

Monitoringbericht 2018

Elektrizitätsmarkt – D - Systemdienstleistungen

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

Stand: 8. Februar 2019

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

Referat 603
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
monitoring.energie@bundesnetzagentur.de

Bundeskartellamt

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

EnWG § 63 Abs. 3 Berichterstattung

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

GWB § 53 Abs. 3 Tätigkeitsbericht und Monitoringberichte

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

Datenherkunft im Monitoringbericht

Die Zahlen in diesem Bericht stammen soweit nicht anders vermerkt aus der jährlich durchgeführten Monitoring-Datenerhebung der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes. Dafür übermitteln die Unternehmen, die auf dem Strom- oder Gasmarkt in Deutschland tätig sind, Daten für alle Bereiche der Wertschöpfungskette (Erzeugung, Netzbetrieb, Messstellenbetrieb, Handel, Vertrieb, etc.). Weiterhin liefern die Strom- und Erdgasbörsen sowie Energiebroker weitere Daten zum Handel. Alle Daten werden von der Bundesnetzagentur und dem Bundeskartellamt plausibilisiert und validiert. Insgesamt gingen im Jahr 2018 von 6.500 Unternehmen Daten bei beiden Behörden ein. Die Abfrage erreichte damit einen Abdeckungsgrad der jeweiligen Marktbereiche von durchweg über 95 Prozent, in vielen Bereichen 100 Prozent. Abweichungen zu anderen Daten sind bedingt durch unterschiedliche Datenquellen, Definitionen und Abfragezeiträume.

Inhaltsverzeichnis

D	Systemdienstleistungen	178
1.	Kosten der Systemdienstleistungen	178
2.	Regelenergie	181
2.1	Ausschreibungen für Regelleistung.....	182
2.2	Einsatz von Regelleistung.....	187
2.3	Ausgleichsenergiepreise	192
3.	Untertägige Fahrplanänderungen	195
4.	Europäische Entwicklungen im Bereich Regelenergie	196
4.1	Internationale Erweiterung des Netzregelverbunds.....	196
4.2	SRL-Kooperation zwischen Deutschland und Österreich.....	197
5.	Abschaltbare Lasten	197
5.1	Entwicklung der Ausschreibungen abschaltbarer Lasten durch die Betreiber von Übertragungsnetzen.....	197
5.2	Präqualifizierte Leistung	198
5.3	Abrufe abschaltbarer Lasten	198
5.4	Kosten für Abschaltenergie.....	199
6.	Erkenntnisse aus der Datenerhebung zum Lastmanagement.....	199
	VERZEICHNISSE	477
	Verzeichnis Autorenschaft.....	478
	Gemeinsame Textteile.....	478
	Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen).....	478
	Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen).....	479
	Abbildungsverzeichnis	481
	Tabellenverzeichnis.....	483
	Abkürzungsverzeichnis.....	484
	Glossar.....	487
	Impressum.....	499

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 nationale und grenzüberschreitende Redispatch- sowie Countertradingmaßnahmen¹ sowie Einspeisemanagementmaßnahmen von ÜNB und VNB. Die Vorhaltung und der Einsatz von Netzreservekraftwerkskapazitäten und abschaltbare Lasten nach AbLaV lassen sich ebenfalls diesem Aufgabenspektrum zuordnen.

1. Kosten der Systemdienstleistungen

Die saldierten Gesamtkosten der oben genannten Systemdienstleistungen², die über die Netzentgelte gewälzt werden, sind im Jahr 2017 auf rund 1.983,1 Mio. Euro gestiegen (2016: 1.464,9 Mio. Euro).

Hauptkostenblöcke waren im Jahr 2017 die Vorhaltung und der Einsatz der Netzreservekraftwerke mit rund 479,9 Mio. Euro (2016: 285,7 Mio. Euro), der nationale und grenzüberschreitende Redispatch mit insgesamt fast 291,6 Mio. Euro (2016: 222,6 Mio. Euro), die geschätzten Entschädigungsansprüche für Einspeisemanagementmaßnahmen in Höhe von 609,9 Mio. Euro (2016: 372,7 Mio. Euro), die Regelleistungsvorhaltung für PRL, SRL und MRL mit insgesamt 145,5 Mio. Euro (2016: 198,1 Mio. Euro) und die Verlustenergie mit etwa 280,4 Mio. Euro (2016: 304,8 Mio. Euro). Die saldierten Vorhaltekosten für Regelenergie sanken um 52,6 Mio. Euro. Ein Grund hierfür ist das abermals zurückgegangene Volumen an Vorhaltung der drei Regelleistungsarten. Die Kosten für Verlustenergie verringerten sich von 2016 auf 2017 um rund 24,4 Mio. Euro.

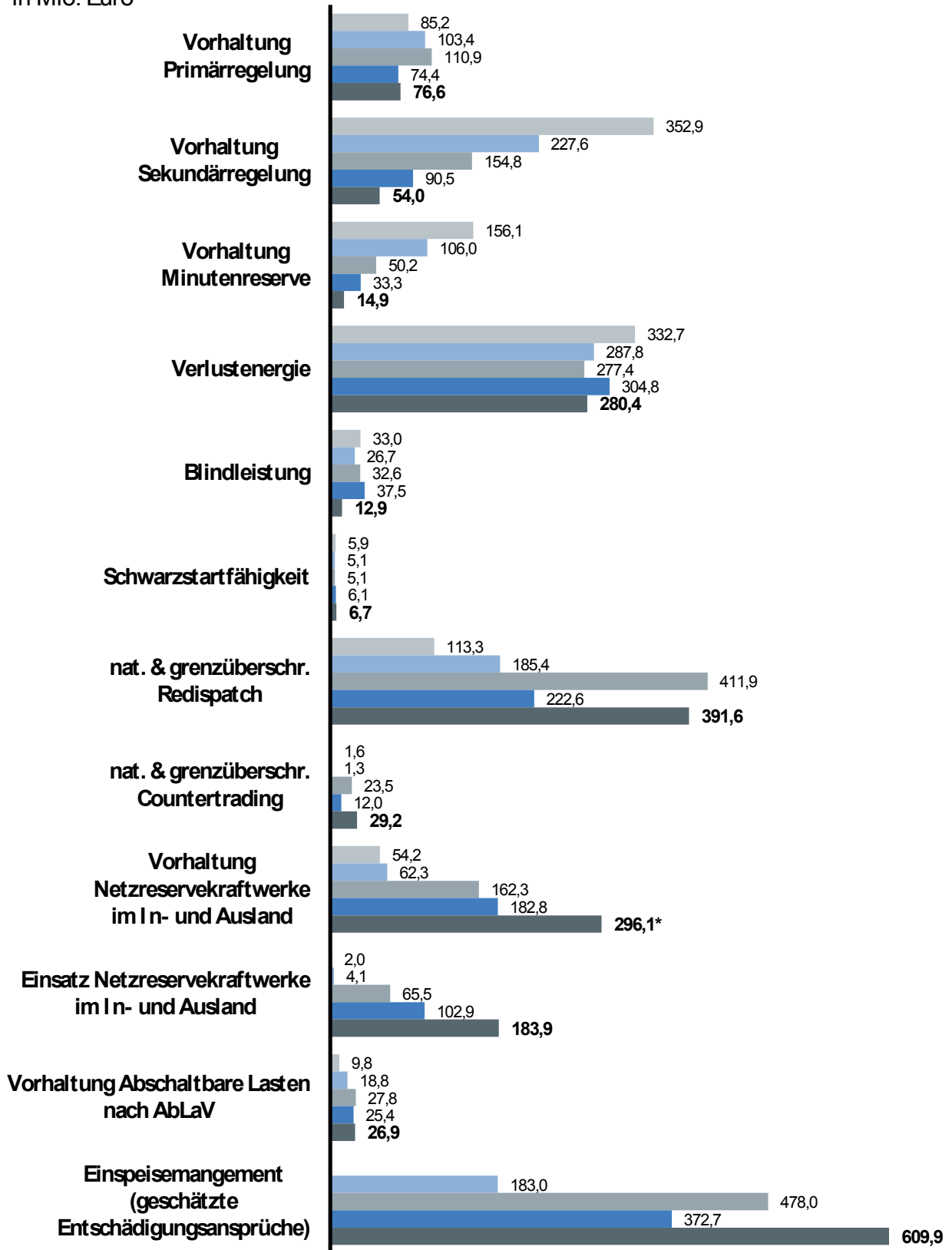
Deutlich erhöht haben sich hingegen die Kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Die Kosten für Redispatch und Countertrading stiegen jeweils um 169 Mio. Euro bzw. 17,2 Mio. Euro an. Gestiegen sind abermals auch die Kosten für die Netzreservekraftwerke. Die Vorhaltekosten der Netzreservekraftwerke erhöhten sich im Vergleich zu 2016 um 113,3 Mio. Euro. Die Höhe der Vorhaltekosten der Netzreservekraftwerke ist neben der kontrahierten Menge abhängig von den spezifischen Kraftwerkstypen in der Netzreserve. Durch den häufigen Einsatz der Netzreservekraftwerke im Jahr 2017 stiegen deren Einsatzkosten nach vorläufigen Schätzungen um etwa 81 Mio. Euro an.

¹ Countertradingmaßnahmen werden von den Übertragungsnetzbetreibern genutzt, um Überlastungen im Stromnetz zu verhindern. Sie werden verwendet, wenn die vereinbarten Mindesthandelskapazitäten über das Maß hinausgehen, das durch das Netz transportiert werden kann. In diesem Fall wird ein Gegengeschäft organisiert. So wird ein Minimum an Handel jederzeit gewährleistet, ohne dass die Netze überlastet werden.

² Saldierete Kosten (aufwandsgleiche Kosten abzüglich Kosten mindernde Erlöse) sowie Kosten für Netzreservekraftwerke und abschaltbare Lasten nach AbLaV.

Kosten der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB

in Mio. Euro



* geänderte Abfragesystematik ggü. den Vorjahren

■ 2013 ■ 2014 ■ 2015 ■ 2016 ■ 2017

Abbildung 1: Kosten der Systemdienstleistungen im Zeitraum von 2013 bis 2017

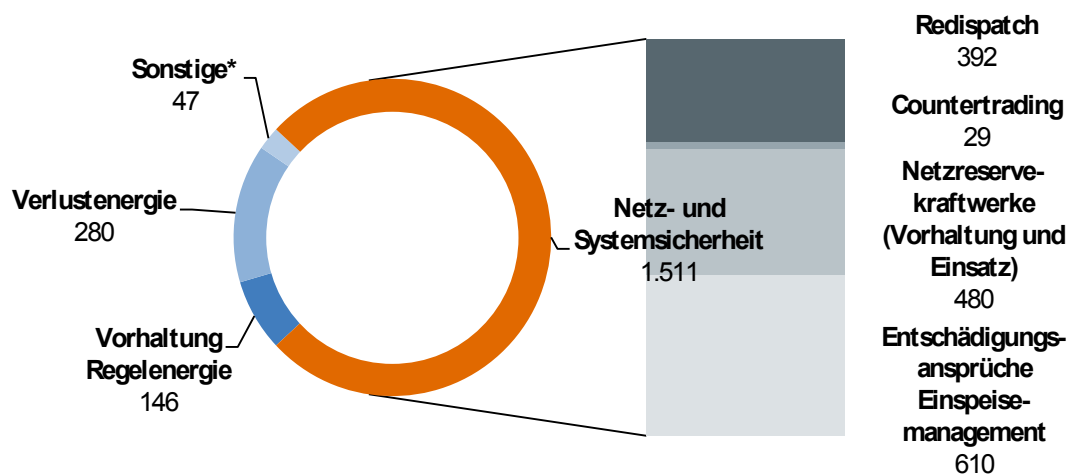
Stark angestiegen sind auch die geschätzten Entschädigungsansprüche für die Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen im Rahmen des EinsMan. Diese beliefen sich auf rund 609,9 Mio. Euro und sind damit im Vergleich zum windarmen Jahr 2016 um 237,2 Mio. Euro gestiegen.

