sind unter anderem der Zubau von Verbindungen sowie technische Ausfälle, Wartungsarbeiten der Übertragungsnetzleitungen und der Einbau von Phasenschiebern. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind angehalten, die Wartung und Reparatur von Leitungen so schnell und effektiv wie möglich zu bewerkstelligen, um einen reibungslosen Stromaustausch mit dem Ausland zu gewährleisten.

Um die Stromhandelskapazitäten an der Grenze zwischen Dänemark-West und Deutschland zu steigern, wurde im Sommer 2017 eine Vereinbarung zwischen Deutschland und Dänemark getroffen. Diese sieht Mindesthandelskapazitäten für die Grenze zwischen Dänemark-West und Deutschland und eine Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber bei Countertradingmaßnahmen[57] vor. Auf Basis dieser Vereinbarung werden die Mindesthandelskapazitäten ab Juli 2017 schrittweise auf 1.100 MW in 2021 steigen.

Abbildung 67: Verfügbare Kapazitäten an der Grenze Dänemarks (DK1) nach Deutschland in MW

[57] Countertrading ist eine Maßnahme, welche die Übertragungsnetzbetreiber nutzen, um Überlastungen im Stromnetz zu verhindern. Sie wird verwendet, wenn die vereinbarten Mindesthandelskapazität über das Maß hinaus gehen, 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.

2. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Verbundaustauschfahrpläne

Die realisierten Verbundaustauschfahrpläne sind für die Betrachtung der Nettostrombilanz an den einzelnen Außengrenzen und an der Gesamtheit der deutschen Grenzen entscheidend. Diese bilden Erzeugungsüberschüsse bzw. Nachfrageknappheiten ab und folgen damit den Regeln des Marktes[58]. Abbildungen 68 und 69 zeigen die im Jahr 2015 und 2016 an den deutschen Grenzen realisierten Verbundaustauschfahrpläne und physikalischen Lastflüsse.

Abbildung 68: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel)

[58] Der Elektrizitätshandel sollte vom günstigen ins teurere Land durch die Nutzung der Grenzkuppelstellen erfolgen.

Abbildung 69: Physikalische Lastflüsse

In den Tabellen 43 bis 45 sind sämtliche Werte nochmals tabellarisch zusammengefasst.[59]

Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse
in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2015	verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2015	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2016	verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2016
Import	32,2	16,9	25,6	13,1
Export	79,1	68,0	74,5	65,0
Saldo	47,0	51,0	48,9	51,9

Tabelle 43: Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse[60]

[59] Die verwendeten Daten stammen von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern, die Plausibilisierung erfolgte durch die Bundesnetzagentur.

[60] Der Saldo der physikalischen Lastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne (Handelsflüsse) müssen der Theorie nach identisch sein. Abweichungen entstehen dadurch, dass grenzüberschreitender Redispatch potenziell die physikalischen Lastflüsse mindern. Im Jahr 2016 lag der grenzüberschreitende Redispatch bei 2 TWh. Die fehlenden 1 TWh sind vermutlich auf Messfehler zurückzuführen.

Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen
in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2015	verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2015	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2016	verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2016
NL → D	0,3	0,1	1,3	0,3
PL → D	0,0	0,4	0,0	0,8
CZ → D	6,1	4,8	5,0	4,0
FR → D	12,1	2,1	8,3	2,3
DK → D	5,2	5,1	2,8	2,8
CH → D	3,0	2,5	2,4	1,2
AT → D	3,5	0,2	4,2	0,3
SE → D	1,9	1,9	1,5	1,5

Tabelle 44: Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen

Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen
in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2015	verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2015	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2016	verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2016
D → NL	24,0	16,3	16,9	11,4
D → PL	10,7	0,1	8,8	0,1
D → CZ	6,3	1,2	6,4	0,6
D → FR	1,4	11,5	2,7	12,1
D → DK	2,9	2,5	5,2	5,1
D → CH	16,1	7,3	17,0	9,1
D → AT	17,8	28,9	16,7	25,9
D → SE	0,2	0,2	0,8	0,8

Tabelle 45: Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen

Die in den nachfolgenden Abbildungen 70 und 71 dargestellten tatsächlichen physikalischen Lastflüsse[61] weichen von den Fahrplänen an den Grenzen ab[62].

Quelle: ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)

Abbildung 70: Jahressummen der grenzüberschreitenden Importlastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne 2016

[61] Als physikalischen Fluss bezeichnet man die tatsächliche Fließrichtung des Stromes durch die einzelnen Stromnetze.

[62] Die Nettoexportbilanz ist bei realisierten Verbundfahrplänen und tatsächlichen physikalischen Flüssen - abgesehen von Transportverlusten - in der Summe aller deutschen Grenzkuppelstellen identisch. An den einzelnen Grenzen weichen die Werte jedoch i. d. R. ab, da der tatsächliche physikalische Fluss der rein physikalischen Gesetzmäßigkeit des geringsten Widerstands folgt und aufgrund der Vermaschung der Netze auch abweichend von den realisierten Verbundfahrplänen indirekt von Regionen hoher Erzeugung über Drittländer stattfinden (z. B. von Frankreich über Deutschland/ Schweiz nach Italien) kann.

Jahressummen der grenzüberschreitenden Exportlastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne 2016
in TWh

Quelle: ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)

Abbildung 71: Jahressummen der grenzüberschreitenden Exportlastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne 2016

Kennzeichnend für den Stromhandel in Deutschland ist der seit Jahren kontinuierliche Rückgang der Importe. Der Nettoexport stieg seit 2011 hingegen permanent, wobei er sich im Jahr 2016 auf hohem Niveau stabilisierte, wie in Abbildung 72 zu erkennen ist.

Abbildung 72: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands

Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels

	2015		2016	
	in TWh	Handel in Euro	in TWh	Handel in Euro
Export	67,96	2.062.614.362,74	64,98	1.843.064.660,05
Import	16,95	588.323.933,24	13,11	395.607.565,04
Saldo	51,01	1.474.290.429,50	51,87	1.447.457.095,01
Erlöse Exporte in Euro/MWh		30,35		28,36
Kosten Importe in Euro/MWh		34,71		30,18

Tabelle 46: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels[63]

[63] Die Bundesnetzagentur legt für die Bewertung der Exporte und Importe die in jeder Stunde geltenden day ahead Spotmarktpreise an der Strombörse EPEX Spot zu Grunde. Die stündlichen Spotmarktpreise werden mit den stündlichen Importen und Exporten der einzelnen Länder multipliziert, um die monetäre Entwicklung aufzuzeigen. Wir gehen davon aus, dass Strom nur dann importiert wird, wenn die deutschen Preise höher als im Ausland sind und Strom nur dann exportiert wird, wenn der Strom billiger als im

Abbildung 73: Erlöse und Kosten der deutschen Exporte und Importe 2011-2016

Veränderungen in den Preisdifferenzen schlagen sich in der Entwicklung der grenzüberschreitenden Handelsvolumina zwischen Deutschland und den Nachbarländern nieder. Die Gründe für unterschiedliche Preise hängen von verschiedensten Faktoren ab, welche einen direkten Einfluss auf die Merit-Order und damit insbesondere auf den Großhandelspreis in den jeweiligen Ländern haben. Die Entwicklung der Handelsvolumina ist folglich nicht allein im deutschen Markt begründet, sondern hängt ebenso von Veränderungen von Angebot und Nachfrage in den jeweiligen Nachbarländern ab.

3. Ungeplante Flüsse

Von den zwischen den Ländern gehandelten Strommengen zu unterscheiden ist die Betrachtung, über welche Leitungen die gehandelten Strommengen tatsächlich (physikalisch) geflossen sind und ob dabei Flüsse als Ringflüsse oder Transite ggf. über Drittstaaten verlaufen.[64] Das folgende Beispiel veranschaulicht die Ermittlung eines ungeplanten Flusses: Deutschland importierte im Jahr 2015 (Handel) aus den Niederlanden 0,06 TWh und exportierte 16,27 TWh. Daraus ergibt sich ein Exportüberschuss (Handel) von 16,21 TWh.

Ausland ist. Wir unterstellen insoweit marktrationales Verhalten dahingehend, dass auch längerfristige Kontrakte nur dann durch tatsächliche Exporte oder Importe erfüllt werden, wenn das aktuelle Preisniveau einen entsprechenden Anlass gibt.

[64] Die Bundesnetzagentur verwendet für die Ermittlung der Werte die Verbundaustauschfahrpläne der ÜNB (Handelsflüsse) und die physikalischen Flüsse. Die physikalischen Flüsse beruhen auf einer Vielzahl von Faktoren, beispielsweise auch auf Ringflüssen von deutsch-deutschen Handelsgeschäften, die physikalisch über ausländische Netze transportiert werden.

Gleichzeitig flossen physikalisch 0,34 TWh von den Niederlanden nach Deutschland. Von Deutschland hingegen flossen 23,96 TWh in die Niederlande. Daraus ergibt sich ein Exportüberschuss (physikalisch) von 23,62 TWh. Im Saldo (Handel minus physikalisch) floss 7,41 TWh Strom von Deutschland in die Niederlande, der nicht zwischen beiden Ländern gehandelt wurde. Dies wird als ungeplanter Fluss bezeichnet.

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die ungeplanten Flüsse, die sich als Differenz aus den Salden der physikalischen und der Handelsflüsse ergeben, von Deutschland zu seinen Nachbarländern und umgekehrt.

Abbildung 74: Ungeplante Flüsse 2015

Abbildung 75: Ungeplante Flüsse 2016

Die roten Zahlen in den Abbildungen spiegeln das physikalische Defizit (Handel > Physik) wider, während die schwarzen Zahlen das Handelsdefizit (Physik > Handel) veranschaulichen.

Ringflüsse und Transitflüsse sind physikalische Phänomene, die in einem zonal organisierten Stromhandelssystem auftreten. Strom nimmt, wie in den Darstellungen veranschaulicht wird, aufgrund physikalischer Gesetzmäßigkeiten stets den Weg des geringsten Widerstandes. Darum fließt ein Teil des innerhalb oder zwischen zwei Ländern gehandelten Stroms auch über die Netze der Nachbarländer. Entsprechend den vorliegenden Zahlen fließt Strom an der Westgrenze Deutschlands teilweise über die Niederlande weiter nach Belgien und von dort über Frankreich wieder zurück nach Deutschland. Ringflüsse aus Frankreich fließen im Gegenzug durch die Stromnetze in Deutschland gerade im Süden der Republik. Dabei fließt der in Frankreich gehandelte Strom nicht direkt von Frankreich in die Schweiz oder nach Italien oder das französische Zielgebiet, sondern nimmt einen Umweg über Deutschland. An der Ostgrenze Deutschlands fließt der Strom demnach zum Teil über Polen und Tschechien nach Österreich. Anteilig wird

der Strom in Österreich verbraucht oder weiter geleitet. Dies wird mit -11,26 TWh in 2016 verdeutlicht. Darüber hinaus gibt es auch ungeplante Flüsse, die aus dem deutschen Übertragungsnetz über das tschechische Übertragungsnetz in das deutsche Übertragungsnetz zurückfließen und dort verbraucht werden.

Ungeachtet aller Ausbaumaßnahmen führt der Stromhandel zwischen verschiedenen Marktgebieten unausweichlich zu ungeplanten Flüssen. Diese ungeplanten Flüsse treten insbesondere aufgrund des hohen Transportaufkommens durch den innerdeutschen und europäischen Stromhandel auf. . Damit das Problem der ungeplanten Flüsse nicht zu instabilen Netzen im Ausland führt, beteiligt sich Deutschland aktiv an verschiedenen Maßnahmen. Zunächst wurde mit dem virtuellen Phasenschieber (vPST) an der deutsch-polnischen Grenze ein grenzüberschreitendes Redispatch-Regime etabliert, mittels dem ungeplante Flüsse reduziert und die Systemsicherheit in Polen und Deutschland erhöht werden konnte. Der vPST läuft aus nachdem alle geplanten physikalischen Phasenschieber-Transformatoren (PSTs) an den Grenzkuppelleitungen in Betrieb genommen wurden. Durch die teilweise Inbetriebnahme von PSTs und die Abschaltung der Leitung zwischen Vierraden-Krajnik konnten die Lastflüsse zwischen Deutschland und Polen bereits erfolgreich auf einen sicheren Bereich beschränkt werden. Zusätzlich wurden an der nördlichen Grenzkuppelleitung zu Tschechien im Januar 2017 zwei PSTs in Betrieb genommen. Vier weitere werden im Laufe des Jahres 2017 folgen.

4. Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse

Nach Artikel 1 der Verordnung (EU) Nr. 838/2010 findet zwischen den ÜNB ein Ausgleich für die Kosten statt, die ihnen durch grenzüberschreitende Elektrizitätsflüsse über ihre Netze („Transite“) entstehen (sog. Inter-TSO-Compensation - ITC). ENTSO-E richtete den ITC-Fonds für die Kompensationen der Übertragungsnetzbetreiber ein. Der Fonds soll zum einen die Kosten für den Ausgleich der Verlustenergie, die in den nationalen Übertragungsnetzen infolge der Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse entstehen, decken. Zum anderen dient der Fonds zur Deckung der Kosten für die Bereitstellung der Infrastruktur zur Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse.

ACER veröffentlicht jährlich einen Bericht zur Umsetzung des ITC-Mechanismus („Report to the European Commission on the implementation of the ITC mechanism“) gemäß Punkt 1.4 des Annex Teil A der Verordnung (EU) Nr. 838/2010. Die aktuellen Zahlen für das ITC-Jahr[65] 2016 lauten wie folgt: Die vier deutschen ÜNB erhielten für Verlustenergie und die Bereitstellung der Infrastruktur Kompensationen in Höhe von 4,97 Mio. Euro und mussten im Gegenzug Beiträge in Höhe von 17,45 Mio. Euro leisten. Im Saldo bedeutet das einen Betrag von 12,48 Mio. Euro, den die deutschen ÜNB netto als Kompensationszahlungen an den ITC-Mechanismus entrichten mussten.[66] Damit war Deutschland im ITC-Jahr 2016 erneut Nettozahler in den ITC-Fonds, nachdem es 2015 erstmals seit Einführung des Mechanismus Nettozahler gewesen war (2015: -6,1 Mio. Euro, 2014: 7,65 Mio. Euro, 2013: 13,21 Mio. Euro, 2012: 26,8 Mio. Euro). Diese Entwicklung hatte sich

[65] Ein ITC-Jahr wird von den ÜNB rückwirkend für das jeweilige Kalenderjahr (Leistungszeitraum) abgerechnet. So existiert ein etwa sechsmonatiger Zeitversatz zwischen dem Leistungszeitraum und dem Zeitpunkt, zu dem die Ein- bzw. Auszahlungen tatsächlich erfolgen.

[66] Die Werte für das Jahr 2016 sind aufgrund von kurzfristig erforderlichen Nachberechnungen nur vorläufig. Die endgültigen Ergebnisse werden Ende des Jahres 2017 erwartet.

in den letzten Jahren abgezeichnet und ist hauptsächlich auf die starke Zunahme des Stromexports aus Deutschland und die damit verbundenen grenzüberschreitenden Flüsse zurückzuführen.

5. Marktkopplung der europäischen Stromgroßhandelsmärkte

Die Schaffung eines europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts ist erklärtes Ziel der europäischen Union. Nach Punkt 3.2. aus dem Anhang der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 soll damit schrittweise in einzelnen Regionen Europas begonnen werden.

Im Februar 2014 wurden die Day-Ahead-Märkte der jeweils schon gekoppelten Regionen Zentralwesteuropa (AT, BE, DE, FR, LU, NL) und Nordwesteuropa (DK, FI, NO, SK) sowie EE, LT, LV, UK und PL über das SwePol-Kabel miteinander verbunden. Im Mai 2014 folgten ES und PT. Damit sind bereits drei Viertel des europäischen Strommarktes erfolgreich gekoppelt. Der nächste bedeutende Schritt für die Schaffung des europäischen Strombinnenmarktes wurde mit der Ankopplung der italienischen Grenzen zu AT, FR und SI im Februar 2015 erreicht.

Ziel der Marktkopplung ist die effiziente Nutzung der Day-Ahead verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den beteiligten Ländern. Dadurch verringern sich die Wohlfahrtsverluste, die durch die Engpässe zwischen den Ländern entstehen können. Im Ergebnis führt die Methode daher zu einer Preisangleichung in den beteiligten nationalen Day-Ahead-Märkten. Zu beobachten ist, dass die Preiskonvergenz (als Indikator für eine effiziente Nutzung von Grenzkuppelkapazitäten) in gekoppelten Regionen deutlich höher ist als in ungekoppelten Regionen.

Auf europäischer Ebene koordiniert die Bundesnetzagentur im Rahmen der Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden bei ACER die Umsetzung der gesamteuropäischen Marktkopplung.

6. Lastflussbasierte Kapazitätsallokation

Die Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM GL) definiert die lastflussbasierte Marktkopplung als das/Zielmodell für das kurzfristige Engpassmanagement in Zentraleuropa. Wesentliche Grundlage dafür bildet die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung. Dabei werden die durch die konkreten Handelsgeschäfte zu erwartenden physikalischen Flüsse bereits bei der Kapazitätsberechnung berücksichtigt und nach Effizienzgesichtspunkten und Netzsicherheitsaspekten die noch verfügbaren Übertragungskapazitäten ermittelt. Dies gewährleistet eine zunehmende Sicherheit der Übertragungsnetze und verbesserte Ausnutzung der Übertragungskapazitäten.

Seit dem Start der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung im Jahr 2015 in Zentralwesteuropa (CWE-Region) haben die Ergebnisse die in den Tests erwarteten steigenden Übertragungskapazitäten und als eine Folge davon eine höhere Preiskonvergenz zwischen den teilnehmenden Staaten bestätigt.

Im September 2016 wurde durch die Entscheidung zur Bestimmung der Kapazitätsberechnungsregionen die vormaligen Regionen Zentralosteuropa (CEE-Region) und Zentralwesteuropa zu einer gemeinsamen Region zusammengefasst. Das bedeutet, dass die lastflussbasierte Kapazitätsberechnungsmethode in der gesamten sog. CORE-Region einzuführen ist. Nach aktueller Planung wird mit dem Start voraussichtlich im ersten Halbjahr 2019 gerechnet.

Die Arbeit in der Region wird in einer eigenen gemeinsamen Arbeitsgruppe mit Beteiligung aller Regulierungsbehörden und ÜNB koordiniert. Erster Schritt ist die Erstellung eines gemeinsamen Vorschlags der ÜNB für die Kapazitätsberechnungsmethode gemäß der CACM GL zur Vorlage bei den Regulierungsbehörden Mitte September 2017.

7. Sachstand zu Europäischen Verordnungen im Strombereich

In Art. 8 der Verordnung (EG) 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel ist vorgesehen, auf europäischer Ebene Netzkodizes bzw. Leitlinien zur Harmonisierung des europäischen Stromhandels und zur Schaffung des europäischen Strombinnenmarktes zu entwickeln. In diesem Zusammenhang sind im Jahr 2016 in den drei Bereichen Stromhandel, Netzanschluss und Netzbetrieb große Fortschritte erzielt worden.

In der bereits 2015 in Kraft getretenen Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM GL) enthaltene Vorgaben für die Ausgestaltung der Engpassbewirtschaftungsmethoden für die Kapazitätsvergabe im Day-Ahead und Intraday Handel werden derzeit von Übertragungsnetzbetreibern und von nominierten Strommarktbetreibern („NEMO“, nominated electricity market operator) sowie nationalen Regulierungsbehörden und ACER umgesetzt. So wurde 2016 u.a. der Vorschlag der europäischen Übertragungsnetzbetreiber zur Etablierung der Kapazitätsberechnungsregionen von ACER genehmigt.

Am 17.10.2016 trat die Verordnung (EU) 2016/1719 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität (FCA GL) in Kraft, die die Zuteilung grenzüberschreitender Langfristkapazitäten auf den Interkonnektoren regelt. In diesem Bereich steht nunmehr die Umsetzung durch die Übertragungsnetzbetreiber, die nationalen Regulierungsbehörden und ACER an.

Die Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich von Elektrizitätssystemen (EB GL), die Vorgaben zur Integration der noch weitgehend national organisierten Regelenergiemärkte und zum grenzüberschreitenden Austausch von Regelenergie enthält, befand sich 2016 im Komitologieverfahren. Das Inkrafttreten ist für Ende 2017/Anfang 2018 vorgesehen.

2016 traten sowohl die Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbedingungen für Stromerzeuger (NC RfG), als auch die Verordnung (EU) 2016/1388 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss (DCC) sowie die Verordnung (EU) 2016/1447 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungssysteme mit Gleichstromanbindung (NCHVDC) in Kraft. Sie schaffen zur Realisierung des europäischen Binnenmarkts für Strom und aus Gründen der Netzstabilität möglichst vereinheitlichte Netzanschlussbedingungen für die Marktteilnehmer.

Die drei Netzanschluss-Kodizes sehen jeweils erhebliche Handlungsspielräume auf nationaler Ebene vor. Diese hat der deutsche Gesetzgeber genutzt und im Rahmen der EEG-Novelle 2017 in § 19 EnWG die Zuständigkeit für die Determinierung der technischen Anschlussvoraussetzungen unter Wahrung der Rahmenbedingungen der Netzkodizes dem Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) zugewiesen. Die Bundesnetzagentur ist vor allem für die Festlegung der Schwellenwerte, nach denen sich die Anforderungen an die Erzeugungsanlagen richten, für die Festlegung von den Kriterien für Anträge

auf Gewährung von Ausnahmen von den technischen Anschlussanforderungen sowie für Rechtsbehelfsverfahren bei Beschwerden von Anschlusspetenten zuständig.

Die Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SO GL) ist am 14. September 2017 in Kraft getreten. Sie befasst sich mit der Harmonisierung im Bereich des operativen Systembetriebs sowie der Festlegung von Sicherheitslimits. Außerdem wird der Prozess der internen und grenzüberschreitenden Fahrplananmeldung angepasst sowie die technischen Mindestvorgaben zur Regelenergie und deren Limitierung für den grenzüberschreitenden Austausch geregelt. Verbindliche Vorgaben für die Leistungs-Frequenz-Regelung in Form von technischen Mindestwerten und Abläufen von Prozessen sind ebenfalls Bestandteil der Leitlinie.

Ebenfalls den Systembetrieb betrifft die Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Wiederaufbauzustand des Übertragungsnetzes (NC E&R), der auch 2016 das Komitologieverfahren durchlief und voraussichtlich im vierten Quartal 2017 in Kraft treten wird. Er enthält Vorgaben zum Verhalten im Notfall und beim Netzwiederaufbau.

7.1 Early Implementation Cross Border Intraday Project

Das sog. Cross Border Intraday Projekt (kurz: XBID Projekt) wurde bereits im Februar 2007 begonnen. Damals war es noch ein Projekt der CWE-Region. Seither ist das Projekt stetig gewachsen und umfasst nunmehr das Gebiet der folgenden Mitgliedstaaten der EU und des EWR: Deutschland, Frankreich, Niederlande, Belgien, Luxemburg, Österreich, Vereinigtes Königreich, Dänemark, Schweden, Finnland, Norwegen, Spanien, Italien, Portugal, Griechenland, Estland, Lettland, Litauen. Die Schweiz, die zunächst mit Beobachterstatus ebenfalls an dem Projekt teilgenommen hatte, ist ausgeschieden, da das nach Art. 1 Abs. 4 und 5 CACM-Leitlinie erforderliche Abkommen zwischen der Schweiz und der EU zur Zusammenarbeit im Elektrizitätsbereich nicht bis Ende 2016 vorlag.

Nachdem 2015 die vertragliche Einigung der Projektparteien, zu denen neben den Übertragungsnetzbetreibern aus den besagten Mitgliedstaaten auch die Strombörsen EPEX SPOT, GME, Nord Pool Spot und OMIE gehören, auf den Abschluss des Vertrages mit dem IT-Provider Deutsche Börse AG (DBAG) im Fokus stand, wurde 2016 an der Implementierung der sog. XBID-Plattform gearbeitet. Mittels dieser Plattform, die aus einem Kapazitätsmanagementmodul und einem einheitlichen Orderbuch bestehen wird, sollen die lokalen Stromhandelssysteme der Strombörsen sowie die verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten der Übertragungsnetzbetreiber jeweils gebündelt und sodann miteinander verknüpft werden. Auf diese Weise wird ermöglicht, Stromhandelsangebote in einer Gebotszone mit Stromhandelsnachfragen in einer anderen Gebotszone der Region kontinuierlich und implizit miteinander abzugleichen, sofern hinreichende grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten für die Abwicklung der Handelsgeschäfte zur Verfügung stehen. Um die Bündelung der Orderbücher und der Kapazitätskalkulationen bewerkstelligen zu können, wird seitens der Projektparteien parallel zur Entwicklung der zentralen XBID-Plattform an der Entwicklung lokaler Implementierungslösungen (Local Implementation Projects) gearbeitet. Die finale Inbetriebnahme nach dem Durchlaufen der Testphase wird seitens der Projektparteien für das Jahr 2018 erwartet.

7.2 Early Implementation Bidding Zone Review

In der europäischen Diskussion um das zukünftige Strommarktdesign tritt auch die Frage einer Anpassung der derzeit bestehenden Gebotszonen immer mehr in den Vordergrund.

Die CACM-Leitlinie sieht insoweit vor, dass in einem Turnus von jeweils drei Jahren beginnend nach Inkrafttreten der Verordnung die effiziente Gestaltung der Gebotszonen durch Zusammenwirken der ÜNB, der nationalen Regulierungsbehörden und ACER zu evaluieren ist.

Der Evaluierungsprozess gliedert sich in vier Verfahrensschritte. Danach ist zunächst vorgesehen, dass nach Aufforderung durch ACER die ÜNB innerhalb von neun Monaten einen technischen Bericht vorlegen. In diesem Bericht wird die jeweils aktuelle Gebotszonengestaltung aus Netzsicht untersucht. Zeitgleich wird von ACER in Zusammenarbeit mit den nationalen Regulierungsbehörden der Marktbericht verfasst, der u.a. die Verteilung der Marktmacht und Liquidität des Marktes in den bestehenden Gebotszonen beleuchtet. Auf Grundlage der Ergebnisse der beiden Berichte trifft ACER die Entscheidung, ob eine Evaluierung der Gebotszonengestaltung durchgeführt werden soll. Bei positiver Entscheidung werden von den ÜNB mögliche Neu-Konfigurationen der Gebotszonengestaltung untersucht. Die Evaluierung bezieht sich dabei vorrangig auf die Kriterien Netzsicherheit, Markteffizienz und Stabilität der Gebotszonen.

Dabei werden von den ÜNB im Rahmen dieser Untersuchung ggf. Vorschläge zu einer alternativen Ausgestaltung der Gebotszonen eingebracht, zu denen in einer öffentlichen Konsultation die Marktteilnehmer Stellung nehmen können. Das Ergebnis der Evaluierung durch die ÜNB soll innerhalb von 15 Monaten nach der Entscheidung zur Durchführung des Prozesses vorliegen und kann sowohl in der Beibehaltung der bestehenden Gebotszonen als auch in einer Neukonfiguration bestehen. Die Verordnung sieht vor, dass die Mitgliedstaaten nach Übertragung der Entscheidungskompetenz auf die nationalen Regulierungsbehörden innerhalb von sechs Monaten auf der Grundlage des Ergebnisses der Evaluierung eine Einigung hinsichtlich des Vorschlags zur Neukonfiguration bzw. zur Beibehaltung der bestehenden Gebotszonengestaltung erzielen. Diese Aufgabe hat die Bundesregierung auf die BNetzA übertragen.

Die Bundesnetzagentur hat sich in dem Prozess dafür eingesetzt, dass Kriterien wie der geplante Netzausbau gebührend berücksichtigt werden. Der danach bestehende Netzzustand ist hinreichend engpassfrei, sodass in der Konsequenz die einheitliche deutsche Gebotszone aufrechtzuerhalten ist.

Die aktuellen Planungen sehen den Abschluss der Analyse für Anfang 2018 vor.

F Großhandel

Funktionierenden Großhandelsmärkten kommt eine entscheidende Bedeutung für den Wettbewerb im Elektrizitätsbereich zu. Dabei spielen Spotmärkte, auf denen kurzfristig benötigte oder angebotene Strommengen beschafft bzw. abgesetzt werden können, und Terminmärkte, die u. a. eine mittel- und langfristige Absicherung von Preisrisiken sowie Spekulationen ermöglichen, gleichermaßen eine wichtige Rolle. Ausreichende Liquidität, also ein hinreichendes Volumen auf Angebots- und Nachfrageseite, verbessert die Markteintrittsmöglichkeiten für neue Anbieter. Marktteilnehmern werden Möglichkeiten eröffnet, ihre Auswahl an Handelspartnern und -produkten sowie Handelsformen und -verfahren zu diversifizieren. Neben dem bilateralen Großhandel (sog. OTC-Handel, "over-the-counter") schaffen Strombörsen einen verlässlichen Handelsplatz und liefern zugleich wichtige Preissignale für Marktteilnehmer auch in anderen Bereichen der Elektrizitätswirtschaft.

Die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte ist im Jahr 2016 auf das höchste Niveau seit Erfassung gestiegen. Sowohl der börsliche Terminhandel als auch die über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichnen erhebliche Volumenzuwächse. Das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-Terminkontrakten an der EEX ist im Jahr 2016 erneut deutlich gestiegen. Beim Spotmarkt ist hingegen ein Rückgang zu verzeichnen.

Die durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise sind im Jahr 2016 weiter gesunken. Im Vergleich zum Vorjahr verringerten sich die durchschnittlichen Spotmarktpreise um rund vier Prozent, und die Terminkontrakte für das Folgejahr notierten im Durchschnitt um rund 14 Prozent niedriger mit einem ausgeprägten Tiefpunkt Mitte Februar 2016.

1. Börslicher Großhandel

Die Betrachtung des börslichen Stromhandels bezieht sich, wie in den vergangenen Jahren, auf das Marktgebiet Deutschland/Österreich/Luxemburg sowie auf die Börsenplätze in Leipzig (European Energy Exchange AG - EEX), Paris (EPEX SPOT SE)[67] und Wien (Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG - EXAA). Diese Börsen haben sich auch in diesem Jahr an der Datenerhebung im Energie-Monitoring beteiligt[68]. Da für Deutschland, Österreich und Luxemburg im Jahr 2016 eine gemeinsame Gebotszone besteht, werden die einzelnen Stromkontraktarten („Produkte“) an allen drei Börsen mit für diese Länder jeweils einheitlichen Börsenpreisen gehandelt („eine Preiszone“). Die EEX bietet Stromprodukte im Terminhandel an, die EPEX SPOT SE und die EXAA Stromprodukte im Spotmarktbereich.

---

[67] Zwischen EEX und EPEX SPOT bestehen gesellschaftsrechtliche Verbindungen, die EEX Group ist indirekte Mehrheitsaktionärin an der EPEX SPOT SE.

[68] Darüber hinaus ermöglicht auch die nicht an der Erhebung beteiligte Nord Pool Spot AS den Stromhandel mit Lieferort Deutschland. Sie bietet Intraday-Handel mit Lieferort Deutschland (Handelsvolumen 2016: rund 1,5 TWh) sowie den Handel von Market-Coupling-Produkten für Deutschland an (jeweils von und nach Schweden bzw. Dänemark).

Die Gesamtzahl der an den Börsen für den Stromhandel im Marktgebiet Deutschland/Österreich/Luxemburg zugelassenen Teilnehmer verzeichnet seit Jahren Zuwächse, so wurde zum Stichtag 31. Dezember 2016 an dem Börsenplatz der EEX ein neuer Höchstwert erreicht, an der EXAA ist die Anzahl der zugelassenen Teilnehmer stabil geblieben, und nur bei der EPEX SPOT kam es zu einem Rückgang an Teilnehmern:

Abbildung 76: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an der EEX, der EPEX SPOT und der EXAA

Nicht jedes Unternehmen bedarf eines eigenen Zugangs zur Börse, vielmehr kann auch auf Dienstleistungsangebote börslich registrierter Händler zurückgegriffen werden. Größere Konzerne bündeln ihre Handelsaktivitäten oftmals in einer Konzerngesellschaft, die über eine entsprechende Börsenregistrierung verfügt. In den Kategorien, nach denen die EPEX SPOT bzw. die EEX ihre Börsenteilnehmer klassifizieren[69], ergibt sich für das Jahr 2016 folgendes Teilnehmerspektrum:

[69] Bei der EXAA wird keine Klassifizierung der Börsenteilnehmer vorgenommen.

Anzahl der registrierten Stromhandelsteilnehmer nach Klassifizierung durch EEX und EPEX SPOT zum Stichtag 31. Dezember 2016

Abbildung 77: Anzahl der registrierten Stromhandelsteilnehmer nach Klassifizierung durch EEX und EPEX SPOT zum Stichtag 31. Dezember 2016

Terminhandel und Spothandel erfüllen unterschiedliche, überwiegend komplementäre Funktionen. Während am Spotmarkt die physische Erfüllung des Stromliefervertrages (Lieferung in den Bilanzkreis) im Vordergrund steht, werden Terminkontrakte überwiegend finanziell erfüllt. Finanzielle Erfüllung bedeutet, dass zwischen den Vertragspartnern zum vereinbarten Erfüllungstermin letztlich keine Stromlieferung, sondern ein Barausgleich in Höhe der Differenz des vorab vereinbarten Terminpreises und des Spotmarktpreises erfolgt. Ein Bindeglied sind die an der EPEX SPOT möglichen Gebote auf aus dem Terminhandel an der EEX stammende Phelix-Futures-Positionen zur physischen Erfüllung. Im Folgenden werden die börslichen Spotmärkte (Abschnitt 1.1) und Terminmärkte (Abschnitt 1.2) getrennt dargestellt.

1.1 Spotmärkte

An börslichen Spotmärkten wird Strom am Vortag (Day-Ahead) bzw. für den folgenden oder den laufenden Tag (Intraday) gehandelt. Von den hier betrachteten Spotmärkten EPEX SPOT und EXAA bieten beide vortäglichen Handel und darüber hinaus auch den kontinuierlichen Intraday-Handel an. Die physische Erfüllung der Kontrakte (Stromlieferung) ist an beiden börslichen Spotmärkten in die österreichische

Regelzone (APG), nach Luxemburg (Creos) und in die vier deutschen Regelzonen (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) möglich.

Die Day-Ahead-Auktion an der EPEX SPOT findet täglich um 12 Uhr statt; die Veröffentlichung des finalen Ergebnisses erfolgt um 12:40 Uhr. An der EXAA konzentrieren sich die Auktionen auf fünf Tage pro Woche, wobei der Auktionszeitpunkt – Handelsschluss 10:12 Uhr und finales Ergebnis um 10:30 Uhr – früher als an der EPEX SPOT liegt. In der Day-Ahead-Auktion der EPEX SPOT kann neben Einzelstunden und standardisierten Blöcken auch eine selbstgewählte Kombination von Einzelstunden (benutzerdefinierte Blöcke) gehandelt werden. Ferner können Gebote für eine vollständige oder teilweise physische Erfüllung von an der EEX gehandelten Terminkontrakten (Futures-Positionen) eingereicht werden.

Des Weiteren gibt es Auktionen für Viertelstundenkontrakte sowohl an der EXAA als auch an der EPEX SPOT. Seit September 2014 werden in der Day-Ahead-Auktion der EXAA neben Einzelstunden und Blöcken simultan auch Viertelstunden gehandelt. Im Unterschied hierzu führte die EPEX SPOT im Dezember 2014 eine von ihrer Auktion für Stundenkontrakte zeitlich getrennte Auktion für Viertelstundenkontrakte für die deutschen Regelzonen ein (sog. "Intraday-Auktion"). Diese Auktion findet täglich um 15:00 Uhr statt, und die Ergebnisse liegen ab 15:10 Uhr vor. Alle genannten drei Auktionsformate sind jeweils als Einheitspreisauktion ausgestaltet.

Gegenstand des kontinuierlichen Intraday-Handels an der EPEX SPOT sind neben Einzelstunden und 15-Minuten-Perioden ebenfalls standardisierte oder benutzerdefinierte Blöcke. Der Intraday-Handel beginnt jeweils um 15:00 Uhr für Stunden-Lieferungen am Folgetag und um 16:00 Uhr für die 15-Minuten-Perioden. Die EPEX SPOT hat die Mindestvorlaufzeit im Intraday-Handel verkürzt. Seit Juli 2015 können die Stromkontrakte für die deutschen Regelzonen und innerhalb der österreichischen Regelzone bis 30 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden.[70] Am 1. Oktober 2015 ist der kontinuierliche Intraday-Handel für 15-Minuten-Perioden auf Österreich (Regelzone APG) ausgeweitet worden.[71]

Die Erweiterung der Handelsmöglichkeiten um Viertelstundenkontrakte und die Verkürzung der Mindestvorlaufzeiten tragen insbesondere der gestiegenen Einspeisung von Strom aus dargebotsabhängigen (erneuerbaren) Quellen Rechnung. Ein weiteres Produkt zur Marktintegration erneuerbarer Energien im börslichen Spotmarktbereich ist der an der EXAA handelbare Grünstrom, eine Kopplung aus Grünstromzertifikat und physischem Strom.[72]

1.1.1 Handelsvolumina

Im Jahr 2016 betrug das Volumen des Day-Ahead-Handels an der EPEX SPOT 235 TWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahr (264 TWh) deutlich gesunken. Hingegen ist das Volumen des Intraday-Handels wiederum erheblich gestiegen, und zwar auf 41 TWh, was einem Zuwachs von rund drei TWh bzw. rund neun

---

[70] Vgl. Pressemitteilung der EPEX SPOT vom 16. Juli 2015.

[71] Vgl. Pressemitteilung der EPEX SPOT vom 2. Oktober 2015.

[72] Das Handelsvolumen des Produkts „GreenPower“ lag im Jahr 2015 bei 32 GWh und hat sich im Jahr 2016 auf 11 GWh reduziert – das entspricht einem Rückgang von ca. 65 %.

Prozent entspricht.[73] Das Volumen des Day-Ahead-Marktes an der EXAA ist stabil geblieben und liegt im Jahr 2016 erneut bei rund acht TWh. Hiervon entfielen rund 71 Prozent der Menge auf die deutschen Regelzonen.

Abbildung 78: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA

1.1.2 Anzahl der aktiven Teilnehmer

Bei der Anzahl der an den beiden Börsenplätzen aktiven Teilnehmer sind geringfügige Veränderungen zu verzeichnen.

An der EPEX SPOT gilt ein registrierter Teilnehmer als "aktiv" am Handelstag, wenn mindestens ein Gebot (Kauf oder Verkauf) des Teilnehmers ausgeführt worden ist. Im Jahr 2016 belief sich die durchschnittliche Anzahl aktiver Käufer auf 122 (gegenüber 127 Käufern in 2015) bzw. Verkäufer auf 117 (gegenüber 123 Verkäufern in 2015) und ist damit leicht gesunken. Im Mittel waren 156 Teilnehmer (im Vorjahr noch 163 Teilnehmer) und damit rund 76 Prozent aller registrierten Teilnehmer je Handelstag aktiv. Die Zahl der Netto-Käufer je Handelstag (Saldo zugunsten "Kauf") liegt mit 81 Teilnehmern in 2016 etwa auf dem Niveau der Vorjahre. Die Zahl der Netto-Verkäufer (Saldo zugunsten "Verkauf") ist – nach dem Anstieg der letzten Jahre auf nunmehr 75 gesunken.

An der EXAA gilt ein registrierter Teilnehmer als "aktiv", wenn mindestens ein Kauf- oder Verkaufsgebot ausgeführt worden ist, und zwar bezogen auf jeden Liefertag.[74] Im Jahr 2016 waren rund 43 (Vorjahr: 45) Teilnehmer und damit etwas mehr als die Hälfte aller registrierten Teilnehmer je Liefertag aktiv. Etwa 74

[73] Vgl. Pressemitteilung der EPEX Spot vom 11. Januar 2017

[74] Der unterschiedliche Ansatz – Liefertag statt Handelstag – soll eine gleichgerichtete Betrachtung der Werte beider Spotmarktplätze trotz der verschiedenen Handelsbedingungen (Auktionstage, Auktionszeitpunkt) ermöglichen. Dies ist jedoch aufgrund weiterer Unterschiede zwischen EPEX SPOT und EXAA nur bedingt möglich.

Prozent aller Teilnehmer an der EXAA (in 2015: 73 Prozent) verfügen über Handelskonten in den deutschen Regelzonen. Im Mittel wurden mit 29 (in 2015: 31) Teilnehmern je Liefertag Gebote in die deutschen Regelzonen ausgeführt.

1.1.3 Preisabhängigkeit der Gebote

Bei den Day-Ahead-Auktionen an der EPEX SPOT und EXAA können Gebote preisabhängig oder preisunabhängig abgegeben werden. Im Gegensatz zum preisabhängigen Gebot (Limit Order) gibt der Teilnehmer beim preisunabhängigen Gebot (Market Order) keine festen Preis-Mengen-Kombinationen vor. Dies bedeutet, dass die Menge unabhängig vom Preis beschafft bzw. veräußert werden soll.

Der relativ hohe Anteil preisunabhängiger Gebote an der EPEX SPOT ist im Jahr 2016 gegenüber dem Vorjahr leicht gesunken. 69 Prozent der ausgeführten Kaufgebote waren preisunabhängig – gegenüber 76 Prozent im Jahr 2015. Bei den ausgeführten Verkaufsgeboten lag der Anteil preisunabhängiger Gebote bei 62 Prozent und ist im Vergleich zum Vorjahr (69 Prozent) zurückgegangen.

Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT

	Ausgeführte Verkaufsgebote 2016		Ausgeführte Kaufgebote 2016	
	Volumen in TWh	Anteil	Volumen in TWh	Anteil
Preisunabhängige Gebote	146,4	62,3%	162,2	69,0%
davon durch ÜNB	41,6		0,4	
davon physisch erfüllte Phelix Futures	28,2		56,6	
davon sonstige	76,7		105,1	
Preisabhängige Gebote i. w. S.	88,5	37,7%	72,8	31,0%
davon Blöcke	17,1		7,1	
davon Marktkopplungskontakte	30,1		6,7	
davon preisabhängige Gebote i. e. S.	41,4		59,0	
Gesamt	234,9	100%	234,9	100%

Tabelle 47: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2016

Was die EEG-Mengen betrifft, spielt auf Verkäuferseite deren Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber eine wichtige Rolle und erfolgte erneut fast vollständig zu 99,8 Prozent preisunabhängig.[75] Allerdings ist nach Angaben der Strombörsen die von den ÜNB vermarktete Menge mit rund 42 TWh weiter gesunken (2015: 48 TWh, 2014: 51 TWh).

Gleichzeitig ist die installierte Leistung von Anlagen, die Strom unter der Direktvermarktung absetzen, gestiegen. Während im Januar 2016 Betreiber von Anlagen mit einer Kapazität von ca. 53 GW die Marktprämie in Anspruch genommen haben, waren es im Dezember 2016 bereits Betreiber von Anlagen mit einer Kapazität von knapp 60 GW. Auch die installierte Leistung von Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung ist im gleichen Zeitraum von rund 77 MW auf über 165 MW gestiegen.[76]

Auf der Verkäuferseite ist die Menge der Gebote an der EPEX SPOT zur physischen Erfüllung von Phelix-Futures von 46 TWh in 2015 auf 28 TWh in 2016 gesunken. Auf der Käuferseite ist die Menge ebenfalls gefallen von 73 TWh in 2015 auf 57 TWh in 2016.

An der EXAA verteilen sich die ausgeführten Gebote nach Preisabhängigkeit wie folgt: An der EXAA werden beim Kauf 69 Prozent und beim Verkauf 74 Prozent der Gebote an preisliche Bedingungen geknüpft. Die EXAA führt den im Vergleich zu EPEX SPOT höheren Anteil preislimitierter Gebote auf den um rund zwei Stunden früheren Auktionspunkt zurück.[77]

1.1.4 Preisniveau

Der für das Marktgebiet Deutschland/Österreich gebräuchlichste Preisindex für den Spotmarkt ist der von der EPEX SPOT veröffentlichte Phelix („Physical Electricity Index“). Der Phelix-Day-Base ist das arithmetische Mittel der 24 Einzelstunden-Preise eines Tages, während der Phelix-Day-Peak das arithmetische Mittel der Stunden neun bis 20 (d. h. von 8:00 bis 20:00 Uhr) bildet. Die EXAA veröffentlicht analog den bEXAbase und den bEXApeak, die sich auf die entsprechenden Einzelstunden für das gleiche Marktgebiet beziehen.

Die durchschnittlichen Spotmarktpreise sind im Jahr 2016 erneut gesunken. Der Durchschnittswert der EPEX SPOT für Phelix-Day-Base fiel von 31,63 Euro/MWh im Jahr 2015 auf 28,98 Euro/MWh, d.h. um rund acht Prozent - und damit auf das niedrigste Niveau seit 2007. Auch der Phelix-Day-Peak lag mit einem Wert von 32,01 Euro/MWh nahezu neun Prozent unter dem Vorjahresniveau von 35,06 Euro/MWh. Die Differenz zwischen Phelix-Day-Base und Phelix-Day-Peak lag im Jahr 2016 bei 3,03 Euro/MWh und damit wiederum niedriger als 2015. Somit lag der Phelix-Day-Peak in 2016 im Mittel nur noch zehn Prozent über dem Phelix-Day-Base (zum Vergleich: 21 Prozent in 2008).

---

[75] Die ÜNB sind nach § 1 Abs. 1 AusglMechV gehalten, die für den Folgetag prognostizierten stündlichen Einspeisungen solcher erneuerbarer Energien, für die ein Anspruch auf eine Einspeisevergütung besteht (§ 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG), an einem börslichen Spotmarkt zu vermarkten und dabei preisunabhängig einzustellen.

[76] Vgl. Informationen der ÜNB zur Direktvermarktung, siehe https://www.netztransparenz.de/EEG/Monatliche-Direktvermarktung

[77] Dies sei zugleich Ursache für eine höhere Korrelation der EXAA-Preisergebnisse mit OTC-Preisen. Vgl. EXAA Geschäftsbericht 2015, S. 24f.

Abbildung 79: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise an der EPEX SPOT

Die Indizes bEXA und Phelix liegen für das Jahr 2016 dicht beieinander. Im Vergleich zu den Vorjahren, bei denen der Differenzbetrag immer kleiner wurde, kann nun ein leichter Anstieg der Differenz festgestellt werden. Weiterhin ergaben sich bei den Day-Ahead-Auktionen an der EPEX SPOT im Jahresmittel niedrigere Strompreise als an der EXAA – sowohl für die Phelix-Day-Base gegenüber des bEXAbase als auch für den Phelix-Day-Peak gegenüber des bEXApeak.

Abbildung 80: Differenz der Base- und Peak-Spotmarktpreise an EPEX SPOT und EXAA in Euro/MWh[78]

1.1.5 Preisstreuung

Die tagesgemittelten Spotmarktpreise weisen wie in den Vorjahren eine erhebliche Streuung auf. Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Spotmarktpreise im Jahresverlauf am Beispiel des Phelix-Day-Base. Die tagesgemittelten Preise haben typischerweise einen Wochenverlauf mit niedrigeren Preisen am Wochenende. Wie im Vorjahr ist es auch im Jahr 2016 über die üblichen Schwankungen hinaus vereinzelt zu erheblichen Ausschlägen gekommen, deren Extremwerte gemessen an den Vorjahreszahlen zudem eine deutlich größere Schwankungsbreite aufwiesen (zwischen + 60,06 Euro/MWh und -12,89 Euro/MWh gegenüber +51,27 Euro/MWh und -0,80 Euro/MWh im Vorjahr).

[78] Die Differenz berechnet sich aus dem jeweiligen Wert der EXAA minus dem jeweiligen Wert für die EPEX.

Abbildung 81: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2016 in Euro/MWh

Bei den Base- und Peak-Preisen an der EPEX SPOT war 2016 ein leichter Rückgang der Streuung zu beobachten. Die Spannweite der mittleren 80 Prozent der größensortierten Phelix-Day-Base-Werte für das Jahr 2016 betrug 21,81 Euro/MWh und ist im Vergleich zu 2015 nur um ein Prozent gesunken. Die entsprechende Peak-Spanne der mittleren 80 Prozent ist um einen Prozent gestiegen. Beim Phelix-Day-Base ist es in 2016 gleich vier Mal zu einem negativen Wert[79] gekommen und beim Phelix-Day-Peak sogar fünf Mal. Der höchste negative Preis beim Phelix-Day-Base im Wert von -12,89 Euro/MWh wurde am 8. Mai 2016 erzielt, am gleichen Tag hatte auch der Phelix-Day-Peak mit -36,46 Euro/MWh seinen niedrigsten Wert[80]. Insgesamt ist festzustellen, dass sich die tagesgemittelten Spotmarktpreise 2016 auf durchweg niedrigeren Niveaus als im Vorjahr bewegten. Die Extremwerte haben sich hingegen erhöht. Im Vorjahr 2015 betrug der Höchstwert noch 51,27 Euro/MWh. Im aktuellen Jahr 2016 betrug der höchste Wert bei Phelix-Day-Base 60,06 Euro/MWh und somit 17 Prozent über dem Wert des Vorjahres. Auch der Phelix-Day-Peak hat sich erhöht. Im Vorjahr 2015 betrug dieser noch 65,12 Euro/MWh und hat sich nun im Jahr 2016 auf 76,84 Euro/MWh gesteigert. Er ist damit um achtzehn Prozent gestiegen.

[79] Negative Preise sind Preissignale auf dem Strommarkt, welche auftreten, wenn eine hohe unflexible Stromerzeugung auf eine schwache Nachfrage trifft. Unflexible Stromquellen können nicht kurzfristig und ohne hohen finanziellen Aufwand herunter- und wieder hochgefahren werden.

[80] Weitere Tage mit negativen Preisen beim Phelix-Day-Base waren der 20. November, der 25. Dezember sowie der 26. Dezember 2016. Beim Phelix-Day-Peak kam es an zwei weiteren Tagen, dem 20. November und am 26. Dezember 2016 zu negativen Preisen.

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

	Mittlere 80 Prozent	*Spanne der mittleren 80 Prozent*	**Extremwerte**	*Spanne der Extremwerte*
Phelix Day Base 2014	22,29 – 42,71	20,42	-4,13 – 55,48	59,61
Phelix Day Base 2015	20,30 – 42,38	22,08	-0,80 – 51,27	52,07
Phelix Day Base 2016	18,57 – 40,38	21,81	-12,89 – 60,06	72,95
Phelix Day Peak 2014	22,82 – 51,69	28,87	-17,59 – 69,39	86,98
Phelix Day Peak 2015	20,82 – 49,09	28,27	-11,38 – 65,12	76,5
Phelix Day Peak 2016	18,38 – 46,94	28,56	-36,46 – 76,84	113,3

Tabelle 48: Preisspannen des Phelix-Day-Base und des Phelix-Day-Peak in den Jahren 2014 bis 2016

An der EXAA lässt sich Ähnliches beobachten. Sowohl die Spannenober- und -untergrenzen der Extremwerte von bEXAbase und bEXApeak sowie die daraus resultierende Spannweite haben sich im Vergleich zum Vorjahr deutlich vergrößert. Die prozentualen Veränderungen der Spannweiten entsprechen in der Tendenz denen beim Phelix-Day-Base und Phelix-Day-Peak.

Preisspannen des bEXAbase und des bEXApeak in Euro/MWh

	Mittlere 80 Prozent	*Spanne der mittleren 80 Prozent*	**Extremwerte**	*Spanne der Extremwerte*
bEXAbase 2014	23,27 – 42,56	19,29	4,15 – 55,86	51,71
bEXAbase 2015	20,41 – 42,48	22,07	-0,79 – 49,27	50,06
bEXAbase 2016	18,62 – 40,92	22,30	-4,50 – 59,12	63,62
bEXApeak 2014	23,69 – 51,51	27,82	-1,75 – 69,17	70,92
bEXApeak 2015	20,74 – 49,09	28,35	0,40 – 59,10	58,70
bEXApeak 2016	19,43 – 46,89	27,46	-12,60 – 74,90	87,50

Tabelle 49: Preisspannen des bEXAbase und des bEXApeak in den Jahren 2014 bis 2016 in Euro/MWh

An der EEX sind für das Marktgebiet Deutschland/Österreich Terminkontrakte (Futures) mit standardisierten Fälligkeiten handelbar, die den Phelix zum Vertragsgegenstand (Basiswert) haben. Für spezifische Phelix-Futures können grundsätzlich auch Optionen gehandelt werden; an der EEX kam es aber – wie in den letzten Jahren – nicht zu entsprechenden Transaktionen. Seit September 2015 ist der Handel mit Cap-Futures (für Wochenkontrakte) möglich, die im Hinblick auf den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien im Markt zur Absicherung von Preisspitzen gedacht sind.[81] Die EEX hat mit Blick auf eine Aufspaltung der deutsch-österreichischen Gebotszone den Handel mit getrennten Stromfutures für Deutschland/Luxemburg und für

[81] Vgl. Pressemitteilung der EEX vom 14. September 2015.

Österreich gestartet. Ab April 2017 können Phelix-DE für die deutsche Gebotszone Phelix-AT gehandelt werden, seit dem 26. Juni können diese auch für die österreichische Gebotszone gehandelt werden. Zudem gibt es auch nur die Optionen auf die Phelix-DE.[82] Die neuen Phelix-DE und Phelix-AT Futures werden zunächst gegen den existierenden deutsch-österreichischen Day-Ahead-Auktionspreis abgewickelt. Mit der Spaltung werden die Phelix-DE Futures gegen einen deutschen Day-Ahead Auktionspreis abgewickelt und die Phelix-AT Futures werden gegen einen österreichischen Day-Ahead Auktionspreis abgewickelt.[83]

Im folgenden Abschnitt wird ausschließlich auf die börslichen Transaktionsvolumina ohne OTC-Clearing abgestellt (vgl. hierzu auch den Abschnitt „OTC-Clearing“, ab Seite 204)

1.2 Terminmärkte

An der EEX sind für das Marktgebiet Deutschland/Österreich Terminkontrakte (Futures) mit standardisierten Fälligkeiten handelbar, die den Phelix zum Vertragsgegenstand (Basiswert) haben. Für spezifische Phelix-Futures können grundsätzlich auch Optionen gehandelt werden; an der EEX kam es aber – wie in den letzten Jahren – nicht zu entsprechenden Transaktionen. Seit September 2015 ist der Handel mit Cap-Futures (für Wochenkontrakte) möglich, die im Hinblick auf den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien im Markt zur Absicherung von Preisspitzen gedacht sind.[84] Die EEX hat mit Blick auf eine Aufspaltung der deutsch-österreichischen Gebotszone den Handel mit getrennten Stromfutures für Deutschland/Luxemburg und für Österreich gestartet. Ab April 2017 können Phelix-DE für die deutsche Gebotszone Phelix-AT gehandelt werden, seit dem 26. Juni können diese auch für die österreichische Gebotszone gehandelt werden. Zudem gibt es auch nur die Optionen auf die Phelix-DE.[85] Die neuen Phelix-DE und Phelix-AT Futures werden zunächst gegen den existierenden deutsch-österreichischen Day-Ahead-Auktionspreis abgewickelt. Mit der Spaltung werden die Phelix-DE Futures gegen einen deutschen Day-Ahead Auktionspreis abgewickelt und die Phelix-AT Futures werden gegen einen österreichischen Day-Ahead Auktionspreis abgewickelt.[86]

Im folgenden Abschnitt wird ausschließlich auf die börslichen Transaktionsvolumina ohne OTC-Clearing abgestellt (vgl. Abschnitt „OTC-Clearing“, ab Seite 204).

1.2.1 Handelsvolumen

Die börslichen Handelsmengen von Phelix-Futures sind nach den erheblichen Anstiegen der Vorjahre im Jahr 2016 erneut deutlich gestiegen, und zwar um 56 Prozent von 937 TWh auf über 1.466 TWh. Ebenfalls

---

[82] Vgl. Pressmitteilung EEX vom 11. April 2017 - https://www.eex.com/en/about/newsroom/news-detail/eex-to-launch-power-futures-for-germany/66308; Pressemitteilung EEX vom 16. Mai 2017 https://www.eex.com/en/about/newsroom/news-detail/eex-to-launch-austrian-power-future-and-extend-phelix-de-future-products/67020

[83] Vgl Pressemitteilung EEX vom 16. Mai 2017. https://www.eex.com/de/about/newsroom/news-detail/eex-fuehrt-stromfutures-fuer-oesterreich-ein-und-ergaenzt-phelix-de-produktpalette/67016

[84] Vgl. Pressemitteilung der EEX vom 14. September 2015.

[85] Vgl. Pressmitteilung EEX vom 11. April 2017 - https://www.eex.com/en/about/newsroom/news-detail/eex-to-launch-power-futures-for-germany/66308; Pressemitteilung EEX vom 16. Mai 2017 https://www.eex.com/en/about/newsroom/news-detail/eex-to-launch-austrian-power-future-and-extend-phelix-de-future-products/67020

[86] Vgl Pressemitteilung EEX vom 16. Mai 2017. https://www.eex.com/de/about/newsroom/news-detail/eex-fuehrt-stromfutures-fuer-oesterreich-ein-und-ergaenzt-phelix-de-produktpalette/67016

angestiegen ist die Zahl der aktiven Teilnehmer am Terminmarkt der EEX (ohne OTC-Clearing). Im Jahr 2016 betrug diese im Durchschnitt 75 Teilnehmer je Handelstag gegenüber 65 Teilnehmern im Jahr 2015.

Abbildung 82: Handelsvolumen von Phelix-Futures an der EEX in TWh

Der Terminhandel konzentrierte sich im Jahr 2016 vorrangig auf Kontrakte, die das Folgejahr (2017) als Erfüllungsjahr haben, mit rund 66 Prozent der gesamten Handelsmenge, d. h. rund 975 TWh. Den zweitgrößten Anteil stellte der Handel für das Jahr 2018 mit rund 15 Prozent. Hier kommt es im Vergleich zum Vorjahr zu einer Steigerung der Menge von 147 TWh in 2015 auf 222 TWh für das Erfüllungsjahr 2018, d. h. die langfristige Beschaffung hat sich um rund 51 Prozent erhöht. Der Handel für das Jahr 2016 machte nur noch rund 12 Prozent des Kontraktvolumens aus und liegt mit 182 TWh um 18 Prozent niedriger als im Vorjahr mit 223 TWh. Der Handel für 2019 sowie für die weiteren Jahre hat mit 17 TWh einen Anteil von insgesamt 6 Prozent am gesamten Volumen und ist im Vergleich zum Vorjahr absolut konstant geblieben.

Abbildung 83: Handelsvolumen von Phelix-Futures an der EEX nach Erfüllungsjahr in TWh

1.2.2 Preisniveau

Die beiden mengenmäßig wichtigsten an der EEX für das Marktgebiet Deutschland/ Österreich/Luxemburg gehandelten Terminkontrakte sind die Phelix-Jahresfutures Base und Peak. Während sich der Baseload-Future auf eine konstante und durchgehende Lieferrate (alle Stunden, alle Tage) bezieht, umfasst der Peakload-Future die Stunden von 08:00 Uhr bis 20:00 Uhr für die Tage Montag bis Freitag.

Die Preise der Futures sind im Verlauf des Jahres 2016 zum ersten Mal seit Jahren wieder angestiegen. Nur im ersten Quartal des Jahres 2016 sind die Preise gesunken und danach wieder angestiegen – vor allem im letzten Jahresquartal 2016. Ursachen waren unter anderem eine erhöhte Stromnachfrage in Westeuropa, bedingt durch eine Kältewelle und teilweise unerwartete Abschaltungen und Wartungen von Atomkraftwerken in Frankreich sowie in Deutschland.

Abbildung 84: Preisentwicklung der Phelix-Frontjahres-Futures im Jahresverlauf 2016 in Euro/MWh

Aus den von der EEX an den einzelnen Handelstagen festgestellten Preisen der Phelix-Futures für das Folgejahr kann ein Jahresmittelwert berechnet werden. Dieser Mittelwert entspräche dem durchschnittlichen Strombeschaffungspreis (bzw. Stromveräußerungspreis) eines Marktteilnehmers, wenn dieser den Strom nicht kurzfristig, sondern im Vorjahr ratierlich beschafft hat (bzw. veräußert).

Die Jahresdurchschnittswerte der Phelix- Future-Preise sind gegenüber dem Vorjahr erneut gefallen – trotz Anstiegs des Preises zum Jahresende. Mit 26,58 Euro/MWh im Jahresmittel ist der Phelix-Base-Year-Future gegenüber dem Vorjahr 2015 mit 30,97 Euro/MWh um 4,40 Euro/MWh und damit um rund vierzehn Prozent gesunken. Beim Phelix-Peak-Frontjahres-Future belief sich der Preis im Jahresmittel auf 33,51 Euro/MWh. Die Verringerung gegenüber dem Vorjahr von 39,06 Euro/MWh beträgt 5,55 Euro/MWh und damit rund vierzehn Prozent. Im Vergleich zum historischen Höchststand im Jahr 2008 setzt sich der Abwärtstrend bei den Jahresmittelwerten für Base- und Peak-Futures fort.

Abbildung 85: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-Frontjahres-Future-Preise an der EEX in Euro/MWh

Die jahresgemittelte Preisdifferenz zwischen Base- und Peak-Produkt betrug 6,93 Euro/MWh, im Vorjahr 2015 betrug die Differenz noch 8,09 Euro/MWh. Während der Peak-Preis im Zeitraum 2007 bis 2009 mehr als 40 Prozent über dem Base-Preis lag, betrug dieser Unterschied seit dem Jahr 2010 nur noch zwischen 23 und 29 Prozent und liegt im Mittel - wie im Vorjahr - bei 26 Prozent.

1.3 Anteile verschiedener Börsenteilnehmer am Handelsvolumen

1.3.1 Anteil der Market Maker

Als Market Maker bezeichnet man einen Börsenteilnehmer, der sich dazu verpflichtet hat, gleichzeitig verbindliche Kauf- und Verkaufspreise (Quotierungen) zu veröffentlichen. Die Funktion des Market Maker soll die Liquidität des Marktplatzes erhöhen. Die spezifischen Bedingungen werden zwischen Market Maker

und Börse in sog. Market Maker Agreements geregelt, die u. a. Regelungen zu Quotierungszeiten, Quotierungsdauer, Mindestkontraktzahl und Maximalspread enthalten. Die betroffenen Unternehmen sind nicht gehindert, darüber hinaus (d. h. nicht ihrer Funktion als Market Maker zuzurechnende) Geschäfte als Börsenteilnehmer zu tätigen.

Im Berichtszeitraum waren am Terminmarkt der EEX für Phelix-Futures die gleichen vier Unternehmen als Market Maker aktiv wie in den Vorjahren: Uniper Global Commodities SE (bis 31.12.2015: E.ON SE), EDF Trading Limited, RWE Supply & Trading GmbH und Vattenfall Energy Trading GmbH. Der Anteil der Market Maker am Kaufvolumen betrug 20 Prozent – im Vorjahr lag dieser noch bei 33 Prozent. Auf der Verkaufsseite ist das Volumen auf 20 Prozent nach 34 Prozent im Vorjahr gesunken. Der vorgenannte Wert bezieht sich auf die Umsätze, die die Unternehmen in Ausübung ihrer Rolle als Market Maker generiert haben, d. h. er schließt nicht die Volumina ein, die sie ggf. außerhalb ihrer Funktion als Market Maker gehandelt haben.

Zusätzlich zu Vereinbarungen mit Market Makern unterhält die EEX Verträge mit Handelsteilnehmern, die sich in einem individuell vereinbarten Umfang zur Liquiditätsstärkung verpflichten. Auf diese Unternehmen entfielen in Summe im Jahre 2016 sowohl beim Kauf als auch beim Verkauf rund 7 Prozent des Handelsvolumens und damit etwas weniger als im Vorjahr.

Am Day-Ahead-Markt der EXAA waren im Berichtszeitraum fünf Market Maker aktiv. In 2016 betrug der kumulierte Anteil von Transaktionen, die die Unternehmen in ihrer Funktion als Market Maker tätigten, am Kaufvolumen der Day-Ahead-Auktion 3,3 Prozent (in 2015 waren es 2,4 Prozent) und am Verkaufsvolumen 9,4 Prozent (in 2015 waren es 7,6 Prozent).

1.3.2 Anteil der Übertragungsnetzbetreiber

Nach der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, die gemäß der festen EEG-Einspeisevergütung an die ÜNB weitergereichten EEG-Mengen auf dem Spotmarkt an einer Strombörse zu veräußern. Aus diesem Grund entfällt verkaufsseitig ein hoher, aber wegen der steigenden Bedeutung der Direktvermarktung durch die Anlagenbetreiber stetig abnehmender Anteil des Spotmarktvolumens auf die ÜNB.

Der Anteil der ÜNB am Day-Ahead-Verkaufsvolumen der EPEX SPOT ist seit einigen Jahren rückläufig und liegt im Jahr 2016 – wie im Vorjahr – bei nur mehr rund 18 Prozent. Zum Vergleich: Im Jahr 2012 betrug der Anteil noch 28 Prozent. Die Vermarktungsmengen der ÜNB sind auch absolut betrachtet zurückgegangen. Das börsliche Day-Ahead-Verkaufsvolumen der ÜNB lag in 2016 bei rund 41,7 TWh; im Jahr 2015 lag es noch bei 47,8 TWh und im Jahr 2012 bei rund 69,5 TWh Auf Käuferseite entfällt nur ein sehr geringes Spotmarktvolumen in Höhe von etwa 0,3 Prozent auf die ÜNB. Auch auf den Terminmärkten tätigen die ÜNB nur wenige Transaktionen.