Erklären lassen sich die stark gestiegenen Kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen durch die gestiegene Anzahl der Abregelungen von Offshore Windenergieanlagen, die relativ gesehen eine höhere Entschädigung pro abgeregelter Ausfallarbeit bekommen und mit einer Ausnahmesituation Anfang des Jahres 2017. So hatte im Zeitraum von Anfang Januar bis Anfang Februar 2017 eine Kumulation von Umständen zu einer starken Belastung der Stromnetze geführt. Dazu trugen u.a. eine ungewöhnliche Lastflusssituation in Deutschland mit hohen Flüssen vor allem Richtung Süd-Westen, eine europaweite Kälteperiode und damit verbunden eine generell hohe Last bei gleichzeitig geringer Erzeugung aus Wind- und Solarenergieanlagen bei. Neben ungeplanten Nichtverfügbarkeiten deutscher Kraftwerke und bewussten Abschaltungen deutscher AKW aus Gründen der Vermeidung der Kernbrennstoffsteuer waren vor allem in Frankreich mehrere Kernkraftwerke nicht verfügbar.

Die Entwicklung der Kosten der Systemdienstleistungen von 2013 bis 2017 kann in Abbildung 1 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 2017
in Mio. Euro



*Sonstige: Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Abschaltbare Lasten nach Ablav

Abbildung 2: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB sowie der Kosten für Netz- und Systemsicherheit im Jahr 2017

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 nach 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 (z.B. 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. Im Rahmen des internationalen NRVs (IGCC – International Grid Control Cooperation) existiert mittlerweile mit den Ländern Dänemark, Niederlande, Schweiz, Tschechien, Belgien, Österreich und Frankreich eine Kooperation zur Vermeidung eines „Gegeneinanderregelns“. Die zunehmende Kooperation spiegelt sich im Rückgang der ausgeschriebenen Leistung und auch der in Anspruch genommenen Sekundärregel- und Minutenreservearbeit wider.

Regelleistung wird gemäß den erlassenen Festlegungen der Bundesnetzagentur zur PRL, SRL und MRL beschafft.³ 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.⁴ So erfolgte im Juli 2018 bei der SRL ein Wechsel von einer wöchentlichen zu einer kalendertäglichen Ausschreibung. Zudem wurden die Produktzeitscheiben deutlich auf vier Stunden verkürzt. Auf diese Änderungen sind insbesondere die Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen angewiesen, um eine Prognose und Einsatzentscheidung ihrer Kapazität vornehmen zu können. Die MRL wurde unter anderem von einer werktäglichen ebenfalls auf eine

³ Die Festlegungen der Beschlusskammer 6 zur Regelleistung (BK6-15-158, BK6-18-019, BK6-15-159, BK6-18-020) können hier eingesehen werden: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer6/BK6_21_Abgeschlossene_Verfahren/AbgeschlosseneVerfahren-node.html

⁴ 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.

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

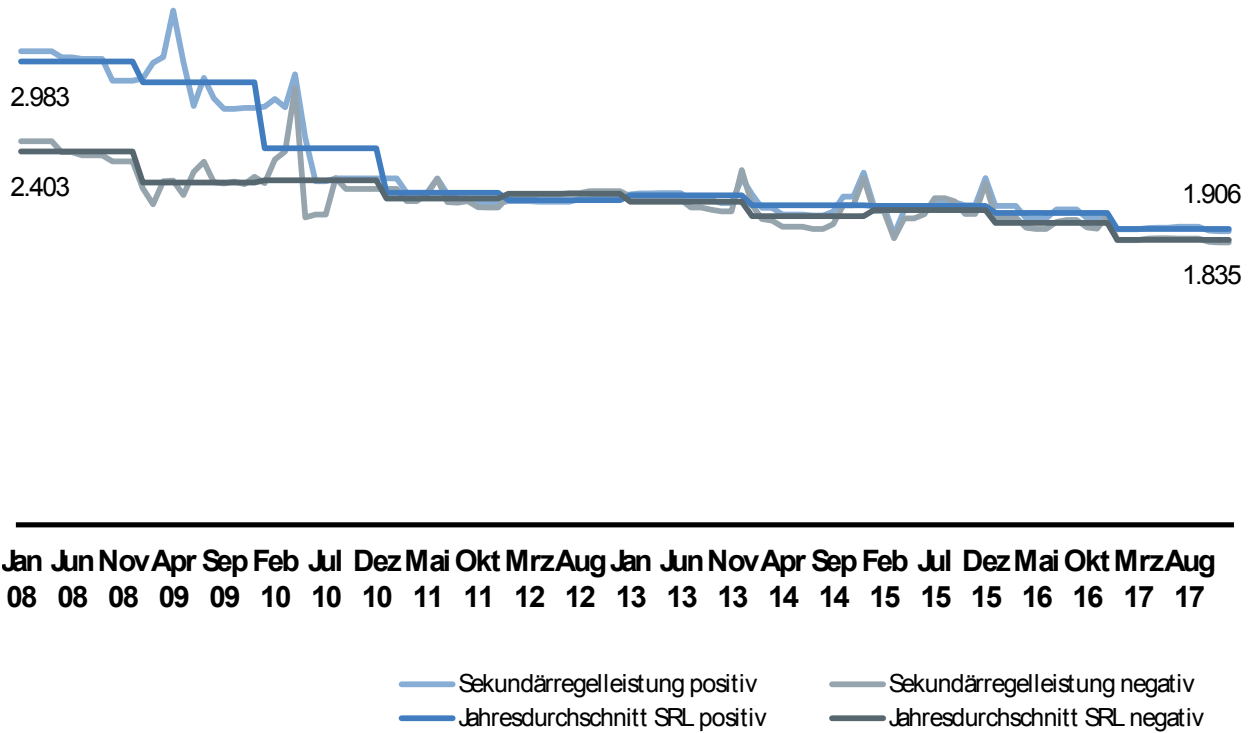
Der NRV und die Festlegungen der Bundesnetzagentur tragen durch die Vergrößerung des Marktgebietes, durch Schaffung eines deutschlandweiten Marktes für SRL und MRL und die Anpassung der Ausschreibungsbedingungen zu einem erhöhten Wettbewerbspotenzial bei. So betrug die Zahl der präqualifizierten Anbieter von Regelenergie bis zum 26. April 2018 38 bei der SRL und 46 Anbieter für die MRL).⁵ Die Anzahl der PRL-Anbieter betrug 24. Die in den vergangenen Jahren stark gewachsene Zahl der Anbieter von Regelenergieleistungen verdeutlicht die Attraktivität dieses Marktes.

Tabelle 1 zeigt die Leistungsspannen der in den Jahren 2012 bis 2017 jeweils ausgeschriebenen Mengen an PRL, SRL sowie MRL. Die Menge der maximal und minimal ausgeschriebenen SRL (positiv und negativ) ist gegenüber dem Vorjahr leicht gesunken. Die Menge der maximal und minimal ausgeschriebenen MRL (positiv und negativ) ist ebenfalls gesunken. Die Spannen zwischen der minimalen und maximalen Ausschreibungsmenge der SRL (pos./ neg.) und der positiven MRL (pos./ neg.) haben sich verringert. Die Spanne der negativen MRL hat sich hingegen vergrößert. Der Bedarf an PRL bewegt sich im Vergleich zum Jahr 2016 mit 603 MW auf einem ähnlichen Niveau und war übers Jahr weitestgehend konstant (2016: 583 MW).

Die im Jahr 2017 durchschnittlich ausgeschriebene positive SRL lag bei 1.906 MW (2016: 2.009 MW). Im Vergleich zum Vorjahr ging in 2017 auch die durchschnittlich ausgeschriebene negative SRL auf 1.835 MW zurück (2016: 1.945 MW). Auch in der langfristigen Betrachtung ist festzustellen, dass die unterjährigen Schwankungen der ausgeschriebenen SRL seit dem Jahr 2010 moderat ausfallen (vgl. Abbildung 3).

⁵ 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.

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



Jan 08 Jun 08 Nov 08 Apr 09 Sep 09 Feb 10 Jul 10 Dez 10 Mai 11 Okt 11 Mrz 12 Aug 12 Jan 13 Jun 13 Nov 13 Apr 14 Sep 14 Feb 15 Jul 15 Dez 15 Mai 16 Okt 16 Mrz 17 Aug 17

Abbildung 3: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Die von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung (Leistungsspannen)

	Jahr	Ausgeschriebene Leistung in MW	
		von	bis
Primärregelleistung	2013	576	593
	2014	568	578
	2015	568	578
	2016	583	583
	2017	603	603
Sekundärregelleistung (positiv)	2013	2.073	2.473
	2014	1.992	2.500
	2015	1.868	2.234
	2016	1.973	2.054
	2017	1.890	1.920
Sekundärregelleistung (negativ)	2013	2.118	2.418
	2014	1.906	2.500
	2015	1.845	2.201
	2016	1.904	1.993
	2017	1.818	1.846
Minutenreserveleistung (positiv)	2013	2.406	2.947
	2014	2.083	2.947
	2015	1.513	2.726
	2016	1.504	2.779
	2017	1.131	1.850
Minutenreserveleistung (negativ)	2013	2.413	3.220
	2014	2.184	3.220
	2015	1.782	2.522
	2016	1.654	2.353
	2017	1.072	2.048

Tabelle 1: Übersicht über die von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung (Leistungsspannen)

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 2017 fiel die

ausgeschriebene positive MRL im Vergleich zum Vorjahr deutlich auf durchschnittlich 1.318 MW (2016: 2.059MW). Der Bedarf an positiver MRL schwankte dabei von 1.131 bis 1.850 MW.

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

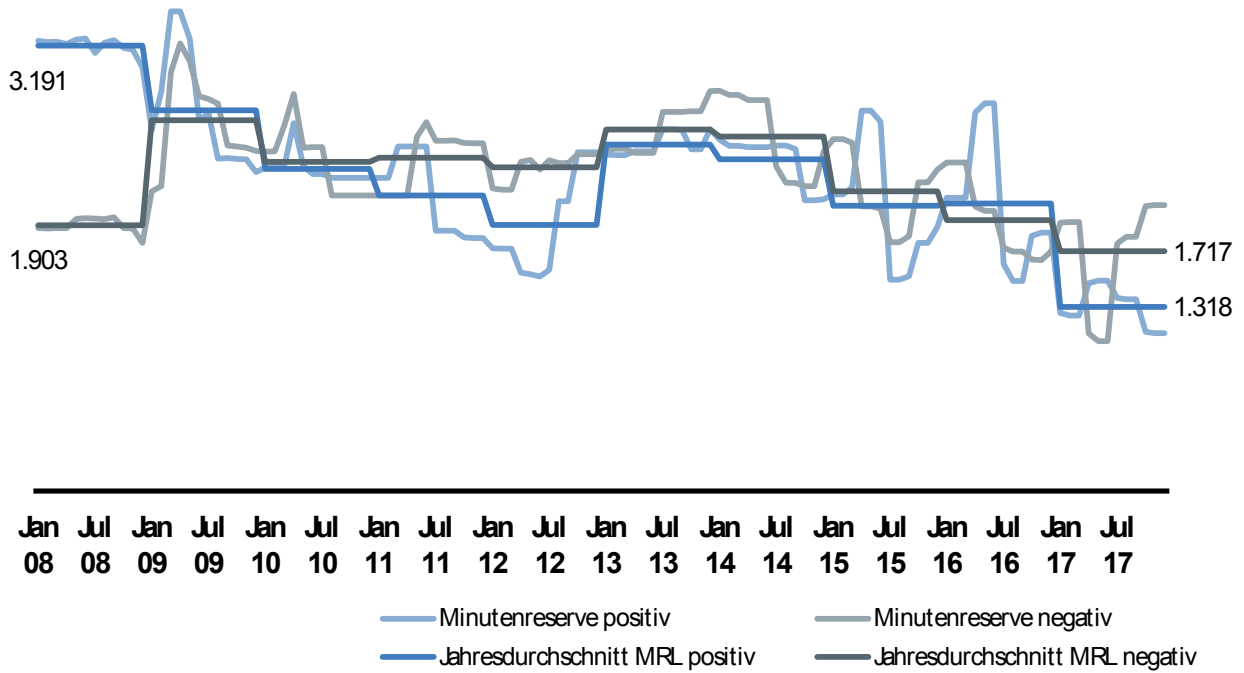


Abbildung 4: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Die vorgehaltene negative MRL ist im Vergleich zum Vorjahresdurchschnittswert im Jahresmittel ebenfalls gesunken. 2017 wurden durchschnittlich 1.717 MW an negativer MRL ausgeschrieben (2016: 1.941). Dabei unterlag, wie bei der positiven MRL, die Ausschreibungsmenge der negativen MRL im Jahresverlauf jedoch erheblichen Schwankungen. Im Januar 2017 betrug die Höhe der ausgeschriebenen negativen MRL 1.922 MW, bis zum Juni 2017 reduzierte sich die Menge auf 1.072 MW, einem neuen Tiefstwert der ausgeschriebenen negativen MRL, und stieg im Dezember 2017 auf 2.048 MW an.

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

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

in MW

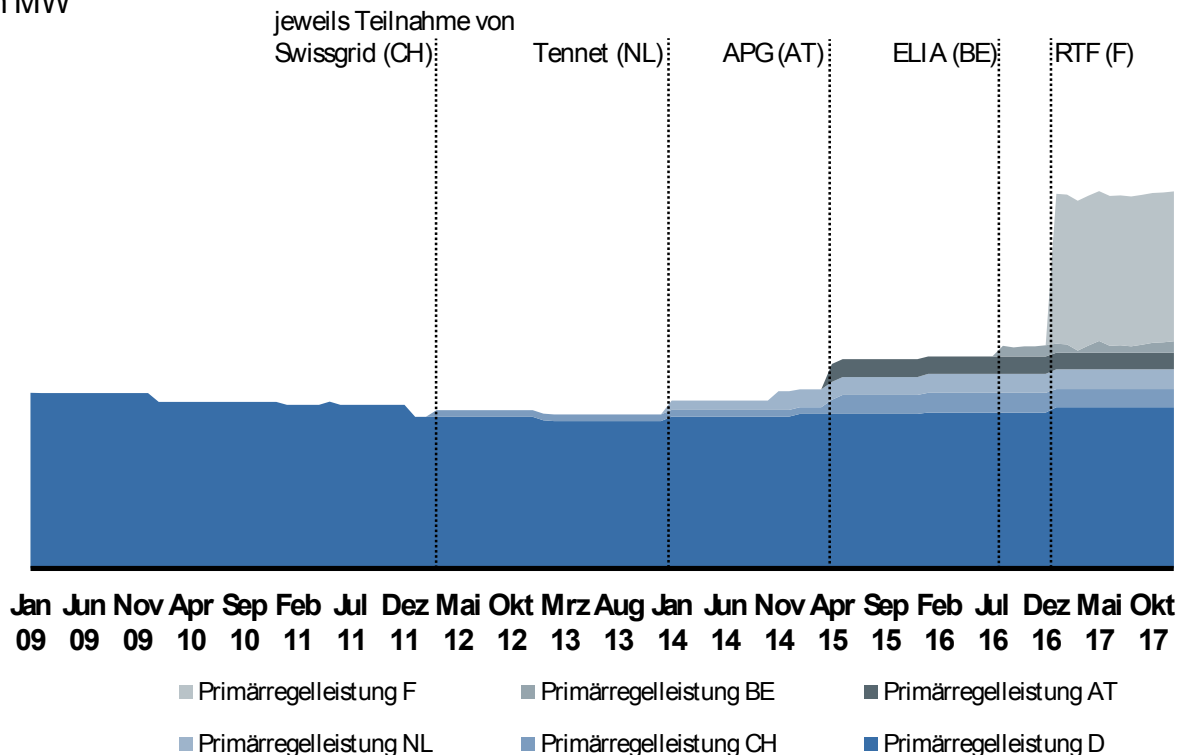


Abbildung 5: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB, Swissgrid (CH), TenneT (NL), APG (AT) und ELIA (BE)

Abbildung 5 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 68 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 74 MW 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 2017 durchschnittlich 62 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. Für Belgien wurden 2017 durchschnittlich 31 MW beschafft, für Frankreich 561 MW. Auf diese Weise ist der europaweit größte Markt für PRL 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 3 ist zu erkennen, dass die vorgehaltene SRL im Zeitraum von 2011 bis 2017 auf einem ähnlichen, vergleichsweise niedrigen Niveau geblieben ist. Der tatsächliche Einsatz von SRL ist im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr 2016 nur leicht gestiegen.

Bezogen auf 2017 betrug die insgesamt eingesetzte Energiemenge rund 1,2 TWh (2016: 1,4 TWh) für positive SRL und 1,0 TWh (2016: 0,7 TWh) für negative SRL. Im Vergleich zum Vorjahr 2015 ist bei einer auf 2,2 TWh gestiegenen Gesamtarbeitssumme (2016: 2,2 TWh) erneut eine leichte Verschiebung in Richtung der positiven SRL zu beobachten.

Im Jahresmittel wurden 2017 etwa sieben Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen positiven SRL und ca. 6,4 Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen negativen SRL eingesetzt. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass in insgesamt 22 Viertelstunden des Jahres Leistungen abgerufen wurden, welche mindestens 80 Prozent der durchschnittlichen Vorhaltung entsprechen, so dass sich der ausgeschriebene Bedarf insgesamt bestätigt.

Die Bundesnetzagentur stellt auf der Plattform SMARD Marktdaten zur Regelleistung zur Verfügung. Dort kann man sich für die einzelnen Regelleistungsarten die vorgehaltenen und die abgerufenen Mengen grafisch oder tabellarisch anzeigen lassen.⁶

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

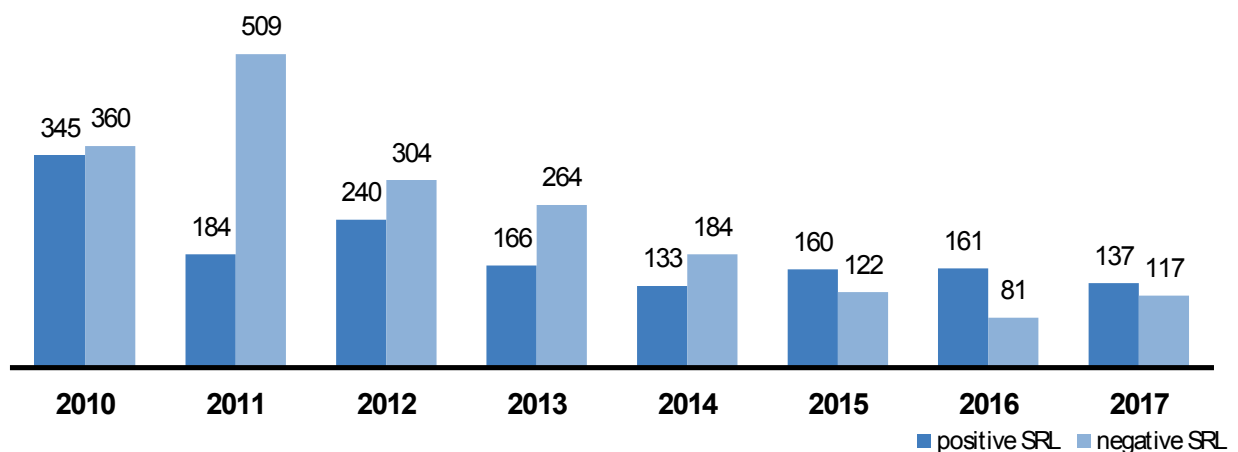


Abbildung 6: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV

⁶ <https://smard.de/home/marktdaten/78?marketDataAttributes=%7B%22resolution%22:%22hour%22,%22from%22:153514800000,%22to%22:1536097532454,%22moduleIds%22:%5B%5D,%22selectedCategory%22:null,%22activeChart%22:true,%22region%22:%22DE%22%7D>

Mit insgesamt 4.998 Abrufen liegt die Einsatzhäufigkeit der MRL neun Prozent unter dem Vorjahreswert. Im Jahr 2017 wurde die negative MRL insgesamt 1.639-mal angefordert (2016: 1.216). Die Einsatzhäufigkeit der positiven MRL belief sich in 2017 in Summe auf 3.359 Abrufe (2016: 4.108).

Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung
Abrufe

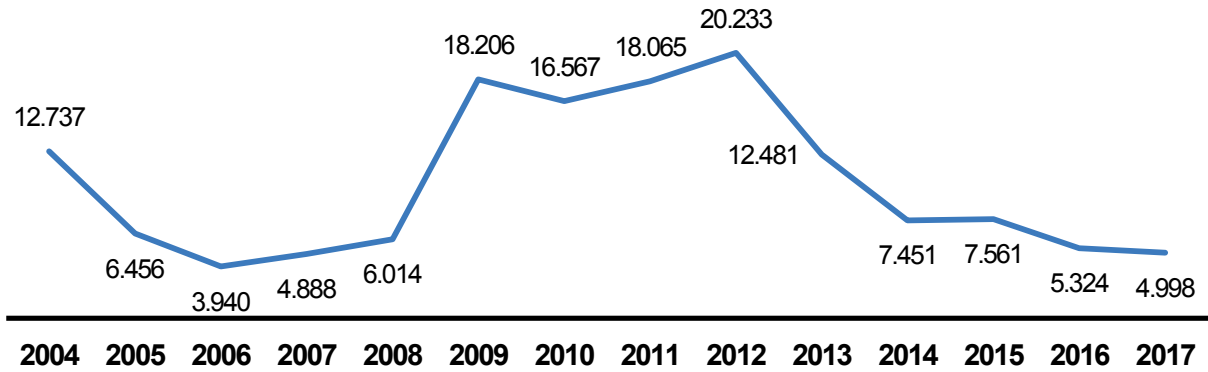


Abbildung 7: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung

Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MRL) innerhalb der vier deutschen Regelzonen

Anzahl der Abrufe

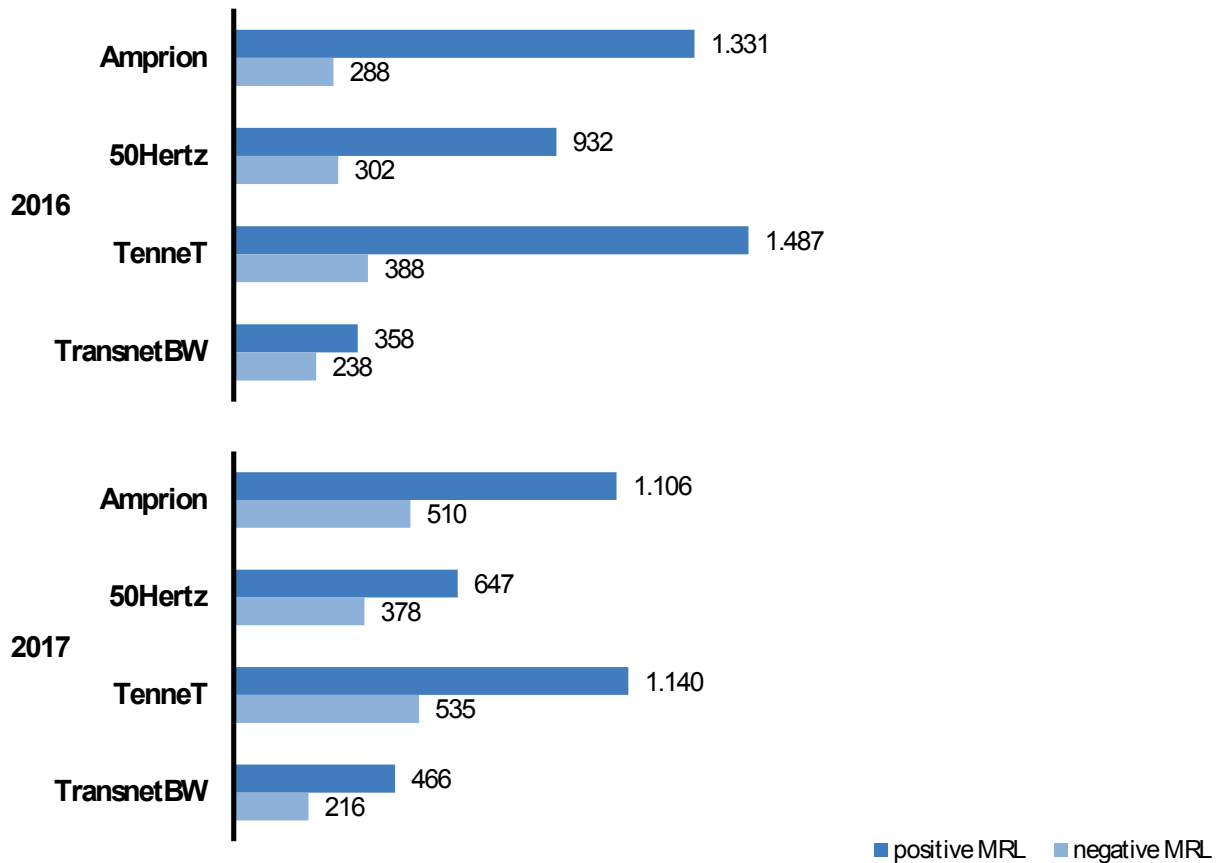


Abbildung 8: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MRL) innerhalb der vier deutschen Regelzonen 2016 und 2017

Die bei einem Abruf von positiver MRL durchschnittlich angeforderte Leistung ist mit 138 MW in 2017 im Mittel etwas niedriger als im Jahr 2016 (149 MW). Mit 155 MW eingesetzter negativer MRL im Jahr 2017 sank die durchschnittlich angeforderte Leistung im Vergleich zum Vorjahr 2016 (175 MW). Im Jahresmittel wurden 2017 jeweils etwa 10 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 30 Fällen mussten mindestens 80 Prozent der durchschnittlichen Vorhaltung abgerufen werden, so dass sich auch hier der ausgeschriebene Bedarf insgesamt bestätigt.