1.3.3 Anteil der umsatzstärksten Teilnehmer

Die Betrachtung des Handelsvolumens, das auf die umsatzstärksten Teilnehmer entfällt, gibt einen Eindruck davon, in welchem Maße der Börsenhandel konzentriert ist. Neben den großen Stromerzeugungsunternehmen zählen zu den umsatzstarken Teilnehmern Finanzinstitute und - am Spotmarkt - Übertragungsnetzbetreiber. Für den Vergleich der Werte im Zeitablauf ist darauf hinzuweisen, dass sich die Zusammensetzung der jeweiligen (z. B. fünf) umsatzstärksten Teilnehmer über die Jahre verändern kann, so dass sich der kumulierte Umsatzanteil nicht notwendigerweise auf die gleichen

Unternehmen bezieht. Ferner wird hier keine Konzernbetrachtung vorgenommen, d. h. Umsätze eines Konzerns werden nicht aggregiert, sofern ein Konzern über mehrere Teilnehmerregistrierungen verfügt.[87]

Der Anteil der fünf umsatzstärksten Käufer am Day-Ahead-Handelsvolumen der EPEX SPOT ist von 40 Prozent in Jahr 2015 auf 41 Prozent leicht angestiegen. Auf der Verkäuferseite hat sich der entsprechende Anteil im Vergleich zum Vorjahr merklich verringert. Der kumulierte Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer betrug im Jahr 2016 rund 32 Prozent, im Vorjahr 2015 waren es noch 35 Prozent. Die vormals verkaufsseitig höheren Anteile gehen überwiegend auf die zu diesem Zeitpunkt höheren Verkaufsvolumina der Übertragungsnetzbetreiber zurück.

Anteil der je fünf umsatzstärksten Verkäufer bzw. Käufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT

Abbildung 86: Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT

An der EXAA als weiterem Börsenplatz für Day-Ahead-Auktionen lässt sich eine leichte Zunahme der Konzentration auf niedrigerem Niveau beobachten. Der Anteil der fünf umsatzstärksten Kauf-Teilnehmer ist von 33 Prozent in 2015 auf 37 Prozent im Jahr 2016 gestiegen. Der Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer betrug im Vorjahr 2015 rund 28 Prozent und ist im Jahr 2016 auf 35 Prozent angestiegen.

An der EEX ist der Anteil der fünf umsatzstärksten Käufer von Phelix Futures (ohne OTC-Clearing) von rund 41 Prozent im Vorjahr auf 30 Prozent im Jahr 2016 deutlich gesunken. Der Anteil der fünf umsatzstärksten

[87] In aller Regel verfügen Konzerne aber nur über eine Teilnehmerregistrierung.

Verkäufer ist ebenfalls stark von rund 43 Prozent im Vorjahr auf 30 Prozent im Jahr 2016 gefallen. Dies entspricht einer erheblichen Verringerung von elf Prozentpunkten auf der Kaufseite und 13 Prozentpunkten auf der Verkaufsseite gegenüber dem Vorjahr 2015.

Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Handelsvolumen von Phelix-Futures an der EEX

Abbildung 87: Anteil der jeweils fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Handelsvolumen von Phelix Futures an der EEX

1.3.4 Verteilung des Handelsvolumens nach börslicher Teilnehmerklassifizierung

Die Strombörsen ordnen die bei ihnen registrierten Teilnehmer jeweils einer Teilnehmergruppe zu. Das auf diese Teilnehmergruppen entfallende Transaktionsvolumen wird im Folgenden nicht nach Kauf und Verkauf getrennt dargestellt, sondern nur die jeweils für Kauf und Verkauf gewichteten Anteile. Die Darstellung der Anteile am Spotmarktvolumen bezieht sich auf das um Marktkopplungskontrakte (Importe und Exporte) reduzierte Transaktionsvolumen.

Gemittelte Anteile der Teilnehmergruppen der EPEX SPOT bzw. der EEX am Verkaufs- bzw. Kaufvolumen 2016

	EPEX SPOT	EEX
Verbund- und Handelsunternehmen (EEX) bzw. Produzenten und Handelsunternehmen (EPEX SPOT)	74%	56%
Finanzdienstleistungs- und Kreditinstitute	4%	35%
Übertragungsnetzbetreiber	10%	< 1%
Stadtwerke und Regionalversorger	11%	8%
kommerzielle Verbraucher	-	< 1%

Tabelle 50: Gemittelte Anteile der Teilnehmergruppen der EPEX SPOT bzw. der EEX am Verkaufs- bzw. Kaufvolumen 2016

2. Bilateraler Großhandel

Kennzeichnend für den bilateralen Großhandel (sog. OTC-Handel, "over-the-counter") ist, dass die Vertragspartner einander bekannt sind (bzw. spätestens bei Handelsabschluss einander bekannt werden) und dass die Parteien die Vertragsdetails flexibel und individuell gestalten können. Die Erhebungen im Energie-Monitoring für den Bereich des OTC-Handels zielen darauf ab, Höhe, Struktur und Entwicklung des bilateralen Handelsvolumens zu erfassen. Im Unterschied zum Börsenhandel ist aber eine lückenlose Abbildung des bilateralen Großhandels nicht möglich, da es außerbörslich weder eindeutig abgrenzbare Marktplätze noch einen starren Kanon an Kontraktarten gibt.

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

Eine spezielle Funktion hat das sog. OTC-Clearing an der Börse. OTC-Handelsgeschäfte können an der Börse registriert werden, womit das Handelsrisiko der Parteien abgesichert wird.[88] Das OTC-Clearing stellt eine Schnittstelle zwischen dem börslichen und dem nicht-börslichen Stromgroßhandel dar.

Im Jahr 2016 wurde für den Bereich des bilateralen Großhandels erneut eine Erhebung bei verschiedenen Brokerplattformen (vgl. Abschnitt 2.1 in diesem Kapitel) durchgeführt. Darüber hinaus wurden Daten zum OTC-Clearing an der EEX abgefragt (vgl. Abschnitt 2.2 in diesem Kapitel). Auf Grundlage dieser Erhebungen kann für das Jahr 2016 im bilateralen Stromgroßhandel erneut ein stabil hohes Liquiditätsniveau festgestellt werden.

2.1 Brokerplattformen

Im Monitoring werden Betreiber von Brokerplattformen zu den von ihnen vermittelten Kontrakten befragt. Viele Broker stellen zur Unterstützung ihres Vermittlungsgeschäfts eine elektronische Plattform bereit.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Großhandel haben sich wie im Vorjahr dieselben elf Broker beteiligt, die Stromhandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland vermittelten. Das von ihnen vermittelte Volumen betrug im Jahr 2016 insgesamt rund 5.759 TWh gegenüber 4.837 TWh im Jahr 2015 – ein Anstieg von rund 19 Prozent. Auch nach Angaben der London Energy Brokers' Association (LEBA), an der allerdings nicht alle Brokerplattformen beteiligt sind, ist das Volumen angestiegen. Das von ihren Mitgliedern vermittelte Handelsvolumen für "German Power" ist im Jahresvergleich zum Vorjahr von 4.517 TWh auf 5.518 TWh, d. h. um rund 20 Prozent angestiegen.[89]

---

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

[89] Siehe: https://www.leba.org.uk/assets/monthly_vol_reports/LEBA%20Energy%20Volume%20Report%20December%202016.pdf (aufgerufen am 02. Juni 2017).

Auch bei den von Brokerplattformen vermittelten Geschäften stellen Kontrakte für das Folgejahr mit 63 Prozent (im Vorjahr nur 52 Prozent) weiterhin den klaren Schwerpunkt des Stromhandels dar, gefolgt von den Aktivitäten für das laufende Jahr mit 18 Prozent (im Vorjahr noch 26 Prozent). Auf kurzfristige Transaktionen mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche entfallen nur geringe Volumina. Diese Verteilung der Erfüllungszeiträume hat sich im Vergleich zum Vorjahr von den kurzfristigen Aktionen hin zu Kontrakten für das Folgejahr (2017) leicht verschoben.

Volumen des Stromhandels über elf Brokerplattformen im Jahr 2016 nach Erfüllungszeitraum

Erfüllungszeitraum	Handelsmengen in TWh	Anteil
Intraday	0	0%
Day-Ahead	77	1%
unter 1 Woche	51	1%
über 1 Woche	1.062	18%
2017	3.625	63%
2018	782	14%
2019	143	2%
2020 und später	19	< 1%
Summe	**5.759**	**100%**

Tabelle 51: Volumen des Stromhandels über die Brokerplattformen im Jahr 2016 nach Erfüllungszeitraum

2.2 OTC-Clearing

Neben dem börslichen EEX-Orderbuch-Handel hat das OTC-Clearing an der Börse eine spezielle Funktion für den bilateralen Großhandel. Beim OTC-Clearing wird die Börse bzw. deren Clearing-Haus zum Vertragspartner der Handelsteilnehmer, so dass die Börse das Kontrahenten-Ausfallrisiko (Counterpart-Risiko) trägt. Ohne dieses Instrument kann das Ausfallrisiko im bilateralen Handel durch verschiedene Maßnahmen zwar reduziert oder abgesichert, aber nicht völlig ausgeschlossen werden. Hinzu kommt, dass in manchen Fällen durch Einbeziehung der OTC-Geschäfte die bei der Clearing-Bank zu hinterlegenden nötigen Sicherheiten für den Börsenhandel, etwa mit Futures, geringer ausfallen können.

Mit der börslichen Registrierung sorgen die Vertragspartner dafür, dass ihr Kontrakt im Weiteren wie ein börslich zustande gekommenes Geschäft behandelt wird, d. h. die beiden Parteien stellen sich so, als ob sie jeweils ein entsprechendes Terminmarktprodukt an der Börse gekauft bzw. verkauft hätten. Das OTC-Clearing stellt somit eine Schnittstelle zwischen dem börslichen und dem nichtbörslichen Stromgroßhandel dar.

Die EEX, bzw. deren Clearing-Haus European Commodity Clearing AG (ECC), ermöglicht das OTC-Clearing (bzw. Trade Registration, s. o.) für alle Terminmarktprodukte, die auch an der EEX für den Börsenhandel zugelassen sind.

Das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-Terminkontrakten an der EEX lag in 2016 bei 1.367 TWh. Im Jahr 2015 lag das Volumen noch bei 877 TWh. Da das OTC-Clearing eine (nachträgliche) Gleichstellung mit an der Börse abgeschlossenen Terminkontrakten bewirkt, ist es sinnvoll, die Entwicklung des OTC-Clearing-Volumens auch im Kontext des börslichen Terminmarktvolumens zu betrachten. In der Summe sind die Volumina von Börsenterminhandel und OTC-Clearing über längere Zeit (von 2006 bis 2011) relativ konstant geblieben. Ab dem Jahr 2012 ist ein Anstieg der Menge zu verzeichnen. Im Vergleich zum aktuellen Jahr 2016 hat sich die Menge seit 2012 mehr als verdreifacht und hat sowohl im OTC-Handel als auch im Börsenhandel zu neuen Höchstwerten geführt. Sowohl das OTC-Clearing-Volumen – um 56 Prozent als auch der Börsenhandel – um 57 Prozent – sind gegenüber dem Vorjahr deutlich gestiegen.

Abbildung 88: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-Terminkontrakten an der EEX

Nach Angaben der London Energy Brokers´ Association (LEBA) gibt es einen stetigen Anstieg der Anteile der geclearten Verträge im Zeitverlauf. Das von den LEBA-Mitgliedern (nicht nur an der EEX) zum Clearing registrierte Volumen für "German Power" betrug nach LEBA Angaben im Jahr 2016 rund 1.183 TWh, was einem Anteil von rund 22 Prozent an den von den LEBA-Mitgliedern insgesamt vermittelten OTC-Verträgen

entsprach. Demgegenüber betrugen die entsprechenden Werte in 2015 ca. 18 Prozent mit einer Menge von 802 TWh; in 2014 rund 19 Prozent mit einer Menge von 557 TWh.[90]

Phelix-Optionen spielten im Börsenhandel an der EEX keine Rolle, d. h. es kam im Jahr 2016 - wie im Vorjahr - nicht zu solchen Transaktionen. Dagegen hat das OTC-Clearing von außerbörslich vereinbarten Phelix-Optionen praktische Bedeutung: Im Jahr 2016 haben Phelix-Optionen am OTC-Clearing einen Anteil von 189 TWh oder 14 Prozent, während die restlichen 1.178 TWh bzw. 86 Prozent des OTC-Clearings auf Phelix-Futures entfallen. Das Volumen des OTC-Clearings von Optionen hat sich gegenüber dem Umfang des Vorjahres fast verdreifacht. Die Verteilung der im Jahr 2016 bei der EEX zum OTC-Clearing registrierten Mengen auf die verschiedenen Erfüllungszeiträume hat sich im Vergleich zum Vorjahr leicht verschoben. Entfielen im Vorjahr etwa die Hälfte des Volumens (49 Prozent) auf Kontrakte für das nächste Jahr, so sind es im Jahr 2016 bereits 59 Prozent (800 TWh). Nur noch rund 20 Prozent (275 TWh) statt wie im Vorjahr 35 Prozent betrafen das Jahr 2016 selbst. Auf das übernächste Jahr (Handel für 2018) entfielen rund 18 Prozent. Spätere Erfüllungszeiträume machen nur einen geringen Anteil von vier Prozent aus.

Abbildung 89: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr in TWh

Der größte Teil des OTC-Clearing-Volumens von Phelix Futures an der EEX entfällt auf einige wenige Brokerplattformen. Auf die fünf Unternehmen, die im Jahr 2016 die höchsten Volumina zum OTC-Clearing anmeldeten, entfielen je rund 62 Prozent aller Käufe und 62 Prozent aller Verkäufe (in 2015 waren es jeweils rund 66 Prozent aller Käufe und 67 Prozent aller Verkäufe). Die EPEX SPOT bietet OTC-Clearing für Intraday-

[90] Vgl. http://www.leba.org.uk/pages/index.cfm?page_id=59 (abgerufen am 2 Juni 2017). Das gesamte von den LEBA-Mitgliedern vermittelte Volumen von „German Power“ betrug 5.518 TWh für das gesamte Jahr 2016, 4.518 TWh für das Jahr 2014 und 4.367 TWh für das Jahr 2014.

Kontrakte an. Die praktische Bedeutung dieses Angebots ist jedoch weiterhin sehr gering. Das hierauf entfallende Volumen betrug im Jahr 2016 erneut nur 0,03 TWh. Im Vorjahr waren es auch lediglich 0,02 TWh.

G Einzelhandel

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

Die Betrachtung des Endkundenmarktes im Elektrizitätsbereich ermöglicht die Analyse von Struktur und Anbieterzahl auf dem Lieferantenmarkt. Die Auswertung umfasst Datenmeldungen von 1.404 Lieferanten für das Jahr 2016 zu den von ihnen versorgten Zählpunkten. Für die Analyse wurden dabei die Angaben der Lieferanten als Meldungen einzelner juristischer Personen ohne die Berücksichtigung von Konzernzugehörigkeiten und Unternehmensverflechtungen betrachtet. Es zeigt sich, dass rund 85 Prozent aller am Monitoring beteiligten Lieferanten in die Gruppe fällt, die unter 30.000 Zählpunkte beliefern. Diese Gruppe beliefert knapp 7,6 Mio. Zählpunkte (15 Prozent aller gemeldeten Zählpunkte). Insgesamt wurden von den Lieferanten 50,2 Mio. versorgte Zählpunkte von Letztverbrauchern gemeldet. Von allen Lieferanten versorgen rund sieben Prozent jeweils über 100.000 Zählpunkte. Diese Gruppe umfasst jedoch rund 35,9 Mio. Zählpunkte und somit etwa 72 Prozent aller von den Lieferanten gemeldeten Zählpunkte. Demnach sind auf Lieferantenseite mehrheitlich Unternehmen aktiv, deren Kundenstamm sich aus einer verhältnismäßig geringen Anzahl von Zählpunkten zusammensetzt. Rund 86 große Lieferanten (einzelne juristische Personen) beliefern hingegen absolut gesehen die meisten Zählpunkte.

Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Zählpunkten beliefern
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

Abbildung 90: Anzahl der Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Zählpunkte

Die Möglichkeiten für Elektrizitätskunden, zwischen einer Vielzahl von Lieferanten wählen zu können, haben sich im Vergleich zum Vorjahr 2015 ein weiteres Mal vergrößert. Eine Auswertung der Angaben von 816 Verteilernetzbetreibern zur Anzahl der Lieferanten, die die im jeweiligen Netzgebiet angeschlossenen Verbraucher beliefern, kommt zu folgenden Ergebnissen: In über 86 Prozent aller Netzgebiete (703 Netzgebiete) waren 2016 mehr als 50 Anbieter aktiv. Im Jahr 2007 lag dieser Wert noch bei knapp 25 Prozent (165 Netzgebiete). Inzwischen sind in deutlich über der Hälfte der Netzgebiete mehr als 100 Lieferanten tätig, während dieser Wert vier Jahre zuvor noch bei 33 Prozent (259 Netzgebiete) lag. Im bundesweiten Durchschnitt konnte ein Letztverbraucher im Jahr 2016 in seinem Netzgebiet zwischen 130 Anbietern wählen (2015: 115), für Haushaltskunden liegt der Wert bei 112 Anbietern (2015: 99). Eine große Anzahl von Lieferanten ist jedoch nicht automatisch mit einem hohen Wettbewerbsgrad gleichzusetzen. Viele Lieferanten, die gleichzeitig Grundversorger sind, bieten Tarife in mehreren Netzgebieten an, ohne dabei eine nennenswerte Anzahl an Kunden außerhalb des eigenen Grundversorgungsgebiets zu akquirieren.

Die Lieferanten wurden zudem zur Anzahl der Netzgebiete, in denen sie Letztverbraucher mit Elektrizität beliefern, befragt. Die Auswertung der Datenmeldung von 1.231 Lieferanten zeigt, dass die absolute Mehrheit nur regional tätig ist. 54 Prozent der Lieferanten beliefern maximal zehn Netzgebiete, 17 Prozent sogar nur ein einziges. 24 Prozent der Unternehmen sind in 11 bis 50 Netzgebieten tätig, zwölf Prozent in 51 bis 250 Netzgebieten und 5 Prozent in 251 bis 500 Netzgebieten. 74 Lieferanten, d.h. rund sechs Prozent, beliefern Kunden in mehr als 500 Netzgebieten (vgl. Abbildung 90). Dieser Wert kann näherungsweise als die Zahl bundesweit tätiger Lieferanten angenommen werden. Im bundesweiten Durchschnitt beliefert ein Lieferant Kunden in 80 Netzgebieten (2015: 79 Netzgebiete).

Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

Abbildung 91: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete

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

Abbildung 92: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Wechselquoten und Wechselprozesse sind wesentliche Indikatoren für die Intensität des Wettbewerbs. Die jährlichen Lieferantenwechselquoten im Strom-Einzelhandel liegen auf hohem Niveau und haben sich im Jahr 2016 abermals erhöht. Zusammengefasst liegt die Lieferantenwechselquote bezogen auf Haushaltskunden bei 11,4 Prozent (2015: 10,4 Prozent) und bezogen auf Nicht-Haushaltskunden – mit über 10 MWh Jahresverbrauch – bei 12,7 Prozent (2015: 12,6 Prozent). Die Erhebung solcher Kennzahlen ist jedoch mit verschiedenen Schwierigkeiten verbunden, sodass sich entsprechende Abfragen auf Daten beschränken müssen, die dem tatsächlichen Wechselverhalten möglichst nahe kommen.

Im Monitoring werden Daten zu Vertragsstrukturen und Lieferantenwechsel mit den Netzbetreiberfragebögen (Übertragungs- bzw. Verteilernetzbetreiber) sowie Lieferantenfragebogen differenziert für verschiedene Kundengruppen erhoben. Die Stromletztverbraucher werden nach Art der Verbrauchserfassung in Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) und Kunden ohne registrierende Leistungsmessung unterschieden. Bei letzteren wird die zeitliche Verteilung des Verbrauchs über ein Standardlastprofil geschätzt (SLP-Kunden).

Daneben können die Stromletztverbraucher in Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden wird im EnWG im Wesentlichen nach qualitativen Merkmalen definiert[91]. Nicht-Haushaltskunden werden im Monitoringbericht auch als Gewerbe- und Industriekunden bezeichnet. Eine allgemein anerkannte Definition von Gewerbekunden[92] einerseits und Industriekunden andererseits hat sich bislang nicht durchgesetzt. Auch für die Zwecke des Monitorings wird auf eine trennscharfe Abgrenzung dieser beiden Kundengruppen verzichtet.

Die im Lieferantenfragebogen erhobenen Stromabgabemengen an alle Letztverbraucher betrugen im Jahr 2016 rund 427 TWh. Hiervon entfielen ungefähr 266 TWh auf RLM-Kunden und 161 TWh auf SLP-Kunden (einschließlich 14 TWh Heizstrom). Bei den SLP-Kunden handelt es sich überwiegend um Haushaltskunden. An die Gruppe der Haushaltskunden wurden im Jahr 2016 rund 121 TWh inklusive Heizstrom abgegeben.

Im Monitoring wird erhoben, wie sich die Abgabemengen an verschiedene Letztverbrauchergruppen auf die drei Vertragskategorien

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

---

[91] Nach § 3 Nr. 22 EnWG sind Haushaltskunden Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen.

[92] In die Kategorie „Gewerbekunden“ werden i. d. R. auch Kunden aus den Bereichen freie Berufe, Landwirtschaft, Dienstleistungen und öffentliche Verwaltung einbezogen.

verteilen. Die Kategorie Grundversorgungsverträge schließt für die Zwecke dieser Auswertung Energielieferungen in der Ersatzversorgung (§ 38 EnWG) sowie Zweifelsfälle ein[93]. Die Belieferung außerhalb eines Grundversorgungsvertrages wird entweder als Vertrag außerhalb der Grundversorgung bezeichnet oder sie wird spezifisch definiert („Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung" bzw. "Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist"). Die Auswertungen nach diesen drei Kategorien lassen Rückschlüsse darauf zu, inwieweit die Bedeutung der Grundversorgung bzw. der Grundversorgerstellung seit der Energiemarktliberalisierung abgenommen hat. Die entsprechenden Zahlen sind aber nicht unmittelbar als „kumulierte Netto-Wechselzahlen seit der Liberalisierung" zu interpretieren. Hierbei ist insbesondere zu beachten, dass hinsichtlich des Vertragspartners im Monitoring auf die juristische Person abgestellt wird, so dass ein Vertrag mit einem anderen Konzernunternehmen des Grundversorgers zur Kategorie „Vertrag mit einem anderen Lieferanten" zählt.[94]

Erneut wurden die Stromlieferanten befragt, wie viele Haushaltskunden im Kalenderjahr 2016 ihren Energieliefervertrag gewechselt oder umgestellt haben (Vertragswechsel).

Darüber hinaus wurde im Rahmen der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiberfragebögen für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele „Lieferantenwechsel" im Jahr 2016 stattgefunden haben. Als Lieferantenwechsel wird in diesem Zusammenhang der Vorgang bezeichnet, bei dem die Messstelle eines Letztverbrauchers (Zähler) einem neuen Lieferanten zugeordnet wird, wobei Ein- und Auszüge nicht als Lieferantenwechsel gewertet werden[95]. Auch bei dieser Auswertung ist zu berücksichtigen, dass die Abfrage auf den Wechsel der beliefernden juristischen Person abstellt. Nach dieser Definition kann daher eine konzerninterne Umschichtung von Lieferverträgen auf eine andere Konzerngesellschaft ebenso zu einem „Lieferantenwechsel" führen wie die Insolvenz des bisherigen Lieferanten oder eine Kündigung durch den Lieferanten. Daher kann das tatsächliche Ausmaß der Wechselaktivitäten von den ermittelten Werten abweichen. Neben den Lieferantenwechseln wurde auch die Lieferantenwahl von Haushaltskunden im Falle von Einzügen betrachtet.

2.1 Nicht-Haushaltskunden

2.1.1 Vertragsstruktur

Die Abgabemengen an Nicht-Haushaltskunden entfallen überwiegend auf Abnehmer mit registrierender Leistungsmessung (RLM), d. h. die Stromentnahme wird in hoher zeitlicher Auflösung erfasst ("Lastgang"). RLM-Kunden zeichnen sich durch einen hohen Stromverbrauch[96] aus, d. h. es handelt sich zumeist um Industriekunden oder andere verbrauchsstarke Nicht-Haushaltskunden.

---

[93] Neben den Haushaltskunden fallen auch die von Ersatzversorgung betroffenen Letztverbraucher i. d. R. unter den Grundversorgungtarif, § 38 EnWG. Im Monitoring sollen Lieferanten die Kategorie „Grundversorgung" auch für Fälle unklarer Zuordnung nutzen.

[94] Weitere Unschärfen können z. B. dadurch entstehen, dass es zu einem Wechsel des örtlichen Grundversorgers kommt. In diesen Fällen findet kein automatischer Vertragswechsel statt (§ 36 Abs. 3 EnWG).

[95] Wenn bei einem Einzug der Lieferant nicht der örtlich zuständige Grundversorger ist, wird dies als ein „Lieferantenwechsel" gezählt. Übertragungen von Lieferverträgen infolge eines Konzessionswechsels werden nicht als Lieferantenwechsel gewertet.

[96] Nach § 12 StromNZV ist eine RLM i. d. R. erforderlich ab einer jährlichen Entnahme von 100 MWh.

Zum Berichtsjahr 2016 haben rund 1.150 Stromlieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Zählpunkten und Ausspeisemengen bei RLM-Kunden getätigt (Vorjahr: 1.050). Unter den 1.150 Stromlieferanten bestehen zum Teil Konzernverbindungen, so dass diese Zahl nicht mit der Anzahl der Wettbewerber gleichzusetzen ist.

Insgesamt belieferten diese Unternehmen im Jahr 2016 RLM-Kunden an rund 370.600 Zählpunkten mit knapp 266 TWh Strom (2015r: 266 TWh an 361.000 Zählpunkten). Die Belieferung erfolgte zu 99,7 Prozent durch Verträge außerhalb der Grundversorgung[97]. Die Belieferung von RLM-Kunden im Rahmen der Grund- bzw. Ersatzversorgung ist atypisch, aber nicht ausgeschlossen. An RLM-Kunden in der Grund-/Ersatzversorgung wurden 0,8 TWh Strom geliefert - dies entspricht 0,3 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden.

Von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen 30 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung – verteilt auf rund 45,1 Prozent aller RLM-Zählpunkte. Rund 70 Prozent der Gesamtabgabemenge entfielen auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem örtlich zuständigen Grundversorger – das entspricht in etwa 53,4 Prozent aller Zählpunkte. Im Vorjahr entfielen, bezogen auf die Abgabemenge, 31,6 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und 68,1 Prozent auf Verträge mit anderen Lieferanten. Die Werte zeigen erneut, dass, bezogen auf die Abgabemenge, die Grundversorgerstellung für die Gewinnung von RLM-Kunden im Strombereich von nachrangiger Bedeutung ist.

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

Abbildung 93: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2016

2.1.2 Lieferantenwechsel

Über die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiberfragebögen wurde für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele Lieferantenwechsel, gemäß den im Monitoring getroffenen Definitionen, im Jahr 2016 stattgefunden haben und welche Verbrauchsmengen auf diese Kunden entfielen. Bei der Abfrage wurde nach folgenden Verbrauchskategorien unterschieden. In die Verbrauchskategorie von über 2 GWh/Jahr fallen typischerweise Industriekunden, und in die Verbrauchskategorie von 10 MWh/Jahr bis 2 GWh/Jahr verschiedenste Nicht-Haushaltskunden[98]. Die Erhebung erbrachte folgende Ergebnisse:

[98] Bei überwiegendem Eigenverbrauch im Haushalt gilt ein Letztverbraucher auch dann als Haushaltskunde, wenn der Verbrauch 10 MWh im Jahr übersteigt; § 3 Nr. 22 EnWG. Dies kommt vor allem bei Heizstromkunden in Betracht.

Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2016

Letztverbraucher-kategorie	Anzahl der Zählpunkte mit Lieferantenwechseln	Anteil an allen Zählpunkten der Verbrauchs-kategorie	Entnahmemenge an Zählpunkten mit Lieferanten-wechseln	Anteil an Entnahmemenge der Verbrauchskategorie
>10 MWh/Jahr – 2 GWh/Jahr	255.326	11,5 %	18,7 TWh	14,6 %
> 2 GWh/Jahr	2.760	14,5 %	26,3 TWh	11,5 %
Gesamt Nicht-Haushaltskunden	**258.086**	**11,5 %**	**45,0 TWh**	**12,7 %**

Tabelle 52: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2016

Über die Verbrauchskategorien von über 10 MWh/Jahr hinweg betrachtet lag die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2016 bei 12,7 Prozent. Die Vorjahreswechselquote lag bei 12,6 Prozent. Seit 2009 sind im Bereich der Nicht-Haushaltskunden in etwa konstante Wechselquoten festzustellen. Im Rahmen dieser Abfrage wird nicht untersucht, welcher Anteil der Nicht-Haushaltskunden im Laufe mehrerer Jahre den Lieferanten mehrfach, einmal oder überhaupt nicht wechselt.

Abbildung 94: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

2.2 Haushaltskunden

2.2.1 Vertragsstruktur

Die Daten aus dem Monitoring ergeben, dass im Jahr 2016 eine relative Mehrheit von 40,9 Prozent der Haushaltskunden einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung abgeschlossen hat (2015: 43,1 Prozent). Der Anteil der Haushaltskunden in der klassischen Grundversorgung beläuft sich auf 30,6 Prozent (2015: 32,1 Prozent). Damit ist in diesem Jahr sowohl der Anteil der grundversorgten Kunden als

auch der Anteil der Kunden, welche einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung abgeschlossen haben, gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen. Inzwischen werden 28,6 Prozent aller Haushaltskunden von einem anderen Unternehmen als dem Grundversorger beliefert (2015: 24,9 Prozent). Der Anteil der Kunden, die nicht mehr mit dem Grundversorger in einem Vertragsverhältnis stehen, ist dementsprechend abermals gestiegen. Insgesamt rund 71 Prozent aller Haushalte werden nach wie vor durch den Grundversorger beliefert (im Rahmen der Grundversorgung oder eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung). Die starke Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten hat damit im Vergleich zum Vorjahr etwas abgenommen.

Vertragsstruktur von Haushaltskunden, Stand 2016
Menge und Verteilung

Abbildung 95: Vertragsstruktur von Haushaltskunden

2.2.2 Vertragswechsel

Vertragswechsel von Haushaltskunden

Kategorie	2016: Vertrags-wechsel in TWh	Anteil an Gesamt-entnahmemenge (115,8 TWh) in Prozent	2016: Vertrags-wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtanzahl Haushaltskunden in Prozent
Haushaltskunden, die bei ihrem Lieferanten den bestehenden Energieliefervertrag gewechselt haben	6,0	5,2	2.405.022	5,3

Tabelle 53: Vertragswechsel von Haushaltskunden in 2016

Zum zweiten Mal wurden im Monitoringverfahren bei den Lieferanten Daten zu Haushaltkunden erhoben, die den bestehenden Energieliefervertrag innerhalb eines Unternehmens gewechselt haben (Vertragswechsel). Dabei waren nur Vertragswechsel anzugeben, die auf Betreiben des Kunden erfolgt sind.[99] Insgesamt betrug die Anzahl der Vertragswechsel rund 2,4 Mio. und liegt deutlich über dem Vorjahreswert (2015: 1,7 Mio. Vertragswechsel). Die Wechselmenge ist entsprechend ebenfalls gestiegen, sie belief sich auf ca. 6,0 TWh (2015: 4,6 TWh). Daraus ergeben sich eine anzahl- und mengenbezogene Vertragswechselquote von 5,3 bzw. 5,2 Prozent.

2.2.3 Lieferantenwechsel

Zur Ermittlung der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden wurden die VNB nach Menge und Anzahl der Wechsel an den Zählpunkten sowie nach der Wahl des Lieferanten im Rahmen von Umzügen in ihrem Netzbereich befragt. Im Vergleich zu 2015 ist die gesamte Zahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden (inkl. Umzüge) von rund vier Mio. auf ca. 4,6 Mio. angestiegen. Diese Entwicklung ist in erster Linie das Ergebnis einer deutlich gestiegenen Zahl von Wechseln außerhalb eines Umzuges (+622.312). Einen leichten Zuwachs gab es auch bei der Lieferantenwahl aufgrund von Einzügen (+11.719), allerdings bewegt sich deren Zahl seit 2013 auf einem ähnlichen Niveau.

Abbildung 96: Anzahl Lieferantenwechsel von Haushaltskunden

Bei der Betrachtung der Entwicklung der Lieferantenwechsel im Zeitablauf von 2006 bis 2016 sind für die Jahre 2011 und 2013 abfragebedingte Sondereffekte im Zuge zweier Insolvenzen großer Discount-Stromlieferanten zu beachten. Die betroffenen Kunden sind zunächst in die Ersatzversorgung und darauffolgend, sofern sie keinen erneuten, aktiven Wechsel vorgenommen haben, in die Grundversorgung bei

[99] Anpassungen durch AGB-Änderungen, auslaufende Tarife oder Umschichtungen der Kunden innerhalb des eigenen Konzerns sind dabei nicht zu melden.

dem örtlich zuständigen Grundversorger überführt worden. Es ist (auch unter Berücksichtigung der aus dem Monitoring vorliegenden Zahlen) von geschätzt jeweils 500.000 betroffenen Kunden auszugehen. Definitionsgemäß ist ein solcher untypischer Vorgang als Wechsel erfasst, obwohl ihm keine Kundenentscheidung zum Wechsel des Versorgers zugrunde liegt. Es ist deshalb sachgerecht, den gut abschätzbaren Anteil an durch die Insolvenz „automatisch erzwungenen Wechseln" herauszurechnen. Bei einer Bereinigung der Wechselzahlen aus den Jahren 2011 und 2013 um die rund je 500.000 insolvenzbedingten Wechsel wird das Bild der angestiegenen Zahl von Wechselvorgängen außerhalb von Umzügen für diese Jahre entsprechend korrigiert. Dies ist in der obigen Grafik bereits angepasst worden.

Für das Jahr 2016 wurden insgesamt 3.583.076 Wechsel außerhalb von Umzügen berechnet. Dies entspricht einem Anteil von ca. 7,4 Prozent der Haushaltskunden und bedeutet einen Anstieg der Wechselzahlen von rund 620.000 zum Vorjahr. Die auf diese Wechsel bezogene Strommenge liegt bei ca. 11,1 TWh, was einen Anstieg gegenüber dem im Vorjahr ermittelten Wert (2015: 9,5 TWh) ausmacht. Die anteilige Wechselquote an der Entnahmemenge von Haushaltskunden (ohne Heizstrom) liegt im Jahr 2016 bei etwa 9,3 Prozent.

Neben der dargestellten Entwicklung der Wechselzahlen von Haushaltskunden außerhalb von Umzügen ist die Anzahl der Haushaltskunden, die im Rahmen eines Einzuges in eine neue Wohnung direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben geringfügig um etwa 12.000 auf 1.056.191 gestiegen. Die bei Einzügen gemeldeten Lieferantenwechselmengen liegen mit 2,5 TWh ebenfalls knapp über dem Wert des Vorjahres.

Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Betrachtung von Wechselvorgängen bei Einzügen

Kategorie	2016: Lieferanten-wechsel in TWh	Anteil an Gesamt-entnahmemenge[1] (118,9 TWh) in Prozent	2016: Lieferanten-wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtanzahl Haushaltskunden in Prozent
Haushaltskunden, die ohne Umzug den Lieferanten gewechselt haben	11,1	9,3	3.583.076	7,4
Haushaltskunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben	2,5	2,1	1.056.191	2,2
Gesamt	13,6	11,4	4.639.267	9,6

[1] Ohne Heizstrom

Tabelle 54: Insolvenzbereinigte Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Betrachtung von Wechselvorgängen bei Einzügen

Bei einer gemeinsamen Betrachtung der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Wahl bei Einzügen, ergeben sich für das Jahr 2016 insgesamt rund 4,6 Mio. Wechsel mit einem Gesamtvolumen von 13,6 TWh. Dies entspricht einer mengen- und anzahlmäßigen Wechselquote von 11,4 Prozent bzw. 9,6

Prozent. Damit liegt die mengenbezogene Quote abermals über der anzahlbezogenen Quote. Dies dürfte damit zusammenhängen, dass ein hoher Elektrizitätsverbrauch eines Haushaltskunden dessen Wechselbereitschaft positiv beeinflusst. Die durchschnittliche Verbrauchsmenge von wechselnden Haushaltskunden betrug im Jahr 2016 ca. 2.900 kWh. Haushaltskunden, die über die Grundversorgung beliefert werden, weisen im Gegensatz dazu einen Durchschnittsverbrauch von nur ca. 2.100 kWh auf.

Über eine gemeinsame Betrachtung der in 2016 vollzogenen Vertrags- und Lieferantenwechsel lässt sich ermitteln, wie viele Haushaltskunden sich um eine Änderung ihres Energieliefervertrages gekümmert haben. Insgesamt wurden rund 7,0 Mio. Wechselvorgänge vollzogen. Die Wechselmenge aus Vertrags- und Lieferantenwechseln betrug dabei 19,6 TWh.

3. Stromsperrungen, Bargeld- oder Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen

3.1 Stromsperrungen

Für Jahr 2016 hat die Bundesnetzagentur abermals Erhebungen zu angebotenen Tarifen durchgeführt und Netzbetreiber sowie Stromlieferanten zu Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Sperrungen sowie den damit verbundenen Kosten befragt. Für das Monitoring 2011 bis 2014 bezog sich die Abfrage zu den Sperrungen ausschließlich auf die Androhung und Beauftragung einer Sperrung in der Grundversorgung und die Durchführung einer Sperrung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers.

Androhung und Beauftragung einer Sperrung in der Grundversorgung; Sperrung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers
Anzahl (Elektrizität)

Abbildung 97: Androhungen und Beauftragungen einer Sperrung in der Grundversorgung; Sperrung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers (Elektrizität); 2011 bis 2014[100]

[100] Bei den für das Jahr 2011 erhobenen Daten ist zu beachten, dass einige Lieferanten zu den Unterbrechungsandrohungen und den Unterbrechungsbeauftragungen nur Schätzwerte angeben konnten.

Ab dem Jahr 2015 wurde die Abfrage bei den Stromlieferanten weiter differenziert. Die Abfrage der Androhungen und Beauftragungen von Sperrungen richtet sich nun an alle Lieferanten und nicht mehr nur an Grundversorger. Zudem wurden die Lieferanten sowohl zu Sperrungen in der Grundversorgung als auch zu Sperrungen bei Vertragsverhältnissen von Haushaltkunden außerhalb der Grundversorgung befragt. Für das Jahr 2016 wurde die Abfrage auf die VNB erweitert. Nun werden auch die vom VNB durchgeführten Sperrungen im Auftrag eines anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger erfasst.

Hintergrund der geänderten Abfrage ist zum einen die Praxis einiger Lieferanten, auch außerhalb der Grundversorgung Sperrungen vertraglich zu regeln und gegenüber dem VNB zu beauftragen. Verteilernetzbetreiber hingegen hatten in ihren Lieferantenrahmenverträgen Sperrungen teilweise gar nicht oder nur für den Grundversorger angeboten. Der Bundesgerichtshof stellte daher im Jahr 2015 klar, dass ein Netzbetreiber gegen seine Verpflichtung zur Gewährung diskriminierungsfreien Netzzugangs verstößt, wenn er das Ersuchen eines Stromlieferanten auf Unterbrechung der Stromversorgung schon deshalb ablehnt, weil die Belieferung nicht im Rahmen eines Grundversorgungsverhältnisses erfolgt[101]. Seit 1. Januar 2016 sind die Rechte und Pflichten zwischen Netzbetreiber und Netznutzer nun in dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Netznutzungsvertrag/Lieferantenrahmenvertrag (Strom) geregelt, der die Möglichkeit der Sperrung auf Anweisung eines (jeden) Lieferanten regelt.

Zum anderen konnten Netzbetreiber auch bisher nicht differenzieren, ob eine vom Grundversorger beauftragte Sperrung im Rahmen eines Grundversorgungsverhältnisses oder im Rahmen eines Vertrages mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung erfolgte. Für die Beauftragung einer Sperrung nach § 24 Abs. 3 NAV hat der Lieferant gegenüber dem Netzbetreiber lediglich glaubhaft zu versichern, dass die vertraglichen Voraussetzungen für eine Unterbrechung zwischen Lieferant und Anschlussnutzer vorliegen. Er muss jedoch nicht die vertraglichen Grundlagen benennen. Auch ist ein Lieferant nicht verpflichtet, eine Änderung seiner Netzanmeldung beim Netzbetreiber vorzunehmen, wenn er die vertraglichen Bedingungen gegenüber dem Kunden ändert. Netzbetreiber haben daher in der Regel keine Kenntnis, ob ein ursprünglich dem Grundversorger in der Grundversorgung zugeordneter Kunde tatsächlich noch grundversorgt wird oder in einen Haushaltskundenvertrag beim Grundversorger gewechselt hat.

In die Auswertung für das Jahr 2016 sind die Angaben von 770 VNB und 962 Lieferanten eingeflossen. Nach der StromGVV hat der Grundversorger das Recht, die Versorgung insbesondere bei Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in Höhe von mindestens 100 Euro und nach entsprechender Androhung zu unterbrechen. Die Zahlen der VNB und Lieferanten zeigen insgesamt einen leichten Rückgang der Stromsperren im Jahr 2016.

Im Vergleich zum Vorjahr ist die Zahl der vom VNB im Auftrag des örtlichen Grundversorgers durchgeführten Sperrungen auf 318.469 zurückgegangen. Es wurden hierbei rund 13.000 weniger Sperrungen an Zählpunkten durchgeführt als im Vorjahr. Zudem wurden fast 12.000 Sperrungen im Auftrag eines Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, vorgenommen. Das Ergebnis beruht auf den Angaben der VNB, die letztendlich die Unterbrechung auf Anweisung des Lieferanten vornehmen. Gemessen an der

---

[101] BGH, EnZR 13/14 vom 14. April 2015.

Gesamtzahl aller im Monitoring erfassten Zählpunkte auf Verteilernetzbetreiberebene in Deutschland beträgt die Marktabdeckungsquote der gemeldeten Angaben 98,9 Prozent.

Die VNB haben 2016 bei rund 293.000 von ihnen im Auftrag des Grundversorgers gesperrten Zählpunkten die Versorgung wiederhergestellt. Im Vorjahr waren es 300.000 Zählpunkte. Zusätzlich wurde bei ca. 12.500 Zählpunkten im Auftrag eines Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, die Versorgung wiederhergestellt.

Für die Durchführung einer Sperrung berechneten die Netzbetreiber den Stromlieferanten durchschnittliche Kosten in Höhe von 46 Euro (exkl. USt), wobei die Spannbreite der tatsächlich berechneten Kosten zwischen 13 und 176 Euro lag. Für eine Wiederherstellung der Versorgung eines Zählpunktes von Haushaltskunden wurden zwischen zehn und 151 Euro berechnet, durchschnittlich 49 Euro (exkl. USt) in Rechnung gestellt.

Androhungen und Beauftragung einer Sperrung; durchgeführte Sperrungen[1]
Anzahl im Jahr 2015 und 2016 (Elektrizität)

[1] Die in der Abbildung aufgeführte Zahl unter der Trennlinie stammt aus der Befragung der VNB. Für 2015 wurden nur die von den VNB durchgeführten Sperrungen im Auftrag des jeweiligen örtlichen Grundversorgers erfasst. Sperrungen im Auftrag von Nicht-Grundversorgern werden ab 2016 explizit abgefragt. Den VNB liegen keine Informationen zu den jeweiligen Vertragsverhältnissen der Sperrungen vor. Alle Angaben über der Trennlinie stammen aus der Befragung der Lieferanten. Hier werden die durchgeführten Sperrungen differenziert nach Vertragsverhältnissen erfasst (Grundversorgung und außerhalb der Grundversorgung). Daher sind die hier jeweilig ausgewiesenen Sperrzahlen nur mittelbar miteinander vergleichbar.

Abbildung 98: Androhung und Beauftragung einer Sperrung, durchgeführte Sperrungen

Gleichzeitig wurden die Lieferanten befragt, wie häufig sie 2016 eine Unterbrechung der Versorgung aufgrund der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung angedroht oder beim zuständigen Netzbetreiber beauftragt haben. Diese Abfrage richtete sich nunmehr an alle Lieferanten, nicht mehr nur an Grundversorger. Die Unternehmen gaben an, insgesamt rund 6,6 Mio. Sperrungen gegenüber Haushaltskunden angedroht zu haben. Aus den Unternehmensdaten geht hervor, dass neben den übrigen gesetzlichen Voraussetzungen des

§ 19 StromGVV im Durchschnitt bei einem Rückstand von rund 119 Euro eine Sperrung angedroht wurde (2015: 119 Euro). Von den knapp 6,6 Mio. Sperrandrohungen mündeten ca. 1,2 Mio. in eine Beauftragung einer Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber. Zudem gaben die Lieferanten an, dass in rund 267.000 Fällen eine Sperrung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages durchgeführt wurde. Dies ergibt einen Rückgang von etwa 5.000 Sperrungen im Vergleich zum Vorjahr. Die Quote der durchgeführten Sperrungen in Bezug auf die jeweilige Gesamtkundenanzahl in der Grundversorgung lag im Mittel bei 1,6 Prozent. Eine Sperrung außerhalb eines Vertragsverhältnisses in der Grundversorgung wurde in etwa 61.000 Fällen vollzogen (minus 25.000 gegenüber dem Vorjahr). Insgesamt wurden auf diese Weise letztlich rund 328.000 Sperrungen durchgeführt (innerhalb und außerhalb von Grundversorgungsvertragsverhältnissen). Dies sind etwa 31.000 Sperrvorgänge weniger als 2015.

Von den gut 6,6 Mio. Sperrandrohungen der Lieferanten mündeten etwa 18 Prozent in einen Sperrauftrag. Bei knapp fünf Prozent der 6,6 Mio. Sperrandrohungen wurde die Sperrung vom Netzbetreiber tatsächlich durchgeführt. Dies entspricht einer Quote von 0,7 Prozent aller Zählpunkte von Haushaltskunden in Deutschland.

Dieses Verhältnis hat unterschiedliche Ursachen. Es besteht die Vermutung, dass eine Sperrandrohung in vielen Fällen zu einer Zahlung führt. Andere Kunden lassen die mit der Sperrung beauftragten Personen nicht ins Haus. Um eine Sperrung dann gleichwohl durchzuführen, bedarf es einer gerichtlichen Durchsetzung, die wiederum einen zeitlichen und finanziellen Aufwand verursacht.

Nach den Angaben der Lieferanten lag das Verhältnis zwischen den absoluten Unterbrechungen und der Anzahl der davon betroffenen Haushaltskunden (innerhalb und außerhalb von Grundversorgungsvertragsverhältnissen) im Jahr 2016 bei 1 zu 0,9. Das bedeutet, dass schätzungsweise zehn Prozent der Unterbrechungen auf Mehrfachsperrungen derselben Kunden zurückzuführen sind.

Während einige Lieferanten lediglich die Kosten des mit der Sperrung bzw. Wiederherstellung beauftragten Netzbetreibers weiterleiten, hat ein Teil der Stromlieferanten für die Durchführung einer Sperrung ihren Kunden zusätzlich im Durchschnitt ca. 47 Euro (inkl. USt)[102] berechnet, wobei die Spanne zwischen zwei Euro und 199 Euro lag. Für die Wiederherstellung des Anschlusses berechneten die Stromlieferanten ihren Kunden im Durchschnitt ca. 51 (inkl. USt) Euro, wobei die Spanne von zwei Euro bis 197 Euro reichte.

3.2 Bargeld- und Chipkartenzähler

Im Monitoring 2017 wurden erneut Informationen bei Verteilernetzbetreibern und Lieferanten zu Vorkassesystemen nach § 14 StromGVV wie Bargeld- oder Chipkartenzähler erhoben. Im Verlauf des Jahres 2016 waren in 388 Netzgebieten bei rund 20.200 Entnahmestellen von Haushaltskunden entsprechende Vorkassesysteme im Auftrag des Grundversorgers installiert (2015: rund 19.400). Dies entspricht 0,04 Prozent aller Zählpunkte von Haushaltkunden in Deutschland. In knapp 4.600 Fällen (2015 rund 4.700) wurde im Kalenderjahr 2016 ein Bargeld- oder Chipkartenzähler neu eingebaut, in rund 3.100 Fällen wurde ein solcher Zähler wieder ausgebaut (2015: 3.000).

---

[102] Eigene Kosten des Lieferanten ohne die Kosten, die beim beauftragten Netzbetreiber anfallen.

3.3 Tarife, Abrechnungen und Kündigungen

Nach § 40 Abs. 5 EnWG müssen Lieferanten für Letztverbraucher von Elektrizität, wenn dies technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar ist, lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife anbieten. In 2016 boten knapp zehn Prozent der Lieferanten lastvariable Tarife an, dies ist ein leichter Rückgang zum Vorjahr 2015, in dem ca. zwölf Prozent der Lieferanten solche Tarife angeboten haben. Der Anteil an Lieferanten, von denen in 2016 tageszeitabhängige Tarife[103] angeboten wurden, beträgt etwa 63 Prozent (2015: 70 Prozent). Rund elf Prozent der Lieferanten bieten darüber hinaus noch weitere Tarife an (2015: 13 Prozent).

Nach § 40 Abs. 3 EnWG sind Lieferanten ebenfalls verpflichtet, Letztverbrauchern auch eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anzubieten. Derartige Abrechnungen wurden in 2016 deutlich weniger nachgefragt. Mit insgesamt rund 14.000 Kundenanfragen (2015: rund 23.000) bewegt sich die Nachfrage der Letztverbraucher nach unterjährigen Abrechnungen weiter auf einem sehr niedrigen Niveau.

Im Jahr 2016 haben zudem 139 Lieferanten angegeben, dass sie bei Haushaltskunden eine abweichende Abrechnung durchführen. In insgesamt etwa 27.000 Fällen haben Lieferanten eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung durchgeführt (2015: 31.000). Das durchschnittliche Entgelt (inkl. USt) je zusätzlicher Abrechnung betrug bei Selbstablesung ca. neun Euro und ca. elf Euro ohne Selbstablesung.

Trotz Unterbrechungsandrohung und Sperrbeauftragung trennen sich nur wenige Lieferanten tatsächlich von ihren Kunden. Die Kündigung eines Grundversorgungsvertrages ist zudem nur unter engen Voraussetzungen möglich. Dafür darf keine Grundversorgungspflicht bestehen oder die Voraussetzungen einer Sperrung müssen wiederholt vorgelegen haben und die Kündigung aufgrund eines Zahlungsverzugs angedroht worden sein. Im Jahr 2016 haben Lieferanten gegenüber ihren Kunden insgesamt knapp 171.600 Kündigungen ausgesprochen (2015: ca. 154.000). Bei durchschnittlich 162 Euro Zahlungsrückstand hätte ein Lieferant in 2016 den Energieliefervertrag gekündigt.

[103] Darunter fallen insbesondere Tarife für Heizstrom und Wärmepumpenstrom.

4. Preisniveau

Im Monitoring sind Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Strom beliefern, zu den Einzelhandelspreisen ihres Unternehmens am 1. April 2017 für verschiedene Abnahmefälle befragt worden. Der Abnahmefall der Haushaltskunden wurde nach folgenden Abnahmebändern unterteilt:

- Band I (DA[104]): jährlicher Stromverbrauch unterhalb von 1.000 kWh
- Band II (DB): jährlicher Stromverbrauch zwischen 1.000 und 2.500 kWh
- Band III (DC): jährlicher Stromverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh
- Band IV: jährlicher Stromverbrauch zwischen 5.000 und 10.000 kWh

Darüber hinaus wurden wie in den Vorjahren zwei Abnahmefälle von Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh bzw. 24 GWh betrachtet.

Der Gesamtpreis wurde bei den Unternehmen in ct/kWh abgefragt, wobei auch die verbrauchsunabhängigen Preiskomponenten (Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis, o. ä.) in den Gesamtpreis einzurechnen waren. Den Endpreis sollten die Lieferanten in seine einzelnen Teile aufschlüsseln. Dazu zählen Bestandteile, die zwar vom Lieferanten nicht beeinflussbar sind, sich aber zwischen den Netzgebieten unterscheiden können, wie Netzentgelte, Konzessionsabgabe und Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb. Schließlich waren für den Gesamtpreis die bundeseinheitlichen Umlagen und Steuern zu berücksichtigen, d. h. die Umsatzsteuer, die Stromsteuer und die Umlagen nach dem EEG, KWKG und § 19 Abs. 2 StromNEV sowie für Offshore-Haftung und abschaltbare Lasten. Nach Abzug der „Durchlaufposten“ vom Gesamtpreis verbleibt der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der insbesondere Strombeschaffungskosten, Vertriebskosten und die Marge umfasst.

Sowohl beim Gesamtpreis als auch bei den Preisbestandteilen sollten die Lieferanten für die vier Abnahmefälle der Haushaltskunden jeweils ihren „durchschnittlichen“ Preis für drei Vertragstypen (s.u.) angeben. Einige der befragten Unternehmen haben erneut darauf hingewiesen, dass sie aufgrund ihrer überörtlichen Tätigkeit bzw. einer kundenindividuellen Preisgestaltung nicht in der Lage seien, entsprechende Durchschnittswerte anzugeben. Einzelne Unternehmen haben gesondert kenntlich gemacht, dass sie wegen der Vielzahl der Tarife und / oder der Vielzahl betroffener Netze einen bestimmten Tarif als für das Unternehmen repräsentativ ausgewählt haben.

Für die Haushaltskunden wurden für die o. g. vier Verbrauchsbänder die einzelnen Preisbestandteile für die folgenden drei Vertragstypen abgefragt:

---

[104] Die Bezeichnungen „DA“, „DB“, „DC“ beziehen sich auf die identischen Verbrauchsgruppen nach EUROSTAT.

- Grundversorgungsvertrag,
- Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (nach dem Vertragswechsel) und
- Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (nach dem Lieferantenwechsel).

Die Ergebnisse der Lieferantenbefragung werden im Folgenden nach Vertragstyp bzw. Abnahmefall gegliedert dargestellt. Um Entwicklungstendenzen aufzeigen zu können, werden die Ergebnisse jeweils mit den Vorjahreswerten – soweit sie dem Abnahmefall entsprechen – verglichen. Bei dem Vergleich der Stichtagswerte zum 1. April 2017 bzw. 1. April 2016 ist zu beachten, dass Veränderungen der berechneten Mittelwerte teilweise innerhalb der Fehlertoleranz liegen.

4.1 Nicht-Haushaltskunden

Abnahmefall 24 GWh pro Jahr („Industriekunde“)

Bei Abnehmern mit einem Jahresverbrauch im Bereich von 24 GWh handelt es sich ausschließlich um leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden), i. d. R. um Industriekunden. Bei dieser Kundengruppe spielt die Vielfalt der vertraglichen Gestaltungsmöglichkeiten eine bedeutende Rolle. Die Lieferanten legen grundsätzlich keine Tarifgruppen für Abnehmer im Verbrauchsbereich des Abnahmefalls von 24 GWh pro Jahr zu Grunde, sondern unterbreiten kundenindividuelle Angebote. So steht etwa der Kunde mit Vollversorgung neben dem Kunden, für den die verhandelte Abnahmemenge (in der hier relevanten Größenordnung) nur Teil seines Beschaffungsportfolios ist. Oftmals werden die Lieferpreise mit den Großhandelspreisen indiziert. In manchen Fällen erfolgt die Netzentgeltabrechnung des Netzbetreibers direkt mit dem Kunden. Solche Vertragsmodelle können im Extremfall soweit reichen, dass der „Lieferant“ im wirtschaftlichen Ergebnis für den Kunden nur die Dienstleistung des Bilanzkreismanagements anbietet. Im Falle der größten Stromverbraucher sind somit die Übergänge vom Einzelhandel zum Großhandel fließend.

Eine große Bedeutung für den individuellen Preis eines Industriekunden haben spezielle gesetzliche Regelungen zur möglichen Reduktion bestimmter Preisbestandteile. Diese Regelungen zielen überwiegend auf eine Preisreduktion für stromintensive Unternehmen ab. Je nachdem, welche Vergünstigungen für ein Unternehmen in der Kategorie des Abnahmefalls von 24 GWh pro Jahr maximal möglich sind, ergeben sich stark unterschiedliche Belastungen durch nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile und entsprechende Auswirkungen auf den individuellen Preis. Bei der Preisabfrage wurde jedoch die Annahme vorgegeben, dass für den betreffenden Kunden keine dieser Vergünstigungsmöglichkeiten einschlägig ist (§§ 63 ff. EEG, § 19 Abs. 2 StromNEV, § 36 KWKG, § 17f EnWG).

Der Abnahmefall mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh wurde mit einer Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden (Jahreshöchstlast 4.000 kW; Versorgung in Mittelspannung 10 oder 20 kV) definiert. Angesprochen waren nur solche Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 10 GWh und 50 GWh haben. Aufgrund dieser Kundenmerkmale geht es grundsätzlich um einen begrenzten Kreis von Lieferanten. Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 212 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: ebenfalls 212 Lieferanten). Mehr als die Hälfte dieser 212 Lieferanten hat weniger als zehn Kunden mit einem Jahresverbrauch von über 24 GWh pro Jahr.

Anhand dieser Angaben wurden jeweils die arithmetischen Mittelwerte des Gesamtpreises und der einzelnen Preisbestandteile berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Form von

Spannen ausgewertet. Die Untergrenze der Spannenangabe bezieht sich auf das sog. 10-Prozent-Perzentil, die Obergrenze auf das 90-Prozent-Perzentil. Dies bedeutet, dass jeweils die mittleren 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte innerhalb der genannten Spanne liegen. Die Auswertung lieferte folgende Ergebnisse:

Preisniveau am 1. April 2017 für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr ohne Vergünstigungen

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh	**Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile		
Nettonetzentgelt[1]	1,37 - 3,10	2,23
Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb	0,00 - 0,03	0,03
Konzessionsabgabe	0,11 - 0,11	0,10 [2]
EEG-Umlage	6,88	6,88
weitere Umlagen[3]	0,20	0,20
Stromsteuer	2,05	2,05
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	2,65 - 4,20	**3,41**
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	13,74 - 16,23	14,90

[1] Aufgrund einer geänderten Rechtslage wird seit dem 1.1.2017 der Preisbestandteil "Abrechnung" in das Nettonetzentgelt einbezogen und ist seitdem nicht mehr Bestandteil der Kategorie „Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb“. Für den nächsten Monitoringbericht wird daher eine entsprechend angepasste Abfrage der jeweiligen Preisbestandteile erfolgen.
[2] Mehr al 90 Prozent der Lieferanten haben eine Konzessionsabgabe von 0,11 ct/kWh angegeben. Weniger als 20 Lieferanten haben einen niedrigeren Wert angegeben.
[3] KWKG (0,095 ct/kWh), StromNEV (0,064 ct/kWh), Umlage nach § 18 AbLaV (0,006 ct/kWh), Offshore-Haftung (0,035 ct/kWh)

Tabelle 55: Preisniveau am 1. April 2017 für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr ohne Vergünstigungen

Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil hat sich im arithmetischen Mittel minimal verringert, und zwar von 3,48 ct/kWh auf 3,41 ct/kWh, d. h. um 0,07 ct/kWh (Vorjahresveränderung: Absinken um

0,71 ct/kWh).[105] Gestiegen sind hingegen die Umlagen. Sie betrugen insgesamt 7,08 ct/kWh – davon beträgt die EEG-Umlage allein schon 6,88 ct/kWh – und somit 0,58 ct/kWh mehr als im Vorjahr. Das mittlere Nettonetzentgelt ist mit 2,23 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr (2,03 ct/kWh) um rund zehn Prozent angestiegen. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt und ohne Reduktionsmöglichkeiten) in Höhe von 14,90 ct/kWh liegt um 0,69 ct/kWh über dem Mittelwert aus dem Vorjahr – maßgeblichen Anteil an der Steigerung haben hier sowohl die Netzentgelte als auch die gesetzlichen Umlagen.

Definitionsgemäß war bei diesen Preisangaben zu unterstellen, dass der (Industrie-)Kunde mit einem Verbrauch von 24 GWh pro Jahr keine der gesetzlichen Vergünstigungsmöglichkeiten in Anspruch nehmen kann. In dem so definierten Abnahmefall entfallen vom Gesamtpreis insgesamt 11,46 ct/kWh, d. h. rund 77 Prozent, auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind. Wenn hingegen Stromverbraucher die Voraussetzungen der in den entsprechenden Verordnungen und Gesetzen vorgesehenen Regelungen erfüllen, ergeben sich Reduzierungen bei den Netzentgelten, der Konzessionsabgabe, bei der Stromsteuer sowie bei den Umlagen nach EEG, KWKG, § 19 StromNEV und § 17f EnWG. Im Falle einer Erfüllung all dieser Reduktionsmöglichkeiten könnte der vom Lieferanten nicht beeinflussbare Preisbestandteil von über 11 ct/kWh auf unter 1 ct/kWh sinken.[106]

Die wichtigste Reduktionsmöglichkeit betrifft die EEG-Umlage. Sie kann bei einem Jahresverbrauch von 24 GWh - je nach Einzelfall - um bis zu 95 Prozent reduziert werden; die mögliche Reduktionshöhe hängt nach § 64 EEG von mehreren Faktoren ab. Das Nettonetzentgelt kann gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV um bis zu 80 Prozent reduziert werden.[107] Die Stromsteuer kann nach § 9a StromStG vollständig erlassen, erstattet oder vergütet werden. In Bezug auf den Gesamtpreis quantitativ weniger bedeutsame Vergünstigungsmöglichkeiten betreffen die Konzessionsabgabe nach § 2 Abs. 4 Satz 1 KAV sowie die Umlagen nach § 36 KWKG und § 17f EnWG. Im Rahmen des Energie-Monitorings wird nicht erhoben, in welchem Umfang die einzelnen Reduktionsmöglichkeiten in der Praxis bei Industriekunden tatsächlich Anwendung finden. Auch vor diesem Hintergrund sind Aussagen über „den“ durchschnittlichen Industriekundenpreis anhand der Monitoring-Daten nicht möglich.

---

[105] Bei einem Vergleich dieser Mittelwerte sind die o.g. Streuungsangaben zu berücksichtigen.

[106] Die Anspruchsvoraussetzungen sind für die verschiedenen Reduktionsmöglichkeiten unterschiedlich ausgestaltet. Im Rahmen des Monitorings wird nicht erhoben, ob es in der Praxis Fälle gibt, in denen alle maximalen Reduktionsmöglichkeiten ausgeschöpft werden (können).

[107] Die noch höheren Reduktionsmöglichkeiten nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV sind für den Abnahmefall von 24 GWh pro Jahr nicht einschlägig, da dieser mit 6.000 Benutzungsstunden definiert wurde.

Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr zum 1. April 2017

	In der Preisabfrage angenommener Wert in ct/kWh	**Mögliche Reduktion** in ct/kWh	**verbleibender Betrag** in ct/kWh
EEG-Umlage	6,88	-6,55	0,33
Stromsteuer	2,05	-2,05	0,00
Nettonetzentgelt	2,23	-1,78	0,45
weitere Umlagen	0,20	-0,06	0,14
Konzessionsabgabe	0,1	-0,10	0,00
Summe	**11,48**	**-10,54**	**0,94**

Tabelle 56: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr zum 1. April 2017

Abnahmefall 50 MWh pro Jahr („Gewerbekunde“)

Der im Folgenden betrachtete Abnahmefall eines Jahresverbrauchs von 50 MWh wurde mit einer Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden (Jahreshöchstlast 50 kW; Versorgung in Niederspannung 0,4 kV) definiert, was z. B. dem Abnahmeprofil eines Gewerbekunden entsprechen kann. Der Jahresverbrauch von 50 MWh beträgt das 14-fache des Abnahmefalls 3.500 kWh („Haushaltskunde“) und zwei Tausendstel des Abnahmefalls 24 GWh pro Jahr. Da es sich hier um einen mäßigen Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich kleinere Rolle als beim Abnahmefall 24 GWh pro Jahr. Die Lieferanten sollten eine plausible Abschätzung auf Basis der am 1. April 2017 geltenden Konditionen für die Abrechnung ihrer Kunden mit einer dem Abnahmefall ähnlichen Abnahmestruktur vornehmen. Angesprochen waren dabei Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 10 MWh und 100 MWh haben. Der Abnahmefall betrifft eine Verbrauchsmenge, die unter dem Schwellenwert von 100 MWh liegt, ab dem der Netzbetreiber grundsätzlich eine registrierende Leistungsmessung vorzusehen hat. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass bei dem gewählten Abnahmefall häufig eine Verbrauchserfassung über ein Standard-Lastprofil erfolgt.

Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 959 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 871). Anhand dieser Angaben wurden jeweils die (arithmetischen) Mittelwerte des Gesamtpreises und der einzelnen Preisbestandteile berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Form von Spannen ausgewertet, innerhalb derer jeweils die mittleren 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte liegen. Die Auswertung hat folgende Ergebnisse erbracht:

Preisniveau am 1. April 2017 für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh	**Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh	**Anteil am Gesamtpreis**
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			76%
Nettonetzentgelt[1]	4,18 - 7,75	5,91	27%
Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb	0,02 - 0,98	0,28	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,59	0,95	4%
EEG-Umlage	6,88	6,88	32%
Weitere Umlagen[2]	0,80	0,80	4%
Stromsteuer	2,05	2,05	9%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	3,07 - 6,81	4,82	22%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	19,38 - 23,88	21,70	

[1] Aufgrund einer geänderten Rechtslage wird seit dem 1.1.2017 der Preisbestandteil "Abrechnung" in das Nettonetzentgelt einbezogen und ist seitdem nicht mehr Bestandteil der Kategorie „Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb“. Für den nächsten Monitoringbericht wird daher eine entsprechend angepasste Abfrage der jeweiligen Preisbestandteile erfolgen.
[2] KWKG (0,438 ct/kWh), StromNEV (0,388 ct/kWh), Umlage nach § 18 AbLaV (0,006 ct/kWh), Offshore-Haftung (-0,028 ct/kWh)

Tabelle 57: Preisniveau am 1. April 2017 für den Anahmefall 50 MWh pro Jahr

Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag hat sich erneut verringert. Betrug dieser Wert im April 2016 noch 5,15 ct/kWh, so ist dieser Wert im April 2017 auf 4,82 ct/kWh gesunken – also ein Rückgang von 0,33 ct/kWh (Vorjahr: Rückgang um 0,93 ct/kWh).[108]

Die EEG-Umlage hat sich im Vergleich zum Vorjahr von 6,35 ct/kWh auf 6,88 ct/kWh erhöht- ein Anstieg von 0,53 ct/kWh. Die sonstigen Umlagen sind von 0,86 ct/kWh auf 0,80 ct/kWh gefallen – ein Rückgang von 0,06 ct/kWh. Das durchschnittliche Nettonetzentgelt ist um 0,41 ct/ kWh auf 5,59 ct/kWh angestiegen.

[108] Bei einem Vergleich dieser Mittelwerte sind die o.g. Streuungsangaben zu berücksichtigen.

Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) im April 2017 liegt bei 21,70 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 0,50 ct/kWh angestiegen. Zu dieser Erhöhung tragen maßgeblich sowohl die Steigerung der EEG-Umlage als auch der Anstieg der Netzentgelte bei. Das zeigt sich auch an den Anteilen dieser Preisbestände am Gesamtpreis. Auf der einen Seite beträgt die EEG-Umlage mittlerweile 32 Prozent des Gesamtpreises – im Vorjahr noch 30 Prozent – auf der anderen Seite beträgt das Nettonetzentgelt 27 Prozent im Vergleich zu 26 Prozent im Vorjahr. Bei diesem Abnahmefall entfallen somit durchschnittlich rund 78 Prozent (im Vorjahr 76 Prozent) des Gesamtpreises auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind (Netzentgelte, Messwesen[109], Umlagen, Stromsteuer und Konzessionsabgabe). Nur rund 22 Prozent (im Vorjahr 24 Prozent) betreffen Preiselemente mit Raum für unternehmerische Entscheidungen.

4.2 Haushaltskunden

Im Folgenden werden die Endkundenpreise und Einzelpreisbestandteile für Haushaltskunden als mengengewichtete Mittelwerte für vier Abnahmebänder für die relevanten Vertragsverhältnisse betrachtet und in tabellarischer Form dargestellt. Die Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Strom beliefern, machten zu diesen Abnahmebändern in der Versorgung in Niederspannung (0,4 kV) Angaben:

- Band I (DA[110]): Jährlicher Stromverbrauch unterhalb von 1.000 kWh
- Band II (DB): Jährlicher Stromverbrauch zwischen 1.000 und 2.500 kWh
- Band III (DC): Jährlicher Stromverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh
- Band IV: Jährlicher Stromverbrauch zwischen 5.000 und 10.000 kWh

Zunächst wird ein über alle Vertragskategorienmengengewichteter Durchschnittspreis für Haushaltskunden im Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh pro Jahr (Band III) dargestellt. In Abschnitt 4.2.2 werden anschließend einzelne Abnahmebänder betrachtet, wobei der Fokus auf das Abnahmeband eines typischen Haushaltskunden im Abnahmeband drei gerichtet ist.

4.2.1 Über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Preisniveau für Haushaltskunden (Band III)

In den folgenden Tabellen und Abbildungen wird ein über alle Vertragskategorien mengengewichteter Gesamtpreis für das Band III ermittelt, um eine Vergleichbarkeit der in den Vorjahren ermittelten mengengewichteten Gesamtpreise und eine Fortführung der Zeitreihe zu gewährleisten. Hierzu wird ein einzelner mengengewichteter Durchschnittspreis für alle Haushaltskunden im Abnahmeband III als Kennzahl dargestellt. Dieser wird berechnet, indem die Einzelpreise der drei Vertragskategorien (Grundversorgung; Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung; Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist) mit ihrer jeweiligen Elektrizitätsabgabemenge gewichtet werden. Für den

---

[109] Das Entgelt für Abrechnung ist nunmehr Bestandteil der Nettonetzentgelte laut § 7 Abs. 2 MsbG sowie § 17 Abs. 7 S. 3 StromNEV. Zu den anderen Komponenten steht in § 17 Abs. 7 S. 1 Strom NEV, dass ab dem 1. Januar 2017 nur noch ein Entgelt für Messstellenbetrieb ausgewiesen werden darf, zu dem auch das Entgelt für Messung gehört. In diesjährigen Monitoringbericht wurde auf diese Differenzierung noch verzichtet.[Verweis auf BNetzA Abschnitt Messstellenbetrieb]

[110] Die Bezeichnungen „DA“, „DB“, „DC“ beziehen sich auf die identischen Verbrauchsgruppen nach EUROSTAT

Stichtag 1. April 2017 errechnet sich daraus ein durchschnittlicher Preis von 29,86 ct/kWh (2015: 29,80 ct/kWh). Die detaillierte Zusammensetzung der einzelnen Preisbestandteile ist in Tabelle 58 dargestellt.

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh im Jahr über alle Vertragskategorien (Band III; Eurostat:DC) Preisstand: 1. April 2017 in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	6,42	21,5
Nettonetzentgelt inkl. Abrechnung	6,99	23,4
Entgelte für Messung inkl. Messstellenbetrieb	0,32	1,1
Konzessionsabgabe	1,62	5,4
Umlage nach EEG	6,88	23,0
Umlage nach KWKG	0,44	1,5
Umlage nach § 19 StromNEV	0,39	1,3
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,02
Umlage Offshore-Haftung*	-0,03	k.A.
Stromsteuer	2,05	6,9
Umsatzsteuer	4,77	16,0
Gesamt	**29,86**	**100,0**

*Da in den Vorjahren auf das Konto der Offshore-Umlage zu viel eingezahlt wurde, erhalten Haushaltskunden demnach im Jahr 2017 eine Gutschrift von 0,03 ct/kWh.

Tabelle 58: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III über alle Vertragskategorien zum 1. April 2017

Da in den Vorjahren auf das Konto der Offshore-Umlage zu viel eingezahlt wurde, erhalten Haushaltskunden demnach im Jahr 2017 eine Gutschrift von 0,03 ct/kWh. Diese wird auf der Stromrechnung ausgewiesen und verrechnet.

Bei der Betrachtung der prozentualen Aufteilung der einzelnen Preisbestandteile ergibt sich die nachstehende Darstellung, bei welcher der negative Preisbestandteil der Offshore-Umlage nicht angegeben wird.

Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr zum 1. April 2017 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert, Band III, Eurostat: DC)
in Prozent

Abbildung 99: Aufteilung des Preisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2017 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert) [111]

In Abbildung 99 ist zu erkennen, dass Umlagen, Steuern und Abgaben in Summe über 54 Prozent des durchschnittlichen Elektrizitätspreises für Haushaltskunden ausmachen. Das Nettonetzentgelt inkl. Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb kommt auf einen Anteil von rund 24,6 Prozent. Der vom

[111] Der Umsatzsteueranteil beläuft sich auf 16 Prozent des Gesamtpreises (brutto), da die geltenden 19 Prozent Umsatzsteuer auf den Nettopreis (entspricht 100 Prozent) erhoben und addiert werden. Somit ergibt sich die Umsatzsteuer mit 19 Prozent als Dividend und der Gesamtpreis mit 119 Prozent als Divisor.

Lieferanten beeinflussbare Anteil des Strompreises (Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge) beträgt im Jahr 2017 somit nur noch rund 21,5 Prozent (Vorjahr: 24,7 Prozent).

Nachfolgend ist die Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Strompreises vom 1. April 2016 auf den 1. April 2017 dargestellt. Der Strompreis ist demnach im Jahr 2017 stabil geblieben (+0,08 ct/kWh).

Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2016 zum 1. April 2017 (Abnahmenband zwischen 2.500 - 5.000 kWh pro Jahr) für Haushaltskunden

	über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Veränderung in Bezug auf die Höhe des Preisbestandteils	
		in ct/kWh	in Prozent
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	6,42	-0,92	-14
Nettonetzentgelt inkl. Abrechnung	6,99	0,54	8
Entgelte für Messung inkl. Messstellenbetrieb	0,32	-0,02	-7
Konzessionsabgabe	1,62	-0,04	-2
Umlage nach EEG	6,88	0,53	8
Umlage nach KWKG	0,44	-0,01	-2
Umlage nach § 19 StromNEV	0,39	0,01	3
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	100
Umlage Offshore-Haftung*	-0,03	-0,07	k.A.
Stromsteuer	2,05	0,00	0
Umsatzsteuer	4,77	0,01	0
Gesamt	**29,86**	**0,06**	**0**

*Da in den Vorjahren auf das Konto der Offshore-Umlage zu viel eingezahlt wurde, erhalten Haushaltskunden demnach im Jahr 2017 eine Gutschrift von 0,03 ct/kWh.

Tabelle 59: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2016 zum 1. April 2017 (Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr) für Haushaltskunden

Im Anschluss wird die Entwicklung der wesentlichen Preisbestandteile des mengengewichteten Elektrizitätspreises für Haushaltskunden dargestellt. Zunächst erfolgt eine Betrachtung der Netzentgelte. Nach einer Periode des kontinuierlichen Absinkens bis 2011 sind die Netzentgelte[112] für das Jahr 2017 relativ stark gestiegen. Der Anstieg beträgt fast acht Prozent (+0,52 ct/kWh) gegenüber dem Vorjahr 2016. In einer Betrachtung über neun Jahre ist die Höhe der Netzentgelte um 1,51 ct/kWh bzw. ca. 26 Prozent gestiegen. Damit liegen die Netzentgelte seit dem Jahr 2013 wieder über denen des Referenzjahres 2007 und steigen seitdem kontinuierlich an. Diese Betrachtung umfasst die Netzentgelte ohne Umlage nach § 19 StromNEV in Höhe von 0,39 ct/kWh[113].

Abbildung 100: Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb

Im Anschluss folgt eine Übersicht über die Entwicklung der übrigen Preisbestandteile des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Haushaltskundenpreises. Der Netzentgeltanteil (inkl. Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb) am Elektrizitätspreis ist seit dem Jahr 2011 stetig angestiegen. Bei den Abgaben und Steuern sind insbesondere in den vergangenen vier Jahren Steigerungen zu erkennen. Der Preisbestandteil für „Energiebeschaffung, Vertrieb, und Marge“ ist im Zeitraum 2009 bis 2013 im Wesentlichen stabil geblieben. Seit dem Jahr 2014 sinkt dieser, vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil. Zwischen dem 1. April 2016 und dem 1. April 2017 konnte ein Rückgang um fast 13 Prozent (-0,93 ct/kWh) festgestellt

[112] Nettonetzentgelt inkl. Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb.

[113] Die Umlage nach § 19 Strom NEV war im Jahr 2011 noch in den Netzentgelten berücksichtigt und wird seit dem Jahr 2012 separat ausgewiesen.

werden. Dieser Rückgang könnte insbesondere mit den in 2016 weiterhin niedrigen Großhandelspreisen zusammenhängen (vgl. auch Kapitel „Großhandel“ ab Seite 185). Diese niedrigen Preise werden dem Anschein nach langsam an die Haushaltskunden weitergegeben.

Abbildung 101: Entwicklung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Elektrizitätspreis für Haushaltskunden

Unter den Steigerungen im Bereich der Abgaben fällt insbesondere die EEG-Umlage ins Gewicht. Die EEG-Umlage dient dem Ausgleich zwischen den bei den ÜNB anfallenden EEG-Kosten (insbesondere den Zahlungen für Anlagenbetreiber) und den Erlösen der EEG-Vermarktung am Spotmarkt. Die Höhe der Umlage wird jährlich von den ÜNB zum 15. Oktober für das folgende Kalenderjahr bekannt gegeben. Die Bundesnetzagentur kontrolliert deren ordnungsgemäße Ermittlung. Für das Jahr 2017 ist die EEG-Umlage auf 6,88 ct/kWh gestiegen. Der Anteil am Gesamtelektrizitätspreis liegt damit nun bei rund 23 Prozent. Der detaillierte Verlauf der Entwicklung der EEG-Umlage wird in Abbildung 102 dargestellt.

Für das Jahr 2018 sind die Höhen der verschiedenen Umlagen bereits veröffentlicht. Die EEG-Umlage ist gesunken und wird in 2018 6,79 ct/kWh betragen. Die Umlage nach dem KWKG wird im Jahr 2018 0,345 ct/kWh betragen und ist damit ebenfalls gesunken (2017: 0,438 ct/kWh). Die Umlage gemäß § 18 der AbLaV wird 0,011 ct/kWh betragen (2017: 0,006 ct/kWh). Der neue Wert für die § 19 StromNEV-Umlage wird 0,37 Ct./kWh betragen (2017: 0,388 ct/kWh).

Abbildung 102: Entwicklung der EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis

Im Folgenden wird die Entwicklung des Preisbestandteils Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge für die Jahre 2006 bis 2017 dargestellt.[114] Betrug im Vorjahr der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil noch 7,35 ct/kWh und somit 25 Prozent des mengengewichteten Gesamtpreises, ist er in diesem Jahr um 0,93 ct/kWh auf 6,42 ct/kWh gesunken und bildet damit einen Anteil von 21,5 Prozent des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preises. Der Anteil des Gesamtpreises, der unternehmerischen Entscheidungen des Lieferanten zugänglich ist, ist somit stark gefallen. In der folgenden Abbildung sind die Preisbestandteile für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge für die Jahre 2006 bis 2017 einzeln zu betrachten.

[114] Durch eine Änderung der Abfrage bei den Lieferanten erfolgt seit dem Jahr 2014 keine getrennte Ausweisung der Einzelpreisbestandteile für Energiebeschaffung und Vertrieb mehr.

Abbildung 103: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden

4.2.2 Haushaltskundenpreise nach Abnahmebändern

Aus den Angaben der Lieferanten ergeben sich Auswertungen für den Durchschnittspreis in der Grundversorgung, für einen Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (nach dem Vertragswechsel) und für einen Vertrag mit einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger (nach dem Lieferantenwechsel). Im Folgenden werden die Preisauswertungen für die vier Abnahmebänder von Haushaltskunden dargestellt. Bei den Netzentgelten ist zu beachten, dass der ausgewiesene Durchschnittswert der Netzentgelte innerhalb der jeweiligen Belieferungsart auf den Angaben der Lieferanten beruht, die wiederum ein durchschnittliches Netzentgelt aller von ihnen belieferten Netze übermitteln. Demzufolge ist abfragebedingt zwischen den drei Belieferungsarten ein unterschiedliches Netzentgeltniveau zu beobachten. Zudem haben sich durch gesetzliche Änderungen Zusammenschlüsse der Preiskomponenten Nettonetzentgelt und Abrechnung sowie Messstellenbetrieb und Messung ergeben, welche im hier vorliegenden Bericht nun zusammengefasst dargestellt werden.

Die Umstellung der Abfrage auf die Bänder seit dem Jahr 2016 geht auf eine Änderung der Preisabfragen durch die europäische Statistikbehörde Eurostat zurück.

Die Auswertung der Daten für Band I ergab folgende Ergebnisse:

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband unterhalb 1.000 kWh im Jahr (Band I; Eurostat:DA) Preisstand: 1. April 2017 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs-vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	10,42	8,93	7,71
Nettonetzentgelt inkl. Abrechnung	14,18	11,97	11,79
Entgelte für Messung inkl. Messstellenbetrieb	2,37	1,85	1,38
Konzessionsabgabe	1,65	1,76	1,38
Umlage nach EEG	6,88	6,88	6,88
Umlage nach KWKG	0,44	0,44	0,44
Umlage nach § 19 StromNEV	0,39	0,39	0,39
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Haftung*	-0,03	-0,03	-0,03
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	7,22	6,50	5,87
Gesamt	**45,58**	**40,75**	**37,87**

*Da in den Vorjahren auf das Konto der Offshore-Umlage zu viel eingezahlt wurde, erhalten Haushaltskunden demnach im Jahr 2017 eine Gutschrift von 0,03 ct/kWh.

Tabelle 60: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I zum 1. April 2017

Bei den Bändern mit einer relativ geringen Abnahmemenge ist zu beachten, dass in der Preiserhebung zum Monitoring auch die verbrauchsunabhängigen Preiskomponenten (Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis, o. ä.) in die Angaben mit einzurechnen sind. Durch geringere Abnahmemengen und gleichbleibende fixe Preisbestandteile, wie etwa dem Grundpreis, erhöht sich daher in dieser Darstellung der Preis pro Kilowattstunde entsprechend.

Da in den Vorjahren auf das Konto der Offshore-Umlage zu viel eingezahlt wurde, erhalten Haushaltskunden demnach im Jahr 2017 eine Gutschrift von 0,03 ct/kWh. Diese wird auf der Stromrechnung ausgewiesen und verrechnet.

In die Herleitung der mengengewichteten Preise gingen die Preisstände mit Stichtag 1. April 2017 und die Abgabemengen des Jahres 2016 ein. In den nächsten Tabellen sind die Ergebnisse der Abfrage für das Band II dargestellt.

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband zwischen 1.000 kWh und 2.500 kWh im Jahr (Band II; Eurostat:DB) Preisstand: 1. April 2017 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs-vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	7,55	6,47	5,94
Nettonetzentgelt inkl. Abrechnung	8,37	7,62	8,53
Entgelte für Messung inkl. Messstellenbetrieb	0,62	0,62	0,56
Konzessionsabgabe	1,65	1,60	1,62
Umlage nach EEG	6,88	6,88	6,88
Umlage nach KWKG	0,44	0,44	0,44
Umlage nach § 19 StromNEV	0,39	0,39	0,39
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Haftung*	-0,03	-0,03	-0,03
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	5,31	4,93	5,01
Gesamt	**33,23**	**30,97**	**31,38**

*Da in den Vorjahren auf das Konto der Offshore-Umlage zu viel eingezahlt wurde, erhalten Haushaltskunden demnach im Jahr 2017 eine Gutschrift von 0,03 ct/kWh.

Tabelle 61: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II zum 1. April 2017

In das Abnahmeband III fällt der Großteil der typischen Haushaltskunden in Deutschland und ist mit dem bis zum Jahr 2015 abgebildeten Abnahmefall von 3.500 kWh/Jahr vergleichbar. In folgenden Tabellen sind die Ergebnisse der Abfrage für das Band III dargestellt, wobei auch einzelne Preiskomponenten genauer beleuchtet und in Zeitreihen dargestellt werden.

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh im Jahr (Band III; Eurostat:DC) Preisstand: 1. April 2017 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs-vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	7,32	6,34	5,68
Nettonetzentgelt inkl. Abrechnung	6,97	6,88	7,15
Entgelte für Messung inkl. Messstellenbetrieb	0,33	0,31	0,32
Konzessionsabgabe	1,65	1,62	1,58
Umlage nach EEG	6,88	6,88	6,88
Umlage nach KWKG	0,44	0,44	0,44
Umlage nach § 19 StromNEV	0,39	0,39	0,39
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Haftung*	-0,03	-0,03	-0,03
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	4,95	4,73	4,65
Gesamt	**30,94**	**29,61**	**29,12**

*Da in den Vorjahren auf das Konto der Offshore-Umlage zu viel eingezahlt wurde, erhalten Haushaltskunden demnach im Jahr 2017 eine Gutschrift von 0,03 ct/kWh.

Tabelle 62: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III zum 1. April 2017

Ein direkter Vergleich der drei Vertragskategorien, Grundversorgung, Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (i.d.R. nach einem Vertragswechsel) und Vertrag bei einem Lieferanten, der

nicht der örtliche Grundversorger ist (i.d.R. nach einem Lieferantenwechsel), verdeutlicht, dass die Grundversorgung bei einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh nach wie vor die teuerste Versorgungsart darstellt. Gleichwohl ist ein direkter Vergleich nur eingeschränkt möglich. Während Kunden in der Grundversorgung im Jahr 2016 im Mittel rund 2.101 kWh verbrauchten, lag der durchschnittliche Verbrauch von Vertragskunden beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und denen, die den Lieferanten gewechselt haben mit rund 2.785 kWh um ca. 33 Prozent darüber.

Zusätzliche Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Grundversorgungsvertrag lassen sich für Verbraucher in der Regel durch eine Vertragsumstellung beim Grundversorger (-1,34 ct/kWh) und - in noch stärkerem Maße - durch einen Lieferantenwechsel (-1,82 ct/kWh)[115] erzielen. Somit ergibt sich bei einem Haushaltskunden mit einer jährlichen Abnahme von 3.500 kWh/Jahr eine Ersparnis bei den Energiekosten von rund 47 bzw. rund 64 Euro pro Jahr.

Der Vergleich der Mittelwerte der drei Kategorien seit 2008 zeigt, dass die Grundversorgung durchgehend die teuerste Kategorie des Strombezugs für Haushaltskunden ist. Die Kategorie Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung ist über die betrachtete Zeit in jedem Jahr günstiger als die Grundversorgung. Die Kategorie des Vertrags bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, ist im Mittel die günstigste Vertragskategorie. In neun von zehn der betrachteten Jahre liegt der mittlere Preis in der Kategorie Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist – mehr oder weniger deutlich – unter jenem der Kategorie Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung.

In der Grundversorgung liegt der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil, der u. a. Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb enthält, zum 1. April 2017 mit 7,32 ct/kWh um fast 29 Prozent über dem Durchschnittswert der Kategorie Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, für aus den Datenmeldungen mengengewichtet durchschnittlich 5,68 ct/kWh errechnet wurden. Im Jahr 2016 betrug die Differenz zwischen den beiden Kategorien noch 37 Prozent. Bei einem Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung werden durchschnittlich 6,34 ct/kWh (Vorjahr: 6,74 ct/kWh) als Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge beziffert. Damit liegt der betreffende Preisbestandteil in dieser Kategorie ca. 13 Prozent unter dem der Grundversorgung. Bei einem direkten Vergleich dieser Werte sind – über die unterschiedlichen Verbrauchswerte hinaus – weitere Unterschiede zwischen den drei Kundengruppen zu bedenken. So weisen Grundversorgungsverträge kürzere Kündigungsfristen und ein im Durchschnitt höheres Zahlungsausfallrisiko auf. Auch solche Risikokosten sind in dem vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteil enthalten. Schließlich ist die mit der Erhebungs- und Auswertungssystematik verbundene Unschärfe zu berücksichtigen. Eine detaillierte Übersicht über die Entwicklung ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

---

[115] Die Kosteneinsparungen beziehen sich auf das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh/Jahr.

Abbildung 104: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie

Abbildung 105: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen

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

Zu solchen Elementen sind die Lieferanten gesondert befragt worden. Dabei sind Mindestvertragslaufzeit und Preisstabilitätsgarantie besonders häufig vertreten. Die Bindungsfristen betragen bei Sonderverträgen beim örtlichen Grundversorger im Durchschnitt 15 Monate. Eine Preisstabilität die mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist vereinbart wird, beträgt im Mittel 14 Monate.

Die einmaligen Bonuszahlungen belaufen sich bei einem Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung auf durchschnittlich 50 Euro bei einer Spanne der Bonifikation von 5 bis zu 175 Euro und bei einem Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, auf durchschnittlich 62 Euro bei einer Spanne von 5 bis zu 260 Euro.

Die nachstehende Tabelle zeigt einen Überblick der verschiedenen Sonderbonifikationen und Sonderregelungen, die von den Elektrizitätslieferanten angeboten werden:

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden

Stand 1. April 2017	Haushaltskunden			
	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung		Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	
	Anzahl Tarife	Durchschnitt-licher Umfang	Anzahl Tarife	Durchschnitt-licher Umfang
Mindestvertragslaufzeit	457	11 Monate	403	10 Monate
Preisstabilität	325	15 Monate	410	14 Monate
Vorauskasse	55	10 Monate	38	10 Monate
einmalige Bonuszahlung	110	50 Euro	191	62 Euro
Frei-kWh	7	172 kWh	11	264 kWh
Kaution	9	-	5	-
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	104	-	117	-

Tabelle 63: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden

Das Band IV der Monitoringabfrage stellt einen Haushaltskunden mit einer überdurchschnittlichen jährlichen Entnahmemenge zwischen 5.000 und 10.000 kWh im Jahr dar. Die Ergebnisse der Abfrage sind in der folgenden Tabelle zu finden.

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband zwischen 5.000 kWh und 10.000 kWh im Jahr (Band IV) Preisstand: 1. April 2017 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs-vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	6,45	5,42	4,42
Nettonetzentgelt inkl. Abrechnung	6,79	6,00	6,72
Entgelte für Messung inkl. Messstellenbetrieb	0,16	0,17	0,17
Konzessionsabgabe	1,54	1,63	1,51
Umlage nach EEG	6,88	6,88	6,88
Umlage nach KWKG	0,44	0,44	0,44
Umlage nach § 19 StromNEV	0,39	0,39	0,39
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Haftung*	-0,03	-0,03	-0,03
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	4,69	4,36	4,28
Gesamt	**29,36**	**27,32**	**26,83**

*Da in den Vorjahren auf das Konto der Offshore-Umlage zu viel eingezahlt wurde, erhalten Haushaltskunden demnach im Jahr 2017 eine Gutschrift von 0,03 ct/kWh."

Tabelle 64: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband IV zum 1. April 2017

Das Band IV weist mit seinen hohen Abnahmemengen zwischen 5.000 und 10.000 kWh in allen drei Vertragskategorien die geringsten Preise aller Bänder für eine kWh auf.

5. Heizstrom

Im diesjährigen Monitoring wurden erneut Daten zur Vertragsstruktur, zum Lieferantenwechsel und zum Preisniveau im Bereich des Heizstroms – hier gibt es die Unterteilung in Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen – sowohl bei Lieferanten als auch bei Verteilernetzbetreibern erhoben.

Im Berichtsjahr 2016 ist der Heizstromverbrauch im Vergleich zum Vorjahr leicht angestiegen. Nach den Mengenangaben von insgesamt 939 Heizstromlieferanten haben diese im Berichtsjahr Kunden an knapp 2,07 Mio. Zählpunkten mit etwa 14,48 TWh Heizstrom beliefert. Dies entspricht im Mittel einer Belieferung mit knapp 7.000 kWh je Zählpunkt im Jahr 2016. Im Vorjahr waren es knapp 7.050 kWh pro Zählpunkte bei einer Gesamtmenge von 14,39 TWh an 2,05 Mio. Zählpunkten.

Auf die Abgabe an Nachtspeicherheizungen entfiel nach den Angaben der Lieferanten eine Elektrizitätsmenge von knapp 11,94 TWh an 1,6 Mio. Nachtspeicher-Zählpunkten. Das ergibt einen Durchschnitt von rund 7.250 kWh pro Zählpunkte im Jahr 2016. Dem steht eine Abgabemenge an Wärmepumpen von gut 2,53 TWh an rund 426.700 Zählpunkten gegenüber; es ergibt sich daraus ein Mittel von rund 5.950 kWh/Jahr. Der überwiegende Verbrauchsanteil entfällt auf Nachtspeicherheizungen mit rund 82 Prozent der Abgabemenge und 79 Prozent der Zählpunkte. Der Anteil von Wärmepumpen nimmt stetig zu. Im Jahr 2016 macht der Anteil von Wärmepumpen schon 18 Prozent der Abgabemenge sowie 21 Prozent der Zählpunkte aus. Im Vergleich zum Vorjahr, wo die jeweiligen Werte für Wärmepumpen noch bei 16 Prozent bzw. 18 Prozent lagen, kam es hier jeweils zu einer Steigerung von rund 2 Prozentpunkten. Fast alle Heizstromanbieter beliefern sowohl Nachtspeicherkunden als auch Wärmepumpenkunden. Einige Lieferanten haben angegeben, dass sie keine genaue Aufteilung der Mengen und Zählpunkte auf Nachtspeicherheizungen einerseits und Wärmepumpen andererseits vornehmen können[116] und haben dementsprechend die Aufteilung geschätzt oder den Gesamtwert nur in eine der beiden Kategorien eingetragen. 834 der 939 Heizstromlieferanten machten Mengen-/Zählpunktangaben sowohl für Nachtspeicher als auch für Wärmepumpen.

Die im Rahmen der Befragung der Verteilernetzbetreiber aus Fragebogen 3 erhobenen Verbrauchsmengen und Zählpunktsummen entsprechen ungefähr den Ergebnissen der Lieferantenbefragung aus Fragebogen 4. Nach den Angaben von 754 Verteilernetzbetreibern wurde im Jahr 2016 an knapp 2,09 Mio. Zählpunkten (Nachtspeicher und Wärmepumpen) insgesamt 13,9 TWh Heizstrom abgegeben. Dabei wird bei den VNB nicht nach Nachtspeicherstrom und Wärmepumpen differenziert.

5.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Wie in den Vorjahren wurden die Lieferanten gefragt, wie sich ihre Heizstromabgabe auf die Netzgebiete verteilt, in denen sie Grundversorger sind bzw. nicht Grundversorger sind. Die Abfrage bezieht sich auf den Grundversorgerstatus der beliefernden juristischen Person, so dass Konzernverbindungen nicht berücksichtigt werden (siehe dazu ausführlicher Abschnitt „Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel“). Anders als im Abschnitt „Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel“ wird bei der Auswertung für Heizstrom im Falle der Belieferung durch den örtlichen Grundversorger keine Unterscheidung nach den Kategorien

[116] Als Grund hierfür wurde u. a. genannt, dass vertriebsseitig keine (preisliche) Differenzierung zwischen Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen erfolge.

„Grundversorgungsvertrag“ gegenüber „Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ vorgenommen, da es sich bei Heizstromlieferungen nach Auffassung des Bundeskartellamtes stets um Sonderverträge sui generis handelt.[117]

Der Anteil der Heizstrommenge, die im Jahr 2016 von einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger geliefert wurde, ist im Vergleich zum Vorjahr von 885 GWh auf über 1.282 GWh angestiegen – ein Zuwachs von rund 45 Prozent. Etwa 8,8 Prozent der gesamten Heizstromabgabe, entfielen im Jahr 2016 auf andere Lieferanten als den Grundversorger. Ebenfalls hat sich die Anzahl der Heizstrom-Zählpunkte, die nicht vom Grundversorger beliefert wurden von 6,6 Prozent auf 8,6 Prozent erhöht. Maßgeblicher Anteil für den Anstieg ist, dass die Anzahl der Wärmepumpen, die nicht vom örtlichen Grundversorger beliefert worden sind, im Vorjahresvergleich von rund 30.000 Zählpunkte auf über 48.100 angestiegen ist. Insgesamt werden elf Prozent der Wärmepumpen-Zählpunkte von einer anderen juristischen Person als dem Grundversorger beliefert.

Belieferung von Heizstromkunden durch Nicht-Grundversorger
Menge- und Zählpunktmäßiger Anteil an der gesamten Heizstromabgabe

Abbildung 106: Entwicklung des Anteils der Heizstrommenge und –zählpunkte, die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversoger beliefert werden

Die Lieferantenwechselzahlen sind im Heizstrombereich gemäß den Angaben der Verteilernetzbetreiber kontinuierlich gestiegen. Danach fanden im Berichtsjahr an rund 91.350 Heizstromzählpunkten Lieferantenwechsel statt. Auf diese Zählpunkte entfiel in 2016 eine Heizstrommenge von rund 583 GWh. Dies entspricht einer Lieferantenwechselquote von 4,2 Prozent nach Menge bzw. 4,4 Prozent nach Zählpunkten.

[117] Vgl. Bundeskartellamt, Heizstrom – Überblick und Verfahren, September 2010, S. 9-10.

Im Vorjahr waren es noch knapp 58.000 Zählpunkte mit einer Menge von rund 367 GWh, die einen Lieferantenwechsel vollzogen haben. Dies entsprach einer Wechselquote von 2,7 Prozent nach Entnahmemenge bzw. 2,8 Prozent nach Zählpunkten. Die Tendenz über die Jahre zeigt, dass im Bereich des Heizstroms die Wechselquoten geringfügig ansteigen.

Abbildung 107: Entwicklung der Lieferantenwechselquote bei Heizstromkunden

Von den 754 Verteilernetzbetreibern, die Heizstrommengen angegeben haben, haben 519 auch Lieferantenwechselzahlen gemeldet[118]. Diese 519 Verteilernetzbetreiber repräsentieren rund 96 Prozent der Heizstrommengen und Zählpunkte aller 754 Verteilernetzbetreiber, die Angaben zum Heizstrom gemacht haben.

Die Wechselquoten differieren je nach Netzgebiet. Bei der mengenbezogenen Wechselquote pro Verteilernetzbetreiber, der Lieferantenwechselzahlen gemeldet hat, liegen die mittleren 80 Prozent der größensortierten Werte zwischen 0,6 Prozent und 9,8 Prozent.

Nachdem es im Heizstrombereich über viele Jahre kaum Lieferantenwechsel gab, ist nun eine kontinuierliche Zunahme der Wechselaktivitäten auf niedrigem Niveau zu verzeichnen. Dies dokumentiert eine

[118] Eine Reihe von Verteilernetzbetreibern wies darauf hin, dass für sie im Heizstrombereich keine oder nur Einzeldaten auswertbar seien.

Wettbewerbsbelebung. In den letzten beiden Jahren hat sich die Transparenz für Endkunden erhöht und sich das Angebot bundesweit tätiger Heizstromanbieter verbreitert. Verbraucher können inzwischen die lokal verfügbaren Anbieter einfacher auffinden, z. B. durch Internetportale, Verbraucherzeitschriften oder Informationen von den Verbraucherzentralen. Gleichwohl liegen die Wechselquoten im Heizstrombereich noch weit unter den Wechselquoten bei Haushaltsstrom und bei Nicht-Haushaltskunden.

5.2 Preisniveau

Die Preisabfrage bezieht sich, wie schon im Monitoring des Vorjahres, auf Nachtspeichertarife und Wärmepumpentarife und wurde zum Stichtag 1. April 2017 erhoben. Die Lieferanten sollten dabei jeweils auf einen Jahresverbrauch von 7.500 kWh/Jahr abstellen. Die folgende Auswertung stützt sich im Bereich Nachtspeicherheizung auf die Preisangaben von 843 Lieferanten (Vorjahr: 773) und im Bereich Wärmepumpe auf die Angaben von 816 Lieferanten (Vorjahr: 750).

Nach den Angaben liegt der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung zum 1. April 2017 im arithmetischen Mittel bei 20,94 ct/kWh (inkl. USt), was leicht über dem Vorjahresniveau liegt (1. April 2016: 20,59 ct/kWh). Der Gesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpe liegt im arithmetischen Mittel bei 21,65 ct/kWh (inkl. USt), d. h. etwa 0,7 ct/kWh höher als bei Nachtspeichern und damit auf dem Vorjahresniveau.

Preisniveau am 1. April 2017 Nachtspeicherheizung mit 7.500 kWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der Lieferanten (in ct/kWh)	**Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh	**Anteil am Gesamtpreis**
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt[1]	1,50 - 3,92	2,66	13%
Messwesen (Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb)	0,11 - 0,48	0,30	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,17	0,44	2%
EEG-Umlage	6,88	6,88	33%
Weitere Umlagen[2]	0,80	0,80	4%
Stromsteuer	2,05	2,05	10%
Umsatzsteuer	2,97 - 3,77	3,34	16%
vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	2,79 - 6,37	4,45	21%
Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)	18,58 - 23,62	20,94	100%

[1] Aufgrund einer geänderten Rechtslage wird seit dem 1.1.2017 der Preisbestandteil "Abrechnung" in das Nettonetzentgelt einbezogen und ist seitdem nicht mehr Bestandteil der Kategorie „Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb“. Für den nächsten Monitoringbericht wird daher eine entsprechend angepasste Abfrage der jeweiligen Preisbestandteile erfolgen.
[2] KWKG (0,438 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,388 ct/kWh), Umlage für abschaltbare Lasten nach §18 AbLaV (0,006 ct/kWh), Offshore-Haftung (-0,028 ct/kWh)

Tabelle 65: Preisniveau am 1. April 2017 für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh

Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der Beschaffungskosten, Vertriebskosten und die Marge enthält, ist bei Nachtspeicherheizungen mit 4,45 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr (4,68 ct/kWh) erneut leicht gesunken. Zum 1. April 2012 bzw. 1. April 2013 hatte der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil im Mittel noch 5,72 ct/kWh bzw. 5,8 ct/kWh betragen. Die Tendenz über die Jahre zeigt, dass der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil im Heizstrom kontinuierlich gesunken ist. Der zum 1. April 2017 vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der Beschaffungskosten, Vertriebskosten und die Marge enthält, ist für Wärmepumpen mit 4,81 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr (5,04 ct/kWh) ebenfalls leicht gesunken. Der durchschnittliche Restbetrag ist im Berichtsjahr für Wärmepumpen geringfügig höher als bei Nachtspeicherheizungen. Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil beträgt beim Abnahmefall

Nachtspeicherheizung nur rund 21 Prozent des Gesamtpreises inkl. USt (im Vorjahr noch 23 Prozent) und bei Wärmepumpen rund 22 Prozent des Gesamtpreises inkl. USt (im Vorjahr noch 24 Prozent). Rund 65 Prozent des Preises für Nachtspeicherheizungen entfallen auf Steuern, Umlagen und Konzessionsabgabe. Im Vergleich zum letzten Jahr ist die Summe der fixen Umlagen um 0,5 ct/kWh angestiegen. Bei der Konzessionsabgabe gilt nach Auffassung des Bundeskartellamtes grundsätzlich ein Wert von 0,11 ct/kWh, da es sich bei Heizstromlieferungen um Sonderverträge handelt.[119] Dennoch gaben auch in der diesjährigen Erhebung einige Lieferanten Werte von über 0,11 ct/kWh an. Ursache hierfür können Mischabrechnungen sein, wenn Heizstrom und Haushaltsstrom nicht über zwei getrennte Zähler erfasst werden, aber auch Fehleintragungen oder Fehlfestsetzungen. Die erhobenen Durchschnittswerte für Netzentgelte und Messwesen von 2,96 ct/kWh sind für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung im Vergleich zu den Vorjahreswerten (2,92 ct/kWh) leicht gestiegen.

[119] Vgl. Bundeskartellamt, Heizstrom – Überblick und Verfahren, September 2010, S. 9-10.

Preisniveau am 1. April 2017 Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der Lieferanten (in ct/kWh)	**Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh	**Anteil am Gesamtpreis**
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt [1]	1,50 - 4,43	2,85	13%
Messwesen (Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb)	0,11 - 0,50	0,30	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,32	0,51	2%
EEG-Umlage	6,88	6,88	32%
weitere Umlagen[2]	0,80	0,80	4%
Stromsteuer	2,05	2,05	9%
Umsatzsteuer	3,08 - 3,90	3,46	16%
vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	2,88 - 6,84	4,81	22%
Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)	19,28 - 24,41	21,65	100%

[1] Aufgrund einer geänderten Rechtslage wird seit dem 1.1.2017 der Preisbestandteil "Abrechnung" in das Nettonetzentgelt einbezogen und ist seitdem nicht mehr Bestandteil der Kategorie „Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb“. Für den nächsten Monitoringbericht wird daher eine entsprechend angepasste Abfrage der jeweiligen Preisbestandteile erfolgen.
[2] KWKG (0,438 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,388 ct/kWh), Umlage für abschaltbare Lasten nach §18 AbLaV (0,006 ct/kWh), Offshore-Haftung (-0,028 ct/kWh)

Tabelle 66: Preisniveau am 1. April 2017 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr

6. Ökostromsegment

Die im Monitoring 2017 befragten Lieferanten haben über die Lieferungen von Ökostrom an Letztverbraucher Auskunft gegeben. Im Folgenden finden sie die Angaben der Lieferanten über die Abgabemenge von Ökostrom an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher für das Jahr 2016 sowie den Anteil der Ökostromabgabe an der gesamten Stromabgabemenge an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher.

Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher im Jahr 2016

Kategorie		Gesamte Elektrizitätsabgabe	Gesamte Ökostromabgabe	Anteil der Abgabemenge und der Zählpunkte von Ökostrom in Prozent
Haushaltskunden	TWh	114,62	26,5	23,1%
	Anzahl Zählpunkte	45.274.217	9.950.687	22,0%
Weitere Letztverbraucher	TWh	304,7	31,2	10,2%
	Anzahl Zählpunkte	4.911.142	725.215	14,8%
Gesamt	TWh	419,3	57,7	13,8%
	Anzahl Zählpunkte	50.185.359	10.675.902	21,3%

Tabelle 67: Ökostromabgabe an Haushaltskunden in 2016

Abbildung 108: Anteil der Abgabemenge und Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden

Der Anteil der an Haushaltskunden abgegebenen Ökostrommenge und der Ökostrom beziehenden Anzahl an Haushaltskunden ist im Jahre 2016 weiter gewachsen. Im Jahr 2016 hat sich der Anteil der Abgabemenge um 3,3 Prozent erhöht. Auch die Anzahl der Haushaltskunden, die Ökostrom beziehen, ist um fast drei Prozentpunkte gestiegen und liegt nunmehr bei rund 10 Mio. Zählpunkten.

In folgender Tabelle sind die durchschnittlichen, mengengewichteten Preise sowie die Einzelpreisbestandteile für den Bezug von Ökostrom bei Haushaltskunden und deren Anteil am Gesamtpreis aufgeführt.

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh im Jahr für Ökostrom (Band III; Eurostat:DC) Preisstand: 1. April 2017 in ct/kWh

Preisbestandteil	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	5,97	20,3
Nettonetzentgelt inkl. Abrechnung	7,04	23,9
Entgelte für Messung inkl. Messstellenbetrieb	0,36	1,2
Konzessionsabgabe	1,62	5,5
Umlage nach EEG	6,88	23,4
Umlage nach KWKG	0,44	1,5
Umlage nach § 19 StromNEV	0,39	1,3
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,02
Umlage Offshore-Haftung*	-0,03	k.A.
Stromsteuer	2,05	7,0
Umsatzsteuer	4,69	16,0
Gesamt	**29,42**	**100,00**

*Da in den Vorjahren auf das Konto der Offshore-Umlage zu viel eingezahlt wurde, erhalten Haushaltskunden demnach im Jahr 2017 eine Gutschrift von 0,03 ct/kWh.

Tabelle 68: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2017 für Ökostrom

Der durchschnittliche mengengewichtete Einzelhandelspreis für Haushaltskunden im Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh im Jahr für Ökostrom ist im Jahr 2017, Preisstand 1. April 2017 auf 29,42 ct/kWh gestiegen (Vorjahr: 28,35 ct/kWh). Haushaltskunden zahlen damit rund 3,8 Prozent mehr für die Belieferung mit Ökostrom.

Bei der Betrachtung der prozentualen Aufteilung der einzelnen Preisbestandteile für Ökostrom ergibt sich die nachstehende Darstellung:

Aufteilung der Einzelpreisbestandteile für Haushaltskunden für das Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh (DC) im Jahr für Ökostrom, Preisstand 1. April 2017
in Prozent

Abbildung 109: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2017 für Ökostrom[120]

Wie auch beim Bezug von konventionellem Strom bieten viele Lieferanten ihren Kunden eine Reihe von Sonderbonifikationen an, die den Preis der unterschiedlichen Tarife weiter beeinflussen können. Die Anzahl (unterschiedlich kombinierbarer) preisbildender Elemente erschwert die Vergleichbarkeit der Tarife, deren Vielfalt wettbewerbsrelevant ist. Die einmaligen Bonuszahlungen belaufen sich für Haushaltskunden beim Ökostrom auf durchschnittlich 60 Euro bei einer Spanne der Bonifikation von 5 bis zu 200 Euro. Die nachstehende Tabelle zeigt einen Überblick der verschiedenen Sonderbonifikationen und Sonderregelungen, die von den Elektrizitätslieferanten bei Ökostromtarifen angeboten werden.

[120] Der Umsatzsteueranteil beläuft sich auf 16 Prozent des Gesamtpreises (brutto), da die geltenden 19 Prozent Umsatzsteuer auf den Nettopreis (entspricht 100 Prozent) erhoben und addiert werden. Somit ergibt sich die Umsatzsteuer. mit 19 Prozent als Dividend und der Gesamtpreis mit 119 Prozent als Divisor.

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom)

1. April 2017	Haushaltskunden (Ökostrom)	
	Anzahl Tarife	Durchschnittlicher Umfang
Mindestvertragslaufzeit	466	11 Monate
Preisstabilität	389	14 Monate
Vorauskasse	53	10 Monate
einmalige Bonuszahlungen	156	60 Euro
Frei-kWh	9	194 kWh
Kaution	7	-
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	112	-

Tabelle 69: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom)

Wie auch beim Bezug von konventionellen Stromprodukten sind die Sonderregelungen für die Mindestvertragslaufzeit, Preisstabilität sowie einmalige Bonuszahlungen am häufigsten vertreten.

7. Europäischer Strompreisvergleich

Eurostat, das statistische Amt der Europäischen Union, veröffentlicht für jedes Halbjahr Strompreise für Letztverbraucher, wie sie in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten von Haushaltskunden und Nicht-Haushaltskunden durchschnittlich entrichtet wurden. Die Veröffentlichung umfasst für die einzelnen Verbrauchsgruppen jeweils (i) einen Preis inkl. aller Steuern, Abgaben und Umlagen, (ii) einen Preis ohne erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen („Netto-Preis“), sowie (iii) einen Preis ohne Steuern, Abgaben und Umlagen („abgabenbereinigter Preis“). Darüber hinaus veröffentlicht Eurostat jeweils für das zweite Halbjahr eine Aufteilung des abgabenbereinigten Preises in einerseits Netzentgelte und andererseits den vom Lieferanten beeinflussbaren Restbetrag („Energie und Versorgung“), der die Strombeschaffungskosten, Vertriebskosten und die Marge enthält. Eurostat erhebt die Daten nicht selbst, sondern greift auf Datenzulieferungen von nationalen Stellen, bzw. bisher auf eine Datenlieferung durch das Statistische Bundesamt basierend auf einer Meldung durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft zurück. Vorgaben zur Klassifizierung, Auswertung und Darstellung der Preisdaten zielen

darauf ab, europaweite Vergleichbarkeit herzustellen.[121] Gleichwohl obliegt die Wahl der Erhebungsmethodik den einzelnen Mitgliedstaaten (vgl. RL 2008/92/EG, Anhang I h), so dass insoweit nationale Unterschiede bestehen.

7.1 Nicht-Haushaltskunden

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden veröffentlicht Eurostat Preisstatistiken für sieben verschiedene Verbrauchsgruppen, die sich nach der Höhe des Jahresverbrauchs unterscheiden („Verbrauchsbänder"). Von diesen Verbrauchsbändern wird im Folgenden beispielhaft die Kategorie Jahresverbrauch „zwischen 20 GWh und 70 GWh" dargestellt. Der Abnahmefall 24 GWh pro Jahr („Industriekunde"), für den im Monitoring spezifische Preisdaten erhoben werden (vgl. Abschnitt „Preisniveau" 4.1, Seite 224), liegt in diesem Verbrauchsbereich.

Bei Kunden im Verbrauchsbereich 20 bis 70 GWh pro Jahr handelt es sich zumeist um Industriekunden. Diese können die jeweilige nationale Umsatzsteuer regelmäßig in Abzug bringen, so dass für den europäischen Vergleich der Gesamtpreis um die Umsatzsteuer bereinigt wird. Über die Umsatzsteuer hinaus gibt es aufgrund nationaler Besonderheiten z. T. weitere Steuern, Abgaben und Umlagen, die für diese Kundengruppe erstattungsfähig sind, und die daher ebenfalls vom Bruttopreis abgezogen werden. Gerade für deutsche Industriekunden sind solche Reduktionsmöglichkeiten von entscheidender Bedeutung für den individuell anfallenden Netto-Strompreis (vgl. Abschnitt „Preisniveau" 4.1, Seite 224).

Nach den Eurostat-Daten bestehen europaweit erhebliche Strompreisunterschiede für Industriekunden. Italien weist mit 12,60 ct/kWh die höchsten Netto-Preise aus, Luxemburg mit 4,70 ct/kWh die niedrigsten. Der europäische Durchschnitt beträgt 8,50 ct/kWh. Hiervon entfallen 2,25 ct/kWh auf nicht erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen, und 6,25 ct/kWh auf Netzentgelte und den vom Lieferanten beeinflussbaren Restbetrag („Energie und Versorgung"). Der abgabenbereinigte Netto-Preis liegt für Deutschland mit 5,28 ct/kWh knapp 1 ct/kWh unter dem europäischen Mittelwert von 6,25 ct/kWh. Der deutsche Netto-Preis setzt sich zusammen aus 2,21 ct/kWh Netzentgelte und 3,07 ct/kWh „Energie und Versorgung". Die Preiskomponente „Energie und Versorgung" entspricht fast genau dem im Monitoring für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr für den Stichtag 1. April 2016 erhobenen Wert von 3,48 ct/kWh (vgl. Monitoringbericht 2016, Seite 200).

Ob Industriekunden in Deutschland im Verbrauchsband 20 bis 70 GWh/Jahr im europäischen Vergleich überdurchschnittliche oder unterdurchschnittliche Nettopreise bezahlen, hängt entscheidend von der individuellen Höhe der nicht erstattungsfähigen Umlagen, Steuern und Abgaben ab. Im betreffenden Verbrauchsband kann deren Höhe zwischen 0,47 ct/kWh und 9,25 ct/kWh variieren (vgl. Abschnitt „Preisniveau" 4.1, Seite 224). Um anhand einer Stichprobenerhebung einen Durchschnitt der im betreffenden Verbrauchsband tatsächlich bezahlten Nettopreise anzugeben, müssen zahlreiche Annahmen über die im Durchschnitt in Anspruch genommenen Reduktionsmöglichkeiten getroffen werden. In der von Eurostat veröffentlichten Dokumentation werden die entsprechenden Annahmen für die deutschen

[121] Siehe hierzu im Einzelnen: http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2008:298:0009:0019:DE:PDF (abgerufen am 26. Juli 2017).

Industriekundenpreise jedoch nicht aufgeführt.[122] Der für Deutschland im Verbrauchsband 20 bis 70 GWh/Jahr angegebene Wert der durchschnittlichen Höhe der nicht erstattungsfähigen Umlagen, Steuern und Abgaben beträgt 4,37 ct/kWh und ist fast doppelt so hoch wie der europäische Durchschnitt von 2,25 ct/kWh.). Dadurch ergibt sich für Deutschland ein Nettopreis von 9,65 ct/kWh, der über dem europäischen Durchschnittswert vom 8,50 ct/kWh liegt.

[122] Vgl. Eurostat, Electricity Prices – Price Systems 2014, 2015 Edition: http://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/42201/Electricity-prices-Price-systems-2014.pdf/7291df5a-dff1-40fb-bd49-544117dd1c10 (abgerufen am 26. Juli 2017).

Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2016 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh
in ct/kWh ; ohne erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen

Quelle: Eurostat
Anmerkung: Für Griechenland liegen keine Differenzierung von Netzentgelte und Energie und Versorgung vor.

Abbildung 110: Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2016 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh

7.2 Haushaltskunden

Im Bereich der Haushaltskunden werden fünf verschiedene Verbrauchsbänder von Eurostat betrachtet. Die Verbrauchsmengen deutscher Haushaltskunden entfallen überwiegend auf die mittlere Kategorie mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh. Diese Kategorie wird auch im Monitoring als Band III verwendet (vgl. Abschnitt „Preisniveau“ 4.2 in diesem Kapitel, Seite 229)

Dementsprechend wird im Folgenden der europaweite Vergleich für das mittlere Verbrauchsband dargestellt. Haushaltskunden können sich in aller Regel keine der anfallenden Umlagen, Steuern und Abgaben erstatten lassen, so dass für diese Kunden der Gesamtpreis inkl. USt relevant ist.

Europaweit bestehen große Unterschiede zwischen den Strompreisen für Haushaltskunden. Deutschland weist mit 29,77 ct/kWh den zweithöchsten Preis der 28 EU-Mitgliedstaaten auf. Die deutschen Preise sind rund 45 Prozent höher als der EU-Durchschnitt von 20,54 ct/kWh. Nur in Dänemark sind die Haushaltskundenpreise noch höher als in Deutschland. Der für Deutschland angegebene Wert entspricht ungefähr dem im Monitoring für den Stichtag 1. April 2016 ermittelten mengengewichteten Durchschnittspreis über alle Vertragskategorien von 29,80ct/kWh (vgl. Monitoringbericht 2016, Seite 216).

Der im Vergleich zu anderen Mitgliedstaaten hohe Preis in Deutschland geht auf einen höheren Anteil an Umlagen, Steuern und Abgaben zurück. Im EU-Durchschnitt entfallen 7,39 ct/kWh auf Umlagen, Steuern und Abgaben, während dieser Anteil in Deutschland mit 15,95 ct/kWh mehr als doppelt so hoch ausfällt. Dagegen liegt der um alle Steuern, Umlagen und Abgaben bereinigte Netto-Preis mit 13,82ct/kWh im europäischen Mittelfeld (EU-Durchschnitt: 13,15 ct/kWh).

Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2016 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh
in ct/kWh ; inkl. Umsatzsteuer

Quelle: Eurostat

Abbildung 111: Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2016 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh

H Mess- und Zählwesen

1. Digitalisierung des Mess- und Zählwesens

Mit dem Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (MsbG), das wesentlicher Bestandteil des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende ist, wird das Mess- und Zählwesen in Deutschland umfassend neu geregelt. Das neue Gesetz schreibt einen umfassenden Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen in Deutschland vor. Durch das Inkrafttreten am 2. September 2016 sind die §§ 21b ff. EnWG und die Messzugangsverordnung (MessZV) ersetzt worden.

So wird nunmehr die „Grundzuständigkeit für den Messstellenbetrieb“ erstmals legal definiert und eine Unterscheidung zwischen Grundzuständigkeit für konventionelle Messtechnik und die Grundzuständigkeit für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme getroffen. Beide Grundzuständigkeiten sind beim Netzbetreiber angesiedelt. Während die Grundzuständigkeit für konventionelle Messtechnik auf Dauer dort verbleibt, kann die Grundzuständigkeit für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme ab dem 01.10.2017 auf ein anderes Unternehmen übertragen werden.

Neben solchen allgemeinen Regelungen zur Durchführung des Messstellenbetriebs für Strom- und Gas enthält das Gesetz vor allem Vorgaben für den Rollout von intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen. So besteht nach Feststellung der technischen Möglichkeit durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) ab 2017 die Verpflichtung für Messstellenbetreiber, Messstellen bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 10.000 kWh und bei Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen 7 und 100 kW mit einem intelligenten Messsystem auszustatten. Ab 2020 besteht zudem eine Ausstattungsverpflichtung für Messstellen bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 6.000 kWh und bei Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW. Soweit nach dem MsbG keine Ausstattungsverpflichtung einer Messstelle mit einem intelligenten Messsystem besteht, hat der Messstellenbetreiber diese mit einer modernen Messeinrichtung auszustatten.

Da die Änderung des Rechtsrahmes mitten in den Berichtszeitraum fiel, wurde die Markterhebung entsprechend aufgesplittet. Dabei ist festzustellen, dass im Jahr 2016 kein intelligentes Messsystem am Markt angeboten wurde, so dass auch die Feststellung der technischen Möglichkeit durch das BSI, die mindestens drei am Markt angebotene Geräte von voneinander unabhängigen Herstellern erfordert, nicht erfolgte. Moderne Messeinrichtungen waren 2016 auch noch nicht am Markt erhältlich. Folglich beziehen sich die folgenden Punkte nur auf die alte Rechtslage. Seit Anfang 2017 werden jedoch die ersten modernen Messeinrichtungen von diversen Netzbetreibern bzw. Messstellenbetreibern eingebaut. Mit einem Rollout von intelligenten Messeinrichtungen ist jedoch auch im Jahr 2017 voraussichtlich nicht mehr zu rechnen, da noch kein, durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zertifiziertes, Smart-Meter-Gateway am Markt erhältlich ist. Daher konnte auch noch keine Feststellung der technischen Möglichkeit gemäß § 30 MsbG getroffen werden, die dann erfolgt, wenn mindestens drei am Markt angebotene Geräte von voneinander unabhängigen Herstellern erhältlich sind und demnach auch den Startschuss für den verpflichtenden Rollout intelligente Messsystemen darstellt. Die gesetzlichen Vorgaben des MsbG und die Weiterentwicklung der Technologien auf diesem Feld lassen für die nächsten Jahre aber einen großflächigen Einbau von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen erwarten.

2. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber

An der Monitoringabfrage im Jahr 2016 haben sich im Mess- und Zählwesen für den Bereich Elektrizität 816 Unternehmen beteiligt, die insgesamt 51.987.882 Zählpunkte meldeten. Die Messstellenbetreiber traten im Jahr 2016 dabei in folgenden Rollen auf:

Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG

	Anzahl	
	Konventioneller Messstellenbetrieb	Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen oder intelligenten Messsystemen
grundzuständige Netzbetreiber	779	442
nicht grundzuständige Netzbetreiber	34	23
davon ausschließlich nicht grundzuständig	20	0
Lieferanten	40	21
von Netzbetreibern und Lieferanten unabhängig agierende Messstellenbetreiber	27	9

Tabelle 70: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG

Nach dem MsbG kann ein Anschlussnutzer gemäß § 5 MsbG das für Einbau, Betrieb, Wartung von Messgeräten und -systemen sowie Messung zuständige Unternehmen selbst wählen. Statt des Netzbetreibers kann dies auch ein Dritter sein. Gemäß der, im Monitoring gemeldeten Daten, übernehmen in den Netzgebieten von 804 VNB auch Dritte die Tätigkeit des Messstellenbetriebes. Dabei ergibt sich, unabhängig von der Netzgröße, folgende Verteilung nach Anzahl dieser dritten Messstellenbetreiber:

Verteilung der Verteilnetze nach Anzahl der dritten Messstellenbetreiber

	Anzahl der dritten Messstellenbetreiber					
	bis 5	6 bis 10	11 bis 20	21 bis 30	31 bis 40	über 40
Anzahl der Netze	219	234	259	65	16	11
Verteilung in Prozent	27	29	32	8	2	1

Tabelle 71: Verteilung der Verteilernetze nach Anzahl dritter Messstellenbetreiber

Unabhängig von der Netzgröße werden im Durchschnitt etwa elf dritte Messstellenbetreiber in einem Verteilernetzgebiet tätig. Das Maximum liegt bei 119 dritten Messstellenbetreibern in einem Netzgebiet.

In den Verteilernetzen werden an etwa 239.000 Zählpunkten dritte Messstellenbetreiber tätig, was einem Anteil von weniger als einem Prozent an der Gesamtzahl der Zählpunkte in diesen Netzen entspricht. Dieser geringe Anteil wird in Tabelle 72 veranschaulicht. Die Zählpunkte, bei denen dritte Messstellenbetreiber tätig werden, werden ins Verhältnis zu den gesamten Zählpunkten eines Netzgebietes gesetzt. Es gibt also nur sehr wenige Netze (rund vier Prozent aller Netze), in denen überhaupt mehr als ein Prozent der Zählpunkte durch dritte Messstellenbetreiber versorgt werden.

Anteil von dritten Messstellenbetreibern in den Verteilernetzgebieten

	Anteil der Zählpunkte mit Messstellenbetrieb durch Dritte zu allen Zählpunkten im Netzgebiet					
	bis 1 Prozent	>1 bis 5 Prozent	>5 bis 10 Prozent	>10 bis 15 Prozent	>15 bis 20 Prozent	>20 Prozent
Anzahl der Netze	799	27	7	0	1	1
Verteilung in Prozent	101	3	<1	0	<1	<1

Tabelle 72: Anteil von dritten Messstellenbetreibern in den Verteilernetzgebieten

3. Anforderungen i.S.d. § 29 ff. MsbG

Im MsbG ist der verpflichtende Einbau von intelligenten Messsystemen beschrieben, sofern bestimmte Voraussetzungen erfüllt werden und die technische Möglichkeit gegeben ist. In den folgenden Tabellen ist die Anzahl der Zählpunkte der verpflichtenden Einbaufälle nach den Verbrauchsgruppen des MsbG dargestellt. Die in den folgenden Tabellen grau hinterlegten Spalten beziehen sich auf den zukünftigen Rollout von intelligenten Messsystemen i.S.d. MsbG, dementsprechend konnten die Unternehmen dazu noch keine Angaben machen.

Verpflichtender Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG	**Anzahl der Zählpunkte**			
	Gesamt	davon mit Mess-systemen gem. § 19 Abs. 5 MsbG aus-gestattet	davon mit modernen Messeinrich-tungen i.S.d. MsbG aus-gestattet	davon mit intelligenten Mess-systemen i.S.d. MsbG aus-gestattet
Letztverbraucher mit Jahresstromverbrauch				
> 6.000 kWh & ≤ 10.000 kWh	1.850.906	268.829	4.602	
> 10.000 kWh & ≤ 20.000 kWh	864.686	121.550	1.489	
> 20.000 kWh & ≤ 50.000 kWh	433.797	72.374	758	
> 50.000 kWh & ≤ 100.000 kWh	122.832	32.751	310	
> 100.000 kWh	235.914	125.680	513	
Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG	979.144	104.026	1.989	
davon Zählpunkte an Ladepunkten für Elektromobile	1.337	209	31	
Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG				
> 7 kW & ≤ 15 kW	379.471	59.158	1.147	
> 15 kW & ≤ 30 kW	211.893	25.677	545	
> 30 kW & ≤ 100 kW	130.321	14.364	251	
> 100 kW	77.556	21.190	158	

Tabelle 73: Pflichteinbaufälle i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG

Vom verpflichtenden Einbau i.S.d. § 29 i.v.m. §§31, 32 MsbG sind insgesamt ca. 4,5 Mio. Letztverbraucher in unterschiedlichen Verbrauchskategorien betroffen. Die größte Anzahl entfällt auf fast 1,9 Mio. Letztverbraucher, die einen Jahresstromverbrauch zwischen 6.000 und 10.000 kWh aufweisen. Für den optionalen Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. § 31 MsbG wurden von den Messstellenbetreibern etwa 34 Mio. Letztverbraucher gemeldet. Dabei bilden Letztverbraucher mit einem jährlichen Stromverbrauch unter 2.000 kWh zahlenmäßig die größte Gruppe.

Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG	Anzahl der Zählpunkte			
	Gesamt	davon mit Mess-systemen gem. § 19 Abs. 5 MsbG ausgestattet	davon mit modernen Messein-richtungen i.S.d. MsbG ausgestattet	davon mit intelligenten Messsystemen i.S.d. MsbG ausgestattet
Letztverbraucher mit Jahresstrom-verbrauch:				
≤ 2.000 kWh	17.952.430	2.531.521	12.510	
> 2.000 kWh & ≤ 3.000 kWh	7.427.381	1.000.835	5.155	
> 3.000 kWh & ≤ 4.000 kWh	4.782.221	616.570	3.384	
> 4.000 kWh & ≤ 6.000 kWh	4.176.488	546.560	3.360	
Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG				
> 1 kW & ≤ 7 kW	327.070	52.804	1.005	

Tabelle 74: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG

Auf die Frage, ob der grundzuständige Messstellenbetreiber Zählpunkte bei Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von weniger als 6.000 kWh mit einem intelligenten Messsystem auszustatten plant, antworteten in der Monitoringbefragung 72 Unternehmen mit „Ja“ und 244 mit „Nein“. 334 Unternehmen sind noch unentschlossen. 141 Betreiber von Messstellen gaben auf diese Frage keine Antwort.

4. Ausgestaltung des Messstellenbetriebs

Bei der Ausgestaltung des Messstellenbetriebs stellt sich für die Unternehmen die Frage, ob sie alle Funktionen des Messstellenbetriebs selbst übernehmen wollen oder diese teilweise an einen Dienstleister (extern oder im Konzernverbund) übertragen. Dies betrifft neben dem Einbau der Messeinrichtungen auch den Betrieb, die Wartung und die Abrechnung der Messstellen sowie die Smart-Meter-Gateway-Administration. Diese Aufgaben werden gemäß der im Monitoring gegebenen Antworten überwiegend von den Messstellenbetreibern selbst durchgeführt. Eine klare Ausnahme bildet hier die Smart-Meter-Gateway-Administration, wo verstärkt auf Dienstleister außerhalb des Konzernverbundes zurückgegriffen wird. Die Ausgestaltung in Bezug auf die einzelnen Aufgabenbereiche lässt sich Abbildung 112entnehmen.