Entwicklung der Durchschnittswerte der von den ÜNB abgerufenen Minutenreserve (MRL) in MW

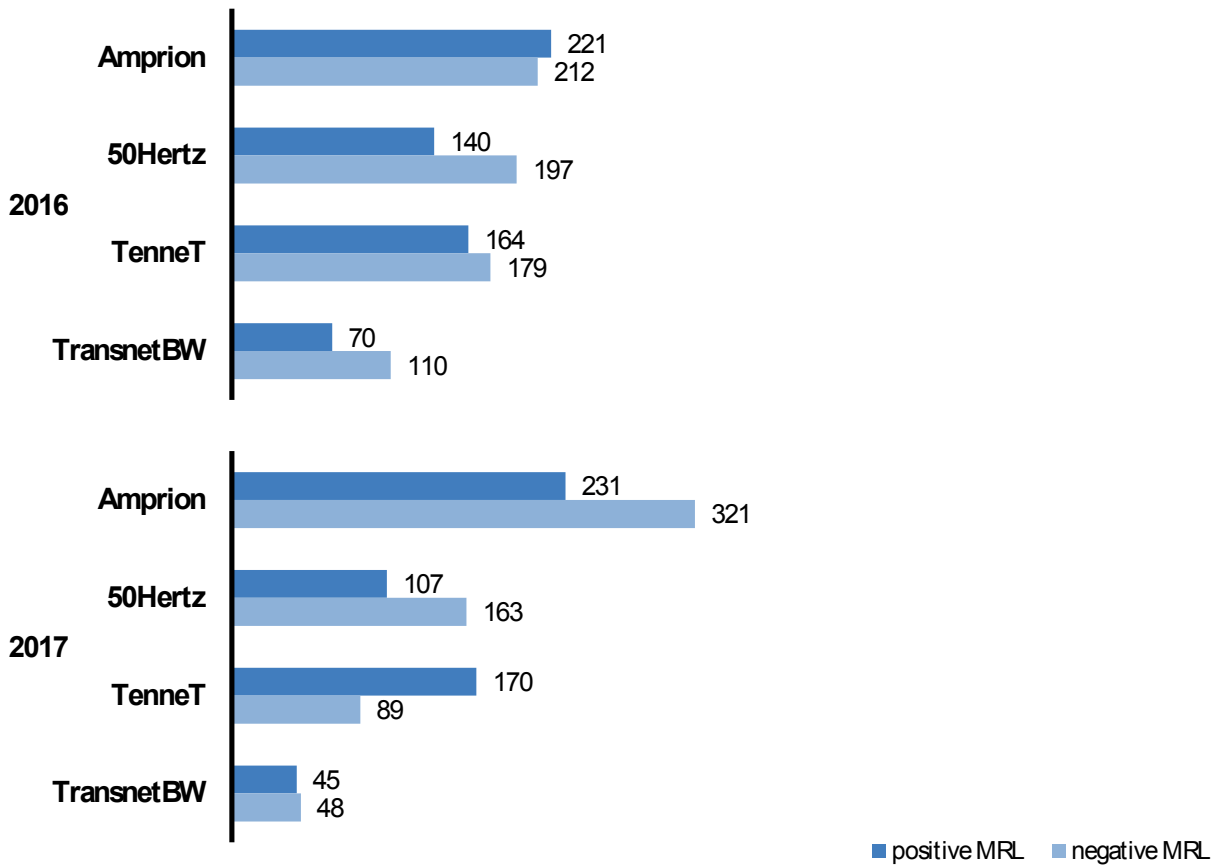


Abbildung 9: Entwicklung der Durchschnittswerte der 2016 und 2017 von den ÜNB abgerufenen Minutenreserven (MRL)

Entwicklung der abgerufenen Energiemenge (MRL) in GWh

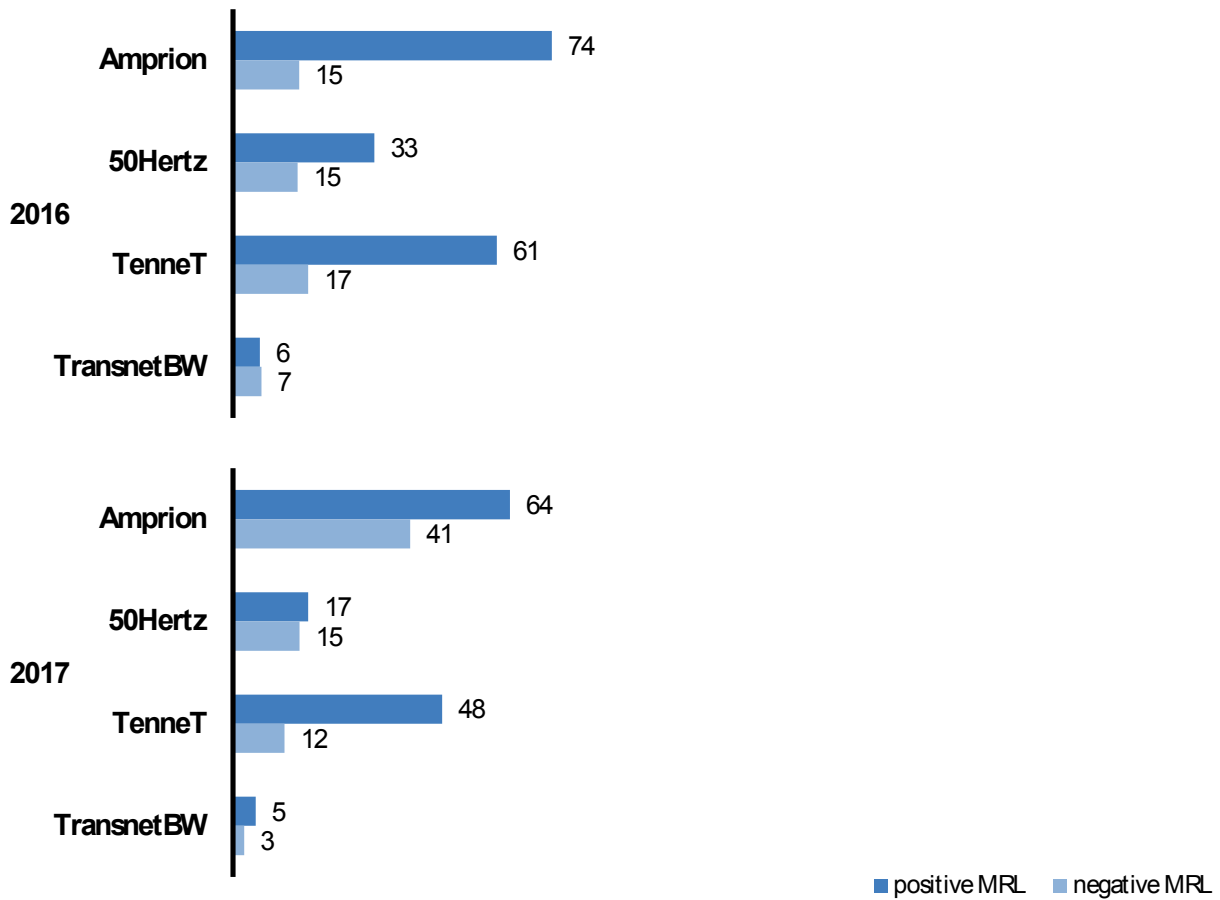


Abbildung 10: Entwicklung der abgerufenen Energiemenge der MRL 2016 und 2017

Insgesamt wurde für positive MRL im Jahr 2017 eine Energiemenge in Höhe von etwa 134 GWh (2016: 174 GWh) und für negative MRL eine Energiemenge in Höhe von 71 GWh (2016: 54 GWh) eingesetzt. Damit zeigt sich erneut der Trend einer Verschiebung der Anteile der eingesetzten Minutenreserverarbeit von negativ zu positiv.

In Abbildung 11 ist der durchschnittliche Einsatz der SRL und MRL je Kalenderwoche für den Zeitraum von 2009 bis 2017 dargestellt. Verdeutlicht werden die rückläufige Entwicklung der insgesamt durchschnittlich eingesetzten Leistung der SRL und MRL sowie eine Verringerung der Volatilität über den Zeitablauf.

Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung in MW

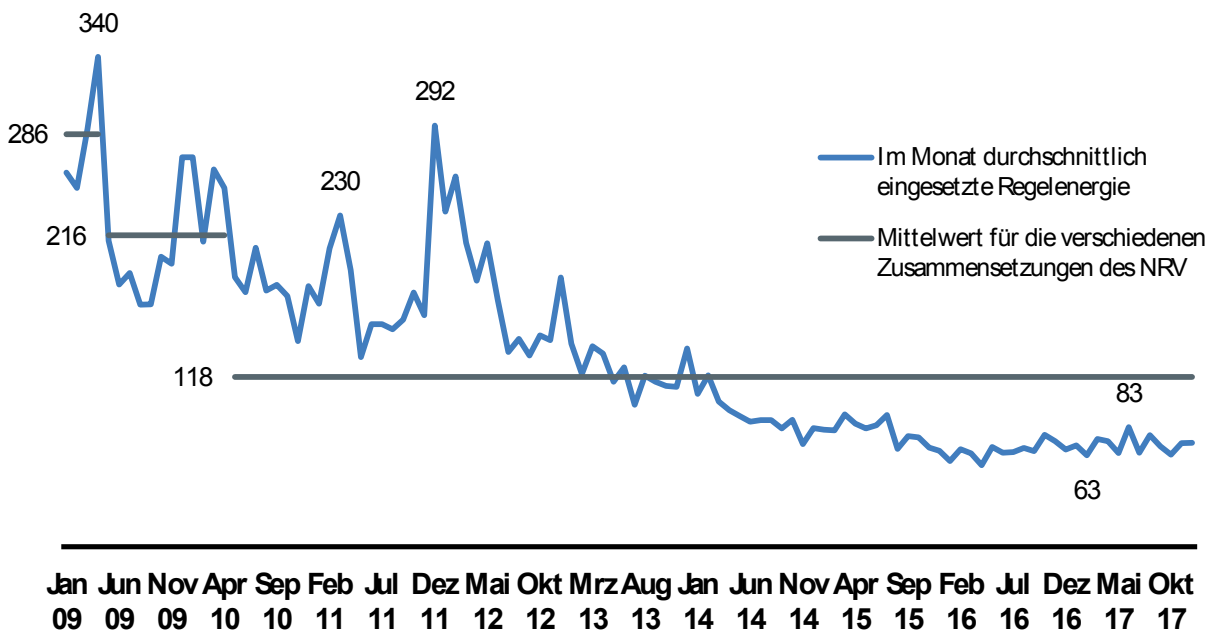


Abbildung 11: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung (SRL und MRL)

2.3 Ausgleichsenergiepreise

Bilanzkreisverantwortliche (Stromhändler, Lieferanten etc.) sind verpflichtet, ihren Bilanzkreis in jeder Viertelstunde ausgeglichen zu bewirtschaften. D. h., die in den Bilanzkreis eingestellten Energiemengen und die aus ihm entnommenen Energiemengen müssen sich die Waage halten. Bilanzkreisungleichgewichte werden von den Übertragungsnetzbetreibern durch die Bereitstellung von Ausgleichsenergie egalisiert und zum Ausgleichsenergiepreis abgerechnet. Über den Ausgleichsenergiepreis werden die Kosten für den Abruf von Regelleistung auf die Verursacher, also die unausgeglichenen Bilanzkreise, umgelegt.