Abbildung 112: Art der Ausführung der Funktionen des Messstellenbetriebs

Zukünftig können sich die Unternehmen zudem überlegen, ob sie die Grundzuständigkeit des Messstellenbetriebs von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen auf ein anderes Unternehmen übertragen möchten. Für die überwiegende Mehrheit von fast 93 Prozent der befragten Unternehmen ist dies keine Option. Sie planen diese Aufgabe weiterhin selbst wahrzunehmen (siehe Abbildung 113).

Planen Sie eine Übertragung der Grundzuständigkeit des Messstellenbetriebs für intelligente Messsysteme?

Abbildung 113: Übertragung der Grundzuständigkeit für intelligente Messsysteme

Die meisten Unternehmen bieten neben dem Messstellenbetrieb für die Sparte Strom keinen zusätzlichen Messstellenbetrieb für weitere Sparten wie Gas, Fern- und Heizwärme oder Wasser über das Smart-Meter-Gateway an. Der Anteil der Unternehmen, die einen weiteren Messstellenbetrieb anbieten, liegt für die anderen Sparten zwischen fünf und 16 Prozent der Gesamtanzahl der Unternehmen. Lediglich für die Sparte Gas ist die Zahl mit über 100 Anbietern etwas höher (siehe Abbildung 114).

Abbildung 114: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway

Das Angebot von Zusatzleistungen des Messstellenbetriebs für intelligente Messsysteme i.S.d. § 35 Abs. 2 MsbG fällt unterschiedlich aus. Während eine Mehrheit von Unternehmen zusätzlich Strom- und Spannungswandler bereitstellt, bieten nur sehr wenige Unternehmen eine Nutzung des intelligenten Messsystems als Vorkassesystem an. Auf weitere Leistungen wie z.B. die Herstellung oder Durchführung der Steuerbarkeit über das intelligente Messsystem oder die Bereitstellung und der technische Betrieb des Smart-Meter-Gateways für Mehrwertdienste verzichten viele Unternehmen. Zugleich ist die Zahl der Messstellenbetreiber, die dazu noch keine Entscheidung getroffen haben, in allen Kategorien ebenfalls hoch. Die entsprechende Auswertung kann Abbildung 115 entnommen werden.

Abbildung 115: Zusatzleistungen für intelligente Messsysteme

Eine deutliche Mehrzahl von 82 Prozent der Messstellenbetreiber vertreibt keine Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb (siehe Abbildung 116).

Abbildung 116: Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb

Die Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer bzw. Anschlussnehmer erfolgt größtenteils durch die Lieferanten. In nur 41 Fällen wird eine separate Rechnung für den Messstellenbetrieb erstellt. Gemischte Abrechnungsmodelle, also Abrechnungen teils durch separate Rechnung oder teils durch den Lieferanten, werden zwar etwas häufiger genutzt, jedoch liegen sie deutlich unter den Zahlen für die Rechnungsstellung durch den Lieferanten (siehe folgende Abbildung 117).

Abbildung 117: Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/Anschlussnehmer

5. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden

Durch die Angaben der Messstellenbetreiber zur eingesetzten Technik bei Zählern und Messeinrichtungen sowie den Messsystemen im SLP-Kundenbereich ergibt sich folgendes Bild der derzeitigen Zählpunktlandschaft in Deutschland:

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

Anforderung	Zählpunkte 2015	Zählpunkte 2016
elektromechanische Zähler (Wechsel- und Drehstromzähler nach Ferraris-Prinzip)	44.030.251	43.413.117
davon Zwei- bzw. Mehrtarifzähler (Ferraris-Prinzip)	2.944.190	2.794.792
elektronische Messeinrichtung (Basiszähler, der nicht kommunikativ angebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG	5.029.241	6.945.610
moderne Messeinrichtung (die nicht in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG	-	50.251
Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme gemäß § 2 Nr. 7 MsbG sind (z. B. EDL40)	-	453.797
intelligente Messsysteme gem. § 2 Nr. 7 MsbG		

Tabelle 75: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich[123]

Im Bereich der SLP-Kunden, zu denen auch alle Haushaltskunden gehören, hat es im Jahr 2016 erneut eine deutliche Entwicklung hin zur Verwendung elektronischer Messsysteme gegeben. Insgesamt ist die Anzahl elektronischer Messsysteme um etwa 1,9 Mio. Zählpunkte angestiegen. Zwar ist die Anzahl der klassischen Ferraris-Zähler gegenüber dem Vorjahr um ca. 600.000. Zählpunkte zurückgegangen, dennoch werden nach wie vor an ca. 43 Mio. Zählpunkten diese Zählertypen eingesetzt. Die Anzahl der Verwendung von Zwei- und Mehrtarifzählern ist dabei leicht gesunken und beträgt ca. 2,8 Mio. Moderne Messeinrichtungen, die dem § 2 Nr. 15 MsbG entsprechen und nicht an ein Kommunikationsnetz angebunden sind, werden mittlerweile an ca. 50.000 Zählpunkten eingesetzt. Messsysteme gem. § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme sind, sind an fast einer halben Mio. Zählpunkten von SLP-Kunden verbaut.

[123] Der Wert für 2014 für Messsysteme, die §§ 21d, 21e EnWG entsprechen wurde nachträglich korrigiert.

Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kunden-Bereich
Anzahl und Verteilung

*inkl. Betriebsfunk mit 553 Zählpunkten

Abbildung 118: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich

Der Anteil der Übertragung von Daten über das Stromnetz (PLC) ist zum Vorjahr um rund 6.000 Zählpunkte gesunken. Hierfür ist hauptsächlich der starke Anstieg der Übertragung über Mobilfunk und über sonstige Technologien ursächlich. Dadurch wird die PLC-Übertragungstechnologie nur noch in knapp 45 Prozent genutzt. Die Anzahl von Anbindungen über Telefonleitungen (PSTN) sowie über Breitband (DSL) ist leicht rückläufig.

Veranschaulicht wird dies in der folgenden Abbildung 119.

Abbildung 119: Veränderung des Anteils der genutzten Übertragungstechnologie bei fernausgelesenen Messsystemen im SLP-Kunden-Bereich im Vergleich zum Vorjahr

Der Anteil, den PLC- und PSTN-Technik bei der Übertragung ausmachen, sinkt, während DSL- und Funkverbindung vermehrt genutzt werden, um SLP-Zähler auszulesen.

6. Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung

Nach Angaben der Messstellenbetreiber beläuft sich die Anzahl der mit einer registrierenden Lastgangmessung (RLM) versehenen Letztverbraucher auf etwa 385.000 Zählpunkte. In den Bereich der RLM-Kunden fallen ausschließlich Nicht-Haushaltskunden aus dem Industrie- und Gewerbekundensektor.

Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich

Anforderung	Zählpunkte 2016
Zähl- und Messeinrichtungen im RLM-Bereich (>100.000 kWh/Jahr)	385.154
Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 die nicht intelligente Messsysteme gemäß § 2 Nr. 7 MsbG sind (≤ 100.000 kWh/Jahr)	177.104
Sonstige	49.596

Tabelle 76: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich

In der folgenden Abbildung ist die Nutzung der einzelnen Übertragungstechnologien sowie deren Anzahl und Verteilung ersichtlich.

*inkl. Betriebsfunk mit 380 Zählpunkten

Abbildung 120: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien im RLM-Bereich

Im RLM-Bereich fallen nur wenige Änderungen an der Übertragungstechnologie von Zählern zum Vorjahr auf. Nennenswert gestiegen sind die Fernauslesungen via Mobilfunk mit ca. drei Prozentpunkten mehr als im Vorjahr. Anbindungen über die Telefonleitungen sind dagegen um rund drei Prozentpunkte gesunken. Ähnlich wie im Vorjahr verdeutlicht die obige Grafik, dass im RLM-Bereich neben der Übertragung via Funk (GSM, GPRS, UMTS, LTE) und Telefonleitung (PSTN) die anderen Übertragungstechnologien nur wenig Verbreitung finden.

Abbildung 121: Veränderung des Anteils der genutzten Übertragungstechnologie bei fernausgelesenen Messsystemen im RLM-Kunden-Bereich im Vergleich zum Vorjahr

Anders als im SLP-Bereich zeigt die Entwicklung im RLM-Bereich den Schwerpunkt der Übertragung via (Mobil-) Funk. Während der Anteil der Telefonleitungsübertragung sinkt, steigt in einem ähnlichen Verhältnis die Übertragung der Zählerdaten über das Funknetz. Fast drei Viertel der fernausgelesenen Zähler kommunizieren mittlerweile auf diesem Weg.

Der Unterschied dürfte in erster Linie an der typischen Spannungsebene liegen. Während dies im SLP-Bereich normalerweise die Niederspannungsebene ist, sind Gewerbe- und Industriekunden im RLM-Bereich üblicherweise an die Mittelspannung oder höher angeschlossen. In der Niederspannung ist eine Datenübertragung jedoch mit geringerem Aufwand verbunden als in den höheren Spannungsebenen. Zudem ist die Datenübertragung ohne Repeater nur gering, so dass ein dichtes Netz mit vielen Zählern (die ebenfalls als Repeater arbeiten können) Voraussetzung für eine Nutzung von PLC ist. Dieses ist im Netzbereich der Haushaltskunden eher gegeben als bei Industrie- oder Gewerbekunden.

Ein zweiter Grund für den Unterschied zwischen SLP- und RLM-Bereich ist der Kostenaspekt. Die Datenübertragung über Stromkabel ist mit weitaus geringeren Kosten verbunden als die Datenübertragung via Funk. Dies kann eine Barriere für die Nutzung im Haushaltskundenbereich sein.

7. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Die Ausgaben für Investitionen und Aufwendungen[124] im Messwesen sind im Jahr 2016 um insgesamt etwa 24 Mio. Euro auf 509 Mio. Euro angestiegen. Dabei hat sich die Aufteilung des Investitionsvolumens erneut verschoben. Während die Investitionen in Erhalt und Erneuerung leicht zurückgegangen sind, haben sich die Investitionen in Neuinstallation, Ausbau und Erweiterung sowie die Aufwendungen gegenüber dem Vorjahr 2015 erhöht.

Die im Jahr 2016 realisierten Investitionen in Neuinstallation, Ausbau und Erweiterung liegen etwa 31 Prozent hinter den für 2016 prognostizierten Werten zurück. Bei den Investitionen in Erhalt und Erneuerung liegen die in 2016 getätigten Werte rund 42 Prozent unter den Planwerten des letzten Jahres. Die realisierten Beträge für Aufwendungen liegen hingegen lediglich etwa vier Prozent unter den Prognosewerten. Die Planwerte für 2017 gehen von deutlichen Steigerungen bei den Investitionen und Aufwendungen aus.

Vom gesamten Investitionsvolumen von etwa 509 Mio. Euro im Jahr 2016 entfielen nur etwa 8 Mio. Euro auf intelligente Messsysteme und moderne Messeinrichtungen. Für das Jahr 2017 sehen die Planwerte eine deutliche Steigerung dieses Anteils auf etwa 124 Mio. Euro vor, wie in der folgenden Abbildung 122 dargestellt ist.

[124] Eine begriffliche Abgrenzung findet sich im Abschnitt „Investitionen“ des Kapitels Netze (ab Seite 98).

Abbildung 122: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

8. Endverbraucherpreise für Messeinrichtungen

Erstmalig wurden die Messstellenbetreiber im Monitoring auch zur Höhe der Endverbraucherpreise für Messeinrichtungen befragt. In Tabelle 77 sind die arithmetischen Mittelwerte der gemeldeten Preise dargestellt. Die Preise für die Standardleistungen nach § 35 Abs. 1 MsbG liegen im Durchschnitt je nach Letztverbrauchergruppe bzw. installierter Leistung bei Anlagenbetreibern zwischen 78,39 und 374,25 Euro pro Jahr.

Die Preise für den optionalen Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG sind in Tabelle 78 dargestellt. Diese liegen im Durchschnitt, je nach Letztverbrauchergruppe, zwischen 23,62 und 49,73 Euro pro Jahr.

Tabelle 79 zeigt, dass für moderne Messeinrichtungen i.S.d. § 29 i.V.m. 32 MsbG den Endverbrauchern im Durchschnitt 20,12 Euro pro Jahr berechnet werden.

Preise für die Standardleistungen nach § 35 Abs.1 MsbG zur Durchführung des Messstellenbetriebs

Letztverbraucher mit Jahresstromverbrauch	Preis in €/Jahr
> 6.000 kWh	78,39
> 10.000 kWh & ≤ 20.000 kWh	101,35
> 20.000 kWh & ≤ 50.000 kWh	134,19
> 50.000 kWh & ≤ 100.000 kWh	165,96
> 100.000 kWh	374,25
Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG	86,44
Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG	**Preis in €/Jahr**
> 7 kW & ≤ 15 kW	82,28
> 15 kW & ≤ 30 kW	104,82
> 30 kW & ≤ 100 kW	172,25
> 100 kW	345,87

Tabelle 77: Preise für Standardleistungen nach §35 Abs.1 MsbG zur Durchführung des Messstellenbetriebs

Preise für optionalen Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG

Letztverbraucher mit Jahresstromverbrauch	Preis in €/Jahr
> 4.000 kWh ≤ 6.000 kWh	49,73
> 3.000 kWh ≤ 4.000 kWh	35,06
> 2.000 kWh ≤ 3.000 kWh	27,94
≤ 2.000 kWh	23,62

Tabelle 78: Preise für optionalen Einbau i.S.d. §29 i.V.m. 31 MsbG

Preise für optionalen Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG	Preis in €/Jahr
Moderne Messeinrichtung im Sinne des MsbG	20,12

Tabelle 79: Preise für optionalen Einbau moderner Messeinrichtung im Sinne des MsbG

II Gasmarkt

A Entwicklungen auf den Gasmärkten

1. Zusammenfassung

1.1 Förderung, Im- & Export sowie Speicher

Im Jahr 2016 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um 0,7 Mrd. m³ auf nunmehr 7,8 Mrd. m³ produziertes Reingas[125] zurück. Das entspricht einem Rückgang von 8,1 Prozent gegenüber dem Jahr 2015. 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 8,1 Jahre mit Stand 1. Januar 2017 (2016: 8 Jahre).

Im Jahr 2016 betrug die Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.626 TWh. Verglichen mit dem Jahr 2015 (1.537 TWh) stiegen die Importe nach Deutschland recht deutlich um 89 TWh, was eine Erhöhung um gut sechs Prozent bedeutet. Um gut neun Prozent sind die Importe aus Norwegen zurückgegangen, während die Importe aus Russland über die Nord Stream Pipeline um 12,5 Prozent gestiegen sind.

Im Jahr 2016 betrug die Exportmenge an Erdgas aus Deutschland 770,4 TWh. Verglichen mit dem Jahr 2015 (746,3 TWh) stiegen die Exporte aus Deutschland um 24,2 TWh, was eine Steigerung von 3,2 Prozent bedeutet. Rund 46 Prozent des aus Deutschland exportierten Erdgases wird nach Tschechien exportiert, wobei die Exporte nach Tschechien im Vergleich zum Vorjahr um 7,4 Prozent gesunken sind. Deutlich zugenommen haben die Exporte in Richtung Niederlande (+58,2 Prozent) und Frankreich (+24,7 Prozent) während die Exporte in die Schweiz
(-6,8 Prozent) und nach Österreich (-10,9 Prozent) deutlich zurückgegangen sind.

Insgesamt beträgt das in den Untergrundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen 25,3 Mrd. Nm³ zum 31. Dezember 2016. Davon entfällt jeweils ungefähr die Hälfte auf Kavernenspeicher- und auf Porenspeicheranlagen. Im kurzfristigen Bereich (bis zum 1. Oktober 2017) ist das frei buchbare Arbeitsgasvolumen leicht zurückgegangen, ebenso die buchbaren Kapazitäten für 2018. Im längerfristigen Bereich ist das buchbare Arbeitsgasvolumen ab 2019 konstant geblieben. Das langfristig buchbare Arbeitsgasvolumen fünf Jahre im Voraus hat im Vergleich zu den Vorjahren nochmals zugenommen.

Die Einspeicherung begann in diesem Speicherjahr eher verhalten. Ein Grund dafür waren sicherlich die Preise für Erdgas in diesem Zeitraum. Die Preise für eine Lieferung im Winter 17/18 lagen teilweise unter den Preisen am Spotmarkt, so dass viele Händler lieber Terminkontrakte abschlossen als das Gas zu kaufen und einzuspeichern.

---

[125] Die Reingasmenge ist eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt (9,7692 kWh/m3) veräußert wird. Dem gegenüber steht das Rohgas, welches einen natürlichen Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte unterschiedlich sein kann, besitzt (in DE zwischen 2 und 12 kWh/m3).

Am 1. Oktober 2017 zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2017/2018 betrug der Gesamtfüllstand der deutschen Gasspeicher rund 85 Prozent (2016: 95 Prozent). Damit hat sich die preisgetriebene hohe Befüllung des letzten Jahres nicht wiederholt, der Füllstand lag zum Stichtag 1. November 2017 bei über 92 Prozent.

Der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist relativ stark konzentriert, wenngleich die Konzentration im Vergleich zum Vorjahr zurückgegangen ist. Der aggregierte Marktanteil der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum Ende des Jahres 2016 rund 68,2 Prozent (Vorjahr: 73,3 Prozent) und ist damit merklich gesunken. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf die im Speicherbereich dekonzentrative Wirkung der Übernahme der VNG AG durch die EnBW AG im Berichtsjahr zurückzuführen. Im vorangegangenen Berichtsjahr war die VNG AG noch im Besitz der EWE AG.

1.2 Netze

Der erste Entwurf des NEP Gas 2016-2026 wurde der Bundesnetzagentur von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) fristgemäß am 1. April 2016 vorgelegt. Den zweiten Entwurf des NEP Gas 2016-2026 haben die FNB am 5. April 2017 an die Bundesnetzagentur übergeben. Die Erarbeitung des zweiten Entwurfs war in Folge eines Beschwerdeverfahrens erforderlich geworden, das sich gegen die am 11. Dezember 2015 von der Bundesnetzagentur erlassene Bestätigung des dem NEP Gas 2016-2026 zugrundeliegenden Szenariorahmens richtete.

Unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse hat die Bundesnetzagentur am 26. Juli 2017 ein Änderungsverlangen an die Fernleitungsnetzbetreiber formuliert. Dabei sind 42 neue Maßnahmen gegenüber dem NEP Gas 2015 hinzugekommen. Die neuen Maßnahmen dienen vor allem der Marktraumumstellung von niederkalorischem L-Gas auf hochkalorisches H-Gas, dem Anschluss von neuen Gaskraftwerken sowie der Ableitung von Gas aus der geplanten Nord Stream-Erweiterung. Mit dem Änderungsverlangen bestätigt die Bundesnetzagentur 112 der von den FNB vorgelegten Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von ca. 3,9 Mrd. Euro. Die bestätigten Maßnahmen umfassen einen Leitungsausbau von 822,6 km und einen Verdichterausbau von 429 MW.

Fünf Maßnahmen, die im Zusammenhang mit der Nord Stream-Erweiterung stehen, werden erst dann in den NEP Gas 2016-2026 aufgenommen, wenn die Genehmigungen für den Bau der Nord Stream-Erweiterung vorliegen. Dadurch würde sich das Investitionsvolumen des NEP Gas 2016-2026 auf 4,4 Mrd. Euro erhöhen. Daneben weisen drei Maßnahmen noch nicht den erforderlichen Präzisierungsgrad für eine Prüfung und Genehmigung durch die Bundesnetzagentur auf und müssen daher aus dem NEP Gas 2016-2026 herausgenommen werden. Zwei weitere Maßnahmen sind nach Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber auf der Grundlage inzwischen aktualisierter Planungen nicht mehr erforderlich.

Im Jahr 2016 wurden von den 16 deutschen FNB insgesamt 753,2 Mio. Euro (2015: 861,4 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen (beides handelsrechtliche Werte)[126] in die Netzinfrastruktur aufgebracht.

---

[126] 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

Für das Jahr 2017 sind Gesamtinvestitionen in Höhe von 1,132 Mrd. Euro geplant, dies entspräche einem Anstieg gegenüber 2016 in Höhe von 76 Prozent. Die vergleichsweise hohen Schwankungen sind durch die Investitionen in einzelne Großprojekte bedingt. Die Investitionen und Aufwendungen der VNB betrugen 2.131 Mio. Euro im Jahr 2016 (2015: 2.315 Mio. Euro).

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 1,03 min/Jahr im Jahr 2016 (2015: 1,699 min/Jahr). Dieser beschreibt die durchschnittliche Dauer innerhalb eines Jahres, in der ein Kunde von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist.

Das durchschnittliche mengengewichtete Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb für den Haushaltskunden in der Grundversorgung im Abnahmefall Band II betrug 1,50 ct/kWh zum Stichtag 1. April 2017 und befand sich damit auf dem Vorjahresniveau.

Die gesamte Gasausspeisemenge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung in Deutschland stieg im Jahr 2016 gegenüber dem Vorjahr um 75,6 TWh auf 941,3 TWh, was einem Anstieg von fast neun Prozent entspricht. Im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG stieg die Gasausspeisemenge um gut acht Prozent auf 275,6 TWh. Entgegen dem Trend der letzten Jahre ist die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW deutlich gestiegen. Diese lag im Jahr 2016 bei 94 TWh und war damit um 38 Prozent höher als im Jahr 2015 (68,2 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 87,5 TWh, dies entspricht einem Anteil von knapp 48 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 58,1 TWh, was einem Anteil von etwa 7,7 Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der VNB Gas entspricht.

Die Umstellung der deutschen L-Gasnetze auf eine H-Gas-Versorgung ist im Jahr 2015 mit der Umstellung von Schneverdingen erfolgreich gestartet und hat sich in 2016 in den Netzen der Stadtwerke Böhmetal, Hilter, Rees, Nienburg/Weser, Gasversorgung Grafschaft Hoya, Gelsenwasser Energienetze (Isselburg, Landesbergen-Brokeloh), Stadtnetze Neustadt am Rübenberge, Achim sowie in Teilbereichen der wesernetz in Bremen erfolgreich fortgesetzt. Bis zum Ende des Jahres 2017 werden insgesamt rund 114.000 Geräte angepasst sein.

---

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.

Die voraussichtlichen geplanten Kosten der Marktraumumstellung beliefen sich im Marktgebiet NetConnect Germany für das Jahr 2016 auf 5,5 Mio. Euro. In dem Marktgebiet Gaspool beliefen sich die geplanten Kosten für das Jahr 2016 auf rund 18 Mio. Euro. Bei den beiden Zahlen handelt es sich um die reinen Plankosten der Netzbetreiber, d.h. es wurden keine Differenzen aus Vorjahren mit eingepreist.

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 2016 erneut gestiegen und betrug rund 295 TWh (Vorjahr: rund 195 TWh). Der Schwerpunkt der Spothandelsgeschäfte lag 2016 für beide Marktgebiete, wie in den Vorjahren, auf den Day-Ahead-Kontrakten (NCG: 128,5 TWh, Vorjahr: 76,8 TWh; GASPOOL: 51,1 TWh, Vorjahr: 42,6 TWh). Das Handelsvolumen der Terminkontrakte ist von rund 97 TWh in 2015 auf rund 130 TWh im Berichtsjahr gestiegen, was einer Steigerung um ca. 34 Prozent entspricht. Die von den befragten Brokerplattformen im Jahr 2016 vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland umfassen ein Gesamtvolumen von 3.120 TWh (Vorjahr 2.652 TWh), wovon 1.252 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2016 entfielen (Erfüllungszeitraum ab einer Woche).

Das Jahr 2016 war wie das Vorjahr von sinkenden Gasgroßhandelspreisen geprägt.[127] Die Tagesreferenzpreise der EEX sind im Jahresmittel um rund 29 Prozent (2015: 6 Prozent) gesunken, während der BAFA-Grenzübergangspreis im Durchschnitt um 25 Prozent (2015: 13 Prozent) nachgab. Der Verlauf des BAFA-Grenzübergangspreises im Jahr 2016 lässt auf eine Orientierung an den Erdgasbörsenpreisen schließen.

1.4 Einzelhandel

Bei der Gesamtbetrachtung der mengenmäßigen Belieferungsstruktur der Haushaltskunden im Jahr 2016 zeigt sich, dass die Mehrheit der Haushaltskunden (53 Prozent) durch den lokalen Grundversorger im Rahmen eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung mit einer Gasabgabemenge von 128,3 TWh beliefert wird (Vorjahr 54 Prozent bzw. 122,4 TWh). Knapp 22 Prozent der Haushaltskunden werden im Rahmen der Grundversorgung mit einer Gasabgabemenge von 52,8 TWh beliefert (Vorjahr 24 Prozent bzw. 53,3 TWh). Der Anteil der Haushaltskunden, die durch einen Lieferanten, der nicht örtlicher Grundversorger ist, beliefert werden, ist zum wiederholten Male gestiegen und beträgt nun 25,6 Prozent bei einer Gasabgabemenge in Höhe von 62,4 TWh (Vorjahr 22 Prozent bzw. 50,8 TWh). Damit ist die Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen eines Grundversorgungstarifs die unpopulärste Belieferungsart.

---

[127] 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.

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

Insgesamt betrug die Anzahl der Vertragswechsel von Haushaltskunden rund 780.000, die Wechselmenge bezifferte sich auf ca. 16 TWh. Daraus ergeben sich eine anzahl- und mengenbezogene Vertragswechselquote von 6,5 bzw. 6,6 Prozent. Die leicht höhere mengenbezogene Vertragswechselquote deutet darauf hin, dass tendenziell eher verbrauchsstarke Haushaltskunden die Kostenvorteile eines Vertragswechsels nutzen.

Die Anzahl der Lieferantenwechsel der Haushaltskunden ist zum wiederholten Mal deutlich um rund 36 Prozent (+333.117 Wechselfälle) auf 1.258.312 (Vorjahr: 925.195) Fälle gestiegen. Ebenso deutlich stieg um rund 25 Prozent die Anzahl der Haushaltskunden, die sich bei Einzug direkt für einen anderen Lieferanten als den Grundversorger entschieden haben (+52.655 Haushaltskunden) auf 264.954 Haushaltskunden. Unter Beachtung der von den VNB Gas mitgeteilten Anzahl von Haushaltskunden in Höhe von 12,4 Mio. ergibt sich eine gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote der Haushaltskunden von 12,3 Prozent (Vorjahr 9,2 Prozent).

Das gesamte Lieferantenwechselvolumen (inkl. der Wechselvorgänge bei Einzug) erhöhte sich in 2016 um 11,6 TWh bzw. 45 Prozent und lag bei 37,2 TWh. Unter Beachtung der im Jahr 2016 erhöhten Gasausspeisemenge der Netzbetreiber an Haushaltskunden stieg die mengenbezogene Lieferantenwechselquote auf 13,5 Prozent (2015: 10,1 Prozent). Das intensivere Wechselverhalten von verbrauchsstarken Haushaltskunden führt dazu, dass die mengenbezogene Wechselquote (13,5 Prozent) weiterhin über der anzahlbezogenen Wechselquote (12,3 Prozent) liegt. Die errechnete Verbrauchsmenge eines durchschnittlichen wechselnden Gaskunden 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. Seit dem Jahr 2010 sind in etwa konstante Wechselquoten festzustellen. Die von Lieferantenwechseln betroffene Gasentnahmemenge betrug im Jahr 2016 zusammen 103 TWh. Sie ist im Vergleich zum Vorjahr um 11 TWh bzw. 12 Prozent gestiegen.

Erstmalig wurde im Monitoringbericht 2017 die Marktkonzentration (CR) der vier (im Vorjahr drei) absatzstärksten Unternehmen im Gasendkundenmarkt betrachtet, da es mittlerweile einen weiteren Anbieter mit einem beachtenswerten Marktanteil gibt. Im Bereich der SLP-Kunden (Kunden mit Standardlastprofil) betrug der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2016 ca. 94 TWh, wovon rund 79 TWh auf Sonderverträge entfielen. Der kumulierte Absatz im Bereich der RLM-Kunden betrug rund 126 TWh. Der aggregierte Marktanteil der nunmehr vier absatzstärksten Unternehmen beträgt für das Jahr 2016 somit rund 25 Prozent bei SLP-Vertragskunden (Vorjahr CR3: 22 Prozent) und rund 28 Prozent bei RLM- Kunden (Vorjahr CR3: 29 Prozent). Beide Marktanteile liegen weiterhin deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung. In beiden Bereichen ist vor diesem Hintergrund ein Rückgang der Marktkonzentration festzustellen, da nunmehr auf die vier – statt bisher drei – absatzstärksten Unternehmen ein etwas höherer (SLP-Kunden) bzw. in etwa der gleiche kumulierte Marktanteil (RLM-Kunden) wie im Vorjahr entfällt.

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 2016 fort. In fast 90 Prozent der Netzgebiete waren 2016 mehr als 50 Gaslieferanten tätig. In über 46 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 79 Prozent der Netzgebiete stehen den Haushaltskunden 50 oder mehr Gaslieferanten zur Auswahl. In 30 Prozent der Netzgebiete sind mehr als 100 Gaslieferanten aktiv tätig. Im bundesweiten Durchschnitt kann ein Letztverbraucher in seinem Netzgebiet zwischen 105 Gaslieferanten wählen, im gesonderten Bereich der Haushaltskunden liegt dieser Durchschnitt bei 90 Gaslieferanten (alle Werte ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen).

Für den betrachteten Zeitpunkt (1. April 2017) sind die Endkundenpreise für Gas im Vergleich zum Vorjahr (1. April 2016) erneut 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 ca. 6 Prozent gesunken und liegt bei 6,15 ct/kWh (inkl. USt) zum 1. April 2017 (1. April 2016: 6,54 ct/kWh).

Der Gaspreis in der Grundversorgung sank um 3,7 Prozent und liegt zum Stichtag 1. April 2017 bei 6,73 ct/kWh (inkl. USt). Der Gaspreis bei einem Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung sank um 4,7 Prozent und liegt zum Stichtag 1. April 2017 bei 6,07 ct/kWh (inkl. USt). Sehr deutlich sank der Gaspreis bei einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, um 11 Prozent auf 5,78 ct/kWh (inkl. USt) zum Stichtag 1. April 2017. 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 Gaspreises für Haushaltskunden über die letzten elf Jahre (2006 bis 2017) ist festzustellen, dass die Belieferung über die Grundversorgung die teuerste Belieferungsart darstellt. Im Verlauf des Betrachtungszeitraums schwankte der Gaspreis für Kunden in der Grundversorgung zwischen 6,14 ct/kWh im Jahr 2006 und 7,20 ct/kWh im Jahr 2014. Stellt man auf den Betrachtungszeitpunkt 1. April 2017 ab, so ist der Gaspreis für Kunden in der Grundversorgung im Laufe der letzten zehn Jahre um knapp zehn Prozent gestiegen.

Der Gaspreis für Kunden mit einem Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (nach dem Vertragswechsel) schwankte in dem Zeitraum 2007 bis 2017 zwischen 6,25 ct/kWh und 6,07 ct/kWh. Insgesamt ist der Gaspreis für Kunden mit einem Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (nach dem Vertragswechsel) im Laufe der letzten zehn Jahre um knapp drei Prozent gesunken.

Der Gaspreis für Kunden die von einem Gaslieferanten beliefert werden, der nicht der örtliche Grundversorger ist (nach dem Lieferantenwechsel), schwankte in dem Zeitraum 2008 bis 2017 zwischen 6,41 ct/kWh und 5,78 ct/kWh. Insgesamt ist der Gaspreis für Kunden in diesem Bereich im Laufe der letzten neun Jahre deutlich um fast zehn Prozent gesunken und erreichte zum Stichtag 1. April 2017 ein historisches Tief.

Für Kunden mit einem durchschnittlichen Verbrauch (Band II) stellt diese Vertragsart die günstigste Belieferungsmöglichkeit dar.

Über einen langen Zeitraum gesehen, konnten Gaskunden die im Rahmen eines Vertrags von ihrem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beliefert wurden sowie Gaskunden, die von einem Lieferanten beliefert wurden, der nicht der örtliche Grundversorger war, auf stabile und in diesem Jahr wieder deutlich sinkende Gaspreise vertrauen. Die Differenz zwischen der teuersten und günstigsten Belieferungsart für einen Durchschnittskunden (Band II) im Jahr 2008 betrug 0,49 ct/kWh, im Jahr 2017 lag diese hingegen bei 0,95 ct/kWh. Der Anreiz die Grundversorgung zu verlassen und zu einem günstigeren Vertrag zu wechseln ist somit im Betrachtungszeitraum größer geworden.

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 2017 für Kunden die von einem Gaslieferanten beliefert werden, der nicht der örtliche Grundversorger ist mit 2,7 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 seit der ersten Erhebung im Jahr 2007 im Vergleich zum Stichtag 1. April 2017 um 6,4 Prozent auf 3,35 Ct/kWh. Noch deutlicher sank dieser Preisbestandteil beim Gaspreis für Kunden, die von ihrem Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung (3,01 Ct/kWh zum Stichtag 1. April 2017) beliefert werden.

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 2017 bei einer Vertragsumstellung eine durchschnittliche jährliche Ersparnis in Höhe von 153 Euro. Bei einem Lieferantenwechsel betrug das jährliche durchschnittliche Einsparpotenzial 221 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 bei einem Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung auf durchschnittlich 65 Euro und bei einem Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, auf durchschnittlich 75 Euro.

Die Gaspreise für Nicht-Haushaltskunden (Industrie- und Gewerbekunden) sind weiter zurückgegangen. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“) in Höhe von 2,69 ct/kWh ist um 0,08 ct/kWh gefallen und liegt damit – wenn auch geringfügig (d.h. rund 3 Prozent) - unter dem Vorjahreswert von 2,77 ct/kWh. Der mittlere Gaspreis liegt somit auf dem niedrigsten Niveau seit Beginn der Preiserhebungen im Energie-Monitoring (1. April 2008). Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“) in Höhe von 4,50 ct/kWh liegt um 0,27 ct/kWh, also rund 5 Prozent unter dem Vorjahreswert. Die vom Lieferanten nicht beeinflussbaren Anteile des Gesamtpreises (insb. Netzentgelte und Abgaben) sind in beiden Fällen im Vergleich zum Vorjahr annähernd gleich geblieben.

Im Vergleich zum Vorjahr ist die Zahl der von VNB im Auftrag des örtlichen Grundversorgers durchgeführten Sperrungen auf 38.576 zurückgegangen, was einen Rückgang um ca. 5.000 Gassperren bzw. knapp zwölf Prozent bedeutet. Zudem wurden 1.260 Gassperren im Auftrag eines Gaslieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, vorgenommen.

Die VNB Gas haben im Jahr 2016 bei rund 30.633 von ihnen im Auftrag des Grundversorgers gesperrten Zählpunkten die Versorgung wieder hergestellt. Dies sind im Vergleich zum Vorjahr rund 5.300 Zählpunkte weniger. Der Rückgang der wiederhergestellten Zählpunkte ist weitgehend auf den generellen Rückgang der Gassperren zurückzuführen. Zusätzlich wurde bei ca. 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 1.845.550 Fällen gegenüber dem Vorjahr fast konstant geblieben (minus 0,1 Prozent). Die Anzahl der Sperrbeauftragungen ist im Vergleich zum Jahr 2015 um 4,3 Prozent auf 272.135 Fälle gesunken. Von den 1,8 Mio. Sperrandrohungen der Gaslieferanten (Grundversorger sowie Nicht-Grundversorger) mündeten im Jahr 2016 demnach rund 14 Prozent in einem Sperrauftrag beim VNB.

Nach Angaben der Gaslieferanten endeten 39.004 Sperrbeauftragungen (basierend auf einem Grundvertragsverhältnis bzw. einem Vertragsverhältnis beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung) in einer Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber. Dies bedeutet gegenüber dem Vorjahr einen Rückgang um gut 4.000 Gassperren. Bei der Gegenüberstellung der Sperrandrohungen und der tatsächlichen Gassperren wird deutlich, dass ca. 2,1 Prozent der Sperrandrohungen in einer tatsächlichen Sperrung des Gasanschlusses durch den VNB Gas mündeten. Zusätzlich gaben die Gaslieferanten an, dass sie in 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 12.297 Fällen vollzogen. Dabei lag die Sperrquote in diesem Bereich bei 0,2 Prozent.

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).

2. Netzübersicht

An der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2017 haben sich alle 16 Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) beteiligt. Die Gasnetzlänge des Fernleitungsnetzes betrug 38.759 Kilometer zum 31. Dezember 2016 und wies 3.499 Ausspeisepunkte an Letztverbraucher, Weiterverteiler oder nachgelagerte Netze der Netzbetreiber, einschließlich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen auf. Die Anzahl der Zählpunkte von Letztverbrauchern im Fernleitungsnetz betrug 568. Dabei wurden 183 TWh Gas aus dem Netz der FNB an Letztverbraucher ausgespeist. Dies sind rund 23,6 TWh oder 14,8 Prozent mehr als im Vorjahr.

Mit Stichtag 10. November 2017 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 717 Verteilernetzbetreiber Gas (VNB Gas) registriert, von denen 696 zum Stichtag 31. Juli 2017 an der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2017 teilgenommen haben. Die Gasnetzlänge im Verteilernetz betrug 497.429 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 2016 auf. Die Anzahl der Zählpunkte von Letztverbrauchern im Gasverteilernetz der am Monitoring teilgenommenen VNB Gas betrug 14,1 Mio. zum Stichtag 31. Dezember 2016. Davon können 12,4 Mio. Zählpunkte Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zugeordnet werden. Die Ausspeisemenge aus dem Netz der VNB Gas betrug 758,3 TWh im Jahr 2016 und lag damit um rund 52 TWh oder etwa sieben Prozent über der Menge des Vorjahres. Auf den Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG entfielen rund 275,6 TWh, was einem Zuwachs von 21 TWh oder acht Prozent in diesem Bereich entspricht.

Bei der vereinfachten Gegenüberstellung des Aufkommens und der Verwendung von Erdgas in Deutschland im Jahr 2016 ergibt sich das folgende Bild: Zu beachten ist dabei, dass hier Gasflüsse betrachtet wurden und dementsprechend der Eigenverbrauch sowie statistische Differenzen nicht berücksichtigt wurden. Die in Deutschland eingespeiste gesamte Gasmenge betrug im Jahr 2016 in der Summe 1.712 TWh. Dabei stammten rund 4,5 Prozent aus der inländischen Förderung (76,5 TWh), 1.626 TWh Erdgas wurde aus dem Ausland importiert. Der Speichersaldo betrug 2016 1,6 TWh, es wurde mehr Gas aus den Gasspeichern ausgespeist, als eingespeist. Zudem wurden 2016 9,4 TWh auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in das deutsche Erdgasnetz eingespeist.

Rund 45 Prozent der verfügbaren Gasmenge wurden durch Deutschland durchgeleitet und an die europäischen Nachbarländer übergeben (770,4 TWh). Durch Letztverbraucher wurden im Inland 941,3 TWh Gas verbraucht.

Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2016

Abbildung 123: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2016

Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Fernleitungs-netzbetreiber	18	18	14	17	17	17	17	16	16
Verteiler-netzbetreiber	712	712	711	739	724	714	714	715	717
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	667	671	678	683	686	689	689	690	692

Tabelle 80: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland - Stand 7. November 2017

Die Gasnetzbetreiber wurden nach der Gesamtlänge ihrer Netze sowie der Länge unterteilt nach Druckbereichen (Nenndruck in bar) befragt. Hierbei ergab sich das in Tabelle 81 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.

Abbildung 124: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Abfrage VNB Gas - Stand 31.12.2016

Netzstrukturdaten 2016

	FNB	VNB	davon VNB > 100.000 Kunden	davon VNB < 100.000 Kunden	Gesamt-summe FNB und VNB
Netzbetreiber (Anzahl)	16	696	25	671	712
Netzlänge (in km)	38.759	497.429	229.169	268.260	536.188
davon ≤ 0,1 bar	0	156.053	50.302	105.751	156.053
davon > 0,1 – 1 bar	1	240.527	142.974	97.553	240.528
davon > 1 bar	38.758	100.850	35.893	64.957	139.608
Ausspeisepunkte Gesamt	3.499	10.812.254	4.483.802	6.328.452	10.815.753
davon ≤ 0,1 bar	0	5.758.221	1.668.429	4.089.792	5.758.221
davon > 0,1 – 1 bar	13	4.412.595	2.597.124	1.815.471	4.412.608
davon > 1 bar	3.486	641.438	218.249	423.189	644.924
Letztverbraucher (Zählpunkte)	568	14.486.778	6.228.633	8.258.145	14.487.346
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	509	2.070.407	631.051	1.439.356	2.070.916
davon Haushaltskunden	0	12.416.171	5.597.525	6.818.646	12.416.171
davon Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nettonennleistung von mindestens 10 MW	59	201	57	144	260

Tabelle 81: Netzstrukturdaten 2016 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas - Stand 31.12.2016

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 2016 ergeben.

Ausspeisemengen Gas in 2016 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	0,002	0,001%	340,0	44,8%
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	0,6	0,3%	129,5	17,1%
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	6,7	3,7%	104,9	13,8%
> 100.000 MWh/Jahr	130,8	71,5%	134,9	17,8%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	44,9	24,5%	49,0	6,5%
Gesamtsumme	183,0	100%	758,3	100,0%

Tabelle 82: Ausspeisemengen Gas in 2016 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 2016. 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 87,5 TWh, dies entspricht einem Anteil von knapp 48 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 58,1 TWh, was einem Anteil von etwa 7,7 Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der VNB Gas entspricht.

Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2016 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	340,0	36,1%	318,8	38,5%
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	130,1	13,8%	117,5	14,2%
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	111,6	11,9%	105,5	12,7%
> 100.000 MWh/Jahr	265,7	28,2%	218,2	26,4%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	93,9	10,0%	67,7	8,2%
Gesamtsumme	941,3	100,0%	827,7	100,0%

Tabelle 83: Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2016 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge Gas gemäß Abfrage Gaslieferanten

Die gesamte Gasausspeisemenge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung in Deutschland stieg im Jahr 2016 gegenüber dem Vorjahr um 75,6 TWh auf 941,3 TWh, was einem Anstieg von fast neun Prozent entspricht. Im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG stieg die Gasausspeisemenge um gut acht Prozent auf 275,6 TWh. Entgegen dem Trend der letzten Jahre ist die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW deutlich gestiegen. Diese lag im Jahr 2016 bei 94 TWh und war damit um 38 Prozent höher als im Jahr 2015 (68,2 TWh).

Die Struktur des Gasendkundenmarktes ist im Wesentlichen unverändert. Die Summe aller Einspeisepunkte in den Verteilernetzen beträgt 6.255, hiervon dienen 217 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 ca. 43 Prozent (323 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.

Abbildung 125: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte gemäß Abfrage VNB Gas - Stand 31.12.2016

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.[128] 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.

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.[129] Bei diesen beiden Speichern handelt es sich um in Österreich in Grenznähe zu Deutschland gelegene Speicher, die unmittelbar oder mittelbar an die deutschen Gasnetze angeschlossen sind. Auch die Europäische Kommission hat zuletzt

[128] Vgl. Bundeskartellamt, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rn. 25.

[129] 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.

diese Marktabgrenzungsalternative – und einige weitere Alternativen - in Betracht gezogen und die genaue Abgrenzung im Ergebnis offen gelassen.[130] 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).[131]

In der diesjährigen Erhebung mit dem Fragebogen Untertageerdgasspeicherbetreiber wurde wieder für alle Speicher u.a. das Arbeitsgasvolumen zum Stichtag 31. Dezember 2016 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 „Marktkonzentration“ des Teils Elektrizität auf Seite 40).

Der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist stark konzentriert. Die Konzentration ist aber im Vergleich zum Vorjahr zurückgegangen. Die an das deutsche Gasnetz angeschlossenen und im Monitoring betrachteten Untertageerdgasspeicher (d. h. inkl. Haidach und 7Fields) verfügten zum 31. Dezember 2016 über ein maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen in Höhe von rund 26,9 Mrd. Nm^3 (Vorjahr: 27,6 Mrd. Nm^3). Die Verringerung des Arbeitsgasvolumens ist unter anderem bedingt durch den Stilllegungsprozess zweier Porenspeicher (- 0,15 Mrd. Nm^3), die sich in Niedersachsen und Brandenburg befinden. Ferner wurde der sich in den Niederlanden befindende Kavernenspeicher „Epe NL“ aus der Marktbeobachtung herausgenommen, da dieser nur an das niederländische Netz angeschlossen ist und somit keine Bedeutung mehr für den deutschen Markt hat (-0,31 Mrd. Nm^3).

Das aggregierte Arbeitsgasvolumen der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum 31. Dezember 2016 rund 18,4 Mrd. Nm^3 (Vorjahr: 20,2 Mrd. Nm^3). Der CR3-Wert ist somit von ca. 73,3 Prozent auf ca. 68,2 Prozent gesunken. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf die im Speicherbereich dekonzentrative Wirkung der Übernahme der VNG AG durch die EnBW AG im Berichtsjahr zurückzuführen.[132] Im vorangegangenen Berichtsjahr war die VNG AG noch im Besitz der EWE AG.

---

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

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

[132] Vgl. Bundeskartellamt, Verfahren B8-137/15

Abbildung 126: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern in Mrd. Nm³ und des Volumenanteils der drei Anbieter mit den größten Speicherkapazitäten

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 45). 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.[133]

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 995 Gaslieferanten (juristische Personen) zu Grunde (Vorjahr: 930). Im Berichtsjahr 2016 setzten diese Unternehmen bundesweit insgesamt rund 371 TWh Gas an SLP-Kunden (Vorjahr: 348 TWh) und rund 453 TWh an RLM-Kunden ab (Vorjahr: 411 TWh). Entsprechend der Marktabgrenzungspraxis des Bundeskartellamtes beinhaltet der Absatz an RLM-Kunden auch den Absatz an Gaskraftwerke. Von der

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

gesamten Absatzmenge an SLP-Kunden entfielen rund 309 TWh auf Sonderverträge (Vorjahr: 284 TWh) und 62 TWh auf Grundversorgungsverträge (Vorjahr: 64 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 40).

Erstmalig wurde im Monitoringbericht 2017 die Marktkonzentration (CR) der vier (im Vorjahr drei) absatzstärksten Unternehmen im Gasendkundenmarkt betrachtet, da es mittlerweile einen weiteren Anbieter mit einem beachtenswerten Marktanteil gibt. Im Bereich der SLP-Kunden betrug der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2016 ca. 94 TWh, wovon rund 79 TWh auf Sonderverträge entfielen. Der kumulierte Absatz im Bereich der RLM-Kunden betrug rund 126 TWh. Der aggregierte Marktanteil der nunmehr vier absatzstärksten Unternehmen beträgt für das Jahr 2016 somit rund 25 Prozent bei SLP-Vertragskunden (Vorjahr CR3: 22 Prozent) und rund 28 Prozent bei RLM- Kunden (Vorjahr CR3: 29 Prozent). Beide Marktanteile liegen weiterhin deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 Abs. 6 GWB). In beiden Bereichen ist vor diesem Hintergrund ein Rückgang der Marktkonzentration festzustellen, da nunmehr auf die vier – statt bisher drei – absatzstärksten Unternehmen ein etwas höherer (SLP-Kunden) bzw. in etwa der gleiche kumulierte Marktanteil (RLM-Kunden) wie im Vorjahr entfällt. 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 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 2016

Abbildung 127: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2016

B Aufkommen von Gas

1. Förderung von Erdgas in Deutschland

Im Jahr 2016 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um 0,7 Mrd. m³ auf nunmehr 7,8 Mrd. m³ produziertes Reingas[134] zurück. Das entspricht einem Rückgang von 8,1 Prozent gegenüber dem Jahr 2015. Der Rückgang der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der großen Lagerstätten und damit einhergehend auf deren natürlichen Förderabfall zurückzuführen.[135] Hinzu kommt das Ausbleiben nennenswerter Neufunde. Damit konnte Deutschland seinen Gasverbrauch im Jahr 2016 nur noch zu 8,3 Prozent aus heimischer Produktion decken (AGEB 2017).

Die statische Reichweite der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven, rechnerisch der Quotient aus letztjähriger Fördermenge und Reserven, betrug 8,1 Jahre mit Stand 1. Januar 2017 (Vorjahresstand 8 Jahre). Die statische Reichweite berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und Orientierungsgröße, anzusehen.[136]

Abbildung 128: Statistische Reichweite der deutschen Erdgasreserven seit 1997

---

[134] Die Reingasmenge ist eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt (9,7692 kWh/m³) veräußert wird. Dem gegenüber steht das Rohgas, welches einen natürlichen Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte unterschiedlich sein kann, besitzt (in DE zwischen 2 und 12 kWh/m³).

[135] Quelle: Jahresbericht „Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland am 1. Januar 2017"; Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen.

[136] Ebenso.

2. Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas

Zur Beurteilung der Im- und Exporte werden die physikalischen Gasflüsse an den Grenzübergangspunkten herangezogen, die von den FNB täglich an die Bundesnetzagentur gemeldet werden. Die erfassten Import- und Exportmengen können 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).

Im Jahr 2016 betrug die Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.626 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.537[137] TWh stiegen die Importe nach Deutschland um 89 TWh, was eine Erhöhung um gut sechs Prozent bedeutet. Bei der Betrachtung der Herkunftsländer wird auf die Länder abgestellt, die das Übergabeland am jeweiligen Grenzübergangspunkt darstellen. Um gut neun Prozent sind die Importe aus Norwegen zurückgegangen, während die Importe aus Russland über die Nord Stream Pipeline um 12,5 Prozent gestiegen sind.

Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas sind nach wie vor Russland und Norwegen. Aber auch die Niederlande, als etablierter und liquider europäischer Produzent und Handelsplatz bzw. als Anlandepunkt für Flüssiggaslieferungen und als Verbindung zu den Erdgasquellen in Norwegen und dem Vereinigten Königreich sind eine bedeutende Bezugsquelle für deutsche Importeure. Durch die verbesserte Integration der nationalen Märkte und die effizientere Bewirtschaftung von Grenzübergangskapazitäten werden grenzüberschreitende Handelsgeschäfte erleichtert und zusätzliche Alternativen für Gashändler geschaffen.

[137] Der im Monitoringbericht 2015 ausgewiesene Wert in Höhe von 1.534 TWh musste rückwirkend aufgrund einer Nachmeldung auf 1.537 TWh korrigiert werden.

Abbildung 129: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2016 - Aufteilung nach Übergabeländern

Im Jahr 2016 betrug die Exportmenge an Erdgas aus Deutschland 770,4 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert in Höhe von 746,3 TWh stiegen die Exporte aus Deutschland um 24,2 TWh, was eine Steigerung von 3,2 Prozent bedeutet. Bei der Betrachtung der Exporte wird auf die Länder abgestellt, die das Übernahmeland am jeweiligen Grenzübergangspunkt darstellen. Rund 46 Prozent des aus Deutschland exportierten Erdgases wird nach Tschechien exportiert, wobei die Exporte nach Tschechien im Vergleich zum Vorjahr um 7,4 Prozent gesunken sind. Deutlich zugenommen haben die Exporte Richtung Niederlande (+58,2 Prozent) und Frankreich (+24,7 Prozent) während die Exporte in die Schweiz (-16,8 Prozent) und nach Österreich (-10,9 Prozent) deutlich zurückgegangen sind.

Abbildung 130: Aus Deutschland exportierte Gasmengen in 2016 - Aufteilung nach Übernahmeländern

Die nachfolgenden Tabellen beinhalten eine konsolidierte Betrachtung der Import- und Exportmengen unterteilt nach den Übernahme- bzw. Übergabeländern, um die Veränderungen zwischen den Kalenderjahren 2016 und 2015 darzustellen.

Veränderungen der Gasimporte

Übergabeland	Importe 2016 in TWh	Importe 2015 in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in Prozent
Russland (Nord Stream)	458,9	408,1	50,8	12,5
Norwegen	314,3	345,1	-30,9	-8,9
Polen	312,7	302,6	10,1	3,3
Niederlande	266,1	253,5	12,6	5,0
Tschechien	245,3	185,5	59,8	32,2
Österreich	11,9	14,8	-2,9	-19,6
Belgien	10,1	20,7	-10,7	-51,5
Dänemark	6,7	6,6	0,1	1,4
Summe	1.626,0	1.537,0	89,0	5,8

Tabelle 84: Veränderung der Gasimporte in den Jahren 2016 und 2015

Veränderungen der Gasexporte

Übernahmeland	Exporte 2016 in TWh	Exporte 2015 in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in Prozent
Tschechien	351,5	379,8	-28,3	-7,4
Niederlande	140,2	88,6	51,6	58,2
Schweiz	95,3	114,5	-19,2	-16,8
Frankreich	87,6	70,2	17,3	24,7
Österreich	65,6	73,6	-8,0	-10,9
Belgien	20,4	6,4	13,9	216,3
Polen	5,1	8,1	-3,0	-37,3
Luxemburg	2,7	3,7	-1,0	-27,5
Dänemark	2,1	1,2	0,9	74,8
Summe	770,4	746,3	24,2	3,2

Tabelle 85: Veränderung der Gasexporte in den Jahren 2016 und 2015

Die Befragung der Gaslieferanten und Gasgroßhändler ergab, dass 26 Unternehmen als Gasimporteur in Deutschland tätig sind.

3. Biogas

Mit Stand 31. Dezember 2016 ergeben sich bei der Einspeisung von Biogas folgende Kennzahlen:

Kennzahlen Biogaseinspeisung

	Einheit	2012	2013	2014	2015	2016
Anzahl der einspeisenden Anlagen (davon Wasserstoff- bzw. Synthesegaseinspeisung)		108	144	185	190	210 (6)
Eingespeiste Biogasmenge (davon Wasserstoff- bzw. Synthesegaseinspeisung)	Mio. Nm^3	413	520	688	774	856 (1,0)
Eingespeiste Biogasmenge (davon Wasserstoff- bzw. Synthesegaseinspeisung)	Mio. kWh	4.393	5.471	7.489	8.364	9.222 (4,8)
Wälzungskosten der Gasnetzbetreiber auf alle Netznutzer	Mio. Euro	107	131	154	178	172
Wälzungskosten pro eingespeister kWh Biogas	ct/kWh	2,436	2,394	2,056	2,124	1,865

Tabelle 86: Kennzahlen Biogaseinspeisung 2012-2016

C Netze

1. Netzausbau

1.1 Netzentwicklungsplan Gas

Der Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) enthält Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Es ist gesetzlich vorgeschrieben, dass er bis 2016 jährlich und nunmehr alle zwei Jahre, in jedem geraden Jahr, erstellt wird.

Inhaltlicher Fokus des NEP Gas sind Ausbaufragen, die sich durch den Anschluss von Gaskraftwerken – hier besteht eine Schnittstelle zum Elektrizitätsmarkt –, Gasspeichern und Industriekunden stellen. Des Weiteren betrachtet er Verbindungen des deutschen Fernleitungsnetzes mit den Fernleitungsnetzen europäischer Nachbarstaaten und den Kapazitätsbedarf in den nachgelagerten Netzen. Schließlich ist die Umstellung zahlreicher Netzgebiete von niederkalorischem (L-Gas) auf hochkalorisches Gas (H-Gas) ein wichtiger Bestandteil des Netzentwicklungsplans NEP Gas.

Der erste Entwurf des NEP Gas 2016-2026 wurde der Bundesnetzagentur von den Fernleitungsnetzbetreibern fristgemäß am 1. April 2016 vorgelegt. Den zweiten Entwurf des NEP Gas 2016-2026 haben die Fernleitungsnetzbetreiber am 5. April 2017 an die Bundesnetzagentur übergeben. Die Erarbeitung des zweiten Entwurfs war in Folge eines Beschwerdeverfahrens erforderlich geworden, das sich gegen die am 11. Dezember 2015 von der Bundesnetzagentur erlassene Bestätigung des dem NEP Gas 2016-2026 zugrundeliegenden Szenariorahmens richtete. Anlass des Beschwerdeverfahrens war die Nicht-Berücksichtigung der beiden Gaskraftwerksprojekte in Altbach und Heilbronn, welche nun im NEP Gas 2016-2026 enthalten sind. Der zweite Entwurf des NEP Gas 2016-2026 basiert auf der von der Bundesnetzagentur am 3. Januar 2017 getroffenen Teilneubescheidung des Szenariorahmens. Ebenso wie der erste Entwurf wurde auch der zweite Entwurf des NEP Gas 2016-2026 von der Bundesnetzagentur konsultiert.[138]

Unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse hat die Bundesnetzagentur am 26. Juli 2017 ein Änderungsverlangen an die Fernleitungsnetzbetreiber formuliert.

Dabei sind gegenüber dem NEP Gas 2015 42 neue Maßnahmen hinzugekommen. Die neuen Maßnahmen dienen vor allem der Marktraumumstellung von niederkalorischem L-Gas auf hochkalorisches H-Gas, dem Anschluss von neuen Gaskraftwerken sowie der Ableitung von Gas aus der geplanten Nord Stream-Erweiterung.

---

[138] Die Ergebnisse der Konsultationen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur abrufbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2016/NEP_Gas_2016_Konsultationsergebnisse.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Mit dem Änderungsverlangen bestätigt die Bundesnetzagentur 112 der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von ca. 3,9 Mrd. Euro. Die bestätigten Maßnahmen umfassen einen Leitungsausbau von 822,6 km und einen Verdichterausbau von 429 MW.

Fünf Maßnahmen, die im Zusammenhang mit der Nord Stream 2 stehen, werden erst dann in den NEP Gas 2016-2026 aufgenommen wenn die Genehmigungen für den Bau der Nord Stream 2 vorliegen. Dadurch würde sich das Investitionsvolumen des NEP Gas 2016-2026 auf 4,4 Mrd. Euro erhöhen.

Daneben weisen drei Maßnahmen noch nicht den erforderlichen Präzisierungsgrad für eine Prüfung und Genehmigung durch die Bundesnetzagentur auf und müssen daher aus dem NEP Gas 2016-2026 herausgenommen werden. Zwei weitere Maßnahmen sind nach Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber auf der Grundlage inzwischen aktualisierter Planungen nicht mehr erforderlich.

Außerdem gibt die Bundesnetzagentur den Fernleitungsnetzbetreibern auf, ein Investitionsprojekt zusätzlich in den NEP 2016-2026 aufzunehmen. Dieses erfüllt nach Ansicht der Bundesnetzagentur die Kriterien für eine NEP-Maßnahme und hätte daher im Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber enthalten sein müssen.

Für die Erstellung des nächsten NEP Gas 2018-2028, haben die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber am 19.06.2017 den Szenariorahmen zum NEP Gas 2018-2028 veröffentlicht und bis zum 14.07.2017 konsultiert.[139] Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Entwurf überarbeitet und die überarbeitete Fassung am 11. August 2017 der Bundesnetzagentur zur Bestätigung vorgelegt.

1.2 Umsetzungsbericht 2017

Am 31.03.2017 veröffentlichten die Fernleitungsnetzbetreiber erstmalig den Umsetzungsbericht zum Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas). Dieser ist ab 2017 in jedem ungeraden Jahr von den Fernleitungsnetzbetreibern zu erstellen. Der Bericht muss gemäß § 15b EnWG Angaben zum Stand der Umsetzung des zuletzt veröffentlichten Netzentwicklungsplans und im Falle von Verzögerungen der Umsetzung die dafür maßgeblichen Gründe enthalten. Das am 31.03.2017 vorgelegte Dokument wurde von der Bundesnetzagentur umfassend konsultiert.[140] Aus den Stellungnahmen geht hervor, dass sich der Markt für künftige Berichte eine ausführlichere Darstellung mit mehr Informationen zum jeweiligen Umsetzungsstand der Ausbaumaßnahmen wünscht. Dies betrifft die Meilensteine der jeweiligen Projektplanungen, die Angabe von Gründen für Verzögerungen und vor allem Informationen zum Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

Die FNB haben im Umsetzungsbericht die bestätigten Maßnahmen des NEP Gas 2015 sowie Maßnahmen des zweiten Konsultationsdokumentes zum NEP Gas 2016-2026, insgesamt 132 Maßnahmen, aufgeführt. Eine

---

[139] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2018/Szenariorahmen2018/NEPGas_Szenario2018_node.html

[140] Konsultationsergebnisse: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2016/Umsetzungsbericht/Umsetzungsbericht_node.html

bisher im NEP Gas schon enthaltene Übersicht zum Umsetzungsstand der einzelnen Maßnahmen haben sie aktualisiert.

Bestätigte Netzausbaumaßnahmen NEP Gas 2016-2026

Abbildung 131: Bestätigte Netzausbaumaßnahmen NEP Gas 2016-2026

2. Investitionen

Als Investitionen im Sinne des Monitoring gelten die in 2016 aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der Wert der in 2016 neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen. Aufwendungen bestehen aus der Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements, 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. Bei den nachfolgend dargestellten Ergebnissen handelt es sich um die handelsrechtlichen Werte der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber aus den jeweiligen Bilanzen der Unternehmen. Die handelsrechtlichen Werte entsprechen nicht den kalkulatorischen Werten, die nach der Systematik der 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.

2.1 Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur Fernleitungsnetzbetreiber

Im Jahr 2016 wurden von den 16 deutschen FNB insgesamt 469,9 Mio. Euro (2015: 495,9Mio. Euro) für Investitionen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Hiervon entfielen 422,4 Mio. Euro (2015: 340,7 Mio. Euro) auf Investitionen in Neubau/ Ausbau/ Erweiterung und 47,5 Mio. Euro (2015: 155,2) auf Erhalt/ Erneuerung der Netzinfrastruktur. Von den Gesamtinvestitionen im Jahr 2016 sind 22 Prozent den Fernleitungsnetzen des Marktgebiets GASPOOL zuzurechnen, 78 Prozent denen des Marktgebiets NCG (2015: 48 Prozent GASPOOL, 52 Prozent NCG). Für das Jahr 2017 sind Gesamtinvestitionen in Höhe von 1,132 Mrd. Euro geplant, dies entspräche einem Anstieg gegenüber 2016 in Höhe von 76 Prozent. Die vergleichsweise hohen Schwankungen sind durch die Investitionen in einzelne Großprojekte bedingt.

Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung der Netzinfrastruktur betrugen im Jahr 2016 über alle FNB 283,3 Mio. Euro (2015: 365,5 Mio. Euro). Hiervon entfielen 48 Prozent auf das Marktgebiet GASPOOL, 52 Prozent auf das Marktgebiet NCG (2015: 51,8 Prozent GASPOOL, 48,2 Prozent NCG). Somit ergibt sich über alle FNB ein Gesamtbetrag für Investitionen und Aufwendungen von ca. 753,2 Mio. Euro. In der folgenden Grafik werden die Investitionen und Aufwendungen einzeln und als Gesamtwert seit dem Jahr 2013 sowie die geplanten Werte für das Jahr 2017 abgebildet.

Abbildung 132: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber

2.2 Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur Verteilernetzbetreiber Gas

Im Rahmen der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2017 haben rund 650 VNB Gas für das Jahr 2016 ein gesamtes Investitionsvolumen für Neubau, Ausbau und Erweiterung (631 Mio. Euro) sowie Erhalt und Erneuerung (389 Mio. Euro) der Netzinfrastruktur von 1.020 Mio. Euro gemeldet. Für das Jahr 2017 wird mit einem Investitionsvolumen in Höhe von 1.058 Mio. Euro gerechnet.

Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung betrugen nach Angaben der VNB Gas im Jahr 2016 1.111 Mio. Euro. Für das Jahr 2017 wird mit einem Volumen der Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung in Höhe von 1.095 Mio. Euro gerechnet.

Abbildung 133: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Gas

Die Höhe der Investitionen der VNB ist von der Gasnetzlänge, der Anzahl der versorgten Zählpunkte sowie anderen individuellen Strukturparametern, insbesondere auch geographischen Gegebenheiten, abhängig. Tendenziell tätigen VNB mit höheren Gasnetzlängen auch hohe Investitionen. 130 der befragten VNB Gas bewegten sich in einem Investitionsrahmen zwischen 100.001 und 250.000 Euro. Nur 46 VNB Gas tätigten Investitionen mit einem Volumen von mehr als 5 Mio. Euro.

Abbildung 134: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2016

Für 144 der befragten VNB Gas bewegte sich die Summe der Aufwendungen in einem Rahmen zwischen 0 und 100.000 Euro. Nur 51 VNB Gas wiesen bei der Summe der Aufwendungen ein Volumen von mehr als 5 Mio. Euro auf.

Abbildung 135: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2016

2.3 Investitionen und Anreizregulierung

Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) bietet Netzbetreibern die Möglichkeit, Kosten für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen über die genehmigte Erlösobergrenze hinaus in den Netzentgelten anzusetzen. Auf der Grundlage des § 23 ARegV erteilt die Bundesnetzagentur auf Antrag Genehmigungen für einzelne Projekte, sofern die dort genannten Voraussetzungen erfüllt sind.

Seit der Änderung des § 23 ARegV im Frühjahr 2012 ist für Investitionsmaßnahmen eine Genehmigung des Projekts dem Grunde nach vorgesehen. Nach erteilter Genehmigung kann der Netzbetreiber nun seine Erlösobergrenze um die mit dem Projekt verbundenen Betriebs- und Kapitalkosten unmittelbar im Jahr der Kostenentstehung anpassen. Die Überprüfung der angesetzten Kosten findet durch die Bundesnetzagentur im Rahmen einer ex-post-Kontrolle statt.

Zum 31. März 2017 sind 85 Neuanträge für Investitionsmaßnahmen im Bereich Elektrizität und Gas bei der zuständigen Beschlusskammer gestellt worden. Mit diesen Maßnahmen sind spartenübergreifend Anschaffungs- und Herstellungskosten in Höhe von ca. 8,8 Mrd. Euro verbunden. Den Bereich Gas betrafen 14 Anträge mit einem Volumen in Höhe von ca. 350 Mio. Euro. Hiervon wurden alle Anträge von Fernleitungsnetzbetreibern gestellt, von Verteilernetzbetreibern gingen keine Anträge ein.

3. Kapazitätsangebot und Vermarktung

3.1 Angebot von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten

Auch 2016 wurden im Monitoring Fragen zur Buchung, Nutzung, Verfügbarkeit und Präferenz von Transportkapazitäten gestellt. Dabei wurde wieder zwischen den verschiedenen am Markt angebotenen Kapazitätsprodukten unterschieden. Es wurde nach dem mittleren Angebot von festen Kapazitäten an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten sowie an Netzanschlusspunkten zu Speichern, Kraftwerken und Letztverbrauchern gefragt. Die im Rahmen der internen Bestellung mit nachgelagerten Netzbetreibern vereinbarten Vorhalteleistungen sind in dieser Abfrage nicht inkludiert, da die Netzkopplungspunkte zu Verteilernetzen nicht direkt an Transportkunden vermarktet werden.

Über alle festen Kapazitätsprodukte ist die Summe der Einspeisekapazität aller Fernleitungsnetzbetreiber, im Gegensatz zum letztjährigen Rückgang[141], insgesamt um 5,2 Mio. kWh/Stunde auf 480 Mio. kWh/Stunde angestiegen. Auffällig ist, wie auch schon im letzten Jahr, der Rückgang der festen, frei zuordenbaren Kapazität (FZK). Zwar stellt dieses Kapazitätsprodukt in beiden Marktgebieten nach wie vor den Großteil der angebotenen festen Produkte dar, in Summe ist hier jedoch ein starker Rückgang von 3,9 Prozent gegenüber dem Vorjahr zu beobachten. Bei den anderen Kapazitätsprodukten (bFZK, DZK und BZK) hingegen gab es einen Anstieg an Einspeisekapazitäten. Da keine punktgenaue Abfrage des Kapazitätsangebotes vorgenommen wurde, kann nicht auf Substitutionen von FZK-Angeboten durch Produkte mit Zuordnungsauflagen geschlossen werden.

Abbildung 136: Angebot von Einspeisekapazitäten

[141] Die Werte für die Einspeisekapazitäten für 2015 wurden nachträglich aktualisiert.

Demgegenüber ist bei der Ausspeisekapazität ein Anstieg von 20,2 Mio. kWh/Stunde gegenüber dem Vorjahr auf 331,1 Mio. kWh/Stunde zu verzeichnen. Zu beachten ist, dass nicht jeder FNB alle Kapazitätsprodukte anbietet. Die aggregiert beschriebenen Entwicklungen lassen sich somit nicht auf jeden einzelnen FNB projizieren.

Das insgesamt höhere Angebot von Ein- gegenüber Ausspeisekapazitäten ist insbesondere mit der Eigenschaft Deutschlands als Importland zu erklären. Aufgrund der daran ausgerichteten Netzplanung werden an Grenzübergangspunkten mehr Ein- als Ausspeisekapazitäten vermarktet. Wie oben beschrieben, sind die Kapazitäten zu Verteilernetzen und somit zum überwiegenden Anteil der Letztverbraucher nicht in dieser Aufstellung enthalten, da diese nicht direkt von den Fernleitungsnetzbetreibern an Transportkunden vermarktet werden. Aus der Betrachtung dieser Vermarktungshöhen soll daher kein falscher Schluss gezogen werden. Die deutschen Gasnetze verfügen über alle Netzebenen gesehen insgesamt über mehr Aus- als Einspeisekapazitäten.

Abbildung 137: Angebot von Ausspeisekapazitäten

Gemäß § 12 Ziff. 3 KoV VIII Anlage 1 unterliegen Renominierungen an Marktgebiets- und Grenzübergangspunkten einer Beschränkung. Die Renominierung ist zulässig, wenn diese nicht 90 Prozent der vom Transportkunden insgesamt am Buchungspunkt gebuchten (festen) Kapazität überschreitet und nicht 10 Prozent der gebuchten (festen) Kapazität unterschreitet. Bei initialen Nominierungen von mindestens 80 Prozent der gebuchten (festen) Kapazität wird die Hälfte des nicht nominierten Bereiches für die Renominierung nach oben zugelassen. Bei initialen Nominierungen von höchstens 20 Prozent der gebuchten (festen) Kapazität wird die Hälfte des nominierten Bereiches für die Renominierung nach unten zugelassen. Eine Renominierung über die Beschränkung hinaus ist weiterhin möglich, wird jedoch wie die Nominierung unterbrechbarer Kapazität behandelt. Durch die Begrenzungen ist es den Fernleitungsnetzbetreibern möglich, verglichen mit einem Basisfall ohne Renominierungsbeschränkung, zusätzliche Kapazitäten anzubieten. Erneut konnte durch dieses Instrument ein hoher Umfang zusätzlicher Kapazitäten angeboten werden. Im Kalenderjahr 2016 betrug das Angebot von Einspeisekapazitäten durch die

Renominierungsbeschränkungen der Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet NCG 2,4 Mio. kWh/Stunde, was einer Steigerung von 15,2 Prozent im Vergleich zum Kalenderjahr 2015 entspricht. Das Angebot entsprechender Ausspeisekapazitäten erhöhte sich um 17 Prozent auf 3,3 Mio. kWh/Stunde. Die Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet GASPOOL konnten im Jahr 2016 das Angebot von Einspeisekapazitäten aufgrund von Renominierungsbeschränkungen um 21,3 Prozent auf 2,9 Mio. kWh/Stunde steigern. Die angebotenen Ausspeisekapazitäten erhöhten sich in 2016 im Vergleich zu 2015 um 5,7 Prozent auf 3,7 Mio. kWh/Stunde.

3.2 Kapazitätskündigungen

Im Berichtszeitraum wurden insgesamt 177 langfristige Kapazitätsverträge gekündigt, davon 136 an Netzanschlusspunkten zu Speichern, 30 an Grenzübergangspunkten, sechs an Marktgebietsübergangspunkten und fünf zu Letztverbrauchern. Folgende Kapazitätsarten waren betroffen: 159-mal FZK, 17-mal unterbrechbar und 1-mal DZK. Die gekündigten Verträge wiesen im Durchschnitt eine Laufzeit von 259 Tagen auf und umfassten Kapazitätsrechte von durchschnittlich 4,2 Mio. kWh/Stunde. Die Ursachen der Kapazitätskündigungen sind vielschichtig und könnten in der Auflösung weiterer vertraglicher Engpässe und in der gesicherten kurzfristigen Kapazitätsbeschaffung begründet liegen.

Die sich ändernde Buchungssituation zu tendenziell immer kurzfristigeren Buchungen bietet sowohl Chancen als auch Risiken für die Fernleitungsnetzbetreiber. Auf der einen Seite erhalten sie durch die stärker am tatsächlichen Transportbedarf ausgerichteten Kapazitätsbuchungen der Transportkunden die Möglichkeit, die Ausweisung von Kapazitäten marktgerechter vorzunehmen. Es können Kapazitäten von Punkten mit geringem Nachfragebedarf zu Punkten mit hohem Nachfragebedarf verlagert werden, soweit dies netzhydraulisch möglich ist. Auf der anderen Seite stehen die Liquiditätsplanung und die Netzentgeltkalkulation der Fernleitungsnetzbetreiber. Ein weniger gut vorhersehbares Buchungsgerüst macht die Bildung von spezifischen Entgelten und die Prognose von Erlösströmen anspruchsvoller.

3.3 Unterbrechbare Kapazitäten

Grundsätzlich sind unterbrechbare Kapazitäten kostengünstiger als feste Kapazitäten. Sie beinhalten allerdings das Risiko, dass ggf. der gewünschte Gastransport nicht durchgeführt werden kann. Eckpunkte zur Ermittlung von Entgelten für unterbrechbare Kapazitäten wurden in der Festlegung zur Bepreisung von Ein- und Ausspeisekapazitäten („BEATE“) definiert.

Insgesamt 13 der Großhändler und Lieferanten, die unterbrechbare Kapazitätsverträge abgeschlossen haben, gaben an, tatsächlich im Gaswirtschaftsjahr 2015/ 16 unterbrochen worden zu sein. Wie in den letzten Berichtsjahren sind zudem sowohl die Anzahl der Unterbrechungen als auch die Unterbrechungsdauer über die einzelnen Großhändler und Lieferanten sehr unterschiedlich verteilt. Neben der Unterbrechungsdauer in Stunden gibt die nachfolgende Grafik auch die absolute Anzahl der Unterbrechungen der jeweiligen Großhändler und Lieferanten im entsprechenden Gaswirtschaftsjahr an. Im Vergleich zum Vorjahr sind sowohl die Anzahl der Unterbrechungen als auch die durchschnittliche Unterbrechungszeit gestiegen. Im Durchschnitt wurden 18,9 Stunden gegenüber 14,3 Stunden des Vorjahres unterbrochen. In Summe ist die Unterbrechungszeit über alle betroffenen Unternehmen im Verhältnis zum Vorjahr wieder gestiegen (GWJ 2015/2016: 4.625 h; GWJ 2014/ 15: 1.515 h; GWJ 2013/ 14: 946 h; GWJ 2012/ 13: 1.975 h; GWJ 2011/ 12: 6.753 h). Die absolute Anzahl der Großhändler und Lieferanten, deren Verträge mindestens einmal unterbrochen wurden ist im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken (GWJ 2015/2016: 13h; GWJ 2014/ 15: 16h; GWJ 2013/ 14: 10h; GWJ 2012/ 13: 11h; GWJ 2011/ 12: 14h).

Abbildung 138: Gesamte Unterbrechungsdauer in Stunden und Anzahl der Unterbrechungen pro Großhändler bzw. Lieferant

Für das nähere Verständnis der Abbildung eine kurze beispielhafte Erläuterung: Aufgeführt sind die 13 Großhändler und Lieferanten, die im Betrachtungszeitraum mindestens eine Unterbrechung erfahren und diese im Monitoring gemeldet haben, mit dem jeweiligen Wertepaar aus Unterbrechungsdauer und -häufigkeit. Das Unternehmen mit der höchsten Unterbrechungsdauer (1. Säule) wurde insgesamt 107-mal für insgesamt 2274 Stunden unterbrochen.

Neben den Transportkunden wurden auch die Fernleitungsnetzbetreiber nach Unterbrechungsdauer und -menge sowohl von unterbrechbaren, als auch von festen Kapazitätsprodukten – bezogen auf die initiale Nominierung bzw. den letzten vom Transportkunden renominierten Wert vor Bekanntgabe der Unterbrechung – befragt.

Im Kalenderjahr 2016 wurde über alle Ein- und Ausspeisepunkte in das oder aus dem Marktgebiet zusammen eine ursprünglich (re-)nominierte Gasmenge von 2,8 Mrd. kWh (2015: 3 Mrd. kWh) nicht transportiert. Dabei bildet die Unterbrechung unterbrechbarer Transporte mit 96 Prozent den größeren Anteil. Durch die Unterbrechung unterbrechbarer Transporte wurden insgesamt 2,8 Mrd. kWh der nominierten Mengen nicht transportiert. Der größere Teil dieser Unterbrechungsmengen wurde mit 54,3 Prozent durch Unterbrechungen an Netzanschlusspunkten zu Speichern verursacht. Der Anteil der Unterbrechungsmengen an Grenzübergangspunkten betrug 44,2 Prozent, der Rest der Unterbrechungsmengen ist marktgebietsüberschreitenden Transporten zuzuordnen.

Die Unterbrechungsmengen der festen Kapazitätsverträge (hierzu zählen FZK, bFZK, DZK und BZK) entfielen komplett auf die Netzkopplungspunktkategorie Grenzüberganspunkt.

Die nachfolgende Grafik stellt die regionale Verteilung der Unterbrechungen dar. Die dargestellten Unterbrechungsmengen beziehen sich jeweils auf den Anteil der Nominierung, der aufgrund einer durch den Fernleitungsnetzbetreiber ausgesprochenen Unterbrechung nicht transportiert wurde. Bezogen auf die insgesamt entgegengenommene Nominierung, wurden an Einspeisepunkten 0,05 Prozent der von Transportkunden nominierten Mengen und an Ausspeisepunkten 0,16 Prozent der Nominierungen unterbrochen. Wie oben bereits beschrieben, entfällt hiervon jedoch ein Großteil auf Mengen aus unterbrechbaren Transportverträgen.

Die Pfeilrichtung zeigt an, in welche Richtung unterbrochen wurde. Bei der Grafik gilt zu beachten, dass die Pfeildicke den Anteil der an der jeweiligen Grenze unterbrochenen Menge an der unterbrochenen Gesamtmenge darstellt.

Abbildung 139: Unterbrechungsmengen nach Regionen

3.4 Interne Bestellung

Ein grundlegendes Element des Kapazitätsmodells der Fernleitungsnetzbetreiber ist die mit den nachgelagerten Netzbetreibern vereinbarte feste Ausspeisekapazität (interne Bestellung). Diese Vorhalteleistungen werden nicht von den Transportkunden gebucht, haben jedoch gleichwohl einen großen Einfluss auf die Höhe der an vermarktbaren Entry- und Exit-Punkten angebotenen festen Kapazität. Die für das Kalenderjahr 2016 von den nachgelagerten Netzbetreibern abgegebene interne Bestellung belief sich im Marktgebiet NetConnect Germany auf eine Summe von 153,7 GWh/Stunde. Insgesamt konnten seitens der FNB hiervon 98,9 Prozent befristet oder unbefristet fest zugesagt werden.

Im Marktgebiet GASPOOL wurde eine Vorhalteleistung von insgesamt 102,2 GWh/Stunde bestellt. Der Anteil der befristet oder unbefristet festen Zusagen beläuft sich auf 99,5 Prozent.

Abbildung 140: Zwischen FNB und VNB vereinbarte Kapazitäten in GWh/Stunde

4. Versorgungsstörungen Gas

Die Bundesnetzagentur hat wie in den Vorjahren eine vollständige Erhebung aller Gas-Versorgungsunterbrechungen in der Bundesrepublik Deutschland durchgeführt. Gemäß § 52 EnWG sind alle Gasnetzbetreiber verpflichtet, der Bundesnetzagentur bis zum 30. April eines Jahres alle Versorgungsunterbrechungen des Vorjahres zu melden. Die Bundesnetzagentur ermittelt aus diesen Meldungen einen Durchschnittswert für alle Letztverbraucher, den sogenannten SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index); diese Kenngröße bestimmt die durchschnittliche Dauer innerhalb eines Jahres, in der ein Kunde von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist. Beim SAIDI-Wert werden weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt, wie etwa Naturkatastrophen, berücksichtigt. In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die auf Einwirkungen Dritter, auf Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Bereich des Netzbetreibers zurückzuführen sind.

Die Vollerhebung der Versorgungsunterbrechungen aller in der Bundesrepublik Deutschland existierenden und in der Energiedatenbank der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzen (ca. 730 Netze) hat folgendes Erhebungsergebnis für das Jahr 2016 ergeben:

SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2016

Druckstufe	Spezifischer SAIDI	Anmerkungen
≤ 100mbar	0,84 min/Jahr	Haushalts- u. Kleinverbraucher
> 100mbar	0,18 min/Jahr	Großverbraucher, Gaskraftwerke
> 100mbar	0,01 min/Jahr	nachgelagerte Netzbetreiber
druckstufenunabhängig	1,03 min/Jahr	SAIDI-Wert über alle Letztverbraucher

Tabelle 87: SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2016

Seit dem Jahr 2006 wird der SAIDI-Wert für die deutschen Gasnetznetzbetreiber von der Bundesnetzagentur ermittelt. Im Zeitablauf ergibt sich folgende Reihe:[142]

Abbildung 141: Zeitablauf des SAIDI-Wertes

[142] Der Wert für 2014 wurde ohne ERM-Unfall ausgewiesen. Mit Berücksichtigung des Unfalls auf der ERM beträgt der SAIDI-Wert für 2014 etwa 16,8 Minuten.

5. Netzentgelte

5.1 Ermittlung der Netzentgelte Gas

Netzentgelte werden von den Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern erhoben und stellen einen Bestandteil des Endkundenpreises dar (vgl. hierzu auch den Abschnitt „Preisniveau“ im Kapitel Einzelhandel Gas ab Seite 375). Mittels der Netzentgelte werden die Kosten für Betrieb, Unterhaltung und Ausbau der Netze auf alle Netznutzer umgelegt. Die Ermittlung der Netzentgelte basiert auf einer, in der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) festgelegten und für alle Netzbetreiber verbindlichen Systematik. Die Entgelte des Netzbetreibers sind diskriminierungsfrei und möglichst verursachungsgerecht unter Beachtung einer Erlösobergrenze insgesamt vom Netzbetreiber festzulegen. Die Erlösobergrenze wird unter Anwendung der in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) festgelegten Vorschriften je Netzbetreiber für jedes Jahr einer Regulierungsperiode ermittelt. Die Netzentgelte gehören somit zu den regulierten Endpreisbestandteilen.

Die Ermittlung der Erlösobergrenze erfolgt unter Anwendung der Instrumente der Anreizregulierung auf Basis einer zuvor durchgeführten Kostenprüfung. Hierbei werden die Kosten des Netzbetriebs durch die zuständige Regulierungsbehörde erhoben und geprüft. Die Kostenprüfung erfolgt vor Beginn einer Regulierungsperiode, das heißt alle fünf Jahre, auf Basis des testierten Jahresabschlusses des vorvorletzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Davon ausgehend ergeben sich die Netzkosten als Summe der aufwandsgleichen Kosten, der kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, sowie den kalkulatorischen Steuern abzüglich kostenmindernder Erlöse und Erträge. Auf Grundlage der Kosten des Jahres 2010 wurde das Ausgangsniveau für die Festlegung der Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode durchgeführt. Die aktuelle Kostenprüfung findet seit dem zweiten Halbjahr 2016 auf Basis der Kostendaten des Jahres 2015 statt.

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

Die Netzkosten werden hierfür in unterschiedliche Kostenanteile aufgeteilt. Hervorzuheben sind dabei die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, die nicht den Instrumenten der Anreizregulierung unterliegen. Maßgebliche Kostenanteile sind hier auf Fernleitungsnetzebene u.a. Kosten für Investitionsmaßnahmen gem. § 23 ARegV. Für die Verteilernetzbetreiber sind u.a. vorgelagerte Netzkosten wesentliche dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Die Erlösobergrenze wird für bestimmte Kostenbestandteile jährlich angepasst. Ein Abgleich von Plan- und Ist-Werten erfolgt über das Regulierungskonto des Netzbetreibers. Mittels der Netzentgeltsystematik werden die für den jeweiligen Netzbetreiber zugelassenen Erlöse auf die Netznutzer umgelegt.

Grundsätzlich sieht der Abschnitt 3 der GasNEV im Rahmen der Kostenträgerrechnung zwei unterschiedliche Entgeltsysteme vor. Der systematische Regelfall sind Ein- und Ausspeise-Kapazitätsentgelte nach § 13 GasNEV. Diese ergeben sich aus dem Entry-Exit-Zugangsmodell. In Abweichung dazu sieht § 18 GasNEV für örtliche Verteilnetze ausspeiseseitig die Bildung von Arbeits- und Leistungspreisen bzw. Arbeits- und Grundpreisen vor. Einspeiseentgelte werden in diesem Fall nicht erhoben. Einige wenige regionale

Verteilernetze verwenden das Entry-Exit Tarifsystem. Damit unterscheidet sich das Netzentgeltsystem für die Gasnetze deutlich von dem für die Stromnetze, das weder Einspeiseentgelte noch Kapazitätsentgelte kennt.

Die Ausspeiseentgelte von allen übrigen Verteilernetzbetreibern bestehen aus zwei Komponenten, einem Leistungs- und einem Arbeitspreis. Um diese zu bilden, wird sehr oft das sogenannte Netzpartizipationsmodell verwendet. Dabei wird das Verteilnetz mit seinen zugehörigen Kosten in einen Ortstransportnetzanteil und einen Ortsverteilnetzanteil aufgeteilt. Über eine mathematische Funktion wird der Anteil, den ein Kunde mit gegebenem Verbrauch hat, am Ortsverteilnetz bestimmt. Kunden mit geringerem Verbrauch benötigen einen größeren Teil des Ortsverteilnetzes, Kunden mit größerem Verbrauch dagegen sind mit höherer Wahrscheinlichkeit an einer Ortstransportleistung angeschlossen. Daraus ergibt sich eine Degression des spezifischen Netzentgelts bei größerem Verbrauch. Das Verfahren wird für Leistungs- und Arbeitspreis separat durchgeführt. Bei nicht-leistungsgemessenen Kunden (alle Haushalts- und viele Kleingewerbekunden) wird eine durchschnittliche Vorhalteleistung angesetzt und so die Leistungskomponente mittels eines Grundpreises abgebildet.

Neben dem Netzpartizipationsmodell werden noch weitere Systeme zur Entgeltbildung verwendet. Diese führen im Wesentlichen zu vergleichbaren Ergebnissen hinsichtlich der Entgeltdegression und sind ebenfalls unabhängig von der konkreten Anschlusssituation eines einzelnen Kunden.

Jährlich zum 1. Januar müssen die Netzbetreiber gegenüber der Regulierungsbehörde darlegen, dass das so ermittelte Entgeltsystem nicht die Erlösobergrenze überschreitet. Bei einer Anpassung der Erlösobergrenze gemäß den Regelungen der Anreizregulierungsverordnung nach unten sind die Netzbetreiber zur Anpassung ihrer Entgelte verpflichtet; im umgekehrten Fall sind sie hierzu berechtigt, jedoch nicht verpflichtet.

5.2 Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland

Die nachstehende Abbildung 142 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen mengengewichteten Netzentgelte Gas inklusive vorgelagerter Netzkosten für drei Abnahmefälle in ct/kWh vom 1. April 2007 bis zum 1. April 2017. Die Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb wurden den in der nachfolgenden Abbildung dargestellten Netzentgelten hinzuaddiert. Das Entgelt für Abrechnung ist seit dem 1. Januar 2017 Bestandteil der Netzentgelte und wird nicht mehr gesondert ausgewiesen. Den dargestellten Werten liegen Angaben von Gaslieferanten zugrunde, die eine breite Streuung aufweisen. Darüber hinaus wurde im Zeitverlauf die Erhebungssystematik mehrfach angepasst. Die Darstellung der Netzentgelte basiert auf den folgenden drei Abnahmekategorien:

- Haushaltskunde in der Grundversorgung: Ab Stichtag 1. April 2016 erfolgt die Abgrenzung nach dem Abnahmeband II mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh). Die Netzentgelte vor diesem Stichtag wurden - wie in den Jahren zuvor - für den durchschnittlichen Abnahmefall 23.269 kWh ausgewiesen.

- „Gewerbekunde“: Abnehmer mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh und ohne eine vorgeschriebene Jahresbenutzungsdauer.

- „Industriekunde“: Abnehmer mit einem Jahresverbrauch von 116 GWh und einer Jahresbenutzungsdauer von 250 Tagen (4.000 Stunden).

Das durchschnittliche mengengewichtete Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb für den Haushaltskunden in der Grundversorgung im Abnahmefall Band II betrug 1,50 ct/kWh zum Stichtag 1. April 2017 und befand sich damit auf dem Vorjahresniveau. Über den Betrachtungszeitraum von zehn Jahren sind die Netzentgelte für Haushaltskunden in der Grundversorgung von 1,20 ct/kWh auf 1,50 ct/kWh gestiegen.

Abbildung 142: Entwicklung der Netzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb gemäß Abfrage Lieferanten Gas

5.3 Regionale Verteilung der Netzentgelte

Die Höhe der Netzentgelte ist regional sehr unterschiedlich. Für einen Vergleich der Netzentgelte in Deutschland werden anhand der veröffentlichten Preisblätter aller Verteilernetzbetreiber die relevanten Informationen zu den drei betrachteten Abnahmefällen (Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunde, s.o.) zusammengetragen. Gemäß § 27 Abs. 1 GasNEV sind alle Netzbetreiber verpflichtet, die für ihr Netz geltenden Netzentgelte auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen. Aus den Angaben zu den jeweiligen Grund-, Arbeits- und Leistungspreisen je VNB werden anschließend die für das Jahr 2017 gültigen Netzentgelte in ct/kWh bestimmt. Die Angaben verstehen sich ohne die Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb und ohne Umsatzsteuer, die Entgelte für Abrechnung sind ab dem 1. Januar 2017 in den Netzentgelten enthalten. Zwecks Übersichtlichkeit in der Darstellung werden die Netzentgelte in sechs (Haushalts- und Gewerbekunden) bzw. fünf (Industriekunden) verschiedenen Klassen eingeteilt.[143] Für die Ermittlung des Netzentgeltniveaus im Bereich der Haushalts- und Gewerbekunden, wurden 705 bzw. 701 Gasnetze analysiert.

[143] In den jeweiligen Kartendarstellungen wurden nur Regionen mit einem bestehenden Gasverteilnetz farblich hinterlegt. Regionen ohne ein bestehendes Gasverteilnetz erscheinen in den Kartendarstellungen dementsprechend in der Farbe Weiß.

In beiden Bereichen entspricht dies einer Marktabdeckung von 98 Prozent. Zusätzlich wurden die Netzentgelte in eine Betrachtung nach Bundesländern überführt. Hierbei werden die einzelnen Netzentgelte mit der jeweiligen Anzahl der Zählpunkte gewichtet um Aussagen über das durchschnittliche Netzentgeltniveau je Bundesland abzuleiten.

Für den Bereich der Haushaltskunden liegen deutschlandweit die niedrigsten Netzentgelte bei 0,7 ct/kWh, die höchsten Netzentgelte bei 3,8 ct/kWh. Bei der Verteilung der Netzentgelte besteht, mit Ausnahme des Saarlands, ein Ost-West Gefälle. Während der Durchschnittswert der Netzentgelte für Haushaltskunden in den neuen Bundesländern (ohne Berlin) bei 1,71 ct/kWh liegt, liegt dieser Wert in den alten Bundesländern (inkl. Berlin) bei 1,39 ct/kWh. Bei einer Durchschnittsbetrachtung nach Bundesländern entfallen die höchsten Netzentgelte im Bereich der Haushaltskunden auf Mecklenburg-Vorpommern und das Saarland, die niedrigsten auf Bayern und Bremen.

Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2017

Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Mecklenburg-Vorpommern	2,00	0,90	2,80	24
Saarland	1,82	1,29	2,59	19
Sachsen-Anhalt	1,81	0,89	2,86	28
Thüringen	1,63	1,00	2,32	30
Sachsen	1,62	0,96	2,25	37
Nordrhein-Westfalen	1,50	0,82	3,85	126
Brandenburg	1,47	0,85	3,23	28
Baden-Württemberg	1,47	0,96	2,52	106
Rheinland-Pfalz	1,41	0,85	2,38	36
Schleswig-Holstein	1,40	0,70	2,02	43
Hessen	1,36	0,96	1,73	47
Niedersachsen	1,32	0,77	1,91	64
Hamburg	1,29	1,29	1,29	1
Berlin	1,25	1,25	1,25	1
Bayern	1,25	0,79	3,85	109
Bremen	1,24	1,20	1,44	2

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

Tabelle 88: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland - Stand 1. Januar 2017

Abbildung 143: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden

Die Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden ähnelt denen der Haushaltskunden. Die Spreizung der höchsten und niedrigsten Netzentgelte bewegt sich deutschlandweit zwischen 0,5 ct/kWh und 3,4 ct/kWh. Bei der Verteilung der Netzentgelte besteht im Vergleich zu den Netzentgelten für Haushaltskunden ein leichteres Ost-West Gefälle. Während der Durchschnittswert der Netzentgelte für Gewerbekunden in den neuen Bundesländern (ohne Berlin) bei 1,45 ct/kWh liegt, liegt dieser Wert in den alten Bundesländern (inkl. Berlin) bei 1,17 ct/kWh. Bei einer Durchschnittsbetrachtung nach Bundesländern entfallen die höchsten Netzentgelte im Bereich der Gewerbekunden auf Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt, die niedrigsten auf Berlin und Bremen.

Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2017

Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Mecklenburg-Vorpommern	1,93	0,94	2,36	24
Sachsen-Anhalt	1,57	0,83	2,32	28
Saarland	1,50	1,06	2,17	19
Sachsen	1,33	0,74	1,97	37
Baden-Württemberg	1,25	0,64	2,46	106
Rheinland-Pfalz	1,23	0,65	2,06	36
Brandenburg	1,22	0,75	3,13	28
Thüringen	1,21	0,71	1,89	30
Niedersachsen	1,19	0,65	1,64	43
Nordrhein-Westfalen	1,18	0,14	2,21	47
Bayern	1,14	0,68	3,36	126
Hessen	1,14	0,81	1,84	109
Hamburg	1,09	1,09	1,09	2
Schleswig-Holstein	1,09	0,60	1,79	1
Berlin	1,08	1,08	1,08	1
Bremen	0,93	0,90	1,03	64

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

Tabelle 89: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland - Stand 1. Januar 2017

Abbildung 144: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden

Für die Ermittlung der Durchschnittsentgelte im Bereich der Industriekunden wurden nur Gasnetze berücksichtigt, die mindestens einen Netzkunden mit einer Abnahmegröße von 116 GWh aufweisen. Somit sind in die Analyse der Netzentgelte der Industriekunden Angaben von 127 Netzbetreibern eingeflossen. Die Spreizung der höchsten und niedrigsten Netzentgelte bewegt sich deutschlandweit zwischen 0,1 ct/kWh und 0,9 ct/kWh. Während der Durchschnittswert der Netzentgelte für Industriekunden in den neuen Bundesländern (ohne Berlin) bei 0,37 ct/kWh liegt, liegt dieser Wert in den alten Bundesländern (inkl. Berlin) bei 0,29 ct/kWh. Bei einer Durchschnittsbetrachtung nach Bundesländern entfallen die höchsten Netzentgelte im Bereich der Industriekunden auf Thüringen und Sachsen-Anhalt, die niedrigsten auf Mecklenburg-Vorpommern und Bremen.

Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2017

Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Thüringen	0,45	0,31	0,55	6
Sachsen-Anhalt	0,44	0,21	0,99	8
Saarland	0,43	0,35	0,56	4
Sachsen	0,39	0,11	0,62	7
Rheinland-Pfalz	0,33	0,27	0,73	7
Brandenburg	0,32	0,20	0,47	4
Baden-Württemberg	0,32	0,19	0,44	16
Berlin	0,30	0,30	0,30	1
Hessen	0,29	0,16	0,41	13
Nordrhein-Westfalen	0,29	0,17	0,36	19
Hamburg	0,29	0,29	0,29	1
Schleswig-Holstein	0,28	0,24	0,40	6
Bayern	0,28	0,12	0,66	21
Niedersachsen	0,26	0,20	0,48	10
Mecklenburg-Vorpommern	0,26	0,25	0,27	2
Bremen	0,17	0,16	0,24	2

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

Tabelle 90: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland - Stand 1. Januar 2017

Abbildung 145: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden

Die Ursachen für die regional unterschiedlichen Netzentgelte sind vielschichtig. Ein Hauptfaktor ist eine verminderte Auslastung der Netze sowie das jeweilige durchschnittliche Alter der Netze. Während der Modernisierung der Netze in den neuen Bundesländern nach der Wiedervereinigung wurden diese aus heutiger Sicht häufig zu groß dimensioniert. Diese Netze sind nun teilweise nicht hinreichend ausgelastet, dennoch fallen die Netzkosten entsprechend der Dimensionierung an. Ein weiterer Treiber ist die Besiedlungsdichte. In dünn besiedelten Gebieten müssen die Netzkosten auf wenige Netznutzer verteilt werden. In dicht besiedelten Gebieten ist es hingegen umgekehrt. Des Weiteren wirkt sich auch die jeweilige Altersstruktur der Netze auf die Entgelte aus. Jüngere Netze führen aufgrund der höheren Restwerte zu spezifisch höheren Kapitalkosten und damit zu höheren Entgelten. Bei älteren Netzen fallen aufgrund der schon fortgeschrittenen Abschreibung niedrigere Restwerte und damit niedrigere Kapitalkosten an. In der Folge ergeben sich dann auch niedrigere Entgelte. Allerdings ergibt sich aus dem Umstand, dass mit fortschreitendem Alter der Netze höhere Wartungs- und Instandsetzungskosten anfallen, ein korrigierender Ausgleichseffekt auf die Entgelte.

5.4 Erweiterungsfaktor nach § 10 Anreizregulierungsverordnung

Die Verteilnetzbetreiber Gas konnten im Jahr 2016 letztmalig bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe für ihre Erweiterungsinvestitionen einen Erweiterungsfaktor beantragen. Dieser bewirkt, dass Kosten infolge einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers im Laufe der Regulierungsperiode, auch bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe liegt vor, wenn sich die in § 10 Abs. 2 Satz 2 ARegV genannten Parameter dauerhaft und in erheblichem Umfang ändern. In 2016 wurden 68 Anträge auf Genehmigung eines Erweiterungsfaktors gestellt.

5.5 Regulierungskonto nach § 5 Anreizregulierungsverordnung

Im Jahr 2016 sind die Vorschriften zum Regulierungskonto einer grundlegenden Änderung unterzogen worden. Das Regulierungskonto wird nun nicht mehr von der Regulierungsbehörde, sondern vom Netzbetreiber geführt. Dieser ermittelt jährlich die in § 5 Abs. 1 und 1a ARegV beschriebenen Differenzen, die gemäß § 5 Abs. 2 ARegV verzinst werden und zum 31.12. des jeweiligen Jahres den Regulierungskontosaldo bilden. Dieser Saldo wird annuitätisch über die drei dem Jahr der Ermittlung folgenden Kalenderjahre durch Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze verteilt. Diese Zu- bzw. Abschläge ergeben die jeweiligen Anpassungsbeträge gemäß § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 1a i.V.m. § 5 Abs. 3 ARegV. Der Netzbetreiber muss sich den Regulierungskontosaldo sowie die sich daraus ergebenden Anpassungsbeträge von der Regulierungsbehörde genehmigen lassen. Er stellt dazu jährlich zum 30.06. einen Antrag.

Gemäß der Übergangsregelung in § 34 Abs. 4 ARegV beantragt der Netzbetreiber erstmalig zum 30. Juni 2017 einen Ausgleich des Regulierungskontosaldos. Die erstmalige Auflösung umfasst alle noch offenen Kalenderjahre. Diese betrifft die Kalenderjahre 2012 bis 2016. Die für diese Jahre ermittelten Differenzen nach § 5 Abs. 1 ARegV sind zu verzinsen und in die Ermittlung des Regulierungskontosaldos zum 31. Dezember 2016 einzubeziehen. Der Regulierungskontosaldo zum 31. Dezember 2016 ist auf fünf Annuitäten zu verteilen, die als Anpassungsbeträge der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der dritten Regulierungsperiode (2018 bis 2022) berücksichtigt werden.

5.6 Netzübergänge gemäß § 26 Abs. 2 ARegV

Gemäß § 26 ARegV legt die Regulierungsbehörde bei einem teilweisen Übergang eines Energieversorgungsnetzes auf einen anderen Netzbetreiber fest, wie sich der Übergang auf die

Erlösobergrenzen der beteiligten Netzbetreiber auswirkt. Durch die in 2016 in Kraft getretene ARegV-Novelle hat sich das diesbezügliche Verfahren wesentlich verändert. Nach den seit September 2016 geltenden § 26 Abs. 2-6 ARegV sind bei einem teilweisen Übergang eines Energieversorgungsnetzes auf einen anderen Netzbetreiber auf Antrag der beteiligten Netzbetreiber die Anteile der Erlösobergrenzen für den übergehenden Netzteil durch die Regulierungsbehörde festzulegen. Erfolgt innerhalb von sechs Monaten nach Aufnahme des Netzbetriebes kein übereinstimmender Antrag der beiden Netzbetreiber, hat die Regulierungsbehörde die Aufteilung der Erlösobergrenzen von Amts wegen nach einem vorgegebenen Aufteilungsschlüssel vorzunehmen.

Im Jahr 2016 wurden bei der Bundesnetzagentur für den Gasbereich 17 Anträge für Netzübergänge gestellt. Beschieden wurden 5 Anträge.

5.7 Horizontale Kostenwälzung

Die Beschlusskammer „Netzentgelte Gas“ hat im Juni 2016 eine Festlegung hinsichtlich Vorgaben zur Durchführung einer sachgerechten horizontalen Kostenwälzung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern sowie einer sachgerechten Aufteilung von Kosten auf Ein- und Ausspeiseentgelte getroffen, die mit bindender Wirkung zum 01. Januar 2018 in Kraft treten sollte. Die festgelegte Methodik sah einen kapazitätsgewichteten Entry-Exit Split vor sowie im Ergebnis ein einheitliches spezifisches Einspeiseentgelt für eine feste, frei zuordenbare Jahreskapazität in einem Marktgebiet vor.

Der 3. Kartellsenat des Oberlandesgerichts Düsseldorf hat in der mündlichen Verhandlung vom 11.10.2017 zu erkennen gegeben, dass nach seiner Ansicht zum Zeitpunkt der HoKoWä-Festlegung keine taugliche Ermächtigungsgrundlage vorgelegen habe. Daraufhin hat die Bundesnetzagentur sich dazu entschlossen, die HoKoWä-Festlegung mit sofortiger Wirkung aufzuheben, da die Umsetzung der HoKoWä-Festlegung zum 1. Januar 2018 bis zu einer abschließenden Klärung dieser Rechtsfrage mit nicht vertretbaren Risiken für die betroffenen Unternehmen und deren Kunden verbunden gewesen wäre.

Zwischenzeitlich wurde der Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen (Verordnung (EU) Nr. 2017/460) verabschiedet. Dieser sieht grundsätzlich ab dem 01. Januar 2020 die gemeinsame Anwendung einer Referenzpreismethode (beispielsweise der Briefmarke) je Marktgebiet, also einheitliche Entry-Exit-Entgelte je Marktgebiet vor.

5.8 Vorbereitung zur Kostenprüfung und zu den Effizienzvergleichen

Die Bundesnetzagentur hat im Frühjahr 2016 Festlegungen zur Durchführung der Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus für die dritte Regulierungsperiode und zur Abfrage der Strukturdaten für die Effizienzvergleiche der Verteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber getroffen.

Für die Durchführung der Kostenprüfung waren 170 Betreiber von Gasversorgungsnetzen verpflichtet, die zur Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV erforderlichen Unterlagen bis zum 1. Juli 2016 bei der Bundesnetzagentur einzureichen. Abweichend hiervon waren 90 Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die die Voraussetzungen für die Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV erfüllen und bis zum 30. Juni 2016 einen Antrag hierzu gestellt haben, verpflichtet, alle für die Ermittlung des Ausgangsniveaus erforderlichen Unterlagen bis zum 1. September 2016 einzureichen.

Für die Abfrage der Strukturdaten für die Effizienzvergleiche waren die Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die nicht am vereinfachten Verfahren teilnehmen, aufgrund der Festlegungen verpflichtet, die von der Bundesnetzagentur für die dritte Regulierungsperiode zur Durchführung der Effizienzvergleiche benötigten Last-, Struktur- und Absatzdaten für das Geschäftsjahr 2015 zu übermitteln. Eine Übermittlung der abgefragten Daten hatte bei den 16 Fernleitungsnetzbetreibern bis zum 01. April 2016 und bei den 185 Gasverteilernetzbetreibern (in Bundes- und Landeszuständigkeit) bis zum 15. September 2016 zu erfolgen.

Aufbauend auf diesen Daten hat die Bundesnetzagentur in 2016 begonnen, das Ausgangsniveau der Gasversorgungsnetzbetreiber zu bestimmen und die Effizienzvergleiche durchzuführen.

5.9 Missbrauchsverfahren nach § 30 EnWG

Die Bundenetzagentur hat in 2016 in einem Missbrauchsverfahren nach § 30 EnWG einen Gasverteilernetzbetreiber verpflichtet, ab dem 01. Januar 2018 bei der Umsetzung seiner festgelegten Erlösobergrenze in Entgelte für den Zugang zu seinem Energieversorgungsnetz Netzentgelte unter Verwendung nur eines Preisblattes zu bilden und dabei für einzelne Bereiche seines Netzes kein separates Entgelt auszuweisen. Damit wurde der Grundsatz „Ein Netzbetreiber - ein Netzentgelt“ nach einer Übergangsphase zur Angleichung der Entgelte in den einzelnen Bereichen des Netzes verbindlich umgesetzt. Gegen die Entscheidung ist ein gerichtliches Verfahren anhängig.

D Regelenergie und Bilanzierung

1. Regel- und Ausgleichsenergie

Regelenergie dient der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit innerhalb der Marktgebiete und wird durch den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) beschafft. Es ist hierbei zwischen unentgeltlicher interner Regelenergie (Netzpuffer innerhalb des Marktgebietes) und kostenpflichtiger externer Regelenergie (Beschaffung über Börsen und / oder über eine Ausschreibungsplattform) zu unterscheiden. Grundsätzlich ist der Anteil der internen Regelenergie (iRE) höher, da die MGV verpflichtet sind, diese prioritär einzusetzen. Da in den Wintermonaten die Schwankungen hinsichtlich Über- und Unterspeisung stärker ausgeprägt sind, steigt in diesem Zeitraum der Anteil externer Regelenergie (eRE).

Regelenergieeinsatz bei NetConnect Germany (NCG)
in MWh

Abbildung 146: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2016 bei NetConnect Germany, Stand Juni 2017 (Quelle: www.net-connect-germany.de)

Abbildung 147: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2016 bei Gaspool, Stand Juni 2017 (Quelle: www.gaspool.de/)

Die dargestellten Regelenergieeinkaufspreise und -mengen werden als Mittelwert der täglichen Regelenergieeinkaufspreise und -mengen gebildet. Das Regelenergieprodukt MOL 3 wurde im Betrachtungszeitrum bei Gaspool gar nicht, bei NetConnect Germany nur am 9. Mai 2017 gekauft. Der Tagesdurchschnittspreis betrug 18,80 Euro/MWh für eine durchschnittliche Menge von 3636 MWh.

Abbildung 148: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab Q4 2016 für MOL 1 in Gaspool, Stand Juni 2017 (Quelle: www.gaspool.de)

Abbildung 149: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab Q4 2016 für MOL 2 im Marktgebiet Gaspool, Stand Juni 2017 (Quelle: http://www.gaspool.de)

Abbildung 150: Externe Regelenergieeinkaufpreise und –mengen ab Q4 2016 für MOL 1 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juni 2017 (Quelle: http://www.net-connect-germany.de)

Abbildung 151: Externe Regelenergieeinkaufpreise und –mengen ab Q4 2016 für MOL 2 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juni 2017 (Quelle: http://www.net-connect-germany.de)

Unter Ausgleichsenergie versteht man die Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen innerhalb eines Bilanzkreises am Ende der Bilanzierungsperiode. Sie entsteht durch Abweichungen der tatsächlich verbrauchten Gasmenge von der prognostizierten Verbrauchsmenge. Auf diese Menge wird für Unterdeckungen ein positiver und für Überdeckungen ein negativer Ausgleichsenergiepreis (pAE und nAE) berechnet, der dem Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt wird. Durch Zu- und Abschläge werden Anreize für den Bilanzkreisverantwortlichen gesetzt, seinen Bilanzkreis ausgeglichen zu halten.

Mit der Umsetzung der GABi Gas 2.0 zum 1. Oktober 2015 hat sich die Berechnung der Ausgleichsenergiepreise grundlegend geändert. Im Gegensatz zum bisherigen Berechnungsmodell, nach dem die Ausgleichsenergiepreise über einen Preiskorb verschiedener Börsen gebildet wurde, werden nun die Regelenergiepreise und der mengengewichtete Gasdurchschnittspreis inkl. eines Zu- und Abschlags von zwei

Prozent für die Bildung des positiven und negativen Ausgleichsenergiepreises herangezogen. Dies führt dazu, dass in den beiden Marktgebieten unterschiedliche Ausgleichsenergiepreise vorliegen. In der folgenden Abbildung wird die Entwicklung des Ausgleichsenergiepreises nach der neuen Berechnungsmethode seit dem 1. Oktober 2016 dargestellt.

Abbildung 152: Entwicklung Ausgleichsenergiepreis NetConnect Germany ab 1. Oktober 2016, Stand Juni 2017

Abbildung 153: Entwicklung Ausgleichsenergiepreis Gaspool ab 1. Oktober 2016, Stand Juni 2017

2. Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage, Bilanzierungsumlagen (ab dem 1. Oktober 2015)

Die beim Marktgebietsverantwortlichen anfallenden Kosten und Erlöse aus dem Regel- und Ausgleichsenergiesystem sind auf die Bilanzkreisverantwortlichen umzulegen. Hierbei prognostiziert der Marktgebietsverantwortliche (MGV) die zukünftigen Kosten und Erlöse für sein Umlagekonto. Sofern die Kosten die Einnahmen voraussichtlich übersteigen, erhebt der MGV von den betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen eine Bilanzierungsumlage, früher Regel- und Ausgleichsenergieumlage (RE- und AE-Umlage) genannt.

Unter anderem die zunehmende Beschaffung von Regelenergie über die Börse sowie ein gut funktionierendes Bilanzierungssystem haben dazu beigetragen, dass beide MGV die RE- und AE-Umlage zwischenzeitlich für mehrere Perioden auf 0 Euro/MWh absenken konnten.

Der prognostizierte Bedarf an Regelenergie und die damit verbundenen Kosten haben dazu geführt, dass GASPOOL und NCG inzwischen wieder eine RE- und AE-Umlage eingeführt haben.

Mit Einführung der GaBi Gas 2.0 zum 1. Oktober 2015 sind die Marktgebietsverantwortlichen verpflichtet, zwei getrennte Bilanzierungsumlagekonten für SLP-Entnahmestellen einerseits und RLM-Entnahmestellen anderseits einzurichten. Sofern die Kosten die Einnahmen voraussichtlich übersteigen, erhebt der MGV von den betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen eine Bilanzierungsumlage. Ab dem 1. Oktober 2016 gelten die Bilanzierungsumlagen (SLP und RLM) jeweils für ein Jahr.

Für den Geltungszeitraum ab dem 1. Oktober 2016 wird im Markgebiet NCG ausschließlich eine Bilanzierungsumlage für SLP von 0,80 Euro/MWh erhoben. Für den gleichen Geltungszeitraum wird im

Marktgebiet Gaspool eine Bilanzierungsumlage von 0,75 Euro/MWh für SLP und von 0,25 Euro/MWh für RLM erhoben.

(*) nach GABi 2.0 getrennte Bilanzierungsumlage, Quelle: MGV, www.net-connect-germany.de, Stand Juni 2017

Abbildung 154: Regel- und Ausgleichsenergieumlage – Bilanzierungsumlage bei NetConnect Germany, Stand Juni 2017

(*) nach GABi 2.0 getrennte Bilanzierungsumlage, Quelle: MGV, www.gaspool.de, Stand Juni 2017

Abbildung 155: Regel- und Ausgleichsenergieumlage – Bilanzierungsumlage bei Gaspool, Stand Juni 2017

3. Standardlastprofile

Netzbetreiber können zwei Arten von Standardlastprofilen (SLP) nutzen; analytische, die allgemein gesprochen zum Zeitpunkt der Abschätzung auf dem Verbrauch des Vortags basieren, und synthetische, die von statistisch ermittelten Werten ausgehen. Die synthetischen SLP wurden 2016 von 79,9 Prozent der Netzbetreiber genutzt, die analytischen Verfahren von 14,5 Prozent. Im Jahr 2015 waren es 14,8 Prozent. Die Abweichung zu 100 Prozent erklärt sich durch sonstige genutzte Standardlastprofilvarianten.

Die Bedeutung der Standardlastprofile zeigt sich darin, dass fast alle Ausspeisenetzbetreiber (97,3 Prozent) auf sie zurückgegriffen haben, also Haushalts- oder Kleingewerbekunden beliefern. Mit einer Marktabdeckung von 94,5 Prozent sind die synthetischen Profile der TU München, die in den Versionen von 2002 und 2005 genutzt werden, klar dominierend. Auch dieser Wert ist gegenüber dem Vorjahr (95,8 Prozent) nahezu unverändert hoch.

Die TU München bietet eine Reihe von unterschiedlichen, das Abnahmeverhalten diverser Kundengruppen wiedergebenden Profilen. Auf die Frage hin, ob alle verfügbaren Profile angewandt wurden, antworteten 45,3 Prozent der Netzbetreiber mit „Ja“. Im Jahr 2015 waren es 45,7 Prozent. Wie im Vorjahr wurden im Haushaltskundenbereich in aller Regel zwei bis drei Profile genutzt, während im Gewerbekundenbereich durchschnittlich acht Profile Anwendung fanden.

Standardlastprofile sind als Prognosen naturgemäß von Ungenauigkeiten geprägt. Die Höhe der durchschnittlichen prozentualen Abweichung zwischen Allokation und der tatsächlichen Entnahme auf Tagesbasis liegt bei 5,8 Prozent. Die durchschnittliche Maximalabweichung an einem Tag wird mit 55 Prozent angegeben. Inwieweit diese Ausschläge den Einsatz externer Regelenergie generieren, kann allerdings erst im Zusammenwirken aller Abweichungen von Standardlastprofilausspeisungen in einem Marktgebiet beurteilt werden. Zu Bedenken ist ferner, dass diese Zahlen möglicherweise nicht repräsentativ sind, da lediglich 64,2 Prozent der Netzbetreiber überhaupt Abweichungswerte geliefert haben, wobei man vermuten könnte, dass tendenziell die Netzbetreiber mit einer vergleichsweise hohen Prognosegüte geantwortet haben. Auch im Vorjahr machten nur 62,6 Prozent der Netzbetreiber entsprechende Angaben.

Konkrete Anpassungen der Lastprofile aufgrund der Abweichungen wurden von 9,2 Prozent der Netzbetreiber vorgenommen (2015: 9,1 Prozent).

Aufgrund der starken Temperaturabhängigkeit der Standardlastprofile ist ein anhaltend hoher Trend bei der Verwendung einer differenzierten Prognosetemperatur („geometrische Reihe“) zu erkennen. Bei diesem Verfahren werden zur Senkung des Abweichungsrisikos der Prognose auch die Ist-Temperaturen der Tage mit einbezogen, die vor dem Liefertag liegen.

Abbildung 156: Wahl der Wetterprognose

E Marktraumumstellung

Die Markraumumstellung, d. h. die von den Fernleitungsnetzbetreibern koordinierte Umstellung von niedrigkalorischem Erdgas (L-Gas) auf hochkalorisches Erdgas (H-Gas) ist ein zentrales Thema der Gasversorgung. Nötig wird die Umstellung der L-Gas-Gebiete im Norden und Westen Deutschlands durch den kontinuierlichen Rückgang der deutschen L-Gas-Produktion sowie die sinkenden Importe von L-Gas aus den Niederlanden nach Deutschland. Nach aktuellem Stand soll ab dem 1. Oktober 2029 kein niederländisches Gas mehr nach Deutschland exportiert werden. Die daraus resultierende Knappheit der L-Gas-Ressourcen bedeutet, dass L-Gas bis 2030 weitgehend aus dem deutschen Gasmarkt verschwunden sein wird. Aus diesem Grund werden seitens der verantwortlichen Unternehmen, insbesondere der Fernleitungsnetzbetreiber und der betroffenen Verteilernetzbetreiber, Maßnahmen getroffen, die verhindern sollen, dass die rückläufige L-Gas-Verfügbarkeit zu einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit führt. Von der veränderten Erdgasversorgungsstruktur sind über vier Millionen Haushaltskunden, Gewerbe- und Industriekunden mit geschätzten 4,9 Mio. Gasverbrauchsgeräten betroffen. Sie müssen in den Jahren bis 2029 schrittweise von L-Gas auf H-Gas angepasst werden.

Die Umstellung der deutschen L-Gasnetze auf eine H-Gas-Versorgung wurde im Jahr 2015 mit der Umstellung von Schneverdingen erfolgreich gestartet und hat sich im Berichtszeitraum in den Netzen der Stadtwerke Böhmetal, Hilter, Rees, Nienburg/Weser, Gasversorgung Grafschaft Hoya, Gelsenwasser Energienetze (Isselburg, Landesbergen-Brokeloh), Stadtnetze Neustadt am Rübenberge, Achim sowie in Teilbereichen der wesernetz in Bremen erfolgreich fortgesetzt. Die Avacon Hochdrucknetz und Westnetz sind in diesem Kontext wichtige zwischen den Fernleitungsnetzen und Stadtwerken liegende Verteiler, die diese und andere Stadtwerke aufspeisen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber Gastransport Nord GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, Nowega GmbH, Open Grid Europe GmbH sowie Thyssengas GmbH sind von der Marktraumumstellung unmittelbar betroffen. Bei diesen fünf Fernleitungsnetzbetreibern gab es im Jahr 2015 insgesamt 969 anzupassende L-Gas Netzkoppelpunkte. . Im Jahr 2016 sind es nur noch 950. Die Open Grid Europe GmbH hat mit 582 L-Gas Koppelpunkten (ca. 61,5 Prozent) die meisten Punkte zu nachgelagerten Netzbetreibern und Industriekunden im L-Gas Bereich.

Gemäß den Angaben von Open Grid Europe und Gasunie Deutschland Transport Services GmbH waren bis April 2017 insgesamt 22.000 Geräte vollständig angepasst. Weitere 92.000 Geräte werden bis Ende des Jahres 2017 angepasst.

Abbildung 157: Netzkoppelpunkte im L-Gas Netz, Stand 2015 und 2016

Die geplanten Umstellungen der einzelnen Netzbetreiber finden tendenziell in den verbrauchsärmeren Monaten zwischen April und Oktober statt. Hierbei werden im Bereich der RLM-Kunden bis 2022 etwa 1.806 Umstellungen durchgeführt , im Bereich der SLP-Kunden etwa 904.565.

Abbildung 158: Umzustellende RLM-Kunden bis 2022

Abbildung 159: Umzustellende SLP-Kunden bis 2022

Für diese große Zahl an Geräteanpassungen nutzen die Netzbetreiber die Expertise von externen Fachunternehmen, die über eine Zertifizierung nach DVGW G676-B1 verfügen. Die Anpassung erfolgt dabei in drei Schritten. Zunächst erfolgt durch den Dienstleister eine Geräteerhebung, bei der alle im Netz befindlichen Gasverbrauchsgeräte erfasst werden. Auf Basis dieser Erhebung wird die Anpassung der Geräte vom Projektmanagement geplant. Im nächsten Schritt müssen alle Geräte angepasst werden. Dies geschieht in aller Regel durch einen Austausch der Düsen in den Geräten. Im letzten Schritt werden zehn Prozent der Geräte im Rahmen einer Qualitätskontrolle nochmals überprüft.

Noch vor wenigen Jahren gab es lediglich ein bis zwei Unternehmen, die derartige Dienstleistungen erbracht haben. Seit der Ankündigung der Marktraumumstellung entwickelt sich allerdings ein Markt mit zunehmendem Wettbewerb, an dem sich derzeit 28 Unternehmen beteiligen. Vor einem Jahr waren es noch lediglich 18 Unternehmen.

Die Resonanz auf die Ausschreibungen der 23 Netzbetreiber war weiterhin hoch. Besonders bei den Kontrolldienstleistungen für die Erhebung und Umstellung/Anpassung gab es im Schnitt einen Bewerber mehr als im Vorjahr. Eine Knappheit an Dienstleistern ist auch bei den anderen Arbeitspaketen nicht zu beobachten. Bei der letzten Abfrage im Vorjahr ergab sich, dass es von vorn herein vorgesehen war, dass sich mehrere externe Unternehmen ein Arbeitspaket teilen sollten. Dieses Mal sank die Anzahl der den Zuschlag erhaltenden Unternehmen leicht. Dies liegt daran, dass die Unternehmen mittlerweile mehr Personal haben und die Aufträge zunehmend alleine erfüllen können.

Auf das Aufgabenpaket „Erhebungsarbeiten“ haben sich durchschnittlich 5,8 Anbieter beworben, von denen im Schnitt 2,1 den Zuschlag erhielten. Beim Aufgabenpaket „Kontrolle Erhebungsarbeiten“ erhielten im Schnitt 1,2 Unternehmen den Zuschlag bei 4,7 Bewerbern. Unter durchschnittlich 5,7 Bewerbern konnten die Netzbetreiber beim Paket „Umstellung und Anpassung“ wählen und vergaben die Aufträge an durchschnittlich 2,2 Unternehmen. Auf im Schnitt 4,5 Bewerber kam das Aufgabenpaket „Kontrolle der Umstellung und Anpassung“, wobei im Schnitt 1,1 Unternehmen den Zuschlag erhielten. Für das wichtige

Projektmanagement bekundeten durchschnittlich 4 Unternehmen Interesse, wobei der Zuschlag im Schnitt an 1,1 Unternehmen ging.

Bewerbungen und Zuschläge für die Aufgabenpakete der Marktraumumstellung

Arbeitspakete	Bewerbungen		Zuschläge	
	2015	2016	2015	2016
Erhebungsarbeiten	5,7	5,8	2,5	2,1
Kontrolle Erhebungsarbeiten	3,7	4,7	1,3	1,2
Umstellung und Anpassung	5,4	5,7	2,4	2,2
Kontrolle Umstellung und Anpassung	3,8	4,5	1,3	1,1
Projektmanagement	4,4	4,0	1,3	1,1

Tabelle 91: Bewerbungen und Zuschläge für die Aufgabenpakete der Marktraumumstellung

Die Marktraumumstellung stellt diverse Akteure, wie z. B. Netzbetreiber, Händler, Speicherbetreiber und Heizungs-, Sanitär und Installationsunternehmen, aber auch die Betroffenen, wie die Letztverbraucher im Haushalts- und Kleingewerbetreibenden-Segment sowie die industriellen Gasanwender vor unterschiedlichste Herausforderungen. Hierbei zeigt sich ein erheblicher Informationsbedarf. Um diesen Bedarf zu decken, hat die Bundesnetzagentur sowohl in den Jahren 2016 und 2017 eine Informations- und Diskussionsveranstaltung (Forum Marktraumumstellung) mit den wesentlich Betroffenen abgehalten. Gegenstand der Diskussion waren u.a. die aktualisierten Planungen durch die Fernleitungsnetzbetreiber, die aktuelle Entscheidung zur Fördersituation um das Groningen-Feld sowie ein Praxisbericht. In einer Diskussionsrunde kamen u. a. die durchaus noch verbesserungswürdige Verfügbarkeit von Ersatzteilen für die Gasverbrauchsgeräte oder die Zusammenstellung der sogenannten Umrüstkits zur Sprache. Informationen zu den Veranstaltungen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu finden.[144]

Nachfolgende Abbildung zeigt die Marktraumumstellung der kommenden Jahre pro Netzgebiete.

[144] Veranstaltungen vom 27. April 2016 und 26. April 2017
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/VortraegeVeranstaltungen/VortraegeVeranstaltungen-node.html

Abbildung 160: Grafische Darstellung der Marktraumumstellung nach Zeitpunkten

Die voraussichtlichen Kosten der Marktraumumstellung beliefen sich im Marktgebiet NetConnect Germany für 2016 auf 5,5 Mio. Euro. In dem Marktgebiet Gaspool beliefen sich die Plan-Kosten auf rund 18 Mio. Euro. Bei den beiden Zahlen handelt es sich um die reinen Plankosten der Netzbetreiber, d.h. es wurden keine Differenzen aus Vorjahren mit eingepreist.

F 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. Die Optionen der Marktteilnehmer, aus einer Vielzahl von Handelspartnern auszuwählen und ein diversifiziertes Portfolio an kurz- und langfristigen Handelskontrakten zu halten, werden erweitert. Liquide Großhandelsmärkte erleichtern somit Markteintritte neuer Anbieter und fördern letztendlich auch den Wettbewerb um Letztverbraucher.

Das Bundeskartellamt geht von einem bundesweiten Erdgasgroßhandelsmarkt aus und grenzt diesen nicht mehr netzbezogen oder marktgebietsbezogen ab. Im Jahr 2016 hat sich die Liquidität im Erdgasgroßhandel insgesamt deutlich erhöht. Im brokervermittelten, bilateralen Großhandel ist 2016 eine Volumenzunahme um rund 17 Prozent zu verzeichnen. Das Volumen des börslichen Gashandels ist sogar um 69 Prozent gestiegen.

Das Jahr 2016 war erneut von deutlich niedrigeren Gasgroßhandelspreisen geprägt. Die verschiedenen Preisindizes zeigen einen Rückgang von 25 Prozent bis 31 Prozent im Vergleich zum Vorjahr.[145]

1. Börslicher Großhandel

Der für den deutschen Erdgashandel relevante Börsenhandelsplatz wird von der European Energy Exchange AG bzw. deren Tochtergesellschaften (im Folgenden zusammen: EEX) betrieben. Die EEX hat sich wie in den Vorjahren an der diesjährigen Datenerhebung im Rahmen des Monitorings beteiligt. Ihr Handelsplatz umfasst kurzfristige und langfristige Handelsgeschäfte (Spotmarkt und Terminmarkt) sowie Spreadprodukte. Alle Kontraktarten sind gleichermaßen für beide deutsche Marktgebiete NetConnect Germany („NCG“) und GASPOOL handelbar.

Am Spotmarkt ist der Erdgashandel für den aktuellen Gasliefertag mit einer Vorlaufzeit von drei Stunden (Within-Day-Kontrakt / Intraday-Produkt), für einen oder zwei Tage im Voraus (Day-Kontrakt) und für das folgende Wochenende (Weekend-Kontrakt) möglich, und zwar kontinuierlich (sog. 24/7-Handel). Die Mindestkontraktgröße liegt bei einem MW, so dass auch kleinere Mengen Erdgas kurzfristig beschafft oder abgesetzt werden können. Auch qualitätsspezifische Kontrakte (H-Gas bzw. L-Gas) sind handelbar. Der Terminmarkt dient primär der Absicherung gegen Preisrisiken bzw. der Portfoliooptimierung und nur sekundär der langfristigen Gasbeschaffung.

---

[145] Die Tagesreferenzpreise NCG und GASPOOL sanken im Vergleich zum Vorjahr im ungewichteten Jahresmittel um rund 29 Prozent, das arithmetische Mittel des European Gas Index Deutschland (EGIX) um rund 31 Prozent und der (ungewichtete) Durchschnitt der monatlichen Grenzübergangspreise (BAFA) um rund 25 Prozent.

Durch die zwischen der EEX und der französischen Powernext SA im Jahr 2013 als Kooperation gegründete „PEGAS“ sind die Gas-Handelsaktivitäten auf einer gemeinsamen Plattform gebündelt worden, was den grenzüberschreitenden Handel erleichtert. Nach der fusionskontrollrechtlichen Freigabe u. a. durch das Bundeskartellamt hat die EEX zum 1. Januar 2015 die Mehrheit der Anteile an der Powernext SA übernommen, so dass diese nun zur EEX-Gruppe gehört. Seither werden alle Geschäftsaktivitäten von EEX und Powernext am europäischen Gasmarkt unter dem Namen „PEGAS“ betrieben. Über PEGAS können Spot- und Terminmarktprodukte für die Gasmarktgebiete in Deutschland, Frankreich, Niederlande, Belgien, Großbritannien und Italien gehandelt werden. Die Terminkontrakte sind für Monate, Quartale, Seasons (Sommer/Winter) und Jahre handelbar.

In der zweiten Jahreshälfte 2016 wurde das Angebot auf PEGAS um die Produkte des österreichischen Central European Gas Hub (CEGH) sowie der dänischen Gaspoint Nordic erweitert. An den Gasmärkten der EEX-Gruppe wurden im Jahr 2016 insgesamt 1.756,2 TWh gehandelt und damit 69 Prozent mehr als im Vorjahr (2015: 1.042,0 TWh). Auf den Spotmarkt entfielen dabei 665,5 TWh (2015: 457,7 TWh), am Terminmarkt wurde insgesamt ein Volumen von 1.090,7 TWh umgesetzt (2015: 584,3 TWh). Zudem beobachtet die EEX selbst eine Verlagerung von außerbörslichem Handel an die Börse mit ihren zentralen Clearingfunktionen, die das Risikomanagement der Händler vereinfachen. Sie führt diese Entwicklung auf die Reduktion von im OTC-Handel üblichen bilateralen Kreditlinien zurück, welche durch sinkende Bonität von Marktteilnehmern verursacht werde.[146]

Das gesamte auf die beiden deutschen Marktgebiete GASPOOL und NCG bezogene Handelsvolumen an der PEGAS belief sich im Jahr 2016 auf rund 425 TWh, was gegenüber dem Vorjahreswert von 292 TWh einem Zuwachs von rund 133 TWh bzw. 46 Prozent entspricht. Während die Handelsmengen für das Marktgebiet GASPOOL um ca. 19 TWh bzw. rund 19 Prozent zunahmen, hat sich das Volumen für das Marktgebiet NCG um 114 TWh bzw. rund 60 Prozent erhöht.

---

[146] EEX-Geschäftsbericht 2016, Seite 84.