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 24.455 Euro/MWh in 2017. Auf diesen hohen Ausgleichsenergiepreis wird im Abschnitt „Ausgleichsenergiepreise am 17. Oktober 2017“ ab Seite 195 näher eingegangen. Insgesamt traten in 30 Viertelstunden Maximalwerte von über 500 Euro/MWh in 2017 auf.

Extreme regelzonenübergreifende einheitliche Ausgleichsenergiepreise können durch die angewandte mathematische Berechnungsformel auch bei einem nahezu ausgeglichenen NRV (Mengensaldo der abgerufenen Regelleistung im NRV ist nahe Null) auftreten. Man spricht von sogenannten „Nulldurchgängen“. Bis April 2016 wurde der Ausgleichsenergiepreis in diesen Fällen auf den höchsten Arbeitspreis eines in dieser Viertelstunde aktivierten Regularbeitsangebots 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.⁷ Der Ausgleichenergiepreis 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. Weitere Erläuterungen zur Berechnungsmethode finden sich unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/rebap>.

Maximale Ausgleichenergiepreise

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
2017	24.455,05

Tabelle 2: Maximale Ausgleichenergiepreise

Der durchschnittliche viertelstündliche Preis für Ausgleichenergie im NRV lag im Jahr 2017 im Falle eines positiven Regelzonensaldos (Unterspeisung) gegenüber dem Vorjahr deutlich höher bei 63,90 Euro/MWh (+27 Prozent). Im Falle eines negativen Regelzonensaldos (Überspeisung) belief er sich auf -12,89Euro/MWh und liegt unter dem Vorjahreswert (-9 Prozent). Der durchschnittliche Ausgleichenergiepreis im Fall eines positiven Regelzonensaldos liegt somit etwa 60 Prozent⁸ über dem Durchschnittspreis im Intraday-Handel (Peak) des Jahres 2017.

⁷ Mitteilung der Bundesnetzagentur zur Anwendung des „Linearisierten Stufenmodells“:

https://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

⁸ Gemessen am durchschnittlichen Preis des EPEX Spot Intraday-Handels (Peak) von 38,1 Euro/MWh für das Jahr 2017.

Durchschnittliche Ausgleichsenergiepreise in Euro/MWh

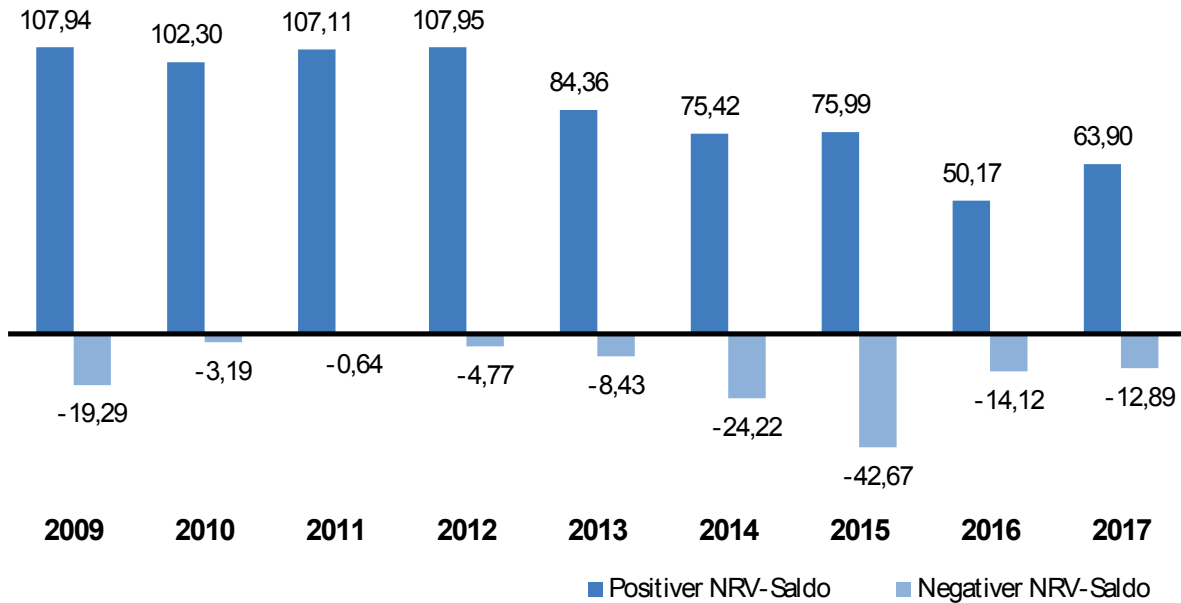


Abbildung 12: Durchschnittliche Ausgleichsenergiepreise 2009 bis 2017

Im Folgenden ist die Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise der Jahre 2016 und 2017 im NRV dargestellt. Wie in den Vorjahren ist im Jahr 2017 bei einem negativen Regelzonensaldo eine Häufung der Ausgleichsenergiepreise um 0 Euro/MWh zu erkennen. Darüber hinaus sind im Jahr 2017 bei einem positiven Regelzonensaldo Preise in Höhe von 40 Euro/MWh erneut häufiger aufgetreten.

Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise in Prozent

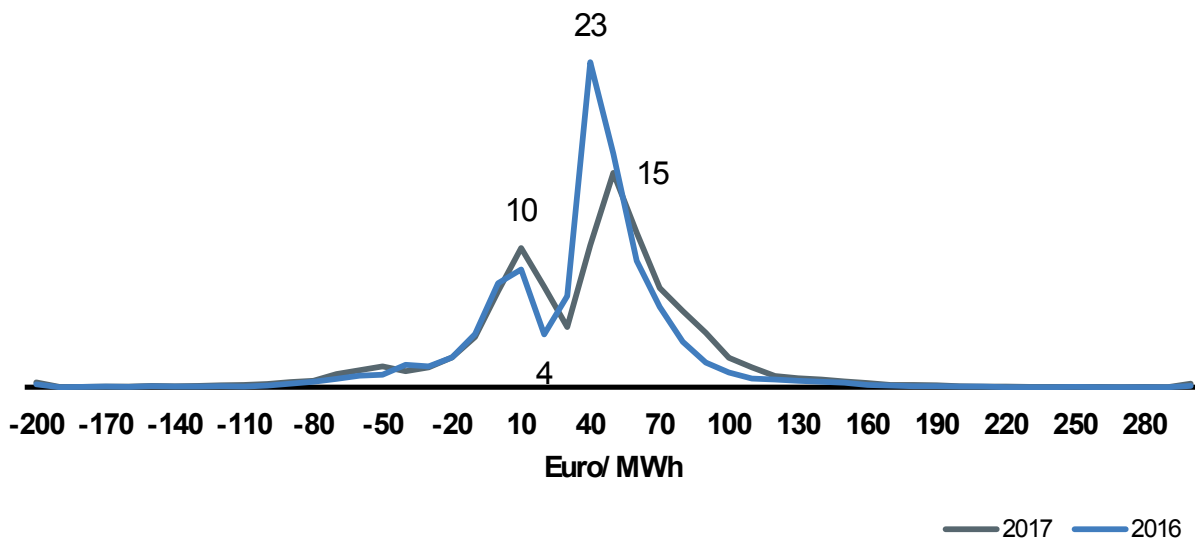


Abbildung 13: Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise 2016 und 2017

Ausgleichsenergiepreise am 17. Oktober 2017

Am 17. Oktober 2017 kam es aufgrund von in der Minutenreserve abgerufener Arbeitspreisgebote von 77.777 Euro/MWh zu den mit Abstand bisher höchsten Ausgleichsenergiepreisen von 20.614,97 Euro/MWh (19:15 Uhr bis 19:30 Uhr) bzw. 24.455,05 Euro/MWh (19:30 Uhr bis 19:45 Uhr). Infolgedessen mussten die Bilanzkreisverantwortlichen, die nach den gesetzlichen Regelungen die für die Regularbeit entstehenden Kosten zu tragen haben, bereits für geringe zeitliche oder mengenmäßige Bilanzkreisabweichungen mit hohen Summen belastet werden, um die für diese ½ Stunde entstandenen Kosten in Höhe von acht Millionen Euro zu decken. Zwar sind sowohl für die Sekundärregelung als auch für die Minutenreserve bereits in der Vergangenheit vergleichbar hohe Arbeitspreise geboten worden. Neu an der Situation vom 17. Oktober 2017 war allerdings, dass diese nicht erst am Ende, sondern bereits in der Mitte der Abrufliste (Merit-Order) auftraten und daher auch ein mengenmäßig erheblicher Abruf derartiger Gebote stattfand.

Die Analyse der Ursachen der extrem hohen Arbeitspreisgebote hat gezeigt, dass der bisherige Zuschlagsmechanismus einer Weiterentwicklung bedurfte. Ziel der neuen Regelung (BK6-18-019 und BK6-18-020), die im Mai 2018 festgelegt wurde, ist, bei der Beschaffung von Regelenergie den Wettbewerbsdruck auf die Arbeitspreise zu erhöhen und damit das Beschaffungssystem effizienter zu machen.

Nach der neuen Regelung erfolgt der Zuschlag für ein Gebot für Sekundärregelung oder Minutenreserve künftig auf Basis eines Mischpreisverfahrens. Das bedeutet, dass in Zukunft der Zuschlagswert neben dem Leistungspreis anteilig auch den Arbeitspreis berücksichtigt. Bislang erfolgte der Zuschlag ausschließlich auf Basis des gebotenen Leistungspreises. Nunmehr bestimmt ein Gewichtungsfaktor, wie stark der Arbeitspreis in den Zuschlagswert einfließt. Er entspricht der durchschnittlichen Aktivierungswahrscheinlichkeit von Geboten der jeweiligen Regelenergieart und wird quartalsweise auf Grundlage der vergangenen 12 Monate neu berechnet. Bei Geboten mit gleichem Zuschlagswert entscheidet der niedrigere Leistungspreis über den Zuschlag. Ist auch der Leistungspreis gleich, werden die Gebote in der Reihenfolge des Eingangs berücksichtigt.

Der neue Zuschlagsmechanismus gewährleistet, dass bei der Beschaffung von Regelenergie zukünftig neben den Leistungspreisgeboten auch die Gebote für Regularbeit wettbewerblich berücksichtigt werden. Durch die Berücksichtigung der Arbeitspreise werden unsachgemäß hohe Ausgleichsenergiepreise verhindert, die andernfalls von den Bilanzkreisverantwortlichen zu tragen wären.

Nach der Festlegung waren die neuen Vorgaben ab dem 12. Juli 2018 anzuwenden. Auf Grund eines Beschlusses des Oberlandesgerichts Düsseldorf in einem Verfahren auf Erlass einer einstweiligen Anordnung gelten die neuen Regelungen ab dem 16. Oktober 2018.

Die Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas in der Bundesnetzagentur prüft, ob das festgestellte Verhalten der Minutenreserveanbieter gegen die Marktmanipulationsverbote der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT) verstößt. Das schließt das Gebotsverhalten ebenso wie etwaige bilanzielle Auffälligkeiten mit ein.

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 untertäglich anzupassen. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Anzahl und des Volumens der untertägigen Fahrplanänderungen in 2017.