Abbildung 161: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete

Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt ist im Jahr 2016 erneut gestiegen und betrug rund 295 TWh (Vorjahr: rund 195 TWh). Der Schwerpunkt der Spothandelsgeschäfte lag 2016 für beide Marktgebiete, wie in den Vorjahren, auf den Day-Ahead-Kontrakten (NCG: 128,5 TWh, Vorjahr: 76,8 TWh; GASPOOL: 51,1 TWh, Vorjahr: 42,6 TWh). Das Handelsvolumen der Terminkontrakte ist von rund 97 TWh in 2015 auf rund 130 TWh im Berichtsjahr gestiegen, was einer Steigerung um ca. 34 Prozent entspricht.

Auf dem Spotmarkt betrug die Zahl der aktiven Teilnehmer für NCG-Kontrakte je Handelstag im Jahresmittel durchschnittlich 79 Teilnehmer (Vorjahr durchschnittlich 71 Teilnehmer) und für GASPOOL-Kontrakte etwa 68 (Vorjahr etwa 59). Auf dem Terminmarkt dagegen betrug die durchschnittliche Zahl der aktiven[147] Teilnehmer je Handelstag für die beiden Marktgebiete 11,2 (NCG; Vorjahr 9,8) bzw. 7,1 (GASPOOL; Vorjahr 5,9). Bei einem Vergleich dieser Zahlen ist zu berücksichtigen, dass ein Terminkontrakt laufzeitbedingt auf eine höhere Menge ausgerichtet ist als ein Kontrakt im Spotbereich. Im Hinblick auf die geringeren Steigerungsraten im Terminmarkt spielt eine Rolle, dass ein an der Börse gehandelter und infolgedessen geclearter Vertrag aufgrund des täglichen Marginings (der täglichen Anpassung der hinterlegten Sicherheiten) über den gesamten langen Zeitraum bis zur Fälligkeit für den Marktteilnehmer ein Liquiditätsrisiko darstellt und auch einen hohen Arbeitsaufwand bedeuten kann.

Zur Sicherstellung der Liquidität bzw. eines kontinuierlichen Handels waren auf dem Gasterminmarkt der PEGAS im Jahr 2016 wie im Vorjahr zwei Market Maker[148] aktiv: E.ON/Uniper und RWE/innogy.[149] Der Umsatzanteil der zwei Unternehmen in ihrer Funktion als Market Maker an allen über PEGAS

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

[148] Als Market Maker bezeichnet man einen Börsenteilnehmer, der sich dazu verpflichtet hat, gleichzeitig verbindliche Kauf- und Verkaufspreise (Quotierungen) zu veröffentlichen. Die Funktion des Market Maker soll die Liquidität des Marktplatzes erhöhen.

[149] Zu den gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierungen siehe die Erläuterungen in Kapitel „Marktkonzentration“ Strom ab Seite 38.

abgeschlossenen Gasterminkontrakten betrug im Jahr 2016 verkaufsseitig rund 18 Prozent und kaufseitig rund 14 Prozent. Zusätzlich zu Vereinbarungen mit den Market Makern unterhält die PEGAS Verträge mit Handelsteilnehmern, die sich in einem individuell vereinbarten Umfang zur Liquiditätsstärkung verpflichten. Auf diese Unternehmen entfielen im Jahr 2016 beim Kauf und Verkauf in Summe rund 52 Prozent des Handelsvolumens.

2. Bilateraler Großhandel

Der ganz überwiegende Teil des Großhandels mit Erdgas wird bilateral, d.h. außerbörslich („over-the-counter“- OTC) abgewickelt. Der bilaterale Handel bietet den Vorteil, dass er flexibel durchgeführt werden kann, d.h. insbesondere ohne zwingenden Rückgriff auf einen begrenzten Kanon von Kontrakten. Eine bedeutende Rolle im OTC-Handel spielt die Handelsvermittlung durch Brokerplattformen.

2.1 Brokerplattformen

Broker dienen als Intermediäre zwischen Käufer und Verkäufer und bündeln Informationen zu Nachfrage und Angebot von kurz- und langfristigen Erdgas-Handelsprodukten. Die Inanspruchnahme eines Brokers kann die Suchkosten reduzieren und die Realisierung größerer Transaktionen erleichtern. Gleichzeitig ermöglicht sie grundsätzlich eine breitere Risikostreuung. Schließlich bieten Broker als Dienstleistung an, das von ihnen vermittelte Handelsgeschäft zum Clearing an der Börse registrieren zu lassen, so dass das Kontrahenten-Ausfallrisiko (Counterpart-Risiko) der Parteien abgesichert wird. Auf elektronischen Brokerplattformen wird die Zusammenführung von Interessenten auf Angebots- und Nachfrageseite formalisiert und die Chance des Übereinkommens zweier Parteien erhöht.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Großhandel haben sich wie im Vorjahr insgesamt elf Brokerplattformen beteiligt.

Die von diesen Brokerplattformen im Jahr 2016 vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland umfassen ein Gesamtvolumen von 3.120 TWh (Vorjahr 2.652 TWh), wovon 1.252 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2016 entfielen (Erfüllungszeitraum ab einer Woche).

Die Volumenzunahme wird durch die von der London Energy Brokers‘ Association (LEBA) veröffentlichten Zahlen zum brokervermittelten Erdgashandel für die Marktgebiete NCG und GASPOOL bestätigt.[150] In der LEBA sind sieben der elf Brokerplattformen organisiert, deren Angaben der obigen Auswertung zu Grunde liegen. Auf diese Brokerplattformen entfielen im Jahr 2016 für die beiden deutschen Marktgebiete insgesamt 2.775 TWh. Dies entspricht gegenüber der Vorjahresmenge von 2.452 TWh einer Steigerung von 13 Prozent.

[150] Siehe http://www.leba.org.uk/pages/index.cfm?page_id=59&title=leba_data_notifications (abgerufen am 2. Juli 2017)

Abbildung 162: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für deutsche Marktgebiete

Kurzfristige Transaktionen mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche machen rund 19 Prozent des von den elf Brokerplattformen vermittelten Handels aus.

Die Geschäfte für das laufende Jahr stellen den klaren Schwerpunkt des Erdgashandels über Broker dar, gefolgt von den Aktivitäten für das Folgejahr. Während das in und für 2016 gehandelte Erdgas (einschließlich der Spotgeschäfte) bereits 59 Prozent des Gesamtvolumens darstellt und für das Folgejahr (2017) immer noch 29 Prozent gehandelt werden, entfällt auf Transaktionen mit Lieferzeitpunkten in 2018 und später ein Anteil von 13 Prozent. Diese Struktur entspricht in etwa dem Vorjahresergebnis (mit einer leichten Verschiebung hin zu späteren Lieferzeitpunkten).

Abbildung 163: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über elf Brokerplattformen im Jahr 2016 nach Erfüllungszeitraum

2.2 Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten

Wichtige Indikatoren für die Liquidität der Erdgasgroßhandelsmärkte sind auch die Nominierungsmengen an den beiden deutschen virtuellen Handelspunkten (VHP) der NCG und GASPOOL. Über die VHP können Bilanzkreisverantwortliche Gasmengen zwischen Bilanzkreisen mittels Nominierungen übertragen (physische Erfüllung).

Großhandelsgeschäfte mit physischer Erfüllung schlagen sich regelmäßig auch in steigenden Nominierungsmengen nieder. Da aber nur das Handelssaldo zwischen Parteien – bei Börsengeschäften also Marktteilnehmer auf der einen und Börse auf der anderen Seite – nominiert wird, steigt das Nominierungsvolumen langsamer als das Handelsvolumen. Außerdem sind nicht alle Nominierungsmengen mit Transaktionen auf den Großhandelsmärkten verbunden, etwa bei Übertragungen zwischen Bilanzkreisen des gleichen Unternehmens.

Seit der Konsolidierung der deutschen Marktgebiete ist eine Steigerung der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten zu verzeichnen. Dieser Trend setzte sich auch im Berichtsjahr fort.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Gasgroßhandel haben sich erneut die beiden Marktgebietsverantwortlichen NCG und GASPOOL beteiligt. Die an den beiden VHP nominierten Gasmengen sind von insgesamt 3.452 TWh auf 3.650 TWh gestiegen, was einer Erhöhung um rund 6 Prozent entspricht. Auf den VHP GASPOOL entfiel rund 43 Prozent des Nominierungsvolumens, auf den VHP NCG 57 Prozent. Fast 90 Prozent des Nominierungsvolumens entfiel auf H-Gas.

Bei H-Gas ist im Vergleich zum Vorjahr eine minimale Zunahme (0,2 bis 6,5 Prozent) der Nominierungsmengen sowohl am VHP der NCG als auch am VHP der GASPOOL zu verzeichnen. Bei L-Gas betragen die Steigerungsraten 8,8 bis 32,7 Prozent, allerdings auf Basis deutlich niedrigerer Handelsvolumina.

Abbildung 164: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten

Bei den monatlichen Nominierungsvolumina zeigen sich – wie in den Vorjahren - saisonale Unterschiede. In den Monaten Mai bis August 2016 lag das (addierte) Nominierungsvolumen beider VHP monatlich bei maximal 271 TWh. Die geringste Nominierungsmenge ergab sich mit 236 TWh im Juni 2016, der Jahreshöchststand wurde im Dezember 2016 mit rund 384 TWh erreicht.

Abbildung 165: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2015 und 2016

Die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer, d.h. der Unternehmen, die im jeweiligen Monat mindestens eine Nominierung vorgenommen haben, hat sich im Jahr 2016 in beiden Marktgebieten weiter erhöht. Im

Marktgebiet NCG stieg die Anzahl aktiver Handelsteilnehmer für H-Gas von 317 auf 319 (um rund 1 Prozent) und für L-Gas von 162 auf 167 (um rund 3 Prozent). Im Marktgebiet GASPOOL hat sich die über das Jahr gemittelte Zahl aktiver Teilnehmer gegenüber dem Vorjahr für H-Gas von 271 auf 288 (um rund 6 Prozent) und für L-Gas von 145 auf 197 (um rund 36 Prozent) erhöht.

3. Großhandelspreise

Der von der EEX veröffentlichte Tagesreferenzpreis bildet das Preisniveau auf dem börslichen Spotmarkt und somit die durchschnittlichen Kosten der kurzfristigen Beschaffung von Erdgas ab. Darüber hinaus steht mit dem European Gas Index Deutschland (EGIX) ein Referenzpreis für die Beschaffung mit einem Zeithorizont von rund einem Monat zur Verfügung. Der Preis des Erdgasbezugs auf Basis langfristiger Lieferverträge lässt sich hingegen näherungsweise am BAFA-Grenzübergangspreis für Erdgas ablesen, der auf Seite 351dieses Abschnitts näher erläutert wird.

Am börslichen Spotmarkt ermittelt die EEX Tagesreferenzpreise für die Marktgebiete GASPOOL und NCG, indem der volumengewichtete Mittelwert der Preise über alle Handelsgeschäfte für Gasliefertage am letzten Handelstag vor der physischen Erfüllung gebildet wird.[151] Die Tagesreferenzpreise werden von der EEX um 10:00 Uhr MEZ des jeweiligen Liefertages veröffentlicht und sind ein Indikator für das Preisniveau der Spotmarkt-Handelsgeschäfte.

Der Tagesreferenzpreis betrug 2016 im (ungewichteten) Jahresdurchschnitt für das Marktgebiet von NCG 14,14 Euro/MWh und für GASPOOL 14,12 Euro/MWh. Im Vorjahr lag der NCG-Wert bei 20,01 Euro/MWh und derjenige von GASPOOL bei 19,92 Euro/MWh, d.h. die Tagesreferenzpreise sind im Jahresmittel um rund 29 Prozent gesunken. Über das Jahr 2016 schwankten die Tagesreferenzpreise zwischen 10,74 Euro/MWh (am 20. August 2016) und 19,56 Euro/MWh (am 31. Dezember 2016).

[151] Zur Berechnungsmethodik im Einzelnen siehe http://cdn.eex.com/document/150893/2013-11-28_Beschreibung_Tagesreferenzpreis.pdf (abgerufen am 17. Juli 2017).

Abbildung 166: EEX-Tagesreferenzpreise im Jahr 2016

Die Abweichungen zwischen den Tagesreferenzpreisen NCG und GASPOOL waren im Jahr 2016 erneut gering. An 360 von 366 Tagen betrug die Differenz maximal 2 Prozent. Nur an sechs Tagen ergab sich ein Preisunterschied von 3 bis 4 Prozent.

Abbildung 167: Verteilung der Differenzen zwischen den EEX-Tagesreferenzpreisen GASPOOL und NCG im Jahr 2016

Der EGIX Deutschland ist ein Monats-Referenzpreis für den Terminmarkt. Er basiert auf den börslichen Terminmarkthandelsgeschäften, die in den jeweils aktuellen Frontmonatskontrakten der Marktgebiete NCG

und GASPOOL abgeschlossen werden[152]. Der EGIX Deutschland betrug 2016 zwischen 12,04 Euro/MWh (Mai) und 17,78 Euro/MWh (Dezember). Das arithmetische Mittel aus den zwölf Monatswerten betrug 14,15 Euro/MWh, was im Vergleich zum Vorjahreswert (20,46 Euro/MWh) einem Rückgang von rund 31 Prozent entspricht.

Der Grenzübergangspreis als Referenzpreis des langfristigen Erdgasbezugs wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) für jeden Monat ermittelt. Dazu werden dem BAFA vorliegende Unterlagen über Erdgaszugänge aus russischen, niederländischen, norwegischen, dänischen und britischen Fördergebieten ausgewertet. Abgebildet werden dabei hauptsächlich die in Importverträgen vereinbarten Importmengen und -preise[153], dagegen fließen Spotmengen und -preise hier kaum ein.

Die monatlichen BAFA-Grenzübergangspreise für Erdgas bewegten sich zwischen 2014 und 2016 zwischen 13,01 Euro/MWh und 28,50 Euro/MWh. Für 2016 betrug der (ungewichtete) Durchschnitt der monatlichen Grenzübergangspreise 15,23 Euro/MWh, während dieser Wert im Jahr 2015 noch bei 20,30 Euro/MWh gelegen hatte (-25 Prozent).

Abbildung 168: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum 2014 bis 2016

Älteren Gasimportverträgen lag in der Regel eine an den Ölpreis gebundene Preisvereinbarung zu Grunde. Hiervon wurde in den letzten Jahren bei Neuverträgen bzw. im Rahmen von Vertragsanpassungen

[152] Zur Ermittlung der Werte im Detail https://cdn.eex.com/document/86103/EGIX-Informationsblatt_DE.pdf (abgerufen am 17. Juli 2017).

[153] Zu Einzelheiten siehe http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/egas_aufkommen_export_1991.html (abgerufen am 17. Juli 2017).

zunehmend abgesehen. Preisindizes - wie z. B. der EEX-Tagesreferenzpreis bzw. der EGIX - ermöglichen eine Indexierung von Langfristverträgen nach Börsenpreisen. Der Verlauf des BAFA-Grenzübergangspreises im Jahr 2016 zeigt deutlich dessen Orientierung an Erdgasbörsenpreisen.

G Einzelhandel

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

An der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2017 haben insgesamt 1.035 Gaslieferanten teilgenommen. Die Auswertung der Angaben der Gaslieferanten als jeweils einzelne juristische Person ohne Berücksichtigung von Konzernzugehörigkeiten und Unternehmensverflechtungen kommt zu dem Ergebnis, dass der Großteil der Gaslieferanten (490 Unternehmen bzw. 51 Prozent) jeweils zwischen 1.001 und 10.000 Zählpunkte beliefert.[154] Diese 490 Gaslieferanten beliefern 15 Prozent bzw. 2,1 Mio. Zählpunkte aller Letztverbraucher.[155] Bei der Belieferung mit Gas wird von dieser Gruppe der Gaslieferanten eine Gasmenge von 146,4 TWh an Letztverbraucher abgegeben. Bezogen auf die gesamte Gasabgabemenge in Höhe von 827,7 TWh, entspricht das einem Anteil von 17,7 Prozent.

Die kleinste Gruppe der Gaslieferanten (26 Unternehmen bzw. drei Prozent), die jeweils mehr als 100.000 Zählpunkte von Letztverbrauchern beliefern, versorgt hingegen 43 Prozent bzw. 5,8 Mio. Zählpunkte aller Letztverbraucher. Bei der Belieferung mit Gas wird von dieser Gruppe der Gaslieferanten eine Gasmenge von 212,7 TWh an Letztverbraucher abgegeben. Bezogen auf die gesamte Gasabgabemenge in Höhe von 827,7 TWh, entspricht das einem Anteil von 25,6 Prozent. Die Mehrzahl der in Deutschland tätigen Gaslieferanten besitzt also eine verhältnismäßig geringe Kundenzahl, während die wenigen großen Gaslieferanten absolut gesehen einen Großteil der Zählpunkte beliefern.

---

[154] In die Auswertung sind Angaben von 965 Gaslieferanten eingeflossen.

[155] Die durch die Gaslieferanten mitgeteilte Anzahl der Zählpunkte von Letztverbrauchern in Höhe von 14,0 Mio. weicht geringfügig von der durch die Netzbetreiber mitgeteilten Anzahl der Zählpunkte der Letztverbraucher in Höhe von 14,1 Mio. ab. Begründet ist dies durch die höhere Marktabdeckung im Bereich der FNB und VNB Gas.

Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Zählpunkten beliefern
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

Abbildung 169: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Zählpunkten beliefern - Stand 31.12.2016

Ein Indikator für die Auswahlvielfalt für den Gaskunden ist die Anzahl der pro Netzgebiet zur Verfügung stehenden Gaslieferanten. Bei der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2017 wurden die Gasnetzbetreiber aufgefordert, die Anzahl der Lieferanten anzugeben, die in ihren Netzen mindestens einen Letztverbraucher beliefern. Hierbei wird auf die Anzahl der beliefernden juristischen Personen abgestellt, d.h. etwaige Konzernverbindungen unter den Lieferanten werden nicht berücksichtigt. Da viele Gaslieferanten in vielen Netzen ihre Gastarife anbieten, ohne einen nennenswerten Kundenstamm zu besitzen, kann die gemeldete hohe Anbieterzahl nicht automatisch mit einem hohen Maß an Wettbewerbsintensität gleichgesetzt werden.

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 2016 fort. In fast 90 Prozent der Netzgebiete waren 2016 mehr als 50 Gaslieferanten tätig. In über 46 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 79 Prozent der Netzgebiete stehen den Haushaltskunden 50 oder mehr Gaslieferanten zur Auswahl. In 30 Prozent der Netzgebiete sind mehr als 100 Gaslieferanten aktiv tätig.

Im bundesweiten Durchschnitt kann ein Letztverbraucher in seinem Netzgebiet zwischen 105 Gaslieferanten wählen, im gesonderten Bereich der Haushaltskunden liegt dieser Durchschnitt bei 90 Gaslieferanten (alle Werte ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen).

Abbildung 170: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist gemäß Abfrage VNB Gas - Stand 31.12.2016

Zusätzlich wurden die Gaslieferanten nach der Anzahl der Netzgebiete befragt, in denen sie Letztverbraucher mit Gas beliefern. Nur 15 Prozent der Gaslieferanten sind in einem angestammten Netzgebiet tätig. Der Großteil der Gaslieferanten (40 Prozent) beliefert Letztverbraucher in höchstens zehn Netzgebieten und ist damit nur regional tätig. Um die Zahl der bundesweit tätigen Gaslieferanten zu ermitteln wurde festgelegt, dass eine Belieferung in über 500 Netzgebieten in Deutschland einer bundesweiten Belieferung gleichkommt. Insgesamt 38 Gaslieferanten (vier Prozent) erfüllen dieses Kriterium und gelten als bundesweit tätig. Im bundesweiten Durchschnitt beliefern Gaslieferanten rund 66 Netzgebiete.

Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

Abbildung 171: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern gemäß Abfrage der Gaslieferanten - Stand 31.12.2016

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Die Veränderungen bei Wechselquoten und Wechselprozessen sind wesentliche Indikatoren für die wettbewerbliche Entwicklung. Die Erhebung solcher Kennzahlen ist jedoch mit verschiedenen Schwierigkeiten verbunden, so dass sich entsprechende Abfragen auf Daten beschränken müssen, die dem tatsächlichen Wechselverhalten möglichst nahekommen.

Im Monitoring werden Daten zu Vertragsstrukturen und Lieferantenwechsel mit den Fragebögen an die Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber Gas, sowie mit den Fragebögen an die Gaslieferanten differenziert für verschiedene Kundengruppen erhoben.

Die Gasletztverbraucher werden nach Art der Verbrauchserfassung in Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) und Kunden ohne registrierende Leistungsmessung unterschieden. Bei den Kunden ohne Leistungsmessung wird die zeitliche Verteilung des Verbrauchs über ein Standardlastprofil geschätzt (SLP-Kunden).

Daneben können die Gasletztverbraucher in Haushaltskunden und Nicht-Haushaltskunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden wird im EnWG nach qualitativen Merkmalen definiert.[156] Bei allen übrigen Kunden handelt es sich um Nicht-Haushaltskunden. Zu den Nicht-Haushaltskunden zählen insbesondere Kunden aus den Bereichen Industrie, Gewerbe, Dienstleistungen, Landwirtschaft und öffentliche Verwaltung.

Die nach Fragebogen Händler und Lieferanten Gas erhobenen Gasabgabemengen der Lieferanten an alle Letztverbraucher betrugen im Jahr 2016 827,7 TWh (Vorjahr: 758 TWh). Basierend auf den gemeldeten Abgabemengen an SLP- und RLM-Kunden entfielen rund 453 TWh (Vorjahr: 410 TWh) auf RLM-Kunden und rund 371 TWh (Vorjahr: 348 TWh) auf SLP-Kunden[157]. Bei den SLP-Kunden handelt es sich überwiegend um Haushaltskunden. An die Gruppe der reinen Haushaltskunden wurden im Jahr 2016 rund 243,5 TWh (Vorjahr: 226,5 TWh) abgegeben.

Bei der Datenerhebung zum Monitoring wurden die Gaslieferanten befragt, wie sich die Abgabemengen an verschiedene Letztverbrauchergruppen auf die drei folgenden Vertragskategorien

- Grundversorgungsvertrag,
- Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und
- Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist,

verteilen. Die Kategorie Grundversorgungsverträge schließt für die Zwecke dieser Auswertung Energielieferungen in der Ersatzversorgung (§ 38 EnWG) sowie Zweifelsfälle ein.[158] Die Belieferung außerhalb eines Grundversorgungsvertrages wird entweder als Vertrag außerhalb der Grundversorgung bezeichnet oder sie wird spezifisch definiert („Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ bzw. „Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“). Man spricht hier auch von sogenannten „Sonderverträgen sui generis “ zwischen dem Lieferanten und dem Kunden (vgl. § 1 Abs. 4 KAV). Die Auswertungen nach diesen drei Kategorien lassen Rückschlüsse dahingehend zu, inwieweit die Bedeutung der Grundversorgung bzw. der Grundversorgerstellung seit der Energiemarktliberalisierung abgenommen hat.

Die entsprechenden Zahlen sind aber nicht unmittelbar als „kumulierte Netto-Wechselzahlen seit der Liberalisierung“ zu interpretieren. Insbesondere ist zu beachten, dass hinsichtlich des Vertragspartners im Monitoring auf die juristische Person abgestellt wird, so dass ein Vertrag mit einem anderen

---

[156] Nach § 3 Nr. 22 EnWG sind Haushaltskunden Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen.

[157] Die Abweichung zur Mengenangabe von 824 TWh zur Gesamtabgabemenge in Tabelle 72 mit 827,7 TWh resultiert aus unvollständigen Angaben der befragten Lieferanten.

[158] Neben den Haushaltskunden fallen auch die von Ersatzversorgung betroffenen Letztverbraucher i. d. R. unter den Grundversorgungtarif, § 38 EnWG. Im Monitoring sollen Lieferanten die Kategorie „Grundversorgung“ auch für Fälle unklarer Zuordnung nutzen.

Konzernunternehmen des Grundversorgers zur Kategorie „Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“ zählt.[159]

Wiederholt wurden die Gaslieferanten zudem befragt, wie viele Haushaltskunden im Kalenderjahr 2016 ihren Energieliefervertrag gewechselt oder umgestellt haben (Vertragswechsel).

Darüber hinaus wurde bei den Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern Gas für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele „Lieferantenwechsel“ im Jahr 2016 stattgefunden haben. Als Lieferantenwechsel im Sinne des Monitorings wird in diesem Zusammenhang der Vorgang bezeichnet, der die Messstelle eines Letztverbrauchers (Zähler) einem neuen Lieferanten zuordnet. Auch bei dieser Auswertung ist zu berücksichtigen, dass die Abfrage auf den Wechsel der beliefernden juristischen Person abstellt. Eine konzerninterne Umschichtung von Lieferverträgen auf eine andere Konzerngesellschaft ist für den Netzbetreiber nicht oder nur mit erheblichem Aufwand von einem kundenseitig initiierten Lieferantenwechsel zu trennen und wird daher ebenfalls als Lieferantenwechsel gezählt. Das gleiche gilt bei Insolvenz des bisherigen Lieferanten oder bei einer Kündigung durch den Lieferanten („unfreiwilliger Lieferantenwechsel“). Daher kann das tatsächliche Ausmaß der Wechselaktivitäten von den ermittelten Werten geringfügig abweichen. Neben den Lieferantenwechseln wurde auch die Lieferantenwahl von Haushaltskunden im Falle von Einzügen betrachtet.

2.1 Nicht-Haushaltskunden

2.1.1 Vertragsstruktur

Die Abgabemengen an Nicht-Haushaltskunden entfallen überwiegend auf Abnehmer mit registrierender Leistungsmessung (RLM), d.h. die Gasentnahme wird in hoher zeitlicher Auflösung erfasst („Lastgang“). RLM-Kunden zeichnen sich durch einen hohen Verbrauch und/ oder einen hohen Leistungsbedarf aus.[160] Bei RLM-Kunden handelt es sich durchweg um verbrauchsstarke Nicht-Haushaltskunden wie z. B. Industriekunden oder Gaskraftwerke.

Zum Berichtsjahr 2016 haben rund 800 Gaslieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Zählpunkten und Ausspeisemengen bei RLM-Kunden getätigt (Vorjahr: 740). Unter den 800 Gaslieferanten bestehen zum Teil Konzernverbindungen, sodass diese Zahl nicht mit der Anzahl der echten Wettbewerber gleichzusetzen ist.

Insgesamt belieferten diese Unternehmen im Jahr 2016 RLM-Kunden an insgesamt über 41.656 Zählpunkten mit gut 453 TWh Gas. Die Belieferung erfolgte zu über 99 Prozent durch Verträge außerhalb der Grundversorgung[161] (130 TWh) sowie über Verträge bei Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger (323 TWh) sind. Die Belieferung von RLM-Kunden im Rahmen der Grund- bzw. Ersatzversorgung ist atypisch,

---

[159] Weitere Unschärfe kann z. B. dadurch entstehen, dass es zu einem Wechsel des örtlichen Grundversorgers kommt.

[160] Nach § 24 GasNZV ist eine RLM i. d. R. erforderlich ab einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von 500 KW bzw. ab einer maximalen jährlichen Entnahme von 1,5 GWh.

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

aber nicht ausgeschlossen. An RLM- Kunden in der Grund-/ Ersatzversorgung wurden etwa 0,4 TWh Gas geliefert, dies entspricht rund 0,08 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden.

Von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen ca. 29 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und ca. 71 Prozent auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem Grundversorger. Dies entspricht der gleichen Verteilung wie im Vorjahr. Die Werte zeigen, dass die Grundversorgerstellung für die Gewinnung von RLM-Kunden im Gasbereich nur noch von untergeordneter Bedeutung ist.

Abbildung 172: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2016

2.1.2 Lieferantenwechsel

Im Rahmen der Auswertung der Fragebögen an die Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber wurde für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele Lieferantenwechsel (gemäß den im Monitoring getroffenen Definitionen, s.o.) im Jahr 2016 stattgefunden haben. Nicht berücksichtigt wird, welcher Anteil der „Industrie- und Gewerbekunden“ im Laufe mehrerer Jahre den Lieferanten mehrfach, einmal oder überhaupt nicht wechselt. Die Zahlen zum Lieferantenwechsel wurden differenziert abgefragt, nämlich bezogen auf fünf verschiedene Verbrauchskategorien. In die Berechnung der Wechselquote bei den Nicht-Haushaltskunden werden nur vier Abnahmekategorien mit einem Letztverbrauch von über 0,3 GWh/Jahr inkl. Gaskraftwerken einbezogen. Die Erhebung erbrachte folgende Ergebnisse:

Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2016

Letztverbraucher-kategorie	Anzahl der Zählpunkte, bei denen der Lieferant wechselte	Anteil an allen Zählpunkten der Verbrauchs-kategorie	Entnahmemenge an den Zählpunkten, bei denen der Lieferant wechselte	Anteil an Gesamtentnahme menge der Verbrauchs-kategorie
< 0,3 GWh/Jahr	1.493.586	11,0%	37,9 TWh	11,5%
0,3 GWh/Jahr – 10 GWh/Jahr	17.430	8,0%	15,5 TWh	12,4%
> 10 GWh/Jahr – 100 GWh/Jahr	1.086	14,3%	13,1 TWh	12,1%
> 100 GWh/Jahr	120	13,9%	31,5 TWh	12,2%
Gaskraftwerke	6	2,5%	4,7 TWh	5,1%

Tabelle 92: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2016

Die Anzahl der insgesamt gewechselten Zählpunkte ist im Vergleich zum Vorjahr um 398.531 (+ 36 Prozent) gestiegen. Der starke Anstieg betrifft vor allem den Bereich der Kunden mit einem Verbrauch von weniger als 0,3 GWh/Jahr, welcher auch Haushaltskunden umfasst. Hier erfolgte ein Anstieg der Zählpunkte um 390.801 (+ 35 Prozent).

Die von Lieferantenwechseln betroffene Gasentnahmemenge betrug in allen fünf Kategorien im Jahr 2016 zusammen 103 TWh. Sie ist im Vergleich zum Vorjahr um 11 TWh bzw. 12 Prozent gestiegen. In den vier Abnahmekategorien von über 0,3 GWh/Jahr (inkl. Gaskraftwerke) befinden sich ausschließlich Nicht-Haushaltskunden. Über diese vier Abnahmekategorien hinweg betrachtet lag die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2016 bei 11,1 Prozent. Im Vorjahr lag sie noch bei 11,8 Prozent.

Abbildung 173: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

2.2 Haushaltskunden

2.2.1 Vertragsstruktur

Bei der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2017 wurde erstmalig die Abfrage der Gasabgabemengen der Gaslieferanten an die Haushaltskunden in drei unterschiedliche Verbrauchsbänder unterteilt:

Band I (D1): jährlicher Gasverbrauch unterhalb von 20 GJ (5.556 kWh)

Band II (D2): jährlicher Gasverbrauch zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh)

Band III (D3): jährlicher Gasverbrauch oberhalb von 200 GJ (55.556 kWh).

Die Erweiterung der Abfrage auf die Bänder erfolgte unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung der Abfrage von Preisen und Gasmengen durch Eurostat.

Bei der Gesamtbetrachtung der mengenmäßigen Belieferungsstruktur der Haushaltskunden im Jahr 2016 zeigt sich, dass die Mehrheit der Haushaltskunden (53 Prozent) durch den lokalen Grundversorger im Rahmen eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung mit einer Gasabgabemenge von 128,3 TWh beliefert wird (2015: 54 Prozent bzw. 122,4 TWh). Knapp 22 Prozent der Haushaltskunden werden im Rahmen der Grundversorgung mit einer Gasabgabemenge von 52,8 TWh beliefert (2015: 24 Prozent bzw. 53,3 TWh). Der Anteil der Haushaltskunden, die durch einen Lieferanten, der nicht örtlicher Grundversorger ist beliefert werden, ist zum wiederholten Male gestiegen und beträgt nun 25,6 Prozent bei einer Gasabgabemenge in

Höhe von 62,4 TWh (2015: 22 Prozent bzw. 50,8 TWh).[162] Damit ist die Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen eines Grundversorgungstarifs die unpopulärste Belieferungsart.

Abbildung 174: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Abgabemenge) gemäß Abfrage Gaslieferanten - Stand 31. Dezember 2016

[162] Die gesamte durch die Gaslieferanten mitgeteilte Gasabgabemenge an Haushaltskunden in Höhe von 243,5 TWh weicht von der durch die VNB Gas mitgeteilte Ausspeisemenge an Haushaltskunden in Höhe von 275,6 TWh ab, da die Marktabdeckung der Abfrage im Bereich der Netzbetreiber höher ist.

Abbildung 175: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart gemäß Abfrage Gaslieferanten

Zur vertieften Analyse der Belieferungsstruktur der Haushaltskunden, wurden die abgefragten Abgabemengen an die Haushaltskunden in drei Abnahmebänder D1, D2 und D3 unterteilt. Dabei wird deutlich, dass die Mehrheit der verbrauchsschwachen Haushaltskunden (D1) mit einem Anteil von 47,8 Prozent über einen Grundversorgungsvertrag beliefert wird. Die Mehrheit der Kunden mit einem durchschnittlichen Verbrauch (D2) sowie verbrauchsstarke Haushaltskunden, werden in der Mehrzahl über einen Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beliefert. [163]

[163] Die Analyse beruht auf einer erfassten Gasabgabemenge an Haushaltskunden von 228,4 TWh. Die Differenz zu der gesamten erfassten Gasabgabemenge an Haushaltskunden aller Gaslieferanten in Höhe von 243,5 TWh, ist durch fehlende Angaben einiger Gaslieferanten begründet.

Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge und Verteilung) differenziert nach Verbrauchsband D1, D2 und D3 in TWh

Vertragsart	Band I mit einem Verbrauch von < 5.556 kWh (20 GJ)	Anteil am Verbrauchs-band I	Band II mit einem Verbrauch von ≥ 5.556 kWh (20 GJ) < 55.556 kWh (200 GJ)	Anteil am Verbrauchs-band II	Band III mit einem Verbrauch von ≥ 55.556 kWh (200 GJ)	Anteil am Verbrauchs-band III
Grundversorgungsvertrag	3,3	47,8%	38,3	22,7%	8,5	16,1%
Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	2,4	34,8%	89,5	53,0%	29,5	56,0%
Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	1,2	17,4%	41,0	24,3%	14,7	27,9%
Gesamtsumme	6,9	100,0%	168,8	100,0%	52,7	100,0%

Tabelle 93: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge in TWh) differenziert nach den Verbrauchsbändern in TWh - Stand: 31. Dezember 2016

Bei der gesonderten Betrachtung der Anzahl der belieferten Haushaltskunden im Jahr 2016 wird deutlich, dass die relative Mehrheit von 45 Prozent der Haushaltskunden einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung abgeschlossen hat. In Summe werden gut 75 Prozent der Haushaltskunden, sowohl bei der mengenmäßigen als auch bei der anzahlmäßigen Abgrenzung, durch den Grundversorger über einen Grundversorgungs- oder einen Vertrag außerhalb der Grundversorgung beliefert.[164] Die Abweichungen der Anteile zwischen der Belieferung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrags und einer Belieferung zum Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (22 Prozent gegenüber 30 Prozent sowie 53 Prozent gegenüber 45 Prozent) ergeben sich dadurch, dass tendenziell die verbrauchsstarken Haushaltskunden in den preislich günstigeren Vertrag außerhalb der Grundversorgung wechseln.

[164] Die gesamte durch die Gaslieferanten mitgeteilte Anzahl der Haushaltskunden in Höhe von 12,1 Mio. weicht von der durch die VNB Gas mitgeteilte Anzahl der Haushaltskunden in Höhe von 12,4 Mio. ab, da die Marktabdeckung der Abfrage im Bereich der Netzbetreiber höher ist.

Abbildung 176: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) gemäß Abfrage Gaslieferanten - Stand: 31. Dezember 2016

Ebenso wurde zur vertieften Analyse der Belieferungsstruktur der Haushaltskunden, auch die Anzahl der belieferten Haushaltskunden in drei Abnahmebänder D1, D2 und D3 unterteilt. Dabei wird deutlich, dass die Mehrheit der verbrauchsschwachen Haushaltskunden (D1) mit einem Anteil von 57,1 Prozent über einen Grundversorgungsvertrag beliefert wird. Die Mehrheit der Kunden mit einem durchschnittlichen Verbrauch (D2) sowie verbrauchsstarke Haushaltskunden werden in der Mehrzahl über einen Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beliefert.[165]

[165] Die Analyse beruht auf einer erfassten Gesamtanzahl der Haushaltskunden in Höhe von 11,1 Mio. Die Differenz zu der gesamten erfassten Anzahl der Haushaltskunden aller Gaslieferanten in Höhe von 12,1 Mio., ist durch fehlende Angaben einiger Gaslieferanten begründet.

Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Anzahl und Verteilung) differenziert nach Verbrauchsband D1, D2 und D3 in Mio.

Vertragsart	Band I mit einem Verbrauch von < 5.556 kWh (20 GJ)	Anteil am Verbrauchs-band I	Band II mit einem Verbrauch von ≥ 5.556 kWh (20 GJ) < 55.556 kWh (200 GJ)	Anteil am Verbrauchs-band II	Band III mit einem Verbrauch von ≥ 55.556 kWh (200 GJ)	Anteil am Verbrauchs-band III
Grundversorgungsvertrag	1,2	57,1%	2,1	24,7%	0,09	18,0%
Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	0,6	28,6%	4,1	48,2%	0,30	60,0%
Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	0,3	14,3%	2,3	27,1%	0,11	22,0%
Gesamtsumme	2,1	100,0%	8,5	100,0%	0,5	100,0%

Tabelle 94: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Anzahl in Mio.) differenziert nach den Verbrauchsbändern in TWh - Stand: 31. Dezember 2016

2.2.2 Vertragswechsel

Die Gaslieferanten wurden auch im Jahr 2017 nach den durchgeführten Vertragswechseln von Haushaltskunden im Jahr 2016 befragt. Dabei sind nur Vertragswechsel anzugeben, die auf Betreiben des Kunden erfolgt sind.[166] Insgesamt betrug die Anzahl der Vertragswechsel rund 780.000, die Wechselmenge bezifferte sich auf ca. 16 TWh. Daraus ergeben sich eine anzahl- und mengenbezogene Vertragswechselquote von 6,5 bzw. 6,6 Prozent. Die leicht höhere mengenbezogene Vertragswechselquote deutet darauf hin, dass vor allem verbrauchsstarke Haushaltskunden die Kostenvorteile eines Vertragswechsels nutzen.

[166] Anpassungen durch AGB-Änderungen, auslaufende Tarife oder Umschichtungen der Kunden innerhalb des eigenen Konzerns sind dabei nicht zu melden.

Vertragswechsel von Haushaltskunden

Kategorie	2016 Vertrags-wechsel in TWh	Anteil an Gesamtabgabe-menge (243,5 TWh) in Prozent	2016 Vertrags-wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtzahl Haushaltskunden (12,1 Mio.) in Prozent
Haushaltskunden, die bei ihrem bestehenden Lieferanten den Gasliefervertrag umgestellt haben	16	6,6	780.000	6,5

Tabelle 95: Vertragswechsel von Haushaltskunden in 2016 gemäß Abfrage Gaslieferanten

2.2.3 Lieferantenwechsel

Zur Ermittlung der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden wurden die VNB Gas nach Menge und Anzahl der Wechsel an den Zählpunkten sowie nach der Lieferantenwahl von Haushaltskunden, die bei Einzug (Neubezug oder Umzug) direkt einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger i. S. d. § 36 Abs. 2 EnWG wählen, befragt. Die Anzahl der Lieferantenwechsel der Haushaltskunden ist zum wiederholten Mal deutlich um rund 36 Prozent (+ 333.117 Wechselfälle) auf 1.258.312 (Vorjahr: 925.195) Fälle gestiegen. Ebenso deutlich stieg um rund 25 Prozent die Anzahl der Haushaltskunden, die sich bei Einzug direkt für einen anderen Lieferanten als den Grundversorger entschieden haben (+ 52.655 Haushaltskunden) auf 264.954 Haushaltskunden.

Abbildung 177: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Abfrage VNB Gas

Für das Jahr 2016 ist zu beobachten, dass die Haushaltskunden weiterhin verstärkt die Preisvorteile, die ein Lieferantenwechsel bietet, in Anspruch nehmen. Unter Beachtung der von den VNB Gas mitgeteilten Anzahl von Haushaltskunden in Höhe von 12,4 Mio. ergibt sich eine gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote der Haushaltskunden von 12,3 Prozent (Vorjahr 9,2 Prozent).

Abbildung 178: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Abfrage VNB Gas

Zusätzlich wurden die VNB Gas nach dem Ausspeisevolumen der Zählpunkte befragt, an denen es zu einem Lieferantenwechsel bzw. einem Wechselvorgang bei Einzug kam. Das gesamte Lieferantenwechselvolumen (inkl. der Wechselvorgänge bei Einzug) erhöhte sich in 2016 um 11,6 TWh bzw. 45 Prozent und lag bei 37,2 TWh. Unter Beachtung der im Jahr 2016 erhöhten Gasausspeisemenge der Netzbetreiber an Haushaltskunden stieg die mengenbezogene Lieferantenwechselquote auf 13,5 Prozent (Vorjahr 10,1 Prozent). Das intensivere Wechselverhalten von verbrauchsstarken Haushaltskunden führt dazu, dass die mengenbezogene Wechselquote (13,5 Prozent) weiterhin über der anzahlbezogenen Wechselquote (12,3 Prozent) liegt. Die errechnete Verbrauchsmenge eines durchschnittlichen wechselnden Gaskunden liegt bei etwa 24.500 kWh und damit über dem bundesweiten Durchschnittsverbrauch von 20.000 kWh.

Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Lieferantenwahl bei Einzug

Kategorie	2016: Lieferanten-wechsel in TWh	Anteil an Gesamt-ausspeisemenge (275,6 TWh)	2016: Lieferanten-wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtanzahl (12.416.171) Haushaltskunden
Haushaltskunden, die ohne Umzug den Lieferanten gewechselt haben	32,0	11,6%	1.258.312	10,1%
Haushaltskunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben	5,2	1,9%	264.954	2,2%
Gesamt	37,2	13,5%	1.523.266	12,3%

Tabelle 96: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden in 2016 einschließlich der Lieferantenwahl bei Einzug gemäß Abfrage VNB Gas

3. Gassperrungen und Kündigungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, abweichende Abrechnung

3.1 Gassperrungen und Kündigungen

Bei der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2017 wurden die VNB Gas und Gaslieferanten erneut zu Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Gassperrungen sowie nach den damit verbundenen Kosten befragt.

Für die Jahre 2011 bis 2014 bezog sich die Abfrage zu den Sperrungen ausschließlich auf die Androhung und Beauftragung einer Sperrung in der Grundversorgung sowie die Durchführung einer Sperrung im Auftrag des örtlichen Grundversorgers.

Abbildung 179: Androhungen und Beauftragungen einer Sperrung in der Grundversorgung; Sperrung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers (Gas) 2011 bis 2015

Ab dem Jahr 2016 wurde die Abfrage bei den Gaslieferanten weiter differenziert. Die Abfrage der Androhungen und Beauftragungen von Sperrungen richtet sich nun an alle Lieferanten und nicht mehr nur an Grundversorger. Zudem werden die Lieferanten sowohl zu Sperrungen in der Grundversorgung als auch zu Sperrungen bei Vertragsverhältnissen von Haushaltkunden außerhalb der Grundversorgung befragt. Für das Jahr 2016 wurde zusätzlich die Abfrage bei den VNB erweitert. Nun werden auch die vom VNB durchgeführten Sperrungen im Auftrag eines anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger erfasst.

Hintergrund der geänderten Abfrage ist der Umstand, dass Netzbetreiber bisher nicht differenzieren konnten, ob eine vom Grundversorger beauftragte Sperrung im Rahmen eines Grundversorgungsverhältnisses oder im Rahmen eines Haushaltskundenvertrags mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung erfolgte. Denn bei der Beauftragung einer Sperrung nach § 24 Abs. 3 NDAV muss der Lieferant gegenüber dem Netzbetreiber lediglich glaubhaft versichern, dass die vertraglichen Voraussetzungen für eine Unterbrechung zwischen Lieferant und Anschlussnutzer vorliegen. Er muss jedoch nicht die vertraglichen Grundlagen benennen. Auch muss ein Lieferant keine Änderung seiner Netzanmeldung beim Netzbetreiber vornehmen, wenn er die vertraglichen Bedingungen gegenüber dem Kunden ändert. Netzbetreiber haben daher in der Regel keine Kenntnis davon, ob ein ursprünglich dem Grundversorger in die Grundversorgung zugeordneter Kunde tatsächlich noch grundversorgt wird oder in einen Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung gewechselt hat.

In die Auswertung für das Jahr 2016 sind die Angaben von 643 VNB und 658 Gaslieferanten eingeflossen. Die Zahlen der VNB und Gaslieferanten zeigen insgesamt einen Rückgang der Gassperren im Jahr 2016.

Im Vergleich zum Vorjahr ist die Zahl der von VNB im Auftrag des örtlichen Grundversorgers durchgeführten Sperrungen auf 38.576 zurückgegangen, was einen Rückgang um ca. 5.000 Gassperren bzw. knapp zwölf Prozent bedeutet. Zudem wurden 1.260 Gassperren im Auftrag eines Gaslieferanten, der nicht der örtliche

Grundversorger ist, vorgenommen. Das Ergebnis beruht auf den Angaben der VNB Gas, die letztendlich die Sperrung auf Anweisung des Gaslieferanten (Grundversorger bzw. Lieferant, der nicht örtlicher Grundversorger ist) vornehmen.

Die VNB Gas haben im Jahr 2016 bei rund 30.633 von ihnen im Auftrag des Grundversorgers gesperrten Zählpunkten die Versorgung wieder hergestellt. Dies sind im Vergleich zum Vorjahr rund 5.300 Zählpunkte weniger. Der Rückgang der wiederhergestellten Zählpunkte ist weitgehend auf den generellen Rückgang der Gassperren zurückzuführen. Zusätzlich wurde bei ca. 1.486 Zählpunkten im Auftrag eines Gaslieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, die Versorgung wieder hergestellt.

Für eine Sperrung haben die VNB Gas den Gaslieferanten durchschnittlich ca. 46 Euro (excl. USt) in Rechnung gestellt, wobei die Spanne der tatsächlich berechneten Kosten zwischen 12 und 205 Euro (excl. USt) lag. Für die Wiederherstellung des Anschlusses wurden durch die VNB Gas den Gaslieferanten durchschnittlich ca. 53 Euro (excl. USt) berechnet, wobei die Spanne zwischen zehn und 225 Euro (excl. USt) lag.

Androhungen und Beauftragung einer Sperrung; durchgeführte Sperrungen[1]
Anzahl im Jahr 2015 und 2016 (Gas)

[1]Die in der Abbildung aufgeführte Zahl unter der Trennlinie stammt aus der Befragung der VNB Gas. Für das Jahr 2015 wurdennur die von den VNB durchgeführten Sperrungen im Auftrag des jeweiligen örtlichen Grundversorgers erfasst. Sperrungen im Auftrag von Nicht-Grundversorgern werden ab dem Jahr 2016 zusätzlich abgefragt. Alle Angaben über der Trennlinie stammen aus der Befragung der Gaslieferanten. Hier werden die durchgeführten Sperrungen differenziert nach Vertragsverhältnissen erfasst (Grundversorgung und außerhalb der Grundversorgung). Daher sind die hier jeweilig ausgewiesenen Sperrzahlen nicht unmittelbar miteinander vergleichbar.

Abbildung 180: Androhung und Beauftragung einer Sperrung; durchgeführte Sperrungen (Gas)

Gleichzeitig wurden die Gaslieferanten befragt, wie häufig sie im Jahr 2016 eine Sperrung der Gasversorgung aufgrund Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung angedroht oder beim zuständigen Netzbetreiber beauftragt haben. Diese Abfrage richtet sich nunmehr an alle Gaslieferanten, nicht mehr nur an den Grundversorger. Die Anzahl der Sperrandrohungen ist mit 1.845.550 Fällen gegenüber dem Vorjahr fast konstant geblieben (minus 0,1 Prozent). Die Anzahl der Sperrbeauftragungen ist im Vergleich zum Jahr 2015 um 4,3 Prozent auf 272.135 Fälle gesunken. Die im Monitoringbericht 2016 ausgewiesenen Werte für Sperrandrohungen und Sperrbeauftragungen mussten nachträglich korrigiert werden. Die Sperrandrohungen im Jahr 2015 betrugen 1.846.670, die Sperrbeauftragungen im Jahr 2015 betrugen 284.381. Von den 1,8 Mio.

Sperrandrohungen der Gaslieferanten (Grundversorger sowie Nicht-Grundversorger) mündeten im Jahr 2016 demnach rund 14 Prozent in einem Sperrauftrag beim VNB.

Nach Angaben der Gaslieferanten endeten 39.004 Sperrbeauftragungen (basierend auf einem Grundvertragsverhältnis bzw. einem Vertragsverhältnis beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung) in einer Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber. Dies bedeutet gegenüber dem Vorjahr einen Rückgang um gut 4.000 Gassperren. Bei der Gegenüberstellung der Sperrandrohungen und der tatsächlichen Gassperren wird deutlich, dass ca. 2,1 Prozent der Sperrandrohungen in einer tatsächlichen Sperrung des Gasanschlusses durch den VNB Gas mündeten. Zusätzlich gaben die Gaslieferanten an, dass sie in 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 Prozent). Eine Sperrung außerhalb eines Vertragsverhältnisses in der Grundversorgung wurde in 12.297 Fällen vollzogen. Dabei lag die Sperrquote in diesem Bereich bei 0,2 Prozent.

Dieses Verhältnis hat unterschiedliche Ursachen. Es besteht die Vermutung, dass eine Sperrandrohung in vielen Fällen zu einer Zahlung führt. Andere Kunden lassen die mit der Sperrung beauftragten Personen nicht ins Haus. Um eine Sperrung dann gleichwohl durchzuführen, bedarf es einer gerichtlichen Durchsetzung, die wiederum einen zeitlichen und finanziellen Aufwand benötigt.

Nach Angaben der Gaslieferanten sind bei den Sperrungen in 68 Prozent der Fälle Haushaltskunden betroffen, die über einen Grundversorgungsvertrag beliefert werden. 32 Prozent der gesperrten Kunden wurden außerhalb der Grundversorgung beliefert. Bei der Betrachtung der Anzahl der Sperrungen und den von der Sperrung betroffenen Haushaltskunden wird deutlich, dass im Rahmen der Grundversorgung fünf Prozent der Haushaltskunden mehrfach gesperrt wurden. Bei Haushaltskunden, die außerhalb der Grundversorgung beliefert werden, liegt die Zahl der mehrfach gesperrten Kunden bei 20 Prozent. Bei Zahlungsrückständen sieht die GasGVV keinen bestimmten Mindestbetrag vor, ab dem eine Sperrung angedroht werden darf. Im Durchschnitt waren säumige Kunden mit ca. 124 Euro im Zahlungsrückstand. Ein weiteres häufiges Kriterium für eine Sperrung des Anschlusses war die Anzahl der Tage, die ein Kunde mit der Begleichung eines Abschlags oder einer Rechnung in Verzug war.

Während einige Lieferanten lediglich die Kosten des mit der Sperrung bzw. mit der Wiederherstellung beauftragten Netzbetreibers weiterleiten, hat ein Teil der Gaslieferanten, für die Durchführung einer Sperrung, ihren Kunden zusätzlich im Durchschnitt ca. 49 Euro (inkl. USt)[167] berechnet, wobei die Spanne zwischen zwei Euro und 197 Euro (inkl. USt) lag. Für die Wiederherstellung des Anschlusses berechneten die Gaslieferanten ihren Kunden im Durchschnitt ca. 58 Euro (inkl. USt), wobei die Spanne ebenfalls von 2 Euro bis 197 Euro (inkl. USt) reichte.

Trotz Unterbrechungsandrohung und Sperrbeauftragung trennen sich nur wenige Lieferanten tatsächlich von ihren Kunden. Die Kündigung eines Grundversorgungsvertrages ist zudem nur unter engen Voraussetzungen möglich. Hierzu darf keine Grundversorgungspflicht bestehen oder die Voraussetzungen

[167] Eigene Kosten des Lieferanten ohne die Kosten, die beim beauftragten Netzbetreiber anfallen.

einer Sperrung müssen wiederholt vorgelegen haben und die Kündigung aufgrund eines Zahlungsverzugs angedroht worden sein. Im Jahr 2016 haben die Gaslieferanten bei insgesamt 47.957 Gaskunden eine Kündigung des Vertragsverhältnisses aufgrund von Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung aussprechen müssen. Häufige Gründe für eine Kündigung waren das Erreichen der letzten Mahnstufe und das Ausbleiben von zwei oder drei Abschlägen ohne die Aussicht auf Erfüllung der Forderung.

3.2 Bargeld- oder Chipkartenzähler

Bei der Datenerhebung zum Monitoring 2017 wurden ebenfalls wieder Fragen zu Vorkassesystemen nach § 14 GasGVV wie Bargeld- und Chipkartenzählern von den VNB Gas und den Gaslieferanten beantwortet. Nach den Angaben der VNB Gas waren im Jahr 2016 im Rahmen der Grundversorgung insgesamt 1.059 Bargeld- oder Chipkartenzähler oder sonstige vergleichbare Vorkassesysteme von 44 VNB Gas eingerichtet. Es wurden 229 Vorkassesysteme im Jahr 2016 neu eingebaut und 215 vorhandene Vorkassesysteme wieder ausgebaut. Die durchschnittlichen jährlichen Kosten, die durch die VNB Gas den Gaslieferanten für ein Vorkassesystem in Rechnung gestellt wurden, betrugen ca. 40 Euro. Der von den Gaslieferanten den Gaskunden in Rechnung gestellte, jährliche Grundpreis betrug im Durchschnitt 129 Euro, wobei die Spanne zwischen 14 Euro und 221 Euro lag. Der Arbeitspreis für das über einen Vorkassezähler abgerechnete Gas lag im Durchschnitt bei 6,7 ct/kWh und bewegte sich in einer Spanne zwischen 3,6 ct/kWh und 10,1 ct/kWh.

3.3 Abweichende Abrechnung

Nach § 40 Abs. 3 EnWG sind Gaslieferanten verpflichtet, Letztverbrauchern eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anzubieten. Die Befragung der Gaslieferanten ergab, dass die Nachfrage nach abweichenden Abrechnungszyklen weiterhin gering ist.

Abweichungen von der jährlichen Abrechnung in 2016

	Anzahl Anfragen	Anzahl Durch-führungen	Entgelt je zusätzlicher Abrechnung bei Selbstablesung Durchschnittswert (Spanne von - bis)	Entgelt je zusätzlicher Abrechnung ohne Selbstablesung Durchschnittswert (Spanne von - bis)
Abweichende Abrechnung Haushaltskunden	4.852	5.839	13,8 Euro (2 Euro - 53 Euro)	17,1 Euro (2 Euro - 59 Euro)
davon monatlich	217	610		
davon vierteljährlich	140	197		
davon halbjährlich	1169	1.288		
fehlende Angaben zum Zeitraum (Rest)	3.326	3.744		

Tabelle 97: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung in 2016 gemäß Abfrage Gaslieferanten

4. Preisniveau

Im Monitoring sind Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Gas beliefern, zu den Einzelhandelspreisen ihres Unternehmens am 1. April 2017 für verschiedene Abnahmefälle befragt worden. Dabei wurde für die Haushaltskunden Gas die folgende Aufteilung vorgenommen:

- Band I (D1[168]): jährlicher Gasverbrauch unterhalb von 20 GJ (5.556 kWh)
- Band II (D2): jährlicher Gasverbrauch zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh)
- Band III (D3): jährlicher Gasverbrauch oberhalb von 200 GJ (55.556 kWh)

Darüber hinaus wurden ebenso wie in den Vorjahren die Abnahmefälle 116 MWh (= 417,6 GJ „Gewerbekunde“) und 116 GWh (= 417.600 GJ „Industriekunde“) betrachtet.

Der Gesamtpreis wurde bei den Unternehmen jeweils in ct/kWh abgefragt, wobei auch die verbrauchsunabhängigen Preiskomponenten (Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis, o. ä.) in den Gesamtpreis einzurechnen waren. Darüber hinaus sollten die einzelnen Preisbestandteile aufgeschlüsselt

[168] Die Bezeichnungen „D1“, „D2“, „D3“ entsprechen den identischen Verbrauchsgruppen nach EUROSTAT.

werden, die vom Lieferanten nicht beeinflussbar sind, wie insbesondere Netzentgelte[169], Konzessionsabgabe und Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb. Nach Abzug der „Durchlaufposten“ vom Gesamtpreis verbleibt der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der insbesondere Gasbeschaffungskosten, Vertriebskosten und die Marge umfasst.

Sowohl beim Gesamtpreis als auch bei den Preisbestandteilen sollten die Lieferanten jeweils ihren „durchschnittlichen“ Preis für die Abnahmefälle angeben.

Für den Abnahmefall der Haushaltskunden (Band I, II und III) wurden die einzelnen Preisbestandteile für drei unterschiedliche Vertragstypen abgefragt:

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

Die Ergebnisse der Lieferantenbefragung werden im Folgenden nach Kundenkategorie bzw. Abnahmefall gegliedert dargestellt. Um langfristige Entwicklungstendenzen aufzuzeigen, werden die Ergebnisse jeweils mit den Vorjahreswerten verglichen. Bei dem Vergleich der Stichtagswerte zum 1. April 2017 bzw. 1. April 2016 ist zu beachten, dass Veränderungen der berechneten Mittelwerte teilweise unterhalb des mit der Erhebungssystematik verbundenen Fehlerbereichs liegen.

Für die Erhebung wurden alle in Deutschland tätigen Lieferanten befragt, wobei die Preisfragen für die Abnahmefälle 116 GWh/Jahr und 116 MWh/Jahr nur solche Lieferanten auszufüllen hatten, die mindestens einen Kunden mit einem Gasbedarf im Bereich des jeweiligen Abnahmefalls haben (dies traf auf 99 bzw. 775 Lieferanten zu).

4.1 Nicht-Haushaltskunden

Abnahmefall 116 GWh/ Jahr („Industriekunde“)

Bei Kunden mit einem Jahresverbrauch von rund 116 GWh handelt es sich durchgängig um leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden), i.d.R. um Industriekunden. Bei dieser Kundengruppe spielt die Vielfalt der vertraglichen Gestaltungsmöglichkeiten eine bedeutende Rolle. Die Lieferanten legen grundsätzlich keine Tarifgruppen für Abnehmer im Verbrauchsbereich des Abnahmefalls von 116 GWh/Jahr zu Grunde, sondern unterbreiten ihren Kunden individuelle Angebote. So steht etwa der Kunde mit Vollversorgung neben dem Kunden, für den die verhandelte Abnahmemenge (in der hier relevanten Größenordnung) nur Teil seines Beschaffungsportfolios ist. Im Falle der größten Verbraucher sind die Übergänge vom Einzelhandel zum Gasgroßhandel naturgemäß fließend. Oftmals werden die Lieferpreise mit den Großhandelspreisen indiziert. Es gibt auch Vertragsmodelle, bei denen die Netzentgeltabrechnung mit

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

dem Netzbetreiber dem Kunden selbst obliegt. Solche Vertragsmodelle können im Extremfall soweit reichen, dass der „Lieferant“ im wirtschaftlichen Ergebnis für den Kunden nur die Dienstleistung des Bilanzkreis- bzw. Nominierungsmanagements anbietet.

Der Abnahmefall mit einem Jahresverbrauch von 116 GWh wurde mit einer Jahresbenutzungsdauer von 250 Tagen (4.000 Stunden) definiert. Die Abfrage richtete sich nur an solche Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 50 GWh und 200 GWh haben. Aufgrund dieser Kundenmerkmale handelt es sich grundsätzlich um einen kleinen Kreis von Lieferanten. Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 99 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 97 Lieferanten).

Anhand dieser Angaben wurden jeweils die arithmetischen Mittelwerte des Gesamtpreises und der einzelnen Preisbestandteile berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Form von Spannen ausgewertet. Die Untergrenze der Spannenangabe bezieht sich auf das sog. 10 Prozent-Perzentil, die Obergrenze auf das 90-Prozent-Perzentil. Dies bedeutet, dass jeweils 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte innerhalb der genannten Spanne liegen. Die Auswertung hat folgende Ergebnisse erbracht:

Preisniveau am 1. April 2017 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh	**Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh	**Anteil am Gesamtpreis**
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt[1]	0,10 - 0,42	0,28	11,0%
Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb	0,00 - 0,01	0,003	0%
Konzessionsabgabe(2)	0,00	0,00 [1]	0%
Gassteuer	0,55	0,55	20,0%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	1,43 - 2,44	1,86	69%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	2,23 - 3,25	2,69	

[1] Aufgrund einer geänderten Rechtslage wird seit dem 1.1.2017 der Preisbestandteil "Abrechnung" in das Nettonetzentgelt einbezogen und ist seitdem nicht mehr Bestandteil der Kategorie „Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb“. Für den nächsten Monitoringbericht wird daher eine entsprechend angepasste Abfrage der jeweiligen Preisbestandteile erfolgen.

[2] Nach § 2 Abs. 5 Nr. 1 KAV fallen bei Sondervertragskunden nur für die ersten 5 GWh Konzessions-abgaben an (0,03 ct/kWh). Bei Umlage dieses Preisbestandteils auf die gesamte Abnahmemenge ergibt sich ein entsprechend geringer Mittelwert, d.h. beim Abnahmefall von 116 GWh ein Durchschnitt von (gerundet) 0,00 ct/kWh.

Tabelle 98: Preisniveau am 1. April 2017 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Der Gesamtpreis besteht beim Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“) im Mittel zu 11 Prozent aus den Komponenten Netzentgelt, Messung, Messstellenbetrieb und Konzessionsabgabe. Dieser Anteil ist wesentlich niedriger als im Bereich der Haushaltskunden bzw. verbrauchsschwächeren Nicht-Haushaltskunden (s.u.).

Entsprechend ist der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil (Gasbeschaffungskosten, Vertriebskosten und Marge) mit 69 Prozent deutlich höher als bei Haushaltskunden.

Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) in Höhe von 2,69 ct/kWh ist um 0,08 ct/kWh gefallen und liegt damit nur geringfügig (d.h. rund 3 Prozent) unter dem Vorjahreswert von 2,77 ct/kWh. Der mittlere Gaspreis für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr liegt somit auf dem niedrigsten Niveau seit Beginn der Preiserhebungen im Energie-Monitoring (1. April 2008). Die vom Lieferanten nicht beeinflussbaren Anteile des Gesamtpreises (insb. Netzentgelte und Abgaben) sind im Vergleich zum Vorjahr annähernd gleich geblieben.

Abbildung 181: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Abnahmefall 116 MWh/ Jahr („Gewerbekunde“)

Der Abnahmefall eines Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh entspricht z. B. einem eher verbrauchsschwachen Gewerbekunden. Der Abnahmefall wurde ohne vorgeschriebene Jahresbenutzungs-dauer definiert. Er beträgt ein Tausendstel des Abnahmefalls eines Industriekunden (rund 116 GWh) und entspricht dem Fünffachen des durchschnittlichen Jahresverbrauches eines Haushaltskunden (rund 23 MWh). Da es sich hier um einen mäßigen Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich kleinere Rolle als beim Abnahmefall 116 GWh/Jahr. Der Abnahmefall betrifft eine Verbrauchsmenge, die deutlich unter dem Schwellenwert von 1,5 GWh liegt, ab dem der Netzbetreiber grundsätzlich eine registrierende Leistungsmessung vorzusehen hat. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass bei dem gewählten Abnahmefall in aller Regel eine Verbrauchserfassung über ein Standard-Lastprofil erfolgt. Die Lieferanten sollten eine plausible Abschätzung auf Basis der am 1. April 2017 geltenden Konditionen für die Abrechnung ihrer Kunden mit einer dem Abnahmefall ähnlichen Abnahmestruktur vornehmen. Angesprochen waren dabei Lieferanten, die bereits Kunden mit einem Abnahmeprofil annähernd vergleichbarer Größenordnung betreuen, d.h. mit einem Jahresbedarf zwischen 50 MWh und 200 MWh.

Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 775 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 642 Lieferanten). Anhand dieser Angaben wurden jeweils die Mittelwerte des Gesamtpreises und der einzelnen Preisbestandteile berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Form von Spannen ausgewertet, innerhalb derer jeweils 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte liegen. Die Auswertung hat folgende Ergebnisse erbracht:

Preisniveau am 1. April 2017 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh	**Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh	**Anteil am Gesamtpreis**
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt[1]	0,87 - 1,55	1,20	27%
Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb	0,01 - 0,08	0,05	1%
Konzessionsabgabe[2]	0,03 - 0,03	0,04 [1]	1%
Gassteuer	0,55	0,55	12%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	2,09 - 3,28	2,67	59%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	3,85 - 5,26	4,50	

[1] Aufgrund einer geänderten Rechtslage wird seit dem 1.1.2017 der Preisbestandteil "Abrechnung" in das Nettonetzentgelt einbezogen und ist seitdem nicht mehr Bestandteil der Kategorie „Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb“. Für den nächsten Monitoringbericht wird daher eine entsprechend angepasste Abfrage der jeweiligen Preisbestandteile erfolgen.

[2] 40 der 702 Lieferanten haben in ihrer Antwort einen Konzessionsabgabenwert von über 0,03 ct/kWh angegeben. Es handelte sich hierbei um Lieferanten mit eher geringen Abgabemengen. Eine Konzessionsabgabe von über 0,03 ct/kWh ist auch bei der Belieferung eines Nicht-Haushaltskunden denkbar, wenn die Belieferung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages erfolgt (vgl. § 2 Abs. 2 Nr. 2 b KAV).

Tabelle 99: Preisniveau am 1. April 2017 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

In diesem Jahr entfallen beim Abnahmefall „Gewerbekunde“ (116 MWh) durchschnittlich 41 Prozent des Gesamtpreises auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind (Netzentgelte, Gassteuer, Konzessionsabgabe). 59 Prozent betreffen Preiselemente mit Raum für unternehmerische Entscheidungen.

Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) in Höhe von 4,50 ct/kWh liegt um 0,27 ct/kWh, also rund 5 Prozent unter dem Vorjahreswert. Die absolute Höhe der nicht vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile ist im Vergleich zum Vorjahr mit 1,84 ct/kWh gleich geblieben. Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag ist hingegen um 0,21 ct/kWh (von 2,88 ct/kWh in 2015 auf 2,67 ct/kWh in 2016), also um rund 7 Prozent gesunken.

Abbildung 182: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

4.2 Haushaltskunden

Bei der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2017 wurde die Abfrage der Haushaltskundenpreise in drei unterschiedliche Bänder unterteilt:

- Band I (D1[170]): jährlicher Gasverbrauch unterhalb von 20 GJ (5.556 kWh)
- Band II (D2): jährlicher Gasverbrauch zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh)
- Band III (D3): jährlicher Gasverbrauch oberhalb von 200 GJ (55.556 kWh)

Die Abfrage der Gaspreise in Bändern erfolgt unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung der Abfrage von Preisen durch Eurostat. Für die Gewichtung des Gaspreises wurden die Gasabgabemengen aus dem Vorjahr des jeweiligen Gaslieferanten verwendet. Dabei wurden die Preise des jeweiligen Verbrauchsbandes mit der jeweils für dieses Band gültigen Gasabgabemenge des antwortenden Gaslieferanten gewichtet. Bei den Netzentgelten ist zu beachten, dass der ausgewiesene Durchschnittswert der Netzentgelte innerhalb der jeweiligen Belieferungsart auf den Angaben der Lieferanten beruht, die wiederum ein durchschnittliches Netzentgelt aller von ihnen belieferten Netze übermitteln. Demzufolge ist abfragebedingt zwischen den drei Belieferungsarten ein unterschiedliches Netzentgeltniveau zu beobachten. Das Entgelt für

[170] Die Bezeichnungen "D1", "D2", "D3" entsprechen den identischen Verbrauchsgruppen nach EUROSTAT.

Abrechnung ist seit dem 1. Januar 2017 Bestandteil der Netzentgelte und wird nicht mehr gesondert ausgewiesen.

4.2.1 Über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Preisniveau für Haushaltskunden (Band II)

Die große Vielfalt der unterschiedlichen preisbildenden Elemente erschwert insbesondere die Vergleichbarkeit der Tarife. Daher wird auf Basis der vorliegenden Daten für die drei Belieferungsarten Grundversorgung, Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (i.d.R. nach dem Vertragswechsel) sowie Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (i.d.R. nach dem Lieferantenwechsel), ein gesonderter synthetischer Durchschnittspreis als Kennzahl errechnet, welcher alle Belieferungsarten mit den richtigen Verhältnissen berücksichtigt. Dazu werden die Einzelpreise der drei Belieferungsarten mit der jeweiligen Gasabgabemenge gewichtet. Für die Darstellung des synthetischen Gesamtpreises über alle Vertragskategorien zum Stichtag 1. April 2017 wurde das Band II gewählt, da es den Verbrauchsbereich zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh) umfasst und somit den deutschen Durchschnittsverbrauch von 20.000 kWh am besten abbildet.

Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien für das Abnahmeband zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh) im Jahr (Band II; Eurostat: D2) Preisstand 1. April 2017 in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	3,02	49,1%
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,44	23,4%
Entgelt für Messung	0,02	0,3%
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,06	0,9%
Konzessionsabgabe	0,08	1,4%
Derzeitige Gassteuer	0,55	8,9%
Umsatzsteuer	0,98	15,9%
Gesamt	6,15	100,0%

Tabelle 100: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien - Band II
Preisstand 1. April 2017, in Prozent

Abbildung 183: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Veränderungen des über alle Vetragskategorien mengengewichteten Preises für Haushaltskunden. Abnahmeband zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh), (Band II; Eurostat: D2)

Preisbestandteil	1. April 2016 über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	1. April 2017 über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Veränderung in Bezug auf die Höhe des Preisbestandteils	
			in ct/kWh	in Prozent
Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	3,30	3,02	-0,28	-8,6%
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,43	1,44	0,01	0,8%
Entgelt für Messung	0,02	0,02	0,00	0,0%
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,06	0,06	0,00	-5,3%
Konzessionsabgabe	0,08	0,08	0,00	0,0%
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,00	0,0%
Umsatzsteuer	1,05	0,98	-0,07	-6,5%
Gesamt	6,54	6,15	-0,39	-6,0%

Tabelle 101: Veränderungen des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preises für Haushaltskunden (Abnahmeband zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh) zwischen den Stichtagen 1. April 2016 und 1. April 2017 gemäß Abfrage Gaslieferanten

4.2.2 Haushaltskundepreise nach Abnahmebändern

Die nachfolgenden Tabellen beinhalten detaillierte Angaben über die Zusammensetzung des Gaspreises für Haushaltskunden, unterteilt nach den Bändern I bis III sowie den Belieferungsarten.

**Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband unterhalb von 20 GJ (5.556 kWh)
im Jahr (Band I; Eurostat: D1) Preisstand 1. April 2017 in ct/kWh**

Preisbestandteil	Grundversorgungs-vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	4,47	4,13	4,16
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	2,50	2,35	2,14
Entgelt für Messung	0,23	0,12	0,12
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,41	0,34	0,30
Konzessionsabgabe	0,48	0,12	0,04
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,55
Umsatzsteuer	1,64	1,45	1,39
Gesamt	10,28	9,06	8,70

Tabelle 102: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I gemäß Abfrage Gaslieferanten

Anteile der mengengewichteten Preisbestandteile für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband unterhalb von 20 GJ (5.556 kWh) im Jahr (Band I; Eurostat: D1) Preisstand 1. April 2017

Preisbestandteil	Grundversorgungs-vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	43,48%	45,58%	47,82%
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	24,32%	25,94%	24,66%
Entgelt für Messung	2,24%	1,32%	1,38%
Entgelt für Messstellenbetrieb	3,99%	3,75%	3,45%
Konzessionsabgabe	4,67%	1,32%	0,40%
Derzeitige Gassteuer	5,35%	6,07%	6,32%
Umsatzsteuer	15,95%	16,00%	15,98%
Gesamt	100%	100%	100%

Tabelle 103: Anteile der mengengewichteten Preisbestandteile für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I gemäß Abfrage Gaslieferanten

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh) im Jahr (Band II; Eurostat: D2) Preisstand 1. April 2017 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs-vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	3,36	3,01	2,70
Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,42	1,43	1,48
Entgelt für Messung	0,02	0,02	0,03
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,06	0,05	0,07
Konzessionsabgabe	0,25	0,04	0,03
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,55
Umsatzsteuer	1,07	0,97	0,92
Gesamt	6,73	6,07	5,78

Tabelle 104: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Anteile der mengengewichteten Preisbestandteile für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh) im Jahr (Band II; Eurostat: D2) Preisstand 1. April 2017

Preisbestandteil	Grundversorgungs-vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	49,93%	49,59%	46,71%
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	21,10%	23,56%	25,61%
Entgelt für Messung	0,30%	0,33%	0,52%
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,89%	0,82%	1,21%
Konzessionsabgabe	3,71%	0,66%	0,52%
Derzeitige Gassteuer	8,17%	9,08%	9,52%
Umsatzsteuer	15,90%	15,96%	15,92%
Gesamt	100%	100%	100%

Tabelle 105: Anteile der mengengewichteten Preisbestandteile für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband oberhalb von 200 GJ (55.556 kWh) im Jahr (Band III; Eurostat: D3) Preisstand 1. April 2017 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs-vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	3,12	2,66	2,40
Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,21	1,25	1,25
Entgelt für Messung	0,01	0,01	0,01
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,02	0,02	0,04
Konzessionsabgabe	0,23	0,06	0,03
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,55
Umsatzsteuer	0,97	0,86	0,81
Gesamt	6,11	5,41	5,08

Tabelle 106: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III gemäß Abfrage Gaslieferanten

Anteile der mengengewichteten Preisbestandteile für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband oberhalb von 200 GJ (55.556 kWh) im Jahr (Band III; Eurostat: D3) Preisstand 1. April 2017

Preisbestandteil	Grundversorgungs-vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	51,06%	49,17%	47,24%
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	19,80%	23,11%	24,61%
Entgelt für Messung	0,13%	0,17%	0,16%
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,28%	0,37%	0,69%
Konzessionsabgabe	3,76%	1,11%	0,53%
Derzeitige Gassteuer	9,08%	10,18%	10,83%
Umsatzsteuer	15,88%	15,90%	15,94%
Gesamt	100%	100%	100%

Tabelle 107: Anteile der mengengewichteten Preisbestandteile für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III gemäß Abfrage Gaslieferanten

Für die Auswertung des Preisniveaus im Bereich der Grundversorgung wurden Angaben von 513 Gaslieferanten berücksichtigt. Zum Stichtag 1. April 2017 liegt der mengengewichtete Gaspreis in der Grundversorgung im Band II bei 6,73 ct/kWh, was einen Rückgang gegenüber dem Vorjahr um 3,7 Prozent bedeutet.

Abbildung 184: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag (mengengewichtete Mittelwerte) - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Abbildung 185: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag. Preisstand 1. April 2017 - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Für die Auswertung des Preisniveaus im Bereich der Belieferung durch den Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung wurden Angaben von 499 Gaslieferanten berücksichtigt. Zum

Stichtag 1. April 2017 liegt der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung durch den Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung im Band II bei 6,07 ct/kWh, was einen Rückgang gegenüber dem Vorjahr um 4,7 Prozent bedeutet.

Abbildung 186: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (mengengewichtete Mittelwerte) - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Abbildung 187: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2017 - Band II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Für die Auswertung des Preisniveaus im Bereich der Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, wurden Angaben von 561 Gaslieferanten berücksichtigt. Zum Stichtag 1. April 2017 liegt der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist im Band II bei 5,78 ct/kWh, was einen deutlichen Rückgang gegenüber dem Vorjahr um 10,9 Prozent bedeutet. 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.

Abbildung 188: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (mengengewichtete Mittelwerte) - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist - Band II
Preisstand 1. April 2017, in Prozent

Abbildung 189: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, Preisstand 1. April 2017 - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Bei der Betrachtung des Gaspreises für Haushaltskunden über die letzten elf Jahre (2006 bis 2017) ist festzustellen, dass die Belieferung über die Grundversorgung naturgemäß die teuerste Belieferungsart darstellt. Im Verlauf des Betrachtungszeitraums schwankte der Gaspreis für Kunden in der Grundversorgung zwischen 6,14 ct/kWh im Jahr 2006 und 7,20 ct/kWh im Jahr 2014.

Der Gaspreis für Kunden mit einem Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung bewegte sich in dem Zeitraum 2007 bis 2017 zwischen 6,25 ct/kWh und 6,07 ct/kWh.

Der Gaspreis für Kunden, die von einem Gaslieferanten beliefert werden, der nicht der örtliche Grundversorger ist, schwankte in dem Zeitraum 2008 bis 2017 zwischen 6,41 ct/kWh und 5,78 ct/kWh. Insgesamt ist der Gaspreis für Kunden in diesem Bereich im Laufe der letzten neun Jahre deutlich um fast zehn Prozent gesunken und erreichte zum Stichtag 1. April 2017 ein historisches Tief. Für Kunden mit einem durchschnittlichen Verbrauch (Band II) stellt diese Vertragsart die günstigste Belieferungsmöglichkeit dar.

Über einen langen Zeitraum gesehen konnten Gaskunden, die im Rahmen eines Vertrags von ihrem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beliefert wurden sowie Gaskunden, die von einem Lieferanten beliefert wurden, der nicht der örtliche Grundversorger war, auf stabile und in diesem Jahr wieder deutlich sinkende Gaspreise vertrauen. Die Differenz zwischen der teuersten und günstigsten Belieferungsart für einen Durchschnittskunden (Band II) im Jahr 2008 betrug 0,49 ct/kWh. Im Jahr 2017 lag diese hingegen bei

0,95 ct/kWh. Der Anreiz, die Grundversorgung zu verlassen und zu einem günstigeren Vertrag zu wechseln, ist somit im Betrachtungszeitraum größer geworden.

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 2017 bei einer Vertragsumstellung eine durchschnittliche jährliche Ersparnis in Höhe von 153 Euro. Bei einem Lieferantenwechsel betrug das jährliche durchschnittliche Einsparpotenzial 221 Euro.

Abbildung 190: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

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 2017 für Kunden die von einem Gaslieferanten beliefert werden, der nicht der örtliche Grundversorger ist mit 2,7 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 seit der ersten Erhebung im Jahr 2007 im Vergleich zum Stichtag 1. April 2017 um 6,4 Prozent auf 3,35 Ct/kWh. Noch deutlicher sank dieser Preisbestandteil beim Gaspreis für Kunden, die von ihrem Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung (3,01 Ct/kWh zum Stichtag 1. April 2017) beliefert werden.

Abbildung 191: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden - Abnahmeband II gemäß Abfragen Gaslieferanten

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen

Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und Verträge bei einem Gaslieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, können neben dem Gesamtpreis weitere Unterschiede aufweisen, mithilfe derer Gaslieferanten in Wettbewerb um Kunden treten. Dabei kann es sich um Merkmale handeln, die dem Gaskunden (z. B. Preisstabilitätsgarantien) oder aber dem Gaslieferanten (z. B. Vorauskasse, Mindestvertragslaufzeit) eine gewisse Sicherheit bieten. Die Gaslieferanten wurden bei der Datenerhebung zum Monitoring 2017 hinsichtlich ihrer Vertrags- und Angebotsgestaltung befragt.

Die nachfolgende Übersicht beinhaltet unterschiedliche Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden, die von den Gaslieferanten angeboten werden. Zu den am häufigsten eingesetzten Elementen gehören die Mindestvertragslaufzeit (12 Monate im Durchschnitt) sowie eine Preisgarantie (16 Monate im Durchschnitt). Bei den Bonuszahlungen gibt es naturgemäß eine sehr große Spreizung der Werte. So liegen die gewährten Boni bei der Belieferung mit einem Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung zwischen fünf und 200 Euro. Bei einem Vertrag mit einem Gaslieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, sind diese deutlich höher und bewegen sich zwischen fünf und 400 Euro. Diese einmaligen Bonuszahlungen belaufen sich bei einem Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung auf durchschnittlich 65 Euro und bei einem Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, auf durchschnittlich 75 Euro.

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden Gas

Stand 1. April 2017	Haushaltskunden			
	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung		Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	
	Anzahl Tarife der antwortenden Unternehmen	Durchschnitt-licher Umfang/Höhe	Anzahl Tarife der antwortenden Unternehmen	Durchschnitt-licher Umfang/Höhe
Mindestvertragslaufzeit	354	12 Monate	394	12 Monate
Preisstabilität	315	16 Monate	371	16 Monate
Vorauskasse	57	10 Monate	39	10 Monate
einmalige Bonuszahlung	114	65 Euro	171	75 Euro
Freikontingent an kWh	10	1.400 kWh	6	700 kWh
Kaution	12	-	6	-
andere Sonderbonifikationen	74	-	63	-
andere Sonderregelungen	39	-	35	-

Tabelle 108: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden Gas

5. Europäischer Gaspreisvergleich

Eurostat, das statistische Amt der Europäischen Union, veröffentlicht für jedes Halbjahr die durchschnittlichen Gasletztverbraucherpreise, die in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten von Haushaltskunden und Nicht- Haushaltskunden entrichtet wurden. Die Veröffentlichung umfasst für die einzelnen Verbrauchsgruppen jeweils (i) einen Preis inkl. aller Steuern und Abgaben, (ii) einen Preis ohne erstattungsfähige Steuern und Abgaben (insbesondere ohne USt), sowie (iii) einen Preis ohne Steuern und Abgaben. Eurostat erhebt die Daten nicht selbst, sondern greift auf Datenzulieferungen von nationalen Stellen bzw. bisher auf eine Datenlieferung durch das Statistische Bundesamt basierend auf einer Meldung durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft zurück. Die Vorgaben zur Klassifizierung, Auswertung und Darstellung der Preisdaten zielen darauf ab, eine europaweite Vergleichbarkeit herzustellen. Gleichwohl obliegt die Wahl der Erhebungsmethodik den einzelnen Mitgliedsstaaten (vgl. RL 2008/92/EG, Anhang I h), sodass insoweit nationale Unterschiede bestehen.

5.1 Nicht-Haushaltskunden´

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden veröffentlicht Eurostat Preisstatistiken für sechs verschiedene Verbrauchsgruppen, die sich nach der Höhe des Jahresverbrauchs unterscheiden („Verbrauchsbänder“). Von diesen Verbrauchsbändern wird im Folgenden beispielhaft die Kategorie mit einem Jahresverbrauch „zwischen 27,8 GWh und 278 GWh“ (entspricht 100.000 GJ bis 1.000.000 GJ) dargestellt. Der Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“), für den im Monitoring spezifische Preisdaten erhoben werden (vgl. Abschnitt 4.1, Seite 376), liegt in diesem Verbrauchsbereich.

Bei den Kunden in diesem Verbrauchsbereich handelt es sich zumeist um Industriekunden. Diese können die jeweilige nationale Umsatzsteuer regelmäßig in Abzug bringen, so dass für den europäischen Vergleich auf den Preis ohne Umsatzsteuer abgestellt wird. Über die Umsatzsteuer hinaus gibt es aufgrund nationaler Besonderheiten z. T. weitere Steuern und Abgaben, die für diese Kundengruppe typischerweise erstattungsfähig sind. Diese werden daher nach der Eurostat-Systematik ebenfalls vom Bruttopreis abgezogen.[171] Daneben fallen in den meisten Mitgliedstaaten noch weitere, nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben an (in Deutschland: Gassteuer und Konzessionsabgabe).

Die europaweiten Preisunterschiede fallen bei den Industriekunden wesentlich geringer aus als bei den Haushaltskunden. Der Netto-Gaspreis im Verbrauchsbereich 27,8 bis 278 GWh/Jahr liegt für deutsche Kunden 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.

---

[171] Zu den einzelnen länderspezifischen Abzügen vgl. Eurostat, Gas Prices – Price Systems 2014, 2015 Edition: http://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/42201/Gas-prices-Price-systems-2014.pdf/30ac83ad-8daa-438c-b5cf-b52273794f78 (abgerufen am 08. August 2017).

Abbildung 192: Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2016 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 27,8 GWh und 278 GWh

5.2 Haushaltskunden

Eurostat betrachtet im Bereich der Haushaltskunden drei verschiedene Verbrauchsbänder (i) einen Jahresverbrauch von unter 5.555 kWh, (ii) zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh, sowie (iii) über 55.555 kWh. Der Abnahmefall 23.269 kWh/Jahr, für den im Monitoring spezifische Preisdaten erhoben werden (vgl. Abschnitt „Preisniveau“ für Haushaltskunden Gas ab Seite 380), liegt im mittleren Eurostat-Verbrauchsband. Dementsprechend wird im Folgenden der europaweite Vergleich für das mittlere Band dargestellt. Haushaltskunden können sich in aller Regel keine der anfallenden Steuern und Abgaben erstatten lassen, sodass für diese Kunden der Gesamtpreis inkl. Umsatzsteuer relevant ist.

Anders als im Bereich der Industriekunden bestehen europaweit große Unterschiede zwischen den Gaspreisen für Haushaltskunden. Sie zahlen in Schweden für Erdgas mehr als das Doppelte als in Belgien und im Vereinigten Königreich. Im Vergleich zu Bulgarien, Rumänien, Estland, Ungarn und Kroatien zahlen sie

sogar mehr als das Dreifache. Das Gaspreisniveau für Haushaltskunden in Deutschland entspricht mit 6,42 ct/kWh ungefähr dem EU-Durchschnitt (6,36 ct/kWh).

Auch der Anteil der Steuern und Abgaben am Gesamtpreis ist EU-weit stark unterschiedlich. Während der Anteil im Vereinigten Königreich lediglich rund 7 Prozent beträgt, entfallen in Dänemark etwa 58 Prozent auf Steuern und Abgaben. Deutschland liegt mit einem Anteil von rund 25 Prozent auch in dieser Hinsicht im europäischen Mittelfeld. Vom deutschen Gesamtpreis entfallen ca. 1,62 ct/kWh auf Steuern und Abgaben; der EU-Durchschnitt beträgt 1,67 ct/kWh (rund 26 Prozent).

Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2016 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh

in ct/kWh ; inkl. Umsatzsteuer

Quelle: Eurostat

Abbildung 193: Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2016 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh

H Speicher

1. Zugang zu Untertagespeicheranlagen

Am Monitoring 2017 nahmen 24 Betreiber von Untergrundspeicheranlagen teil. Sie betreiben und vermarkten insgesamt 37 Untertageerdgasspeicheranlagen (UGS). Zum Stichtag 31. Dezember 2016 beträgt das in diesen UGS maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen insgesamt 25,3 Mrd. Nm³.[172] Davon entfallen 11,8 Mrd. Nm³ auf Kavernenspeicher-, 11,5 Mrd. Nm³ auf Porenspeicheranlagen und 2 Mrd. Nm³ auf andere Speicheranlagen. Entsprechend der Struktur des deutschen Erdgasmarktes ist der weitaus größte Teil von Speicheranlagen für die Speicherung von H-Gas ausgelegt (23,2 Mrd. Nm³; 2,1 Mrd. Nm³ für L-Gas).

Abbildung 194: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2016

In Abbildung 195 ist der Verlauf des Speicherfüllstandes des aktuellen Speicherjahres im Vergleich zu den Vorjahren seit 2010 dargestellt. Trotz der teilweise stark unterschiedlichen Rahmenbedingungen im Gasmarkt waren die Erdgasspeicher im betrachteten Zeitraum zum Winter immer ausreichend gefüllt.

Die Einspeicherung begann in diesem Speicherjahr eher verhalten. Ein Grund dafür waren sicherlich die Preise für Erdgas in diesem Zeitraum. Die Preise für eine Lieferung im Winter 2017/2018 lagen teilweise unter

[172] In diesem Wert sind die in Österreich gelegenen Speicher 7 Fields und Haidach (letzterer nur anteilig) enthalten, da sie direkt an das deutsche Gasnetz angeschlossen sind und somit Auswirkungen auf das deutsche Netz haben. Entsprechend werden in Deutschland gelegene, aber nur an das niederländische Netz angeschlossene Speicher nicht berücksichtigt, da sie keine unmittelbaren Auswirkungen auf das deutsche Gasnetz haben.

den Preisen am Spotmarkt, so dass viele Händler lieber Terminkontrakte abschlossen als das Gas zu kaufen und einzuspeichern.

Abbildung 195: Verlauf des aktuellen Speicherfüllstandes im Vergleich zu den Vorjahren (Quelle AGSI)

In der folgenden Abbildung sieht man den Verlauf des durchschnittlichen Tagesreferenzpreises der Marktgebiete NCG und Gaspool aufgetragen über dem jeweiligen Speicherfüllstand. Hier sieht man deutlich, dass die starke Entleerung der Speicher Anfang des Jahres 2017 stark preisgetrieben war, ebenso wie die starke Einspeicherung in 2016, die vor allem auf Grund der niedrigen Spotmarktpreise stattfand.

Abbildung 196: Zusammenhang von Speicherfüllstand und Spotmarktpreisen (Quelle: EEX/AGSI)

2. Nutzung der Untertagespeicheranlagen für Gewinnungstätigkeit

Gewinnungstätigkeit ist die Nutzung von Speichern durch Unternehmen, die in Deutschland Gas fördern. Im Jahr 2016 lag die Nutzung für die Gewinnungstätigkeit in einem Speicher bei etwa 0,6 Prozent des erfassten maximal nutzbaren UGS-Arbeitsgasvolumens (AGV). Bezogen auf alle Untertagespeicheranlagen ergibt sich für das Jahr 2016 nach Abzug des genutzten AGV für Gewinnungstätigkeit ein zugangsfähiges AGV für Dritte von insgesamt 25,10 Mrd. Nm³ (2015: 25,67 Mrd. Nm³), sowie eine zugangsfähige Einspeicherleistung von 18,18 Mio. Nm³/Stunde und eine Ausspeicherleistung von 30,51 Mio. Nm³/Stunde.

3. Nutzung der Untertagespeicheranlagen Kundenentwicklung

Entsprechend den erfassten Daten von 24 Unternehmen hatten diese in 2016 im Mittel 5,8 Speicherkunden (2012: 5,4 Kunden, 2013: 5,3 Kunden, 2014: 6,1 Kunden, 2015: 6,1 Kunden). Die Entwicklung der Kundenzahlen pro Speicherbetreiber lässt sich in Tabelle 109 ablesen.

Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber
Anteil der Speicherbetreiber

Anzahl Speicherkunden	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	52%	37%	40%	42%	33%	38%	35%	45%	46%
2	13%	16%	10%	11%	14%	13%	17%	9%	8%
3 - 9	26%	32%	35%	32%	33%	29%	22%	18%	25%
10 - 15	9%	11%	10%	5%	10%	8%	13%	14%	4%
16 - 20	0%	5%	5%	5%	5%	8%	4%	5%	8%
> 20	0%	0%	0%	5%	5%	4%	9%	9%	8%
Anzahl der Speicherbetreiber	23	19	20	19	21	24	23	22	24

Tabelle 109: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber

Die Anzahl der Speicherkunden ist im Vergleich zum Vorjahr wieder leicht angestiegen. Allerdings zeigt es sich weiterhin, dass knapp die Hälfte der Speicherbetreiber nur über einen Kunden verfügen.
Zwei Speicherbetreiber haben jeweils mehr als 20 Kunden.

4. Kapazitätsentwicklung

Die zum Stichtag 31. Dezember 2016 noch buchbaren freien Arbeitsgasvolumina der UGS sind in der nachstehenden Abbildung im Vergleich zu den Vorjahresstichtagen dargestellt.

Abbildung 197: Entwicklung des stichtagsbezogenen, angebotenen, frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2012 bis 2016

Im kurzfristigen Bereich (bis zum 1. Oktober 2017) ist das frei buchbare Arbeitsgasvolumen leicht zurückgegangen, ebenso die buchbaren Kapazitäten für 2018. Im längerfristigen Bereich ist das buchbare Arbeitsgasvolumen ab 2019 konstant geblieben. Das langfristig buchbare Arbeitsgasvolumen 5 Jahre im Voraus hat im Vergleich zu den Vorjahren nochmals zugenommen. Insgesamt verstärkt sich somit der Trend zu kurzfristigeren Buchungen im Speichermarkt.

I Mess- und Zählwesen

1. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber

Mit dem Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (MsbG), das wesentlicher Bestandteil des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende ist, wird das Mess- und Zählwesen in Deutschland umfassend neu geregelt. Durch das Inkrafttreten am 2. September 2016 sind die §§ 21 b ff. EnWG und die Messzugangsverordnung (MessZV) ersetzt worden.

So wird nunmehr die „Grundzuständigkeit für den Messstellenbetrieb“ erstmals legaldefiniert und eine Unterscheidung zwischen Grundzuständigkeit für konventionelle Messtechnik und die Grundzuständigkeit für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme getroffen. Beide Grundzuständigkeiten sind beim Netzbetreiber angesiedelt. Während die Grundzuständigkeit für konventionelle Messtechnik auf Dauer dort verbleibt, kann die Grundzuständigkeit für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme ab dem 01. Oktober 2017 auf ein anderes Unternehmen übertragen werden.

Trotz der vollständigen Liberalisierung des Messwesens sind überwiegend grundzuständige Netzbetreiber für den Messstellenbetrieb (in ihren Netzen) tätig.

Die in diesem Kapitel abgebildeten Sachverhalte berücksichtigen die Antworten von 668 Unternehmen. Für die Marktrollenverteilung ergibt sich für das Jahr 2016 das folgende Bild.

Rolle des Messstellenbetreibers

Funktion	2016
Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber i. S. d. §2 Nr. 4 MsbG (bis 2016: Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i.S.d. § 21b Abs. 1 EnWG)	668
Netzbetreiber als Messstellenbetreiber, der nicht grundzuständig ist und seine (Mess-) Leistungen am Markt anbietet (bis 2016: Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i.S. d. § 21b Abs. 2 EnWG, der seine (Mess-) Leistungen am Markt anbietet	9
Lieferant mit Tätigkeit als Messstellenbetreiber	6
Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber	2

Tabelle 110: Marktrollenverteilung des Netzbetreibers gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Gas - Stand 31. Dezember 2016

Die Verteilernetzbetreiber Gas wurden 2016 erstmals gefragt, wie viele Dritte Messstellenbetreiber in ihren Netzen tätig sind. In den Netzen der 244 antwortenden Verteilernetzbetreiber Gas sind im Durchschnitt zwei Dritte Messstellenbetreiber tätig. In knapp 60 Prozent der Netze ist nur ein Dritter Messstellenbetreiber tätig. In 25 Prozent der Netze sind zwei Dritte Messstellenbetreiber tätig. In nur 15 Prozent der Verteilernetze sind mehr als drei Dritte Messstellenbetreiber tätig.

2. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden

Im Bereich der SLP-Kunden können mit Stichtag 31. Dezember 2016 rund 2,6 Mio. Zähler so umgerüstet werden, dass sie mit einem Smart-Meter Gateway i.S.d. § 3 Nr. 19 MsbG verbunden werden können. Rund 920.000 Zähler sind bereits jetzt so umgerüstet, dass sie mit einem Smart-Meter Gateway i. S. d. § 2 Nr. 19 MsbG verbunden werden können.

Zähl-/Messeinrichtung für SLP-Kunden

Zähl-/Messeinrichtung des Messstellenbetreibers für Standardlastprofilkunden	Anzahl Zählpunkte nach Zählergröße		
	G1,6 bis G6	G10 bis G25	ab G40
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk	7.975.486	259.114	31.123
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk und Impulsausgang	5.580.789	178.867	19.184
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk	14.467	763	1.197
Lastgang-/Leistungsmessgerät wie bei RLM-Kunden	112	187	2.944
andere mechanische Gaszähler	23.485	3.477	27.006
andere elektronische Gaszähler	6.740	136	429
Summe der Zähler, die so umgerüstet werden können, dass sie mit einem Smart-Meter Gateway i.S.d. § 3 Nr. 19 MsbG verbunden werden können	2.494.108	79.593	14.685
Summe der Zähler, die tatsächlich so umgerüstet sind, dass sie mit einem Smart-Meter Gateway i.S.d. § 2 Nr. 19 MsbG verbunden werden können	889.231	26.084	4.915

Tabelle 111: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen für SLP-Kunden - Stand 31. Dezember 2016

Nutzt ein Messstellenbetreiber die kommunikative Fernanbindung, so ist es nur in Ausnahmefällen nicht der Impulsausgang. Lediglich 8,3 Prozent der Zähler werden via M-Bus, OMS-Standard, Telekommunikation oder anderen Verfahren ausgelesen.

Abbildung 198: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung der SLP-Kunden - Stand 31.12.2016

3. Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung

Im Bereich der RLM-Kunden stellt sich die verwendete Zähl- und Messeinrichtungstechnik im Jahr 2016 wie folgt dar:

Zähl-/ Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden im Jahr 2016

Funktion	Anzahl Zählpunkte
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Registriergerät/Datenspeicher	15.637
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter	9.656
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	15.690
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Smart-Meter Gateway	279
Sonstige	300

Tabelle 112: Anzahl Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden - Stand 31. Dezember 2016

Die Messtechnik der RLM-Kunden überträgt die Daten dabei fast ausschließlich über Telekommunikationssysteme. In den Bereich Telekommunikation fallen Mobilfunk, Telefonleitungen, DSL bzw. Breitband sowie Stromleitungen. Alternativ ist die Digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte (DSfG) zu nennen. Diese wird ebenfalls zur Übertragung der Messdaten genutzt und kommt auf einen Anteil von ca. 3,9 Prozent.

Abbildung 199: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden - Stand 31.12.2016

4. Anbindbarkeit von Messeinrichtungen für Gas i. S. d. § 20 Abs. 1 MsbG

Die Messstellenbetreiber wurden nach der Anzahl der Zählpunkte gefragt, die sie als Messstellenbetreiber im Jahr 2016 mit Messeinrichtungen i. S. d. § 20 Abs. 1 MsbG ausgestattet haben und die mit einem Smart-Meter-Gateway i. S. d. § 2 Nr. 7 MsbG verbunden werden können. Dabei wurde von 189 Messstellenbetreibern für den Bezugszeitraum 2016 mit dem Stichtag 31.12.2016 die Gesamtzahl von 771.833 Zählpunkten genannt. Für den Bezugszeitraum 2015 wurden rund 470.000 Zählpunkte mit anbindungsfähigen Messeinrichtungen ausgestattet (Angaben von 191 Messstellenbetreibern).

5. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Für das Monitoring wurden die Messstellenbetreiber im Bereich Gas nach ihrem Investitionsverhalten befragt. Die Auswertung basiert auf Angaben von rund 550 Verteilernetzbetreibern Gas.

Abbildung 200: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

III Verbraucher

1. Verbraucherservice und Verbraucherschutz

Die Bundesnetzagentur als zentrale Informationsstelle für Energieverbraucher hat die Aufgabe, private Haushaltskunden über ihre Rechte als Haushaltskunden und über das Schlichtungsverfahren zu informieren. Der dafür eingerichtete Verbraucherservice Energie der Bundesnetzagentur informiert und unterstützt seit 2011 Verbraucherinnen und Verbraucher bei allgemeinen Energiethemen und -fragen sowie bei Problemen mit Lieferanten und Netzbetreibern. Der Verbraucherservice Energie hat sich zu einer kompetenten und verlässlichen Einrichtung und ersten Anlaufstelle entwickelt. Eigene Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter stehen am Telefon, per E-Mail und per Brief zur Beantwortung von Verbraucherfragen zur Verfügung.

Überblick der Verbraucheranfragen

Im vergangenen Jahr wurden rund 15.000 Anfragen und Beschwerden an den Verbraucherservice gerichtet. Das ist eine Steigerung um rund 50 Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum. Rund 10.600 Anfragen gingen per Telefon, 4.100 als E-Mail und 315 auf dem Postweg ein.

Die durchschnittliche Bearbeitungszeit eines Anrufs dauerte 13,44 Minuten. Darin enthalten sind die Gesprächszeit sowie die erforderliche Registrierung und Recherche. Die Bearbeitungszeit einer schriftlichen, digitalen Anfrage (E-Mails und PC-Faxe) dauerte 41,07 Minuten. Briefe und Papierfaxe benötigen einen Aufwand von 84,70 Minuten. Die Zeitdifferenz ergibt sich insbesondere aus der Registrierung der Anfragen und der postalischen Beantwortung.

Als weitere Kontaktmöglichkeit hat die Bundesnetzagentur im November 017 ein Online-Formular für Verbraucher eingerichtet. Hier können zum Beispiel Vertragsunterlagen und Rechnungen sicher an den Verbraucherservice übermittelt werden.

Inhaltlich betrafen die Anfragen eine große Bandbreite aus dem Gas- und Strombereich. Folgende Themenschwerpunkte waren festzustellen: Abrechnung (z. B. Rechnung nicht korrekt, Zählerstände nicht in Ordnung, Abschlagszahlung, Abschlagshöhe, Rechnung nicht erhalten), Lieferantenwechsel und An-/Abmeldung, vertragliche Streitigkeiten (z. B. Vertragslaufzeit, Bonus, Kündigung, Guthaben). Darüber hinaus bezogen sich vereinzelte Anfragen auf den Netzanschluss und dessen Kosten, zu Netzentgelten und deren Zusammensetzung sowie Energiepreisen im Allgemeinen.

2. Marktentwicklung Energielieferanten

Energieversorgungsunternehmen, die in Deutschland Haushaltskunden mit Elektrizität oder Gas beliefern und ihre Tätigkeit nach dem 13. Juli 2005 aufgenommen haben, müssen dies nach § 5 S. 1 EnWG bei der Bundesnetzagentur anzeigen. Die Lieferantenanzeigen steigen seit dem Jahr 2010 kontinuierlich. Zum 31. Dezember 2016 hatten sich insgesamt 104 Unternehmen als Lieferant für Elektrizität bzw. Gas oder für beide Energieträger bei der Bundesnetzagentur angemeldet. In 2016 waren insgesamt 856 Energieversorger bei der Bundesnetzagentur angezeigt.

Abbildung 201: Entwicklung der bei der Bundesnetzagentur gemeldeten Lieferanten

Die Löschungsanzeigen gehen häufig auf Umstrukturierungen im Firmenverbund zurück. Nur in Einzelfällen ziehen sich Unternehmen komplett aus dem Markt bzw. Geschäftsbereich zurück. In 2016 wurden 8 Löschungsanzeigen bei der Bundesnetzagentur abgegeben. Die monatlich aktualisierten Listen der Gas-und Stromlieferanten finden Sie unter http://www.bundesnetzagentur.de/lft-energie.

3. Lieferantenwechselprozess

Die anzahlbezogene Lieferantenwechselquote betrug im Jahr 2016 im Strombereich 9,6 Prozent und im Gasbereich 12,3 Prozent. Durch einen Lieferanten- oder auch nur einen Tarifwechsel beim selben Lieferanten können Tarife mit besonderen Eigenschaften wie bspw. „Ökostromtarife“ gewählt oder Kosten eingespart werden.

Bei einem Haushaltskunden Strom in der Grundversorgung mit einer jährlichen Abnahme von 3.500 kWh/Jahr ergibt sich durch eine Vertragsumstellung bzw. durch einen Lieferantenwechsel im Durchschnitt eine Ersparnis bei den Energiekosten von rund 47 bzw. rund 64 Euro pro Jahr. Auch durch von Lieferanten gewährte Sonderbonifikationen, u.a. durch einmalige Bonuszahlungen, entstehen weitere Wechselanreize für den Endkunden. Diese einmaligen Bonuszahlungen belaufen sich bei einem Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung auf durchschnittlich 50 Euro und bei einem Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, auf durchschnittlich 62 Euro.

Bei einem durchschnittlichen Gashaushaltskunden mit einer Gasabnahmemenge von 23.250 kWh ergab sich zum Stichtag 1. April 2017 bei einer Vertragsumstellung eine durchschnittliche jährliche Ersparnis in Höhe von 153 Euro. Bei einem Lieferantenwechsel betrug das jährliche durchschnittliche Einsparpotenzial 221 Euro.

Die einmaligen Bonuszahlungen, welche einen weiteren Wechselanreiz darstellen, belaufen sich bei einem Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung auf durchschnittlich 65 Euro und bei einem Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, auf durchschnittlich 75 Euro.

Beim Lieferantenwechsel sind insbesondere folgende Hinweise zu beachten:

• Tarife mit Vorkasse oder Kaution sind zu meiden, da bei einer Insolvenz des Lieferanten die Vorauszahlungen verloren gehen können.

• Bei Bonuszahlungen ist zu beachten, dass diese nur einmalig ausgezahlt werden, nicht jedoch in den Folgejahren.

• Die Vertragslaufzeit des neuen Vertrages sollte ein Jahr nicht überschreiten.

• Es sollte auf eine Preisbindung geachtet werden. Behalten Sie jedoch immer im Hinterkopf, dass nach Ablauf der Preisbindung eine erhebliche Preissteigerung folgen kann.

• Auch lange Kündigungsfristen von mehr als drei Monaten sollten vermieden werden.

Grundsätzlich gilt, dass der günstige Preis nicht das einzige Kriterium bei der Wahl eines neuen Lieferanten sein sollte. Zudem ist immer eine weitergehende Recherche über Verbraucherforen, Verbraucherzentralen, Suchmaschinen und die Internetseite des Unternehmens zu empfehlen.

Weitere Informationen und Hinweise zum Lieferantenwechsel finden Sie auch unter www.bundesnetzagentur.de/lieferantenwechsel.

Zum Vergleich der verschiedenen Lieferanten und deren Angebote, bietet sich die Nutzung eines Vergleichsportals an. Dabei sollte jedoch beachtet werden, dass nicht unbedingt alle Lieferanten in jedem Vergleichsportal vertreten sind. Auch bei der Nutzung eines Vergleichsportals ist die darüber hinausgehende Recherche sinnvoll.

4. Verbraucherpreis

4.1 Strompreis

Abbildung 202: Aufteilung des Preisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2017 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert)[173]

Der Strompreis, den Kunden bei ihrem Lieferanten bezahlen, setzt sich aus mehreren Bestandteilen zusammen:

- Kosten für die Strombeschaffung (Erzeugung oder Einkauf), den Vertrieb und Gewinnmarge (insgesamt 21,5 Prozent)

[173] Der Umsatzsteueranteil beläuft sich auf 16 Prozent des Gesamtpreises (brutto), da die geltenden 19 Prozent Umsatzsteuer auf den Nettopreis (entspricht 100 Prozent) erhoben und addiert werden. Somit ergibt sich die Umsatzsteuer mit 19 Prozent als Dividend und der Gesamtpreis mit 119 Prozent als Divisor

- Messung und Messstellenbetrieb (1,1 Prozent)
- Nettonetzentgelt (23,4 Prozent)
- Konzessionsabgabe (5,4 Prozent),
- Umlage nach dem Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG-Umlage) (23,0 Prozent),
- Umlage nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz KWKG (1,5 Prozent),
- Umlage nach § 19 der Strom-Netzentgeltverordnung (1,3 Prozent) und
- Umlage für abschaltbare Lasten (0,02 Prozent)
- Steuern (22,9 Prozent): Diese beinhalten die Umsatzsteuer (16,0 Prozent) und die Stromsteuer (6,9 Prozent)

Eine Strompreisgenehmigung findet durch die Bundesnetzagentur nicht statt. Regulatorisch werden lediglich den Netzbetreibern die Erlösobergrenzen vorgegeben (vgl. hierzu den Abschnitt „Netzentgelte“ im Kapitel Netze ab Seite 124). Basierend darauf kalkulieren sie ihre Netzentgelte.

Der vereinbarte Strompreis mit dem Energieversorger setzt sich in der Regel aus einem monatlichen Grundpreis und einem Arbeitspreis zusammen. Der Grundpreis ist verbrauchsunabhängig und fällt monatlich an. Der Arbeitspreis wird pro verbrauchter kWh berechnet. Die beiden Bestandteile variieren zwischen den verschiedenen Tarifen der Lieferanten. Je geringer der eine Teil ist, desto höher fällt in der Regel der andere Teil aus. Verbraucher mit einem niedrigeren Verbrauch sollten eher einen Vertrag mit einem geringen Grundpreis und einem hohen Arbeitspreis wählen. Verbraucher mit einem erhöhten Verbrauch, sollten auf einen geringen Arbeitspreis achten.

Detaillierte Informationen zu den Haushaltspreisen für Strom sind im Abschnitt „Preisniveau“ im Kapitel Einzelhandel des Teils Elektrizität ab Seite 375 zu finden.

4.2 Gaspreis

Abbildung 203: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Der Gaspreis setzt sich aus mehreren Kostenbestandteilen zusammen:

- Kosten für die Gasbeschaffung, den Vertrieb und Gewinnmarge (49,1 Prozent)
- Messung und Messstellenbetrieb (1,2 Prozent)
- Netzentgelt (23,4 Prozent)
- Konzessionsabgabe (1,4 Prozent)
- Steuern (Gas- und Umsatzsteuer) (24,9 Prozent)

Der Gaspreis ist seit einigen Jahren relativ stabil. Im europäischen Vergleich befinden sich die deutschen Gaspreise im Mittelfeld.

Erdgas ist im Gegensatz zum Strom ein Produkt, dessen Energiegehalt von mehreren Faktoren beeinflusst wird und Schwankungen unterliegt. Der Gaszähler zeigt nicht die kWh, sondern die verbrauchten Kubikmeter an. Die verbrauchten kWh werden ermittelt, indem die Anzahl der Kubikmeter mit dem Brennwert des Gases und der Zustandszahl (Z-Zahl) multipliziert wird. Die Zustandszahl steht für die Eigenschaften des Gases, unter anderem Temperatur und Gasdruck. Sie ist insbesondere abhängig von den Gegebenheiten an der Abnahmestelle. Der Brennwert steht für die Energiemenge, die bei der Verbrennung des Gases freigesetzt wird. Sie hängt insbesondere von der jeweiligen Zusammensetzung des Gases ab.

Detaillierte Informationen zu den Haushaltspreisen für Gas sind im Abschnitt „Preisniveau“ im Kapitel Einzelhandel des Teils Gas ab Seite 223 zu finden.

5. Neue Entwicklungen für Verbraucher

Sowohl im Strom- als auch im Gasbereich verändern sich gesetzliche Rahmenbedingungen, technische Gegebenheiten und unternehmerische Strategien, die sich direkt auf Angebote und Produkte für Verbraucher auswirken. Aktuelle Entwicklungen sind hier kurz zusammengefasst.

5.1 Umstellung von L- auf H-Gas

Bis 2030 werden im Norden und Westen Deutschlands circa 4,9 Mio. Gasgeräte in Privathaushalten und Gewerbe- und Industrieunternehmen vom niedrigkalorischen L-Gas auf die überwiegend aus Russland und Norwegen stammende H-Gas Variante umgestellt. Das größte Infrastrukturprojekt in der Gasversorgung ist 2016 nach einigen kleineren Netzgebieten auch in Bremen und damit in der ersten Großstadt angelaufen, wo insgesamt rund 170.000 Haushalte betroffen sind. Im Jahr 2016 wurden dort bereits über 34.000 Gasgeräte erfasst. Die Bundesnetzagentur verzeichnete auf ihrer Internetseite von 2015 auf 2016 eine Vervierfachung der Klickzahlen auf die FAQ zu diesem Thema. Neben Anfragen bei den betroffenen Netzbetreibern, gehen auch beim Verbraucherservice Energie Fragen von Gaskunden nach den Dienstleisterfirmen ein. Vereinzelte Beschwerden über schwierige Terminabsprachen und fehlende Fachkompetenz konnten ebenfalls verzeichnet werden.

Aufgrund der umfassenden und gründlichen Informationspolitik ist das Anfrage- und Beschwerdeaufkommen beim Netzbetreiber mit unter 1 Prozent bezogen auf die Gasgeräte sehr gering. Abzuwarten bleibt, ob diese positive Tendenz bei der Erhöhung der Umrüstzahlen in den kommenden Jahren auf jährlich über 500.000 Geräte gehalten werden kann. Eine detaillierte Karte der Netzgebiete, die in den kommenden Jahren von der Marktraumumstellung betroffen sind und weitere Informationen sind im Kapitel „Marktraumumstellung“ (Seite 337) zu finden.

Die Kosten für diese aufwendige, aber notwendige Maßnahme werden seit dem 1. Januar 2017 bundesweit umgelegt und daher nun bei allen Gaskunden in gleicher Höhe abgerechnet. Auch Gaskunden, die nicht direkt von der Umstellung betroffen sind, finanzieren so dieses Projekt mit, das der allgemeinen Versorgungssicherheit dient. Dies ist eine der Regelungen, die durch den neuen § 19a EnWG eingeführt wurden. Dort wird auch das Zutrittsrecht des Netzbetreibers, die Sperrung des Anschlusses bei nichterfolgter Geräteanpassung, die Informationspflicht durch den Netzbetreiber und vor allem der Kostenerstattungsanspruch und die Bedingungen für die Installation eines neuen Geräts (Heizung oder z.B. auch Herd – nicht zwingend wieder ein Gasgerät), das im Zuge der Gasumstellung nicht mehr angepasst werden muss, geregelt. Am 30. Juni 2017 wurde darüber hinaus die Gasverbrauchsgerätekostenerstattungsverordnung veröffentlicht, die den Eigentümern der Gasgeräte rückwirkend zum 1. Januar 2017 einen zusätzlichen Erstattungsanspruch einräumt, wenn ihre Geräte nicht anpassungsfähig sind. Auch hier sind bestimmte Bedingungen einzuhalten, die wir in unseren FAQ auf der Internetseite zusammengestellt haben. Informationen dazu finden Sie unter www.bundesnetzagentur.de/marktraumumstellung.

5.2 Smart Meter - Einführung intelligenter Messsysteme

Bisher wurden digitale Stromzähler (Smart Meter) überwiegend bei Neubauten und Betreibern von bestimmten Erneuerbare-Energien-Anlagen eingebaut. Durch das Anfang September 2016 in Kraft getretene Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende wurde das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) als zentrales Gesetz für den Messstellenbetrieb eingeführt. Das MsbG legt die Grundlagen für die Einführung intelligenter Messsysteme und moderner Messeinrichtungen sowie die Rahmenbedingungen fest. Intelligente Messsysteme sollen helfen, eine sichere und standardisierte Kommunikation in den Energienetzen zu erreichen und die Digitalisierung der Energiewende unterstützen.

Die neuen gesetzlichen Regelungen betreffen u.a. insbesondere die technischen Anforderungen an die Messgeräte und an die Kommunikationseinheit, den Einbau, Betrieb und die Wartung der Messeinrichtungen. Geregelt wird auch die sichere Datenkommunikation, besonders das Ab- bzw. Auslesen der Daten und ihre Übermittlung an den Netzbetreiber. Die Abrechnung des Messstellenbetriebs ist nun nicht mehr Bestandteil der Netzentgelte, sondern wird separat vorgenommen.

Unterscheidung der Stromzähler

	Ferrariszähler	**Moderne Messeinrichtung (mME)**	**Intelligentes Messsystem (iMSys)**	**Kommunikationseinheit = Smart-Meter-Gateway (SMG)**
Zählertyp	analoger Zähler	digitaler Zähler ohne Kommunikations-einheit	digitaler Zähler mit Kommunikations-einheit	Kommunikations-schnittstelle
Funktionen des Zählers	Aktueller Zählerstand	· Aktueller Zählerstand · gespeicherte Werte o tages- o wochen- o montas- o jahresgenau 2 Jahre im Rückblick Aufrüstbar mit einer Kommunikationseinheit zum iMSys	· Aktueller Zählerstand · gespeicherte Werte ¼ h genau abrufbar in: o Tages- o Wochen o Montas- o Jahresanzeige	· Schnittstelle zwischen Zähler und Kommunikationsnetz · kann ein oder mehrere Zähler anbinden · automatische Datenübertragung zum Messstellenbetreiber
Zuständig für Einbau, Messung und technischen Betrieb	Örtlicher Netzbetreiber als Messstellen-betreiber	Grundzuständiger Messtellenbetreiber (i.d.R. örtlicher Netzbetreiber) oder ein vom Verbraucher beauftragter Messtellenbetreiber		Smart-Meter-Gateway-Administrator **entweder der grundzuständige Messtellenbetreiber oder ein drittes Unternehmen**

Tabelle 113: Unterscheidung der Stromzähler

Vorteile durch den Einbau von Smart Metern für den Verbraucher:

- Genauere und höhere Verbrauchstransparenz
- Mögliche Identifikation verbrauchsintensiver Geräte und Einsparpotentiale
- Einführung variabler Stromtarife
- Keine Vor-Ort-Ablesungen direkt am Gerät erforderlich
- Zukünftige Bündelung der Mess-Prozesse für die Bereiche Strom, Gas, Heiz- und Fernwärme
- Einfachere Implementierung neuer Technologien wie z.B. Smart-Home-Anwendungen, Prosumer und Mieterstrom-Modellen

Abbildung 204: Pflichteinbau eines intelligenten Messsystems

Grundlegende Voraussetzung für den Pflichteinbau intelligenter Messsysteme ist, dass das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnologie (BSI) die technische Möglichkeit der Ausstattung feststellt. Erst nach dieser Feststellung kann die flächendeckende Einführung (auch Roll-out genannt) der intelligenten Messsysteme starten und die jeweiligen Realisierungsfristen der Pflichteinbaufälle beginnen zu laufen. Damit ist jedoch auch im Jahr 2017 voraussichtlich nicht mehr zu rechnen. Die Feststellung der technischen

Möglichkeit erfolgt erst dann, wenn mindestens drei am Markt angebotene Geräte von voneinander unabhängigen Herstellern erhältlich sind. Derzeit ist noch kein durch das BSI zertifiziertes Smart-Meter-Gateway am Markt erhältlich.

Seit Anfang 2017 werden allerdings die ersten modernen Messeinrichtungen von diversen Netzbetreibern bzw. Messstellenbetreibern eingebaut (vgl. auch Kapitel „Mess- und Zählwesen“ im Teil Elektrizität ab Seite 259).

Mit dem MsbG ist auch die neue Marktrolle des grundzuständigen Messstellenbetreibers eingeführt worden. Diese Rolle wird qua Gesetz zunächst dem Netzbetreiber zugewiesen. Der örtliche Netzbetreiber kann entscheiden, ob er die Funktion des grundzuständigen Messstellenbetreibers weiterhin wahrnehmen möchte oder diese Funktion auf ein anderes Unternehmen überträgt. Derzeit planen 99 Prozent der Netzbetreiber auch in Zukunft als grundzuständiger Messstellenbetreiber tätig zu sein. Darüber hinaus gibt es wettbewerbliche Messstellenbetreiber, die bereits am Markt vertreten sind.

Zu den neuen Geräten, zum genauen Ablauf des Einbaus, den neu geltenden Preisobergrenzen für den Messstellenbetrieb und den einzuhaltenden Datenschutzbestimmungen finden Sie mehr Informationen unter www.bundesnetzagentur.de/smartmeter.

5.3 Elektromobilität / Ladesäulen

Am 17. März 2016 ist die Ladesäulenverordnung (LSV) in Kraft getreten. Sie legt „technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile“ fest. Damit hat Deutschland als erstes Land die EU-Standards für Ladestecker aus der Richtlinie 2014/94/EU für den Aufbau dieser Infrastruktur in nationales Recht übernommen. Darüber hinaus enthält die LSV verbindliche Regelungen zu Ladestecker-Standards und für Betreiber öffentlich zugänglicher Ladepunkte eine Anzeigepflicht bei der Bundesnetzagentur.

Seit Juli 2016 erfasst die Bundesnetzagentur die Anzeigen der Betreiber von Normal- und Schnellladepunkten. Hintergrund ist die Prüfung der Einhaltung der Anforderungen an die technische Sicherheit sowie die Interoperabilität der Ladepunkte nach der Ladesäulenverordnung.

Anzeigepflichtig sind alle öffentlich zugänglichen Ladepunkte, die seit Inkrafttreten der Verordnung in Betrieb genommen wurden. Darüber hinaus können der Bundesnetzagentur freiwillig auch alle öffentlich zugänglichen Ladepunkte gemeldet werden, die nicht von der Anzeigeverpflichtung betroffen sind. Weitere Informationen dazu finden Sie unter www.bundesnetzagentur.de/ladesaeulen.

Der Bundesnetzagentur wurden bis zum 18. Oktober 2017 insgesamt 3.561 Ladeinrichtungen mit 7.205 Ladepunkten angezeigt. Dabei handelt es sich um 6.397 Ladepunkte mit einer Ladeleistung von höchstens 22 kW (Normalladepunkte) und 808 Schnellladepunkte.

Die gemeldeten Ladepunkte verteilen sich wie folgt auf die Bundesländer (Stand 18. Oktober 2017):

Verteilung der gemeldeten Ladeinfrastruktur auf die Bundesländer

Bundesländer	Ladeeinrichtungen	Ladepunkte
Baden-Württemberg	437	825
Bayern	748	1.645
Berlin	265	526
Brandenburg	26	54
Bremen	32	64
Hamburg	295	597
Hessen	237	458
Mecklenburg-Vorpommern	25	51
Niedersachsen	296	577
Nordrhein-Westfalen	666	1.338
Rheinland-Pfalz	105	201
Sachsen	149	316
Sachsen-Anhalt	47	96
Schleswig-Holstein	159	316
Thüringen	72	133
Saarland	2	8

Tabelle 114: Verteilung der gemeldeten Ladeinfrastruktur auf die Bundesländer (Stand: Oktober 2017)

Seit April 2017 veröffentlicht die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite eine interaktive Ladesäulenkarte mit allen angezeigten Normal- und Schnellladepunkten. Zu diesen lassen sich die wichtigsten Informationen, wie der Standort der Ladeeinrichtung, die verbauten Steckertypen mit Leistung und der Betreiber einsehen. Darüber hinaus bietet die Karte die Möglichkeit, über eine Heatmap die regionale Verteilung der Ladeinfrastruktur darzustellen. Zu finden ist die Karte unter www.bundesnetzagentur.de/ladesaeulenkarte.

Abbildung 205: Gemeldete Ladesäulen nach Ladesäulenverordnung (LSV) in Deutschland, Stand 18. Oktober 2017

Durch die Veröffentlichung der Ladesäulenkarte ist die Anzahl der Anzeigen von Ladeeinrichtungen durch die Ladesäulenbetreiber gestiegen. Insbesondere wurden nicht meldepflichtige Ladeeinrichtungen vermehrt angezeigt. So konnte die Anzahl der gemeldeten Ladepunkte in den ersten Monaten nach der Veröffentlichung nahezu verdoppelt werden. Die folgende Grafik zeigt die Entwicklung der Anzahl der pro Monat gemeldeten Ladepunkte seit der Veröffentlichung im April 2017.

Abbildung 206: Entwicklung der Anzahl der angezeigten Ladepunkte seit Veröffentlichung der Bundesnetzagentur

Die Ladesäulenverordnung schreibt für öffentlich zugängliche Ladepunkte verpflichtende Steckerstandards vor, um die Interoperabilität zu gewährleisten. Für Ladepunkte, an denen das Laden mit Gleichstrom möglich ist, ist mindestens eine Combo 2 Fahrzeugkupplung vorgeschrieben. Für Ladepunkte, an denen mit Wechselstrom geladen wird, wird ein Typ 2 Steckersystem benötigt. Hier unterscheiden sich die Anforderungen noch zwischen Normal- und Schnellladepunkten. Normalladepunkte mit Wechselstromanschluss müssen über eine Typ 2 Steckdose verfügen, während für Schnellladepunkte eine Typ 2 Fahrzeugkupplung vorgeschrieben ist. Darüber hinaus können an jedem Ladepunkt beliebig weitere Ladestecker angeboten werden. Die nachfolgende Grafik zeigt die Verteilung der gängigen Ladestecker auf alle gemeldeten Ladepunkte. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Ladepunkte über mehrere Steckeroptionen verfügen können und dass auch ältere Bestandsladepunkte aufgeführt sind, die die Steckeranforderungen der Ladesäulenverordnung noch nicht umsetzen mussten.

Die Ladeleistungen der Ladepunkte verteilen sich wie in Abbildung 208 beschrieben. Für Ladepunkte mit mehreren Steckeroptionen ist dabei stets die größtmögliche Ladeleistung angegeben.

Wie zu erkennen ist, handelt es sich bei den meisten gemeldeten Ladepunkten um Normalladepunkte, die ein Aufladen mit bis zu 22 kW ermöglichen. Die häufigsten Ladeleistungen bei den bei der Bundesnetzagentur

gemeldeten Ladepunkten sind 3,7 kW (AC Schuko), 11 kW/22 kW (AC Typ 2), 43 kW (DC Kupplung Combo) und 50 kW (DC CHAdeMO).

Abbildung 207: Verteilung der Ladestecker

Abbildung 208: Leistungsverteilung der Ladepunkte

5.4 Stromspeicher in Haushalten

Durch neue Entwicklungen auf dem Gebiet der Speicher-Technologien und sinkende Preise für Speichersysteme ist es für eine breite Masse erschwinglich geworden, Stromspeicher im eigenen Haus zu installieren und zu nutzen. Dadurch entstehen immer mehr Geschäftsmodelle, die das Hauptziel verfolgen, die Eigenversorgungsquote der Erzeugungsanlage (z.B. PV-Anlage) zu steigern. Die Lithium-Ionen Batterien bieten Haushaltskunden verschiedene Möglichkeiten am Strommarkt teilzunehmen.

Beispielsweise kann bei einem Konzept aus Batteriespeicher und Solaranlage auf dem Dach eines Wohnhauses, der erzeugte Strom, der gerade nicht verbraucht wird, zwischengespeichert, um zu einem späteren Zeitpunkt genutzt oder gegebenenfalls ins Netz eingespeist zu werden.

Stromspeicher werden grundsätzlich rechtlich bei der Einspeicherung als Verbraucher und bei der Ausspeicherung als Erzeuger behandelt. Daraus ergeben sich entsprechende Förderungen und Verpflichtungen.

IV Übergreifende Themen

A Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas

In der Markttransparenzstelle überwachen Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt gemeinsam den Großhandel mit Strom und Gas. Die Marktüberwachung basiert insbesondere auf den Handels- und Fundamentaldaten, die auf der Grundlage der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 (REMIT) i. V. m. der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 1348/2014 an ACER übermittelt werden. Die Marktteilnehmer am Großhandel mit Strom und Gas sind zur Datenmeldung an ACER verpflichtet. Um Daten an ACER übermitteln zu können, benötigen die Marktteilnehmer den sog. ACER-Code. Diesen erhalten sie nach der Registrierung als Marktteilnehmer bei der jeweils zuständigen nationalen Regulierungsbehörde. Für Marktteilnehmer mit Sitz in Deutschland ist dies die Bundesnetzagentur.

Für eine kontinuierliche Marktüberwachung ist es erforderlich, dass die Markttransparenzstelle Zugriff auf die an ACER übermittelten Daten erhält. Wegen der besonderen Sensibilität der Daten hat ACER sehr hohe Anforderungen an die Datensicherheit. ACER hat das umfangreiche Sicherheitskonzept der Markttransparenzstelle detailliert überprüft und zwischenzeitlich bestätigt, dass sie diese Sicherheitsanforderungen gewährleistet und sie Zugriff auf die an ACER übermittelten Daten erhalten kann.

Der weitere Aufbau der notwendigen IT-Strukturen für die Aufnahme, Aufbereitung und Auswertung der Daten von ACER und die Einrichtung des Marktüberwachungssystems war daher der Arbeitsschwerpunkt der Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas in den vergangenen Monaten.

Bis eine kontinuierliche Marktüberwachung auf Einhaltung der REMIT-Vorschriften hinsichtlich der Verbote Insiderhandel und Marktmanipulation möglich ist, erfolgt die Marktüberwachung bislang anlassbezogen, sobald Hinweise auf Verstöße gegen die REMIT durch die Notification Platform von ACER[174] an die Bundesnetzagentur gemeldet werden. Zudem besteht die Möglichkeit, direkt der Bundesnetzagentur, auch anonym, Hinweise auf Verstöße gegen die REMIT mitzuteilen.

Zusätzliche Daten, die nicht bereits auf europäischer Ebene von ACER erhoben werden, kann die Markttransparenzstelle nach entsprechender Festlegung unter Berücksichtigung einer noch zu erlassenden Rechtsverordnung durch das BMWi selbst erheben. Hier kommen vor allem die Regelenergiedaten Strom und ggf. auch Gas sowie einige wenige Erzeugungsdaten Strom aus Anlagen unter 100 MW in Frage.

[174] https://www.acer-remit.eu/np/home

B Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur

1. Aufgaben nach REMIT

1.1 Registrierte Marktteilnehmer

In Deutschland gibt es 4.127 registrierte Marktteilnehmer nach REMIT.[175] Das europäische Register[176] enthält 12.726 Marktteilnehmer. Im Rahmen der Registrierung nutzen viele Marktteilnehmer die Möglichkeit, Anfragen per Telefon oder per E-Mail an die Bundesnetzagentur zu stellen. Diese betreffen neben dem CEREMP-Registrierungsportal auch rechtliche Fragen zur Registrierung und zur Datenmeldung an ACER. Im Jahr 2016 hat die Bundesnetzagentur 2.634 Anfragen von Marktteilnehmern beantwortet. Fragestellungen von grenzüberschreitender Relevanz hat die Bundesnetzagentur im Rahmen der europäischen Arbeitsgruppe „NRA Questions and Answers on REMIT“ mit den Regulierungsbehörden der anderen Mitgliedstaaten und ACER diskutiert, um auf diesem Wege eine einheitliche Auslegung der europäischen Vorgaben zu erreichen.

1.2 Verfolgung von Verstößen

Die REMIT enthält Gebote und Verbote für die Marktteilnehmer am Großhandel mit Strom und Gas. Die Verfolgung von Verstößen obliegt den Mitgliedstaaten. Je nach Schwere des Verstoßes handelt es sich um eine Ordnungswidrigkeit oder um eine Straftat. Die Bundesnetzagentur ist für die Verfolgung von Ordnungswidrigkeiten, die Staatsanwaltschaft für die Verfolgung von Straftaten zuständig.

In erster Linie erhält die Bundesnetzagentur Hinweise auf Verstöße gegen die REMIT über die Notification Platform[177] von ACER. Dies ist eine elektronische Anzeigemöglichkeit, die vor allem Personen nutzen, die beruflich Transaktionen mit Energiegroßhandelsprodukten arrangieren (z. B. Energiebroker oder Energiebörsen). Daneben erhält die Bundesnetzagentur auch Verdachtsanzeigen direkt von Marktteilnehmern.