Monatliche Anzahl und Volumen der untertägigen Fahrplanänderungen im Jahr 2017

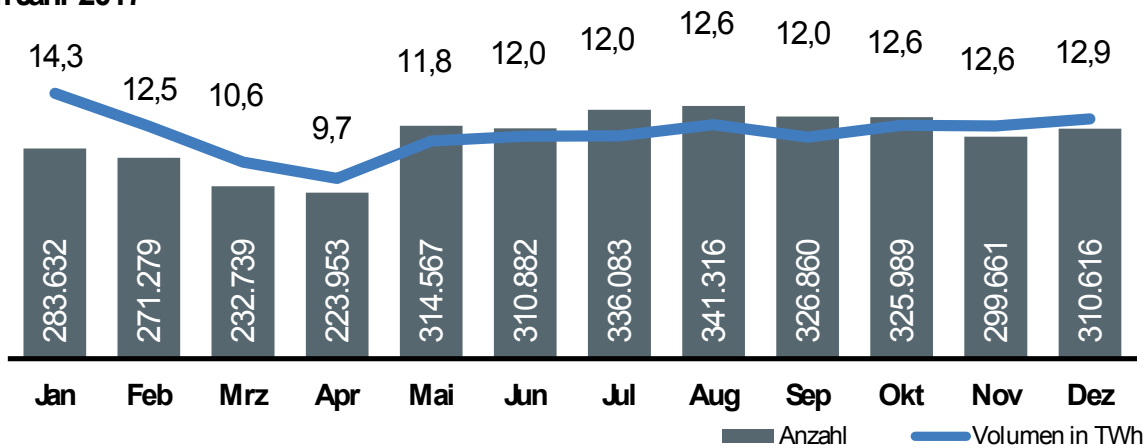


Abbildung 14: Monatliche Anzahl und Volumen der untertägigen Fahrplanänderungen im Jahr 2017

Fahrplanänderungen machten in 2017 ein Gesamtvolumen von etwa 145,6 TWh (2016: 135,9 TWh) bei einer Gesamtanzahl von 3.577.577 Fahrplanänderungen (2016: 3.001.449) aus. Dabei wurden im Durchschnitt rund 298.131 Fahrplanänderungen pro Monat durchgeführt. Der höchste Wert lag bei 341.316 Änderungen im Monat August, der niedrigste bei 223.953 im Monat April 2017. Gegenüber dem Vorjahr sind die Fahrplanänderungen sowohl anzahl- als auch volumenmäßig angestiegen. 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 durchgeführt.

4. Europäische Entwicklungen im Bereich Regelleistung

4.1 Internationale Erweiterung des Netzregelverbunds

In den vergangenen Jahren ist die Ausweitung von „Modul 1“ des deutschen Netzregelverbunds (NRVs), das einen gegenläufigen Abruf von Sekundärregelleistung in verschiedenen Regelzonen vermeidet, durch die deutschen ÜNB kontinuierlich vorangetrieben worden. Im Rahmen des internationalen NRVs (IGCC – International Grid Control Cooperation) 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“. Zuletzt konnte mit dem Beitritt von Frankreich im Februar 2016 der internationale NRV erheblich ausgeweitet werden. Vier weitere Länder sind als Beitrittskandidaten in Verhandlung mit den bestehenden Vertragspartnern.

Im Rahmen des internationalen NRVs werden die Leistungsungleichgewichte und damit der Bedarf an Sekundärregelleistung der teilnehmenden Regelzonen automatisch erfasst und physikalisch saldiert. Bei diesem sogenannten „Imbalance Netting“ 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 vier bis sechs Millionen Euro pro Monat. Insgesamt konnten durch die Vermeidung eines „Gegeneinanderregelns“ bereits Kosteneinsparungen in Höhe von über 350 Millionen Euro realisiert werden. Auch für Gesamteuropa verspricht das Konzept der physikalischen Saldierung von Leistungsungleichgewichten hohe Wohlfahrtsgewinne. Daher sieht die Leitlinie über den Systemausgleich⁹ vor, dass „Imbalance Netting“ künftig durch alle europäischen ÜNB verbindlich zu implementieren ist, sofern sie Sekundärregelleistung nutzen. Um dafür bereits frühzeitig Erfahrungen in technischer wie auch organisatorischer Hinsicht zu sammeln, wurde der internationale NRV (IGCC) von ENTSO-E zu einem europäischen Pilotprojekt erklärt, das unter Leitung der Bundesnetzagentur regulatorisch 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 deutschen und österreichischen ÜNB ist auch wichtig im Hinblick auf die Ende 2017 in Kraft getretene Leitlinie über den Systemausgleich, die für künftig stärker zusammenwachsende Regelenenergiemärkte 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

Die gesetzliche Grundlage der Ausschreibungen abschaltbarer Lasten ist die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). Diese trat im Januar 2013 in Kraft und wurde durch Inkrafttreten der novellierten Fassung am 1. Oktober 2016 abgelöst. Die Ausschreibungen der ÜNB erfolgten ab April 2017 wöchentlich für einen Ausschreibungszeitraum jeweils von Montag 0 Uhr bis Sonntag 24 Uhr für eine Gesamtabschaltleistung von 750 MW an sofort abschaltbaren Lasten sowie einer Gesamtabschaltleistung von 750 MW 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 eine nahezu konstante

⁹ Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem

kontrahierte Abschaltleistung zu erkennen. Auch das Verhältnis der sofort zu den schnell abschaltbaren Lasten ist – bis auf wenige Ausnahmen – nahezu konstant.

Ausgeschriebene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten für das Jahr 2017

in MW

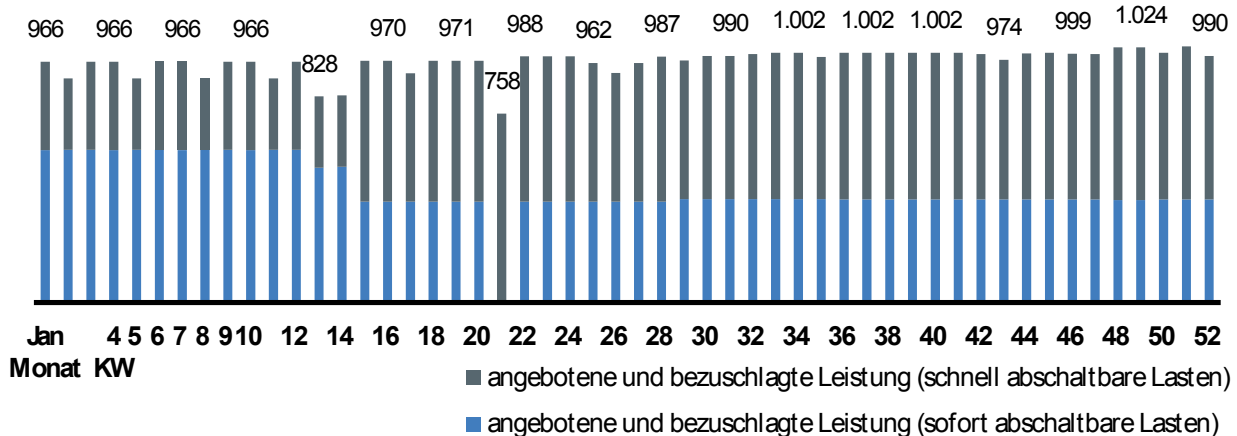


Abbildung 15: Im Zeitraum von Januar 2017 bis Dezember 2017 ausgeschriebene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten.

5.2 Präqualifizierte Leistung

Bis zum Ende des Jahres 2017 haben 18 Lasten mit einer Gesamtabschaltleistung in Höhe von 1.093 MW am Vorverfahren zur Präqualifizierung nach § 9 AbLaV als abschaltbare Last teilgenommen. Von diesen 18 Lasten wurden 15 mit einer Gesamtabschaltleistung in Höhe von 1.050 MW erfolgreich präqualifiziert.

Von den erfolgreich präqualifizierten Lasten sind acht Verbrauchseinrichtungen gem. § 2 Nr. 11 AbLaV als sofort abschaltbare Lasten (SOL) mit einer Gesamtabschaltleistung in Höhe von 881 MW präqualifiziert. Ein Konsortium gem. § 2 Nr. 12 AbLaV wurde ebenfalls als sofort abschaltbare Last präqualifiziert. Des Weiteren sind 13 Verbrauchseinrichtungen gem. § 2 Nr. 11 als schnell abschaltbare Lasten präqualifiziert. Als schnell abschaltbare Last wurden auch zwei Konsortien gem. § 2 Nr. 12 AbLaV präqualifiziert. Die Höhe der präqualifizierten Leistung schnell abschaltbarer Lasten betrug im Jahr 2017 insgesamt 1.050 MW. Die Lasten sind zumeist in der Regelzone der Amprion GmbH angeschlossen. Weitere Lasten befinden sich in den Regelzonen der 50Hertz GmbH und der TenneT TSO GmbH.

5.3 Abrufe abschaltbarer Lasten

Im Jahr 2017 wurden abschaltbare Lasten an zwei Tagen vergleichbar zur Regelleistung eingesetzt. Dabei wurde eine Abschaltleistung von 405 MW und 240 MW jeweils nahezu zeitgleich aktiviert. Die Lasten wurden dabei für einen Zeitraum von 23 Minuten bis zu 30 Minuten abgeschaltet. Der Einsatz der abschaltbaren Lasten erfolgte zumeist parallel zum Abruf von positiver Minutenreserve. Sowohl die positive Minutenreserve als auch die abschaltbaren Lasten mussten nicht vollständig abgerufen werden. Zum Abrufzeitpunkt der abschaltbaren Lasten war zwischen 39 Prozent und 100 Prozent noch nicht abgerufene positive Minutenreserveleistung verfügbar. Der höchste abgerufene Arbeitspreis für positive Minutenreserve zum Abrufzeitpunkt der abschaltbaren Lasten betrug 450 Euro/MWh. Zum Redispatch, aufgrund großer Nord-Süd

Transportmengen, wurden abschaltbare Lasten im Jahr 2017 einmal mit einer Abschaltleistung von 50 MW für 8 Stunden eingesetzt.

Insgesamt haben sich die kontrahierten sofort abschaltbaren Lasten für 1.298 Stunden nicht verfügbar gemeldet. Damit waren 128.085 MWh Abschaltarbeit durch die sofort abschaltbaren Lasten nicht verfügbar. Schnell abschaltbare Lasten haben sich in 2017 hingegen sogar in 2.280 Stunden nicht verfügbar gemeldet. Damit waren 153.861 MWh Abschaltarbeit durch die schnell abschaltbaren Lasten nicht verfügbar. Lediglich für eine Viertelstunde waren schnell abschaltbare Lasten im Jahr 2017 unzulässig nicht verfügbar. Dies zeigt einerseits – unabhängig von der geringeren Verfügbarkeit – die Zuverlässigkeit der kontrahierten abschaltbaren Lasten. Andererseits werden die Möglichkeiten, die kontrahierte Abschaltleistung am Vortag als nicht verfügbar zu melden durch die abschaltbaren Lasten im nennenswerten Umfang genutzt und stehen damit den Übertragungsnetzbetreibern zum Systembilanzausgleich und zum Redispatch nicht zur Verfügung. Im gesamten Zeitraum haben sich jedoch die kontrahierten Lasten nicht aufgrund einer alternativen Vermarktung am Regenergiemarkt als nicht verfügbar gemeldet.

5.4 Kosten für Abschaltenergie

Entsprechend der erneut vergleichsweise geringen Nutzung der abschaltbaren Lasten im Jahr 2017 fallen relativ geringe Arbeitskosten für Abschaltenergie in Höhe von 293.935 Euro an. Im Vergleich dazu betragen die Leistungskosten für die Vorhaltung der abschaltbaren Lasten 26.940.103 Euro im Jahr 2017. Durchschnittlich standen 967 MW an abschaltbarer Last im Berichtszeitraum zur Verfügung. Die Transaktionskosten der Übertragungsnetzbetreiber zur Umsetzung der Verordnung zu abschaltbaren Lasten werden von den Übertragungsnetzbetreibern für 2017 mit 886.532 Euro angegeben. Die Gesamtkosten zu den abschaltbaren Lasten im Jahr 2017 betragen somit 28.120.570 Euro. Diese Gesamtkosten weichen damit in der Höhe von der aktuellen Umlage nach § 18 AbLaV ab, die die Kosten des Jahres 2016 und jahresübergreifende Nachholeffekte beinhaltet. Die durchschnittlichen Kosten zur Leistungsvorhaltung von abschaltbaren Lasten betragen rund 2.322 Euro pro MW und Monat.¹⁰ Im Vergleich dazu entstanden im Berichtszeitraum für Minutenreserve Kosten in Höhe von rund 1,24 Mio. Euro¹¹ pro Monat für durchschnittlich 3.035 MW Minutenreserveleistung. Daraus resultieren durchschnittliche Kosten in Höhe von rund 409 Euro pro MW und Monat für Minutenreserve¹².

6. Erkenntnisse aus der Datenerhebung zum Lastmanagement

Die Bundesnetzagentur führte in den Jahren 2016 und 2017 in Zusammenarbeit mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ein Monitoring des Beitrags von Lastmanagement zur Versorgungssicherheit im Bereich Elektrizität durch. Im Rahmen dieser nun jährlich stattfindenden Datenerhebung holt die Bundesnetzagentur Informationen von Unternehmen und Vereinigungen von

¹⁰ Die Abweichungen zu dem bisher gesetzlich vorgegebenen Leistungspreis von 2.500 Euro pro MW und Monat ergeben sich durch die Novellierung der AbLaV zum 1. Oktober 2016. In der novellierten Fassung der AbLaV ist ein maximaler Leistungspreis von 400 Euro pro MW und Woche vorgesehen.

¹¹ Die ausgewiesenen Kosten umfassen die Kosten für negative und positive Minutenreserve. Eine separate Auswertung ist auf Basis der vorhandenen Daten nicht möglich.

¹² 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 Regenergie, beispielsweise im Hinblick auf die Verfügbarkeit.

Unternehmen (Letztverbraucher) ein, die in den vergangenen zwei Kalenderjahren zumindest einmal jährlich einen Stromverbrauch von mindestens 50 GWh aufwiesen. Ziel des Monitorings ist, den heutigen und künftigen Beitrag von Lastmanagement zur Versorgungssicherheit an den Strommärkten zu analysieren. Bei der Berechnung des Jahresstromverbrauchs wurden von den Letztverbrauchern, die einen Jahresstromverbrauch von mehr als 50 GWh aufweisen, alle Unternehmensstandorte ab 10 GWh berücksichtigt.

Insgesamt nahmen an der Abfrage für 2016 knapp 470 Unternehmen mit 1.010 Unternehmensstandorten teil. Dies entspricht, über alle gemeldeten Standorte der Industrieunternehmen betrachtet, einem Gesamtstromverbrauch von 150 TWh. Im Jahr 2017 stieg die Zahl der teilnehmenden Unternehmen auf 490 bzw. 1.112 Unternehmensstandorte. Der Gesamtstromverbrauch der an der Umfrage teilnehmenden Unternehmensstandorte erhöhte sich entsprechend auf 154 TWh.

Stromverbrauch nach Sektoren/ Marktabdeckung LMM im Jahr 2016
Angaben in TWh/ Prozent

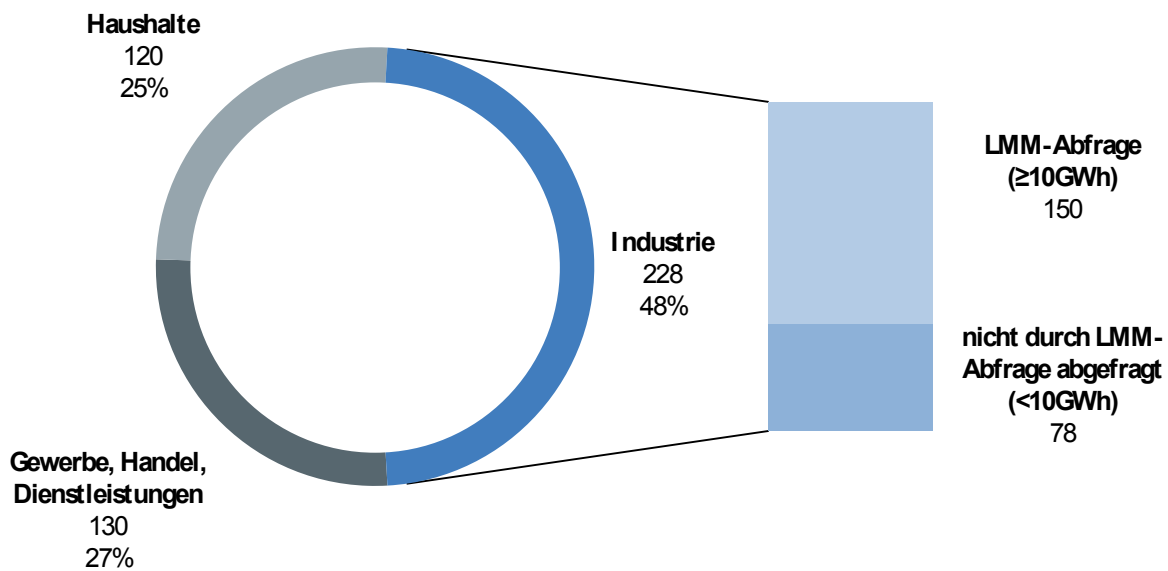


Abbildung 16: Stromverbrauch nach Sektoren/ Marktabdeckung Lastmanagement 2016

Stromverbrauch nach Sektoren/ Marktabdeckung LMM im Jahr 2017

Angaben in TWh/ Prozent

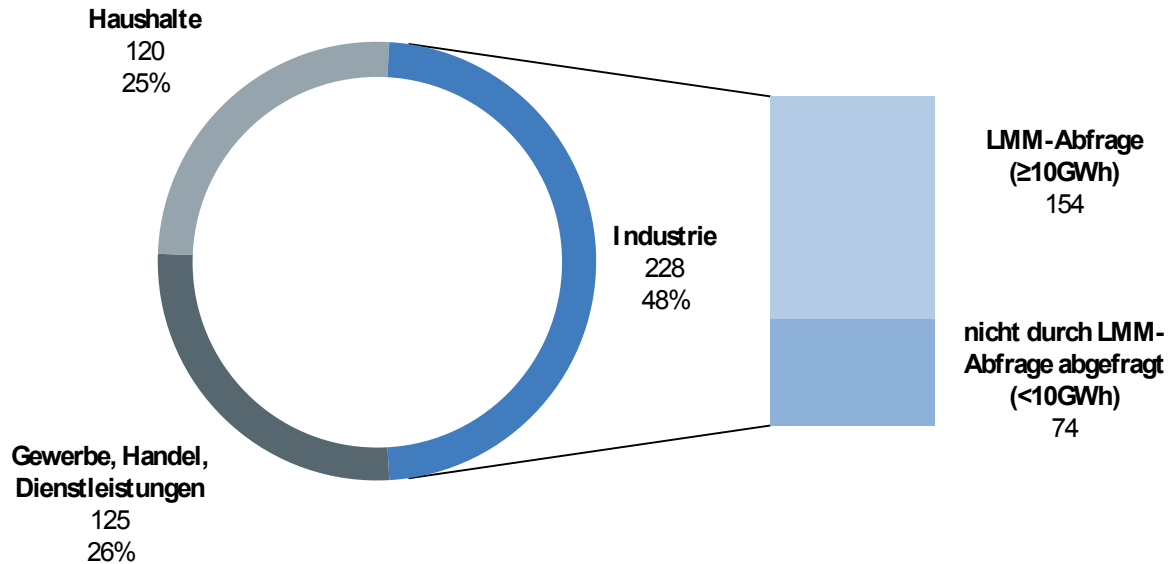


Abbildung 17: Stromverbrauch nach Sektoren/ Marktabdeckung Lastmanagement 2017

Von den im Jahr 2017 1.112 (2016: 1.010) gemeldeten Unternehmensstandorten gaben 552 (2016: 480) an, bereits ein Lastmanagementsystem zu betreiben. Dies trifft insbesondere auf Großverbraucher aus besonders energieintensiven Branchen zu, wie etwa Chemie, Stahl oder Papier. Die Anzahl der eingesetzten Lastmanagementsysteme ist hier am größten. Anteilig betrachtet sind es vor allem Unternehmensstandorte aus der Zementbranche, die über alle gemeldeten Standorte die höchsten Anteile an Lastmanagementsystemen aufweisen.

Unternehmensstandorte mit und ohne Lastmanagementsystem Top 10-Branchen im Jahr 2016 Anzahl der Standorte und Jahresstromverbrauch in TWh (sortiert nach Anzahl der Standorte die ein Lastmanagementsystem haben)

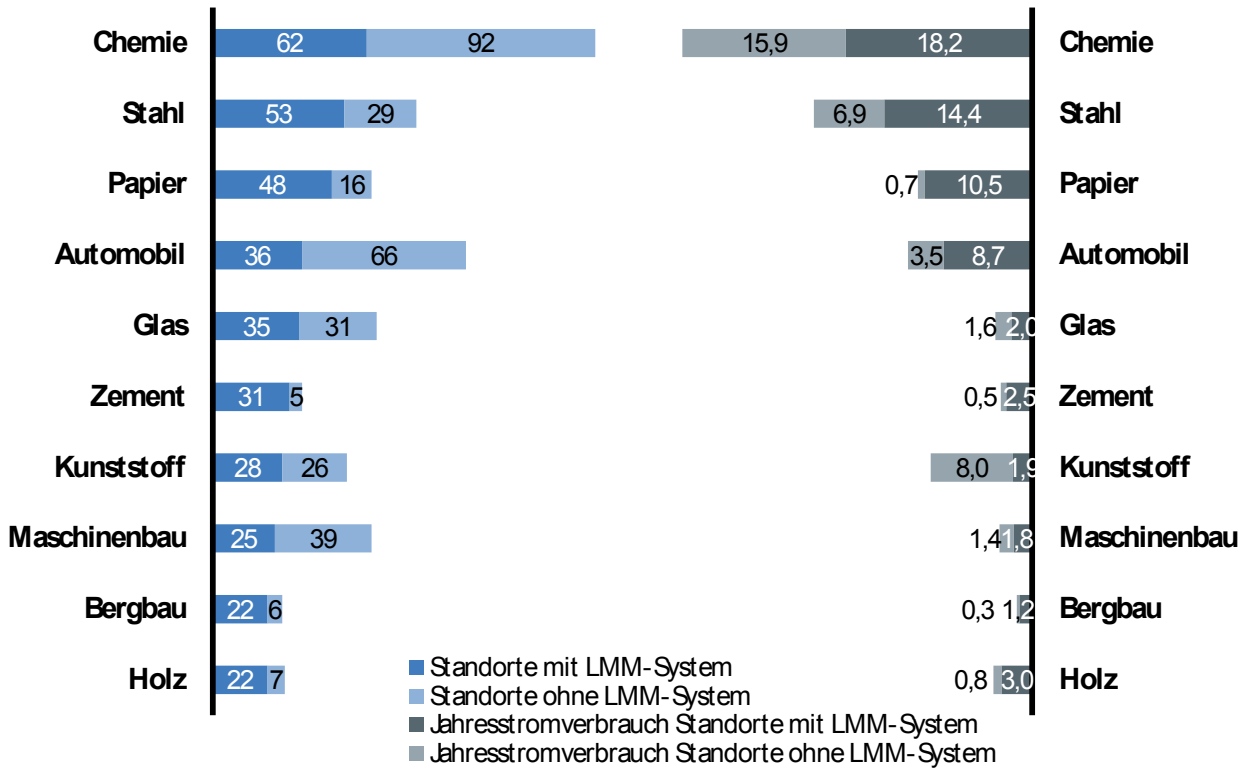


Abbildung 18: Unternehmensstandorte mit und ohne Lastmanagementsystem – Top 10 in 2016

Unternehmensstandorte mit und ohne Lastmanagementsystem Top 10-Branchen im Jahr 2017 Anzahl der Standorte und Jahresstromverbrauch in TWh (sortiert nach Anzahl der Standorte die ein Lastmanagementsystem haben)