Die bisher eingegangenen Verdachtsfälle werden in der folgenden Übersicht dargestellt:

---

[175] Stand: 07. November 2017

[176] https://www.acer-remit.eu/portal/european-register

[177] https://www.acer-remit.eu/np/home

Abbildung 209: Der Bundesnetzagentur vorliegende Verdachtsfälle 2012 – 2017 (Stand: 07. November 2017)

Bei den Verdachtsfällen wird danach unterschieden, ob es sich um den Vorwurf von Marktmanipulation oder Insiderhandel handelt. In insgesamt acht Fällen wurde verbotener Insiderhandel angezeigt, in den übrigen Fällen lautete der Vorwurf Marktmanipulation. Die seit dem Jahr 2016 neu hinzugekommenen Insiderfälle betreffen u. a. abgeschlossene Handelsgeschäfte, die stattfanden, bevor die relevanten Insiderinformationen veröffentlicht wurden. Die drei Merkblätter der Bundesnetzagentur zur Veröffentlichung von Insiderinformationen sollten beachtet werden.[178] Unter dem Vorwurf der Marktmanipulation wurden u. a. Fälle geprüft, in denen Handelsgeschäfte mit sich selbst abgeschlossen wurden (sog. Wash Trades) oder Handelsaufträge ohne Ausführungsabsicht erteilt wurden. Von den 32 eingegangen Verdachtsfällen befinden sich noch fünf Fälle in Bearbeitung, sieben weitere in grenzüberschreitender Bearbeitung und 13 Fälle wurden eingestellt, da nach eingehender Analyse einschlägiger Daten ein verbotswidriges Verhalten nicht nachweisbar war. Die grenzüberschreitende Bearbeitung erfolgt, wenn auch Regulierungsbehörden anderer europäischer Mitgliedstaaten betroffen sind und kommt z. B. bei Blockierungen der Übertragungskapazität an der Grenze in Betracht oder durch die Tatsache, dass betroffene Marktteilnehmer in einem anderen Mitgliedstaat sitzen bzw. registriert sind. Bislang hat die Bundesnetzagentur noch keine Bußgelder festgesetzt und auch keine Strafanzeige gestellt.

[178] https://remit.bundesnetzagentur.de/REMIT/DE/Informationen/Dokumente/Merkblaetter/start.html

2. SMARD - mehr Transparenz am Strommarkt

SMARD ist die neue Internetplattform für Strommarktdaten der Bundesnetzagentur. Sie trägt zu mehr Transparenz auf dem Strommarkt bei und setzt den durch das Strommarktgesetz 2016 in das EnWG eingefügten Auftrag zur Errichtung einer nationalen Informationsplattform um (§ 111d EnWG). Dazu geben die auf SMARD.de veröffentlichten Daten einen aktuellen Überblick über Handel, Erzeugung, Verbrauch sowie Aspekten der Systemstabilität. Hintergrundartikel erläutern wichtige Begriffe und Zusammenhänge, während ein ansprechendes Design mit leicht verständlichen Grafiken den Nutzern einen einfachen Zugang zum Informationsangebot von SMARD bietet.

Das Angebot richtet sich sowohl an interessierte Bürger als auch an Fachleute aus dem Energiebereich, in Unternehmen, Wissenschaft und Lehre. Auf SMARD.de lassen sich vielfältige Fragestellungen stets anhand aktueller Daten beantworten: Wie hoch sind Stromangebot und -nachfrage? Wie hoch ist der Anteil erneuerbarer Energien? Wie verändert sich der Stromverbrauch über den Tag? Wie viel Strom wird importiert und exportiert? Dies und weiteres beantworten die Daten und Grafiken auf SMARD.

Eine der Besonderheiten der Plattform ist, dass Nutzer die Grafiken zu verschiedenen Datenkategorien individuell zusammenstellen können. Zu den Themen Stromerzeugung, Stromverbrauch, Markt und Systemstabilität bietet die Webseite mehrere Datenkategorien, wie zum Beispiel die Erzeugung einzelner Energieträger, Großhandelspreise sowie Im- und Exporte. Die redaktionell gepflegten Bereiche beinhalten zudem weiterführende Erklärungen und aktuelle Themen rund um den Strommarkt. Weiterhin gibt es eine geografische Übersicht zu aktuellen Zahlen des Strommarktes und einen Überblick über die Stromerzeugungslandschaft in Deutschland.

Datengrundlage für SMARD sind im Wesentlichen die Daten, die nach der sogenannten Stromtransparenzverordnung (Verordnung (EU) Nr. 543/2013) verfügbar gemacht werden. Diese Verordnung verpflichtet die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, bestimmte Daten an den europäischen Verbund der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E zu liefern.

Die Datenqualität ist ein entscheidender Aspekt. Die Bundesnetzagentur steht dabei in stetigem Austausch mit den Übertragungsnetzbetreibern, um die Datenqualität kontinuierlich zu verbessern. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht die Daten unter einer CC-BY-4.0-Lizenz, so dass eine unentgeltliche Weiterverwendung für Jedermann möglich ist.

Die Startseite von SMARD ermöglicht einen schnellen Zugang zu den Daten des Strommarktes. Das Ziel war es eine Plattform zu schaffen, die Fachpublikum gleichermaßen wie interessierten Fachfremden einen Mehrwert zum Strommarkt bietet.

Abbildung 210: Mit wenigen Klicks lassen sich auf SMARD.de Grafiken mit Daten aus unterschiedlichen Kategorien erstellen. Zum Beispiel Stromerzeugung und –verbrauch.

Abbildung 211: Startseite der SMARD-Plattform

C Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes

1. Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich der Stromerzeugung

Das Bundeskartellamt erarbeitet derzeit einen Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich der Stromerzeugung.

Im Laufe der Debatten zum Strommarktgesetz waren 2015 und 2016 immer wieder Befürchtungen geäußert worden, das Missbrauchsverbot wirke wie eine implizite Preisobergrenze und verhindere knappheitsbedingte Preisspitzen (vgl. Monitoringbericht 2016, Seite 389 f.). Das Bundeskartellamt teilt diese Befürchtungen nicht. Anders als bisweilen vorgetragen, führt das kartellrechtliche Missbrauchsverbot jedoch nicht zu einem grundsätzlichen Verbot, Kapazitäten mit einem Aufschlag auf die Grenzkosten („Mark-up") anzubieten. Das Missbrauchsverbot richtet sich ausschließlich an marktbeherrschende Unternehmen. Diese dürfen ihre Marktmacht u.a. nicht dazu nutzen, Preise künstlich und in erheblichen Umfang in die Höhe zu treiben. Kommen Preisspitzen dagegen durch tatsächliche, marktmachtunabhängige Knappheiten zustande, sind sie kartellrechtlich nicht zu beanstanden.

Um die Bedenken auszuräumen, hatte das Bundeskartellamt angeregt, einen Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht in der Stromerzeugung zu veröffentlichen. Diesen Vorschlag hat das 2015 veröffentlichte Weißbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie aufgegriffen und als eine von 20 Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Strommarktes aufgeführt. Der Leitfaden soll die Zielrichtung, die Regeln für die Anwendung und die Reichweite der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht auf dem Stromerstabsatzmarkt verdeutlichen. Im Rahmen der Erstellung des Leitfadens hat das Bundeskartellamt 2016 eine Konsultation durchgeführt (die insgesamt acht eingegangenen Stellungnahmen sind abrufbar auf der Internetseite des Bundeskartellamtes).

Das Bundeskartellamt entwirft derzeit den Text des Leitfadens, der insbesondere auf die in den Stellungnahmen aufgeworfenen Positionen eingeht. Dabei ist es eine besondere Herausforderung, die anstehenden Fragen in einer Form abzuarbeiten, so dass die Ausführung auch mit Blick auf die aktuell laufenden, die absehbar bevorstehenden und die jedenfalls mögliche erscheinenden Veränderungen im Bereich der Stromerzeugung und -vermarktung tragfähig bleiben.

Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur beabsichtigen derzeit, einen gemeinsamen Leitfaden zu veröffentlichen, der neben Ausführungen zur kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht auf dem Stromerstabsatzmarkt auch Auslegungsfragen der REMIT-Verordnung umfasst. Der Leitfaden soll zeitnah, nach Möglichkeit noch in diesem Jahr veröffentlicht werden.

2. Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen: Vergabe von Stromnetzkonzessionen

Die im Januar 2015 gegen die Stadt Titisee-Neustadt ergangene Untersagungsverfügung (B8-175/11) wegen Missbrauchs ihrer marktbeherrschenden Stellung bei der Auswahl eines neuen Wegenutzungsberechtigten ist bestandskräftig geworden, nachdem das OLG Düsseldorf die Beschwerden gegen die Untersagungsverfügung mit Beschluss vom 14. Juni 2017 (OLG Düsseldorf, Beschl. v. 14.6.2017, Vl-2 Kart 1 /15 (V)) zurückgewiesen und damit die Untersagungsverfügung vollumfänglich bestätigt hat. Das Bundeskartellamt hatte im Januar 2015 durch Beschluss festgestellt, dass die Stadt Titisee-Neustadt bei der Vergabe ihrer Wegerechte für Stromleitungen missbräuchlich gehandelt hat, und ihr aufgegeben, das Auswahlverfahren transparent und diskriminierungsfrei zu wiederholen. Die Stadt Titisee-Neustadt hatte ihre marktbeherrschende Stellung missbraucht, indem sie ein diskriminierendes Auswahlverfahren durchgeführt, den kommunalen Bewerber einseitig ohne sachlichen Grund bevorzugt, unzulässige Auswahlkriterien verwendet sowie gegen den Geheimwettbewerb und das Nebenleistungsverbot verstoßen hat. Der mit dem kartellrechtswidrig ausgewählten Neukonzessionär abgeschlossene Konzessionsvertrag verstieß gegen § 1 GWB.

Da im Zuge des Beschwerdeverfahrens die geänderte Fassung des § 46 EnWG in Kraft getreten war, hat sich das OLG Düsseldorf auch zu dem neuen Gesetzeswortlaut geäußert. Es führte hierzu aus:

„Zwar ist in § 46 Abs. 4 Satz 2 EnWG nunmehr geregelt, dass bei der Auswahlentscheidung unter Wahrung netzwirtschaftlicher Anforderungen, insbesondere der Versorgungssicherheit und der Kosteneffizienz, auch Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft berücksichtigt werden können. Damit ist eine für den vorliegenden Fall entscheidungsrelevante Stärkung der Position der Kommunen jedoch nicht verbunden. Nach der Gesetzesbegründung soll diese Vorschrift nur die [...] Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs (Beschlüsse vom 17. Dezember 2013 - KZR 65/12 und KZR 66/12) abbilden, dass sich die Vergabe von Wegenutzungsrechten an den Zielen des § 1 Abs. 1 EnWG orientieren muss, Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft aber ebenfalls Berücksichtigung finden dürfen (vgl. BT-Drs. 18/8184, Seite 14).“ (Beschlussausfertigung, Seite 23 f.)

3. Missbrauchsverfahren Heizstrom

Das Bundeskartellamt hatte im September 2009 Verfahren gegen eine Reihe von Heizstromversorgern eingeleitet, wegen des Verdachts des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung (§ 19 Abs. 1 i.V.m. Abs. 4 Nr. 2 GWB sowie § 29 S. 1 Nr. 1 GWB). Den Unternehmen wurde vorgeworfen, in den Jahren 2007 bis 2009 überhöhte Heizstrompreise für die Belieferung von Haushalts- und Kleingewerbekunden mit Elektrizität zum Betrieb von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, d. h. insbesondere elektrischer Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen, gefordert zu haben.

Im Oktober und November 2010 waren in insgesamt zwölf Fällen Zusagenentscheidungen nach § 32b GWB gegen Heizstromunternehmen ergangen, in welchen diese sich zu Rückerstattungen an Verbraucher bzw. zu Verschiebungen kostenseitig nachweislich gerechtfertigter Preiserhöhungen verpflichteten. Zudem gaben sämtliche im Zuge der Missbrauchsverfahren untersuchte Unternehmen gegenüber dem Bundeskartellamt folgende strukturelle Zusagen ab: Heizstrompreise mussten künftig bzw. weiterhin im Internet veröffentlicht werden, die jeweiligen Netzbetreiber verpflichteten sich, temperaturabhängige Lastprofile für Heizstromlieferungen zu veröffentlichen und anzuwenden sowie für Heizstromlieferungen künftig bzw. weiterhin nur die für Strom-Sondervertragslieferungen einschlägige Konzessionsabgabe in Höhe von

0,11 ct/kWh in Rechnung zu stellen. Sämtliche Zusagen wurden spätestens im Laufe des ersten Halbjahrs 2011 umgesetzt und erfassten schätzungsweise rund 70 Prozent der in Deutschland an Haushalts- und Kleingewerbekunden abgesetzten Heizstrommengen.

Das letzte noch offene dieser Heizstrompreisverfahren gegen die Entega Energie GmbH wurde im Jahr 2015 abgeschlossen, nachdem sich das Unternehmen in einem öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrag dazu verpflichtet hatte, den Kunden von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen für die Jahre 2007 bis 2009 insgesamt pauschal je 155,72 Euro (inkl. USt. und Zinsen) zurückzuerstatten. Hiernach war Entega verpflichtet, dem Bundeskartellamt zum Nachweis der im Vergleichsvertrag vorgesehenen Rückerstattungen an die Kunden von Heizstrom bis zum 30. April 2017 eine Liste aller Rückerstattungsempfänger nebst Rückerstattungsbeträgen zu übersenden.

Dieser Verpflichtung ist Entega fristgerecht nachgekommen. Die Überprüfung der Liste ergab, dass sich die Erfüllungsquote auf immerhin knapp 87 Prozent der Rückerstattungsansprüche belief. Dies war angesichts des lange zurückliegenden Anspruchszeitraums (2007 bis 2009) als relativ hoch zu werten. Im Übrigen hatte es keine Beschwerden betroffener Kunden über ausbleibende, zu niedrige oder zu späte Rückerstattungen gegeben. Damit sah das Bundeskartellamt die Verpflichtung zur Rückerstattung an die Kunden aus dem öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrag als erfüllt an.

4. Sektoruntersuchung: Ablesedienste von Heiz- und Wasserkosten (Submetering)

Im Mai 2017 hat das Bundeskartellamt seinen Abschlussbericht zur Sektoruntersuchung im Wirtschaftszweig Submetering vorgelegt. Darin empfiehlt die Behörde Maßnahmen zur Belebung des Wettbewerbs bei Ablesediensten. Submetering umfasst die verbrauchsabhängige Erfassung und Abrechnung von Heiz- und Wasserkosten in Gebäuden sowie die Überlassung der dafür benötigten messtechnischen Ausstattung wie Heizkostenverteiler oder Wärme- und Wasserzähler.

Ziel der Sektoruntersuchung war es, die aktuelle Marktsituation und die Wettbewerbsintensität bei der Erfassung und Abrechnung von Heiz- und Wasserkosten zu ermitteln sowie etwaige Wettbewerbsdefizite, Wettbewerbsbeschränkungen oder missbräuchliche Verhaltensweisen in diesem Bereich zu identifizieren.

Die Untersuchung des Bundeskartellamtes ergab, dass die Anbieterseite hoch konzentriert ist. Auf die beiden Marktführer Techem und ista entfielen im Jahre 2014 zusammengenommen über 50 Prozent des Gesamtmarktvolumens und auf die größten fünf Anbieter insgesamt über 70 Prozent. Nach den Ermittlungen im Rahmen der Sektoruntersuchung bestehen erhebliche Anhaltspunkte für das Vorliegen eines wettbewerbslosen Oligopols, dem zumindest die beiden Marktführer, möglicherweise aber auch weitere der größten fünf Anbieter, angehören.

Das Umsatzvolumen im Geschäftsfeld Submetering betrug im Jahre 2014 in Deutschland rund 1,47 Mrd. Euro. Lässt man die in der Praxis bestehenden Unterschiede im Leistungsumfang außer Betracht, so erzielten die dort tätigen Unternehmen einen durchschnittlichen Umsatz pro Wohneinheit und Jahr in Höhe von rund 74 Euro, wobei deutliche Unterschiede zwischen den verschiedenen Anbietern festzustellen sind. Die Renditen der Submetering-Unternehmen sind verhältnismäßig hoch.

Die Sektoruntersuchung kommt weiter zu dem Ergebnis, dass sowohl eine Reihe von Strukturmerkmalen als auch bestimmte Verhaltensweisen der Submetering-Anbieter dem Kunden einen Anbieterwechsel erschweren und damit geeignet sind, den Wettbewerb zwischen den Submetering-Anbietern zu begrenzen.

Zu den zentralen strukturellen Wettbewerbshemmnissen zählen die langen tatsächlichen Vertragslaufzeiten, die unter anderem auf unterschiedliche Eichfristen für verschiedene Zählerarten zurückzuführen sind.

Die Preissensibilität der Auftraggeber ist nur schwach ausgeprägt. Das ist zum einen darauf zurückzuführen, dass die Nutzer überwiegend die Kosten des Submetering zu tragen haben, ohne selbst Vertragspartner der Ablesedienste zu sein. Vertragspartner sind üblicherweise die Hauseigentümer und Vermieter, die die Kosten auf ihre Mieter umlegen. Wollte man die hieraus resultierenden Hindernisse für mehr Wettbewerb vollständig abbauen, müsste man dieses Dreiecksverhältnis als solches in Frage stellen und die Kosten für das Submetering dem Auftraggeber des Submetering-Unternehmens auferlegen.

Zum anderen sind die Kosten des Submetering für die Nutzer bislang teilweise schwer oder gar nicht nachvollziehbar, da sie in den Nebenkostenabrechnungen nur aggregiert ausgewiesen werden.

Ein Wechsel des Anbieters wird auch durch die fehlende Interoperabilität von Zählersystemen sowie eine geringe Vergleichbarkeit von Preisen und der Qualität der angebotenen Leistungen erschwert. Durch legislative Eingriffe zeichnet sich derzeit allerdings eine Entwicklung hin zu mehr interoperablen Systemen ab, die Anbieterwechsel zukünftig erleichtern könnte. Das Bundeskartellamt wird die gesetzgeberischen Prozesse aufmerksam verfolgen.

Um die genannten Wettbewerbshemmnisse abzubauen, empfiehlt das Bundeskartellamt zudem gesetzgeberische Maßnahmen: Die Förderung der Interoperabilität von Zählern, eine Vereinheitlichung der Eichfristen und Nutzungsdauern der Zähler, eine verbesserte Transparenz für die Wohnungsmieter durch Informationsrechte und Ausschreibungspflichten.

Der vollständige Abschlussbericht wurde auf der Internetseite des Bundeskartellamts veröffentlicht und steht dort zum Download bereit.

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.G.2)

Einleitung Einzelhandel Preisniveau (II.G.4)

Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas (IV.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
- 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

E Marktraumumstellung

G 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

H Speicher

I Mess- und Zählwesen

III Verbraucher

IV 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

F Großhandel

G Einzelhandel (in folgenden Teilen:)

2.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden

4.1 Preisniveau Nicht-Haushaltskunden

5. Europäischer Gaspreisvergleich

IV Übergreifende Themen

C Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufkommen und Verwendung in den deutschen Versorgungsnetzen 2016 34

Abbildung 2: Anzahl und Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge gemäß Abfrage VNB Strom 36

Abbildung 3: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte gemäß Abfrage VNB Strom 37

Abbildung 4: Anteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerstabsatzmarkt 43

Abbildung 5: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2016 47

Abbildung 6: Entwicklung der Nettostromerzeugung 48

Abbildung 7: Entwicklung der elektrisch installierten Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung) zum 31. Dezember 2016. 52

Abbildung 8: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand November 2017; EEG Stand 31. Dezember 2016) 54

Abbildung 9: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland (Netto-Nennleistung, Stand November 2017; EEG Stand 31. Dezember 2016) 56

Abbildung 10: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes (Netto-Nennleistung, Stand November 2017) 59

Abbildung 11: Im Probebetrieb oder im Bau befindliche Kraftwerke 2017 bis 2020 (Bundesweite Plandaten 2017 bis 2020 für Netto-Nennleistungen, Stand: November 2017) 60

Abbildung 12: Standorte mit erwartetem Zubau und Stilllegungen von Kraftwerksblöcken bis 2020 62

Abbildung 13: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2016 65

Abbildung 14: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG 68

Abbildung 15: Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 100m Höhe über Deutschland, sowie dem nördlichen Bereich Deutschlands 70

Abbildung 16: Maximale Einspeisung 70

Abbildung 17: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2016 71

Abbildung 18: Entwicklung der Jahresarbeit der Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Einspeisevergütung oder Marktprämie 72

Abbildung 19: Aufteilung der Jahresarbeit von Anlagen mit Marktprämie auf die Energieträger 73

Abbildung 20: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern 75

Abbildung 21: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG 75

Abbildung 22: Entwicklung der EEG-Umlage 76

Abbildung 23: Regionale Verteilung der Zuschlagsmenge (FFAV) 80

Abbildung 24: Regionale Verteilung der Zuschlagsmenge (EEG) 82

Abbildung 25: Abgrenzung Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 86

Abbildung 26: Übersicht über die Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel in allen betrachteten Stunden 87

Abbildung 27: Stand der Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG); Stand: 3. Quartal 2017 90

Abbildung 28: Stand der Ausbauvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG); Stand: 3. Quartal 201791

Abbildung 29: Maßnahmen der VNB zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes 94

Abbildung 30: Überblick angewendeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung 95

Abbildung 31: Netzausbaubedarf je Verteilernetzbetreiber (alle Spannungsebenen) 96

Abbildung 32: Projektstatus Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen) 98

Abbildung 33: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB seit 2008 (inkl. grenzüberschreitenden Verbindungen) 99

Abbildung 34: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der VNB 100

Abbildung 35: Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen in Prozent 101

Abbildung 36: Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen in Prozent 101

Abbildung 37: Entwicklung des SAIDI von 2006 bis 2016 103

Abbildung 38: Entwicklung des SAIDI in der Nieder- und Mittelspannung von 2006 bis 2016 103

Abbildung 39: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2016 gemäß Meldungen der ÜNB 109

Abbildung 40: Ausfallarbeit verursacht durch EinsMan-Maßnahmen 115

Abbildung 41: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit im Jahr 2016 117

Abbildung 42: Entschädigungszahlungen verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen 119

Abbildung 43: Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen 120

Abbildung 44: Entwicklung der Netzentgelte von 2006 bis 2017 127

Abbildung 45: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden 130

Abbildung 46: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden 132

Abbildung 47: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden 134

Abbildung 48: Anzeigen/Anträge für Netzübergänge 139

Abbildung 49: Verteilung der Zählpunkteinrichtungen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland143

Abbildung 50: Zählpunktverteilung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen 144

Abbildung 51: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen 145

Abbildung 52: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB sowie der Kosten für Netz- und Systemsicherheit im Jahr 2016 147

Abbildung 53: Kosten der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB im Zeitraum von 2011 bis 2016 148

Abbildung 54: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW 152

Abbildung 55: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW 153

Abbildung 56: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB, Swissgrid (CH), TenneT (NL), APG (AT) und ELIA (BE) 154

Abbildung 57: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV 155

Abbildung 58: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung 156

Abbildung 59: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MRL) innerhalb der vier deutschen Regelzonen 2015 und 2016 156

Abbildung 60: Entwicklung der Durchschnittswerte der 2015 und 2016 von den ÜNB abgerufenen Minutenreserven (MRL) 157

Abbildung 61: Entwicklung der abgerufenen Energiemenge der MRL 2015 und 2016 158

Abbildung 62: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung (SRL und MRL) 159

Abbildung 63: Durchschnittliche Ausgleichsenergiepreise 2009 bis 2016 161

Abbildung 64: Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise 2015 und 2016 161

Abbildung 65: Monatliche Anzahl und Volumen der untertägigen Fahrplanänderungen im Jahr 2016 162

Abbildung 66: Im Zeitraum von Juli 2013 bis Dezember 2016 ausgeschriebene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten. 164

Abbildung 67: Verfügbare Kapazitäten an der Grenze Dänemarks (DK1) nach Deutschland in MW 170

Abbildung 68: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel) 171

Abbildung 69: Physikalische Lastflüsse 172

Abbildung 70: Jahressummen der grenzüberschreitenden Importlastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne 2016 174

Abbildung 71: Jahressummen der grenzüberschreitenden Exportlastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne 2016 175

Abbildung 72: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands 176

Abbildung 73: Erlöse und Kosten der deutschen Exporte und Importe 2011-2016 177

Abbildung 74: Ungeplante Flüsse 2015 178

Abbildung 75: Ungeplante Flüsse 2016 ... 179

Abbildung 76: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an der EEX, der EPEX SPOT und der EXAA ... 186

Abbildung 77: Anzahl der registrierten Stromhandelsteilnehmer nach Klassifizierung durch EEX und EPEX SPOT zum Stichtag 31. Dezember 2016 ... 187

Abbildung 78: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA ... 189

Abbildung 79: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise an der EPEX SPOT ... 192

Abbildung 80: Differenz der Base- und Peak-Spotmarktpreise an EPEX SPOT und EXAA in Euro/MWh ... 193

Abbildung 81: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2016 in Euro/MWh ... 194

Abbildung 82: Handelsvolumen von Phelix-Futures an der EEX in TWh ... 197

Abbildung 83: Handelsvolumen von Phelix-Futures an der EEX nach Erfüllungsjahr in TWh ... 198

Abbildung 84: Preisentwicklung der Phelix-Frontjahres-Futures im Jahresverlauf 2016 in Euro/MWh ... 198

Abbildung 85: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-Frontjahres-Future-Preise an der EEX in Euro/MWh ... 199

Abbildung 86: Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT ... 201

Abbildung 87: Anteil der jeweils fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Handelsvolumen von Phelix Futures an der EEX ... 202

Abbildung 88: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-Terminkontrakten an der EEX ... 205

Abbildung 89: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr in TWh206

Abbildung 90: Anzahl der Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Zählpunkte ... 208

Abbildung 91: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete ... 209

Abbildung 92: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist ... 210

Abbildung 93: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2016 ... 214

Abbildung 94: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden ... 215

Abbildung 95: Vertragsstruktur von Haushaltskunden ... 216

Abbildung 96: Anzahl Lieferantenwechsel von Haushaltskunden ... 217

Abbildung 97: Androhungen und Beauftragungen einer Sperrung in der Grundversorgung; Sperrung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers (Elektrizität); 2011 bis 2014 ... 219

Abbildung 98: Androhung und Beauftragung einer Sperrung, durchgeführte Sperrungen ... 221

Abbildung 99: Aufteilung des Preisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2017 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert) ... 232

Abbildung 100: Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb ... 234

Abbildung 101: Entwicklung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Elektrizitätspreis für Haushaltskunden 235

Abbildung 102: Entwicklung der EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis 236

Abbildung 103: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden 237

Abbildung 104: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie 242

Abbildung 105: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden 242

Abbildung 106: Entwicklung des Anteils der Heizstrommenge und –zählpunkte, die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversoger beliefert werden 246

Abbildung 107: Entwicklung der Lieferantenwechselquote bei Heizstromkunden 247

Abbildung 108: Anteil der Abgabemenge und Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden 252

Abbildung 109: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2017 für Ökostrom 254

Abbildung 110: Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2016 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh 258

Abbildung 111: Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2016 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh 260

Abbildung 112: Art der Ausführung der Funktionen des Messstellenbetriebs 266

Abbildung 113: Übertragung der Grundzuständigkeit für intelligente Messsysteme 267

Abbildung 114: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway 268

Abbildung 115: Zusatzleistungen für intelligente Messsysteme 269

Abbildung 116: Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb 270

Abbildung 117: Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/Anschlussnehmer 270

Abbildung 118: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich 272

Abbildung 119: Veränderung des Anteils der genutzten Übertragungstechnologie bei fernausgelesenen Messsystemen im SLP-Kunden-Bereich im Vergleich zum Vorjahr 273

Abbildung 120: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien im RLM-Bereich 274

Abbildung 121: Veränderung des Anteils der genutzten Übertragungstechnologie bei fernausgelesenen Messsystemen im RLM-Kunden-Bereich im Vergleich zum Vorjahr 274

Abbildung 122: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen 276

Abbildung 123: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2016 289

Abbildung 124: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Abfrage VNB Gas - Stand 31.12.2016 290

Abbildung 125: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte gemäß Abfrage VNB Gas - Stand 31.12.2016 294

Abbildung 126: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern in Mrd. Nm³ und des Volumenanteils der drei Anbieter mit den größten Speicherkapazitäten 296

Abbildung 127: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2016 297

Abbildung 128: Statistische Reichweite der deutschen Erdgasreserven seit 1997 298

Abbildung 129: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2016 - Aufteilung nach Übergabeländern 300

Abbildung 130: Aus Deutschland exportierte Gasmengen in 2016 - Aufteilung nach Übernahmeländern 301

Abbildung 131: Bestätigte Netzausbaumaßnahmen NEP Gas 2016-2026 307

Abbildung 132: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber . 309

Abbildung 133: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Gas. 310

Abbildung 134: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2016 310

Abbildung 135: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2016 311

Abbildung 136: Angebot von Einspeisekapazitäten 312

Abbildung 137: Angebot von Ausspeisekapazitäten 313

Abbildung 138: Gesamte Unterbrechungsdauer in Stunden und Anzahl der Unterbrechungen pro Großhändler bzw. Lieferant 315

Abbildung 139: Unterbrechungsmengen nach Regionen 317

Abbildung 140: Zwischen FNB und VNB vereinbarte Kapazitäten in GWh/Stunde 318

Abbildung 141: Zeitablauf des SAIDI-Wertes 319

Abbildung 142: Entwicklung der Netzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb gemäß Abfrage Lieferanten Gas 322

Abbildung 143: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden 324

Abbildung 144: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden 326

Abbildung 145: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden 328

Abbildung 146: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2016 bei NetConnect Germany, Stand Juni 2017 (Quelle: www.net-connect-germany.de) 332

Abbildung 147: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2016 bei Gaspool, Stand Juni 2017 (Quelle: www.gaspool.de/)333

Abbildung 148: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab Q4 2016 für MOL 1 in Gaspool, Stand Juni 2017 (Quelle: www.gaspool.de) 334

Abbildung 149: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab Q4 2016 für MOL 2 im Marktgebiet Gaspool, Stand Juni 2017 (Quelle: http://www.gaspool.de) 334

Abbildung 150: Externe Regelenergieeinkaufpreise und –mengen ab Q4 2016 für MOL 1 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juni 2017 (Quelle: http://www.net-connect-germany.de) 335

Abbildung 151: Externe Regelenergieeinkaufpreise und –mengen ab Q4 2016 für MOL 2 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juni 2017 (Quelle: http://www.net-connect-germany.de) 335

Abbildung 152: Entwicklung Ausgleichsenergiepreis NetConnect Germany ab 1. Oktober 2016, Stand Juni 2017 336

Abbildung 153: Entwicklung Ausgleichsenergiepreis Gaspool ab 1. Oktober 2016, Stand Juni 2017 337

Abbildung 154: Regel- und Ausgleichsenergieumlage – Bilanzierungsumlage bei NetConnect Germany, Stand Juni 2017 338

Abbildung 155: Regel- und Ausgleichsenergieumlage – Bilanzierungsumlage bei Gaspool, Stand Juni 2017 .. 338

Abbildung 156: Wahl der Wetterprognose 340

Abbildung 157: Netzkoppelpunkte im L-Gas Netz, Stand 2015 und 2016 342

Abbildung 158: Umzustellende RLM-Kunden bis 2022 342

Abbildung 159: Umzustellende SLP-Kunden bis 2022 343

Abbildung 160: Grafische Darstellung der Marktraumumstellung nach Zeitpunkten 345

Abbildung 161: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete 349

Abbildung 162: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für deutsche Marktgebiete 351

Abbildung 163: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über elf Brokerplattformen im Jahr 2016 nach Erfüllungszeitraum 352

Abbildung 164: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten 353

Abbildung 165: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2015 und 2016 353

Abbildung 166: EEX-Tagesreferenzpreise im Jahr 2016 355

Abbildung 167: Verteilung der Differenzen zwischen den EEX-Tagesreferenzpreisen GASPOOL und NCG im Jahr 2016 355

Abbildung 168: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum 2014 bis 2016 356

Abbildung 169: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Zählpunkten beliefern - Stand 31.12.2016 359

Abbildung 170: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist gemäß Abfrage VNB Gas - Stand 31.12.2016 360

Abbildung 171: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern gemäß Abfrage der Gaslieferanten - Stand 31.12.2016 361

Abbildung 172: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2016 364

Abbildung 173: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden 366

Abbildung 174: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Abgabemenge) gemäß Abfrage Gaslieferanten - Stand 31. Dezember 2016 367

Abbildung 175: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart gemäß Abfrage Gaslieferanten 368

Abbildung 176: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) gemäß Abfrage Gaslieferanten - Stand: 31. Dezember 2016 370

Abbildung 177: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Abfrage VNB Gas 373

Abbildung 178: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Abfrage VNB Gas 374

Abbildung 179: Androhungen und Beauftragungen einer Sperrung in der Grundversorgung; Sperrung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers (Gas) 2011 bis 2015 376

Abbildung 180: Androhung und Beauftragung einer Sperrung; durchgeführte Sperrungen (Gas) 378

Abbildung 181: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr 385

Abbildung 182: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr 387

Abbildung 183: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten 389

Abbildung 184: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag (mengengewichtete Mittelwerte) - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten 397

Abbildung 185: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag. Preisstand 1. April 2017 - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten 397

Abbildung 186: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (mengengewichtete Mittelwerte) - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten 398

Abbildung 187: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2017 - Band II gemäß Abfrage Gaslieferanten 398

Abbildung 188: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (mengengewichtete Mittelwerte) - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten 399

Abbildung 189: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, Preisstand 1. April 2017 - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten 400

Abbildung 190: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten 401

Abbildung 191: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden - Abnahmeband II gemäß Abfragen Gaslieferanten 402

Abbildung 192: Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2016 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 27,8 GWh und 278 GWh 405

Abbildung 193: Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2016 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh 406

Abbildung 194: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2016 407

Abbildung 195: Verlauf des aktuellen Speicherfüllstandes im Vergleich zu den Vorjahren (Quelle AGSI) 408

Abbildung 196: Zusammenhang von Speicherfüllstand und Spotmarktpreisen (Quelle: EEX/AGSI) 409

Abbildung 197: Entwicklung des stichtagsbezogenen, angebotenen, frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2012 bis 2016 411

Abbildung 198: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung der SLP-Kunden - Stand 31.12.2016 414

Abbildung 199: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden - Stand 31.12.2016 415

Abbildung 200: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen 416

Abbildung 201: Entwicklung der bei der Bundesnetzagentur gemeldeten Lieferanten 421

Abbildung 202: Aufteilung des Preisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2017 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert) 423

Abbildung 203: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten 425

Abbildung 204: Pflichteinbau eines intelligenten Messsystems 428

Abbildung 205: Gemeldete Ladesäulen nach Ladesäulenverordnung (LSV) in Deutschland, Stand 18. Oktober 2017 431

Abbildung 206: Entwicklung der Anzahl der angezeigten Ladepunkte seit Veröffentlichung der Bundesnetzagentur 432

Abbildung 207: Verteilung der Ladestecker 433

Abbildung 208: Leistungsverteilung der Ladepunkte 433

Abbildung 209: Der Bundesnetzagentur vorliegende Verdachtsfälle 2012 – 2017 (Stand: 07. November 2017) 440

Abbildung 210: Mit wenigen Klicks lassen sich auf SMARD.de Grafiken mit Daten aus unterschiedlichen Kategorien erstellen. Zum Beispiel Stromerzeugung und –verbrauch. 442

Abbildung 211: Startseite der SMARD-Plattform 442

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzbilanz von 2016 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom 33

Tabelle 2: Netzstrukturdaten 2016 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom 35

Tabelle 3: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2009 bis 2017 36

Tabelle 4: Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom 37

Tabelle 5: Erzeugungsmengen der vier bzw. fünf größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes (d. h. ohne EEG-Strom, Bahnstrom, Eigenverbrauch) 42

Tabelle 6: Erzeugungskapazitäten der vier bzw. fünf größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes 44

Tabelle 7: Entwicklung der Nettostromerzeugung 49

Tabelle 8: CO_2-Emissionen der Stromerzeugung 2016 (Stand: 13.12.2017) 50

Tabelle 9: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung) 53

Tabelle 10: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland 57

Tabelle 11: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger (jeweils zum 31. Dezember) 66

Tabelle 12: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG 67

Tabelle 13: Steigerungsraten der installierten Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember) 67

Tabelle 14: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EGG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember) 69

Tabelle 15: Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen mit Einspeisevergütung und Marktprämie 72

Tabelle 16: Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember) 74

Tabelle 17: Absenkung der anzulegenden Werte 77

Tabelle 18: Ergebnisse der sechs Ausschreibungsrunden für PV-Freiflächenanlagen 79

Tabelle 19: Ausschreibungen für Solaranlagen 2017 81

Tabelle 20: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2017 83

Tabelle 21: Verteilung der Gebote und Zuschläge auf die Bundesländer der beiden ersten Ausschreibungsrunden 84

Tabelle 22: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB 99

Tabelle 23: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG im Jahr 2016 105

Tabelle 24: Redispatchmaßnahmen im Jahr 2016 107

Tabelle 25: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2016 111

Tabelle 26: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2016 gemäß Meldungen der ÜNB 112

Tabelle 27: Zusammenfassung der Reserveeinsätze im Jahr 2016 und im ersten Quartal 2017 114

Tabelle 28: Verteilung der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen auf die Energieträger im Jahr 2016 116

Tabelle 29: Ausfallarbeit nach § 14 EEG im Jahr 2016 117

Tabelle 30: Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach 15 EEG im Jahr 2016 121

Tabelle 31: Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2016 122

Tabelle 32: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2017 129

Tabelle 33: Nettonetzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 50 MW/ Jahr) in Deutschland für das Jahr 2017 131

Tabelle 34: Nettonetzentgelte für „Industriekunden“ (Abnahmefall 24 GWh/ Jahr) in Deutschland für das Jahr 2017 133

Tabelle 35: Vermiedene Netzentgelte i.S.v. § 18 Abs. 1 StromNEV je Netz- und Umspannebene in Mio. Euro 137

Tabelle 36: Kosten der Nachrüstung in den Erlösobergrenzen 138

Tabelle 37: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für atypische Netznutzung 140

Tabelle 38: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für stromintensive Netznutzung 141

Tabelle 39: Übersicht über die von 2012 bis 2016 von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung (Leistungsspannen) 151

Tabelle 40: Maximale Ausgleichsenergiepreise 2010 bis 2016 160

Tabelle 41: Entwicklung der Importkapazität von 2012 bis 2016 168

Tabelle 42: Entwicklung der Exportkapazität von 2012 bis 2016 169

Tabelle 43: Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse 172

Tabelle 44: Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen 173

Tabelle 45: Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen 173

Tabelle 46: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels 176

Tabelle 47: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2016190

Tabelle 48: Preisspannen des Phelix-Day-Base und des Phelix-Day-Peak in den Jahren 2014 bis 2016 195

Tabelle 49: Preisspannen des bEXAbase und des bEXApeak in den Jahren 2014 bis 2016 in Euro/MWh 195

Tabelle 50: Gemittelte Anteile der Teilnehmergruppen der EPEX SPOT bzw. der EEX am Verkaufs- bzw. Kaufvolumen 2016 ... 202

Tabelle 51: Volumen des Stromhandels über die Brokerplattformen im Jahr 2016 nach Erfüllungszeitraum. 204

Tabelle 52: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2016 ... 215

Tabelle 53: Vertragswechsel von Haushaltskunden in 2016 ... 216

Tabelle 54: Insolvenzbereinigte Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Betrachtung von Wechselvorgängen bei Einzügen ... 218

Tabelle 55: Preisniveau am 1. April 2017 für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr ohne Vergünstigungen ... 226

Tabelle 56: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr zum 1. April 2017 ... 228

Tabelle 57: Preisniveau am 1. April 2017 für den Anahmefall 50 MWh pro Jahr ... 229

Tabelle 58: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III über alle Vertragskategorien zum 1. April 2017 ... 231

Tabelle 59: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2016 zum 1. April 2017 (Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr) für Haushaltskunden ... 233

Tabelle 60: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I zum 1. April 2017 ... 238

Tabelle 61: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II zum 1. April 2017 ... 239

Tabelle 62: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III zum 1. April 2017 ... 240

Tabelle 63: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden ... 243

Tabelle 64: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband IV zum 1. April 2017 ... 244

Tabelle 65: Preisniveau am 1. April 2017 für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh ... 249

Tabelle 66: Preisniveau am 1. April 2017 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr ... 251

Tabelle 67: Ökostromabgabe an Haushaltskunden in 2016 ... 252

Tabelle 68: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2017 für Ökostrom ... 253

Tabelle 69: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom) ... 255

Tabelle 70: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG ... 262

Tabelle 71: Verteilung der Verteilernetze nach Anzahl dritter Messstellenbetreiber ... 263

Tabelle 72: Anteil von dritten Messstellenbetreibern in den Verteilernetzgebieten ... 263

Tabelle 73: Pflichteinbaufälle i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG ... 264

Tabelle 74: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG 265

Tabelle 75: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich 271

Tabelle 76: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich 273

Tabelle 77: Preise für Standardleistungen nach §35 Abs.1 MsbG zur Durchführung des Messstellenbetriebs.. 277

Tabelle 78: Preise für optionalen Einbau i.S.d. §29 i.V.m. 31 MsbG 277

Tabelle 79: Preise für optionalen Einbau moderner Messeinrichtung im Sinne des MsbG 277

Tabelle 80: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland - Stand 7. November 2017 289

Tabelle 81: Netzstrukturdaten 2016 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas - Stand 31.12.2016 291

Tabelle 82: Ausspeisemengen Gas in 2016 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas 292

Tabelle 83: Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2016 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge Gas gemäß Abfrage Gaslieferanten 293

Tabelle 84: Veränderung der Gasimporte in den Jahren 2016 und 2015 301

Tabelle 85: Veränderung der Gasexporte in den Jahren 2016 und 2015 302

Tabelle 86: Kennzahlen Biogaseinspeisung 2012-2016 303

Tabelle 87: SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2016 319

Tabelle 88: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland - Stand 1. Januar 2017 323

Tabelle 89: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland - Stand 1. Januar 2017 325

Tabelle 90: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland - Stand 1. Januar 2017 327

Tabelle 91: Bewerbungen und Zuschläge für die Aufgabenpakete der Marktraumumstellung 344

Tabelle 92: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2016 365

Tabelle 93: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge in TWh) differenziert nach den Verbrauchsbändern in TWh - Stand: 31. Dezember 2016 369

Tabelle 94: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Anzahl in Mio.) differenziert nach den Verbrauchsbändern in TWh - Stand: 31. Dezember 2016 371

Tabelle 95: Vertragswechsel von Haushaltskunden in 2016 gemäß Abfrage Gaslieferanten 372

Tabelle 96: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden in 2016 einschließlich der Lieferantenwahl bei Einzug gemäß Abfrage VNB Gas 375

Tabelle 97: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung in 2016 gemäß Abfrage Gaslieferanten 381

Tabelle 98: Preisniveau am 1. April 2017 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr 384

Tabelle 99: Preisniveau am 1. April 2017 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr 386

Tabelle 100: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten 388

Tabelle 101: Veränderungen des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preises für Haushaltskunden (Abnahmeband zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh) zwischen den Stichtagen 1. April 2016 und 1. April 2017 gemäß Abfrage Gaslieferanten 390

Tabelle 102: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I gemäß Abfrage Gaslieferanten 391

Tabelle 103: Anteile der mengengewichteten Preisbestandteile für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I gemäß Abfrage Gaslieferanten 392

Tabelle 104: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten 393

Tabelle 105: Anteile der mengengewichteten Preisbestandteile für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten 394

Tabelle 106: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III gemäß Abfrage Gaslieferanten 395

Tabelle 107: Anteile der mengengewichteten Preisbestandteile für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III gemäß Abfrage Gaslieferanten 396

Tabelle 108: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden Gas 403

Tabelle 109: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber 410

Tabelle 110: Marktrollenverteilung des Netzbetreibers gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Gas - Stand 31. Dezember 2016 412

Tabelle 111: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen für SLP-Kunden - Stand 31. Dezember 2016 413

Tabelle 112: Anzahl Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden - Stand 31. Dezember 2016 414

Tabelle 113: Unterscheidung der Stromzähler 427

Tabelle 114: Verteilung der gemeldeten Ladeinfrastruktur auf die Bundesländer (Stand: Oktober 2017) 430

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
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.
Anpassungsmaß-nahmen	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	*Elektrizität* 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. *Gas* Wird vom Marktgebietsverantwortlichen als Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen jedes Bilanzkreises im Marktgebiet am Ende der Bilanzierungsperiode ermittelt und mit den Bilanzkreisverantwortlichen verrechnet (vgl. §23 Abs. 2 GasNZV).
Ausspeisemenge	Von den Gasnetzbetreibern ausgespeiste Gasmenge.
Ausspeisepunkt	Der Punkt, an dem Gas aus einem Netz eines Netzbetreibers an Letztverbraucher, nachgelagerte Netze (eigene und / oder fremde) oder Weiterverteiler ausgespeist werden kann, zuzüglich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.
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).

Bruttostrom-verbrauch	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 Mindesthandelskapazität über das Maß hinaus gehen, 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“).
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 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.

EEX/ EPEX Spot	European Energy Exchange/ European Power Exchange. Die mittelbar zur Deutsche Börse AG – Gruppe gehörende EEX als Energiebörse betreibt Marktplätze für den Handel mit Elektrizität, Erdgas, CO_2-Emissionsrechten und Kohle. Die EEX hält 51 Prozent an der EPEX Spot mit Sitz in Paris, die kurzfristigen Elektrizitätshandel, den sogenannten Spotmarkt, für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz betreibt. Der Strom-Terminmarkt wird von der EEX Power Derivates GmbH (100 prozentige Tochtergesellschaft der EEX) betrieben. Zudem hält die EEX ca. 88 Prozent an der Powernext SA, ebenfalls mit Sitz in Paris, die den kurzfristigen Gashandel betreibt (vgl. EEX).
Eigenverbrauch (Erzeugungsanlagen)	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).
Eigenverbrauchs-leistung	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).

Einspeise-management (EinsMan)	Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber den Anlagen Erneuerbarer Energien (EE-), Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Der in diesen Anlagen erzeugte Strom ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren (§ 11 Abs. 1 und Abs. 5 EEG, § 4 Abs. 1 und Abs. 4 S. 2 KWKG). Die verantwortlichen Netzbetreiber können unter besonderen Voraussetzungen jedoch auch diese bevorrechtigte Einspeisung vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren (§13 Abs. 2, 3 S.3 EnWG i.V.m. §§14, 15 EEG und für KWK-Anlagen auch i. V. m. § 4 Abs. 1 S. 2 KWKG). Insbesondere müssen die vorrangigen Abregelungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Erzeugern zuvor ausgeschöpft werden. Die Netzausbaupflichten der für die Netzengpässe verantwortlichen Netzbetreiber bleiben parallel bestehen. Der Betreiber der abgeregelten Anlage hat Anspruch auf eine Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und –wärme nach Maßgabe von § 15 Abs. 1 EEG. Die Entschädigungskosten trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die EinsMan-Maßnahme liegt. Der Anschlussnetzbetreiber ist verpflichtet, dem Betreiber der abgeregelten Anlage die Entschädigung auszuzahlen. Lag die Ursache bei einem anderen Netzbetreiber, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.
Einspeisepunkt	Ein Punkt, an dem Gas an einen Netzbetreiber in dessen Netz oder Teilnetz übergeben werden kann, einschließlich der Übergabe aus Speichern, Gasproduktionsanlagen, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.
Energiekomponente	Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil. Setzt sich zusammen aus Beschaffung, Vertrieb und Marge.
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/m³ und einen Wobbeindex von 12,8 kWh/m³ bis 15,7 kWh/m³.

Hub	Ein wichtiger physischer Knotenpunkt im Gasnetz, an dem verschiedene Leitungen, Netze oder sonstige Gasinfrastrukturen zusammentreffen und Gashandel stattfindet.
Impulsausgang	Mechanisches Zählwerk mit einem Dauermagneten in einer Zählwerkrolle. Kann mit einem Impulsgeber (Reedkontakt) umgerüstet werden. Unter Impulsausgang fällt auch ein sogenanntes „Cyble Zählwerk“.
Intraday Handel	Im Intraday-Handel an der EPEX Spot (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	Als Investitionen im Sinne des Energie Monitoring gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der gesamte Wert der im Berichtsjahr neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen. Zu den Bruttozugängen zählen auch Leasing-Güter, die beim Leasingnehmer aktiviert wurden. Die Bruttozugänge sind ohne die als Vorsteuer abzugsfähige Umsatzsteuer zu melden. Einzubeziehen ist der auf dem Anlagenkonto aktivierte Wert (Herstellungskosten) der selbsterstellten Anlagen. Ferner sind die noch im Bau befindlichen Anlagen (angefangene Arbeiten für betriebliche Zwecke, soweit aktiviert) mitzumelden. Falls ein besonderes Sammelkonto „Anlagen im Bau“ geführt wird, sind nur die Bruttozugänge ohne die schon zu Beginn des Berichtsjahres auf diesem Sammelkonto ausgewiesenen Bestände zu melden. Anzahlungen sind nur einzubeziehen, soweit sie abgerechneten Teilen von im Bau befindlichen Anlagen entsprechen und aktiviert sind. Nicht einzubeziehen sind der Erwerb von Beteiligungen, Wertpapieren usw. (Finanzanlagen), der Erwerb von Konzessionen, Patenten, Lizenzen usw. und der Erwerb von ganzen Unternehmen oder Betrieben sowie der Erwerb ehemals im Unternehmen eingesetzter Mietanlagen, Zugänge an Sachanlagen in Zweigniederlassungen oder fachlichen Unternehmensteilen im Ausland sowie die bei Investitionen entstandenen Finanzierungskosten (Statistisches Bundesamt, 2007).
Jahresbenutzungs-dauer (Letztverbraucher)	Die Jahresbenutzungsdauer ist der Quotient aus der in einem Abrechnungsjahr aus dem Netz entnommenen Arbeit und der in diesem Abrechnungsjahr in Anspruch genommenen Jahreshöchstleistung. Sie gibt somit die Zahl der Tage an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Tagesmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Tagen = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Tagesmenge). Die Benutzungsdauer in Stunden gibt die Stundenzahl an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Stundenmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Stunden = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Stundenmenge) (Vgl. Anlage 4 zu §16 Abs. 2 Abs. 3 Satz 2 StromNEV).
Jahreshöchstlast (Letztverbraucher)	Die in Kilowatt (kW) ausgedrückte und im Zeitraum eines Jahres viertelstündig gemessene Höchstlast.

Kavernenspeicher	Künstlich durch Bohren und Aussolen erzeugte Hohlräume in Salzstöcken. Sie zeichnen sich oftmals durch – 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.
Kraftwerksstatus	Gesetzlich an der Stilllegung gehinderte Kraftwerke: Kraftwerke, die an der Stilllegung gem. § 13a EnWG gehindert sind. Kraftwerke in der Netzreserve: Kraftwerke, die nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit betrieben werden. Sonderfälle: Kraftwerke, die vorübergehend (z. B. Reparatur nach Schadensfall) nicht bzw. nur eingeschränkt in Betrieb sind. Saisonale Konservierung: Kraftwerke, die während des Sommerhalbjahres vorläufig stillgelegt und anschließend wieder in Betrieb genommen werden.
L-Gas	Ein Gas der 2. Gasfamilie mit – im Vergleich zu H-Gas - niedrigerem Methangehalt (80 bis 87 Volumenprozent) und größeren Volumenprozenten an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 9,77 kWh/m³ und einen Wobbeindex von 10,5 kWh/m³ bis 13,0 kWh/m³.
Leistungsgemessene Letztverbraucher	Bei Leistungsmessung wird die in Anspruch genommene Leistung in einem bestimmten Zeitraum gemessen. Mithilfe der Leistungsmessung wird für Endkunden ein Lastgang ermittelt, der die Leistungsaufnahme des Endkunden über einen bestimmten Zeitraum aufzeigt. Das Kriterium der Leistungsmessung dient dabei als Abgrenzung zu den nicht-leistungsgemessenen Kunden.
Lieferantenwahl bei Einzug	Sofern sich der Letztverbraucher (Kunde) bei einem Einzug (Neubezug oder Umzug) für einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger i. S. d. § 36 Abs. 2 EnWG entscheidet, liegt ein Sachverhalt vor, der gesondert vom Lieferantenwechsel zu sehen ist.

Lieferantenwechsel	Der Prozess des Lieferantenwechsels beschreibt die Interaktion zwischen den Marktpartnern für den Fall, dass ein Letztverbraucher (Kunde) an einer Messstelle von seinem derzeitigen Lieferanten zu einem neuen Lieferanten wechselt. Dies umfasst somit grundsätzlich nicht Einzüge (Neubezug oder Umzug) von Letztverbrauchern (Kunden).
Market Coupling	Verfahren zur effizienten Bewirtschaftung von Engpässen zwischen verschiedenen Marktgebieten unter Beteiligung mehrerer Strombörsen. Im Rahmen eines Market Coupling wird die Nutzung der knappen Übertragungskapazitäten durch die Berücksichtigung der Energiepreise in den gekoppelten Märkten verbessert. Dabei wird die Day-Ahead Vergabe der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten gemeinsam mit der Energieauktion an den Elektrizitätsbörsen auf Basis der Preise an den beteiligten Börsen durchgeführt. Daher spricht man hier auch von impliziten Kapazitätsauktionen.
Market Maker	Börsenteilnehmer, der für eine Mindestzeit am Börsentag gleichzeitig einen Kauf- und Verkaufsantrag (Quote) im Auftragsbuch hält. Market Maker dienen zur Sicherstellung einer Grundliquidität.
Marktgebiet	Auf dem Gasmarkt ist ein Marktgebiet die Zusammenfassung gleichgelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Transportkunden gebuchte Kapazitäten frei zuordnen, Gas an Letztverbraucher ausspeisen und in andere Bilanzkreise übertragen können.
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.
Mindesterzeugung	Mindesterzeugung ist die aus netztechnischen Gründen von konventionellen Kraftwerken mindestens einzuspeisende Leistung. 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. Die Mindesterzeugung 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 Mindesterzeugung 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.

Nenndruck	Der Nenndruck gibt für ein Rohrleitungssystem eine Referenzgröße an. Die Angabe erfolgt nach DIN, EN, ISO durch die Bezeichnung PN (Pressure Nominal) gefolgt von einer dimensionslosen ganzen Zahl, die den Auslegungsdruck in bar bei Raumtemperatur (20 °C) angibt. Nach EN 1333 sind bestimmte Nenndruckstufen festgelegt: PN 2,5 - PN 6 - PN 10 - PN 16 - PN 25 - PN 40 - PN 63 - PN 100 - PN 160 - PN 250 - PN 320 - PN 400.
Nennleistung	Höchste Dauerleistung einer Anlage unter Nennbedingungen, die eine Anlage zum Übergabezeitpunkt erreicht. Leistungsänderungen sind nur bei wesentlichen Änderungen der Nennbedingungen und bei konstruktiven Maßnahmen an der Anlage zulässig. Bis zur genauen Ermittlung dieser Nennleistung ist der Bestellwert gemäß der Liefervereinbarung anzugeben. Entspricht der Bestellwert nicht eindeutig den zu erwartenden realen Genehmigungs- und Betriebsbedingungen, so ist vorab, bis gesicherte Messergebnisse vorliegen, ein vorläufiger durchschnittlicher Leistungswert als Nennleistung zu ermitteln. Er ist so festzulegen, dass sich die möglichen Mehr- und Mindererzeugungen bezogen auf ein Regeljahr ausgleichen (z. B. aufgrund des Kühlwasser-Temperaturverlaufes). Die endgültige Feststellung der Nennleistung eines Kraftwerksblocks erfolgt nach Übergabe der Anlage, in der Regel nach Vorliegen der Ergebnisse aus den Abnahmemessungen. Hierbei ist von wesentlicher Bedeutung, dass sich die Nennbedingungen auf einen Jahresmittelwert beziehen, d. h. dass die jahreszeitlichen Einflüsse (z. B. die Kühlwasser- und Lufteintrittstemperatur), der elektrische und dampfseitige Eigenbedarf sich ausgleichen und dass idealtypische Bedingungen bei der Abnahmemessung, wie z.B. spezielle Kreislaufschaltungen, auf normale Betriebsbedingungen umzurechnen sind. Die Nennleistung darf im Gegensatz zur Engpassleistung nicht an eine vorübergehende Leistungsänderung angepasst werden. Auch darf keine Änderung der Nennleistung vorgenommen werden bei Leistungsabsenkungen als Folge oder zur Vermeidung von Schäden. Ebenso ist eine Herabsetzung der Nennleistung wegen Alterung, Verschleiß oder Verschmutzung nicht statthaft. Leistungsänderungen sind nur zulässig, wenn: - zusätzliche Investitionen, z.B. wirkungsgradverbessernde Retrofitmaßnahmen, getätigt werden mit dem Ziel, die Leistung der Anlage zu steigern, - Anlagenteile endgültig stillgelegt oder entfernt werden, unter bewusster Inkaufnahme von Leistungseinbußen, - die Anlage durch Außeneinflüsse, dauerhaft, d.h. für den Rest der Lebensdauer, außerhalb des in den Liefervereinbarungen festgelegten Auslegungsbereiches betrieben wird oder - die Anlage aufgrund von gesetzlichen Vorschriften bzw. behördlichen Anordnungen, ohne dass ein technischer Mangel innerhalb der Anlage vorliegt, bis zum Lebensdauerende nur noch mit einer verminderten Leistung betrieben werden darf (VGB, 2012).

Netto-Leistung	An der Oberspannungsseite des Maschinentransformators an das Versorgungssystem (Übertragungs- und Verteilungsnetz, Verbraucher) abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit. Sie ergibt sich aus der Brutto-Leistung minus der elektrischen Eigenverbrauchsleistung während des Betriebes, auch wenn diese nicht aus der Erzeugungseinheit selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird (VGB, 2012).
Netto-Netzentgelte	*Elektrizität* Stromnetzentgelt ab 1. Januar 2017inklusive Abrechnungsentgelt, ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe sowie Umlagen nach EEG und KWKG. *Gas* Gasnetzentgelt ab 1. Januar 2017inklusive Abrechnungsentgelt ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer und Konzessionsabgabe.
Netto-Stromerzeugung	Die um ihren Betriebs- und Eigenverbrauch verminderte Brutto-Stromerzeugung einer Erzeugungseinheit. Wenn nichts anderes vermerkt wird, bezieht sich die Netto-Stromerzeugung auf die Nennzeit (VGB, 2012).
Netzanschluss	*Elektrizität* Der Netzanschluss gemäß § 5 NAV verbindet das Elektrizitätsversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung mit der elektrischen Anlage des Anschlussnehmers. Er beginnt an der Abzweigstelle des Niederspannungsnetzes und endet mit der Hausanschlusssicherung, es sei denn, dass eine abweichende Vereinbarung getroffen wird; in jedem Fall sind auf die Hausanschlusssicherung die Bestimmungen über den Netzanschluss anzuwenden. Im Fall von Kraftwerken ist der Netzanschluss die Herstellung der elektrischen Leitung, die Erzeugungsanlage und Anschlusspunkt verbindet, und ihre Verknüpfung mit dem Anschlusspunkt (§ 2 Nr. 2 KraftNAV). *Gas* Der Netzanschluss gemäß § 5 NDAV verbindet das Gasversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung mit der Gasanlage des Anschlussnehmers, gerechnet von der Versorgungsleitung bis zu den Innenleitungen der Gebäude und Grundstücke. Er besteht aus der Netzanschlussleitung, einer gegebenenfalls vorhandenen Absperreinrichtung außerhalb des Gebäudes, Isolierstück, Hauptabsperreinrichtung und gegebenenfalls Haus-Druckregelgerät. Auf ein Druckregelgerät sind die Bestimmungen über den Netzanschluss auch dann anzuwenden, wenn es hinter dem Ende des Netzanschlusses innerhalb des Bereichs der Kundenanlage eingebaut ist.
Netzebene	Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird (§ 2 Nr. 6 StromNEV) Niederspannung (NS) ≤ 1 kV Mittelspannung (MS) > 1 kV und ≤ 72,5 kV Hochspannung (HS) > 72,5 kV und ≤ 125 kV Höchstspannung (HöS) > 125 kV

Netzgebiet	Gesamtfläche, über die sich die Netz- und Umspannebenen eines Netzbetreibers erstrecken.
Net Transfer Capacity (NTC)	Netto Übertragungskapazität zweier benachbarter Länder (berechnet sich ex-ante aus der Total Transfer Capacity abzügl. 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 gesonderten 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) grundsätzlichen 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 marktbasierten Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Verpflichtungen oder eines gesetzlichen Schuldverhältnisses vom ÜNB angewiesen ihre Einspeiseleistung abzusenken/zu erhöhen, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen/abzusenken. Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen haben diese Eingriffe damit keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln physikalisch und bilanziell ausgeglichen werden. Redispatch ist vom Netzbetreiber zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze anzuwenden. Dies geschieht, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen oder Leitungsüberlastungen zu beheben. Der Netzbetreiber erstattet den am Redispatch teilnehmenden Kraftwerksbetreibern deren entstehende Kosten. Man unterscheidet zudem zwischen strom- und spannungsbedingtem Redispatch. Strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende Überlastungen von Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet z. B. durch die Anpassung von Blindleistung ab. Dabei wird die Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken angepasst, um diese in die Lage zu versetzen, die benötigte Blindleistung zur Spannungshaltung erbringen zu können. Dies kann z. B. durch Anfahren stillstehender Kraftwerke auf Mindestwirkleistungseinspeisung oder durch Reduzierung der Einspeisung unter Volllast laufender Kraftwerke bis auf Mindestwirkleistungseinspeisung erfolgen. Diese Form der Blindleistungsbereitstellung erfolgt – wie auch der strombedingte Redispatch - wegen des Einspeisevorrangs nur gegenüber konventionellen Kraftwerken. Bei spannungsbedingtem Redispatch können Ausgleichsmaßnahmen der Systembilanz auch über Börsengeschäfte getätigt werden. Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden.
Regelleistung	Regelleistung wird vorgehalten, um ein ständiges Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und –abnahme zu gewährleisten

RLM-Kunde (Kunden mit registrierender Lastgangmessung)	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.
Schwarzstart-fähigkeit	Fähigkeit einer Erzeugungseinheit (Kraftwerk), ohne Eigenbedarfsversorgung über das Elektrizitätsnetz, den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen zu können. Dies ist insbesondere bei einer Störung, die zum Zusammenbruch des Netzes führt, als erster Schritt zum Wiederaufbau der Versorgung von Bedeutung. Darüber hinaus ist eine „Inselnetzfähigkeit“ erforderlich, d.h. eine stabile Spannung liegt vor und Last kann aufgenommen werden, ohne dass es zu erheblichen Spannungs- und Frequenz-änderungen kommt.
SLP-Kunde (Standardlastprofil-kunde)	*Elektrizität* 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) *Gas* Letztverbraucher (gem. § 24 GasNZV) mit einer jährlichen maximalen Entnahme von bis zu 1,5 Mio. kWh und einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von bis zu 500 kWh pro Stunde, bei denen keine registrierende Lastgangsmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist. (Abweichungen unter oder über die definierten Entnahme- und Ausspeiseleistungsgrenzen hinaus können durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden)
Speicherbetreiber	Der Begriff des Speicherbetreibers wird in diesem Zusammenhang als wirtschaftlicher Betreiber verstanden. Es geht somit nicht um den technischen Betreiber; angesprochen ist das Unternehmen, das die Kapazitäten des Speichers vermarktet und als Marktakteur auftritt.
Spotmarkt	Markt, an dem die Geschäfte einer sofortigen Abwicklung zugeführt werden. (Intraday und Day-Ahead Auktionen)

Steuerbare Verbrauchs-einrichtung in Niederspannung (ehemals abschaltbare Verbrauchs-einrichtung)	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 Bruchteilsnutzung 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 Verbundaustausch-fahrpläne	Im Gegensatz zu den physikalischen Lastflüssen, die den tatsächlichen grenzüber-schreitenden 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).

Quellen Definitionsliste:

EEX, https://www.eex.com/de/produkte/strom/spotmarkt (Stand November 2017)

Statistisches Bundesamt: Fachserie 4 Reihe 6.1, Produzierendes Gewerbe; Beschäftigung, Umsatz, Investitionen und Kostenstruktur der Unternehmen in der Energie- und Wasserversorgung, Wiesbaden, 2007.

VGB PowerTech e.V.: VGB-Standard, Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, VGB-Standard-S-002-T-01;2012-04.DE, Essen, 1. Ausgabe 2012.

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
http://www.bundeskartellamt.de
Tel. +49 (0)228 9499 – 0
Fax +49 (0)228 9499 - 400

Stand

13.12.2017

Druck

MKL Druck GmbH & Co.KG

Bildnachweis

Bundesnetzagentur

Text

Bundesnetzagentur
Referat 603

Bundeskartellamt
Arbeitsgruppe Energie-Monitoring

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
Telefon: +49 228 14-0
Telefax: +49 228 14-8872
E-Mail: info@bnetza.de
www.bundesnetzagentur.de

Bundeskartellamt

Kaiser-Friedrich-Straße 16
53113 Bonn
Telefon: +49 228 9499-0
Telefax: +49 228 9499-400
E-Mail: info@bundeskartellamt.bund.de
www.bundeskartellamt.de