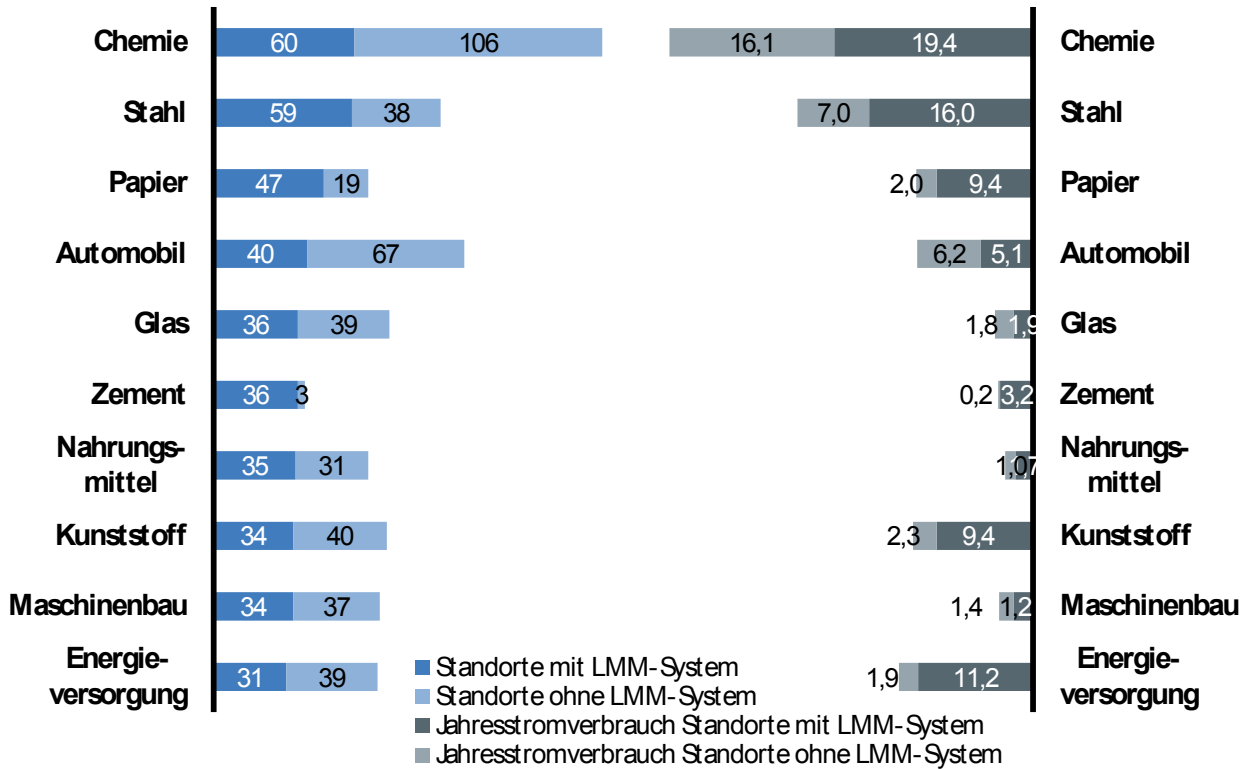


Abbildung 19: Unternehmensstandorte mit und ohne Lastmanagementsystem – Top 10 in 2017

Als Gründe für den Einsatz von Lastmanagement wurden von den Unternehmen insbesondere der § 17 II StromNEV (Netzentgeltoptimierung: Spitzenlastreduktion zur Reduktion des Jahresleistungspreises), § 19 II 2 StromNEV (Netzentgeltreduktion: Einhaltung von Jahresmindestverbrauch und Vollaststunden) und die Optimierung der Stromeinkaufspreise genannt. Die Zunahme der Meldungen in 2017, die als Einsatzgrund §17 II StromNEV angaben, lässt sich zum einen durch die größere Anzahl von antwortenden Unternehmen und Unternehmensstandorten sowie die inhaltliche Klarstellungen der Abfrage erklären. Die AbLaV und Redispatch wurden als Gründe hingegen nur vereinzelt angeführt.

Welche Instrumente begründen derzeit den Einsatz von Lastmanagement an Ihrem Unternehmensstandort?

Anzahl im Jahr 2016 und 2017

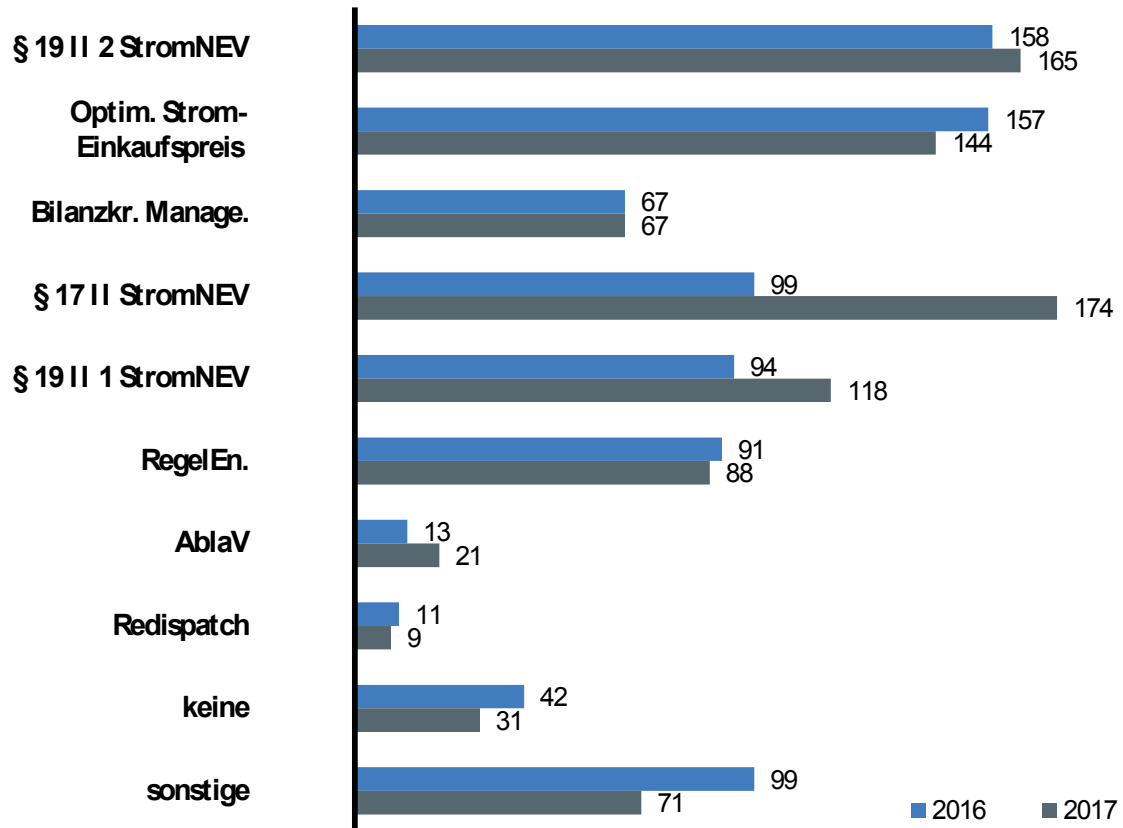


Abbildung 20: Welche Instrumente begründen derzeit den Einsatz von Lastmanagement an Ihrem Unternehmensstandort?

Die Steuerung des Lastmanagementsystems erfolgt überwiegend durch die Unternehmensstandorte selbst. Im Jahr 2016 lag die Zahl der Unternehmensstandorte, die angaben, Lastmanagement in Eigenregie durchzuführen, bei 415. Dies entspricht 87 Prozent der Unternehmensstandorte. Für 2017 stieg die Anzahl dieser Unternehmensstandorte um 69 auf 484, was eine Erhöhung um 1,2 Prozent bedeutet. Die nachfolgende Abbildung gibt eine Übersicht über die verschiedenen Steuerungsarten.

Geben Sie an, durch wen die Steuerung des Lastmanagement an Ihrem Unternehmensstandort erfolgt? Anzahl

Steuerungsart	2016	2017
Eigene Steuerung	415	484
Unternehmen & Netzbetreiber	18	25
Unternehmen & Stromlieferant	14	16
Unternehmen & Energiedienstleister	14	10
Unternehmen & Dritter	9	7
Netzbetreiber	4	4
Energiedienstleister	3	2
Sonstiger	2	2
Energielieferant	1	2
Summe	480	552

Tabelle 3: Angaben zur Steuerung des Lastmanagement

Bei der Frage, welche Hemmnisse dem grundsätzlichen bzw. verstärkten Einsatz von Lastmanagement entgegenstehen, führten 832 Unternehmensstandorte (2016:794) insbesondere technische Hemmnisse (z.B. aufeinander aufbauende Produktionsprozesse, Maschinenauslastung; Produktivitätsverlust) als Grund an, Lastmanagement nicht zu nutzen.

Welche Hemmnisse bestehen für Ihren Unternehmensstandort derzeit, um Lastmanagement einzusetzen?

Anzahl

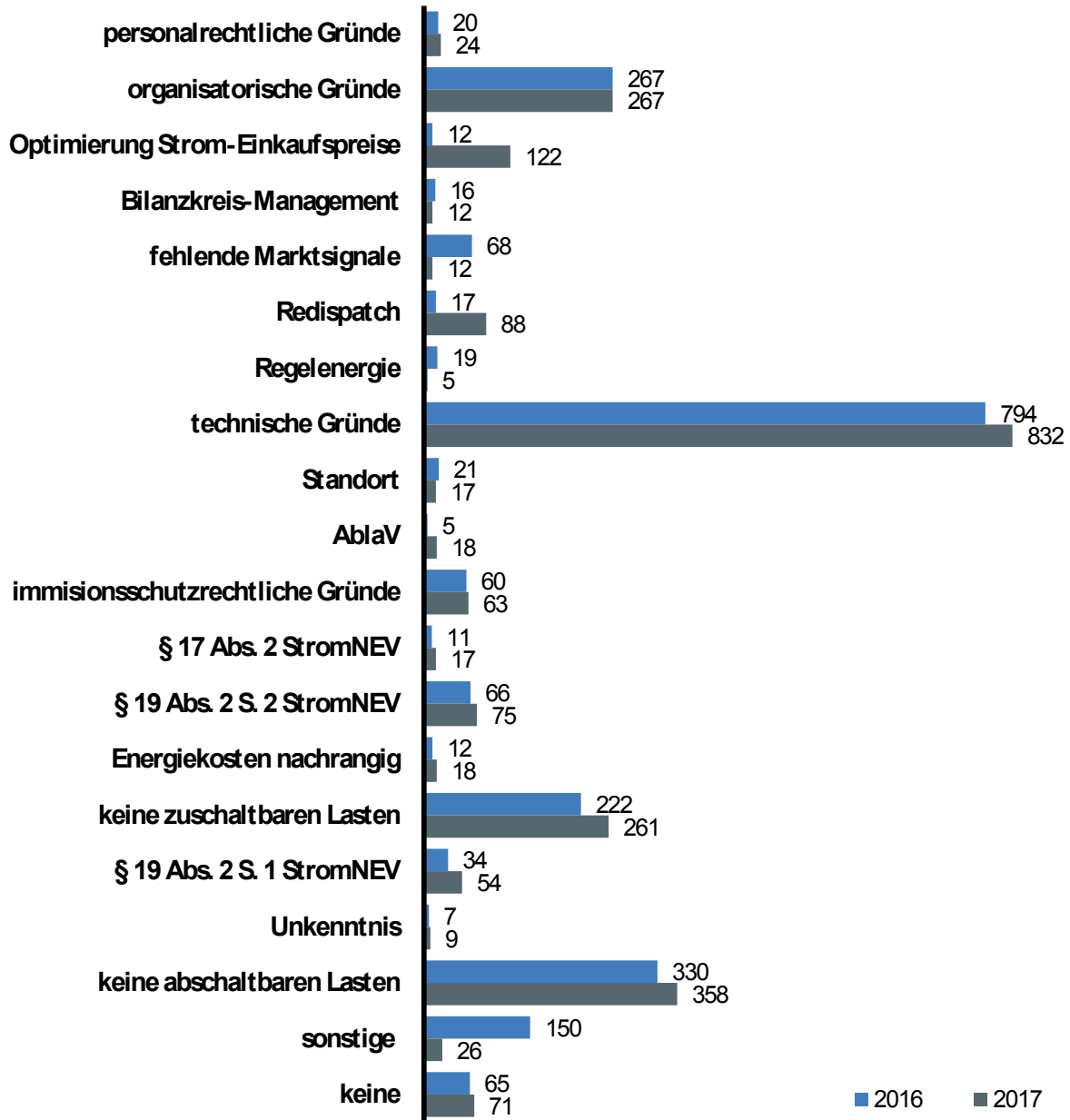


Abbildung 21: Welche Hemmnisse bestehen für Ihr Unternehmen derzeit um Lastmanagement einzusetzen?

Die Mehrheit der gemeldeten Unternehmensstandorte plant keine Maßnahmen, um die Höhe der Last durch Lastmanagement zukünftig zu reduzieren oder verstärkt zu reduzieren. Die Verteilung kann nachfolgenden Abbildungen entnommen werden.

Sind Maßnahmen für Ihren Unternehmensstandort geplant, mit denen die Höhe der Last durch Lastmanagement zukünftig reduziert oder verstärkt reduziert werden kann?

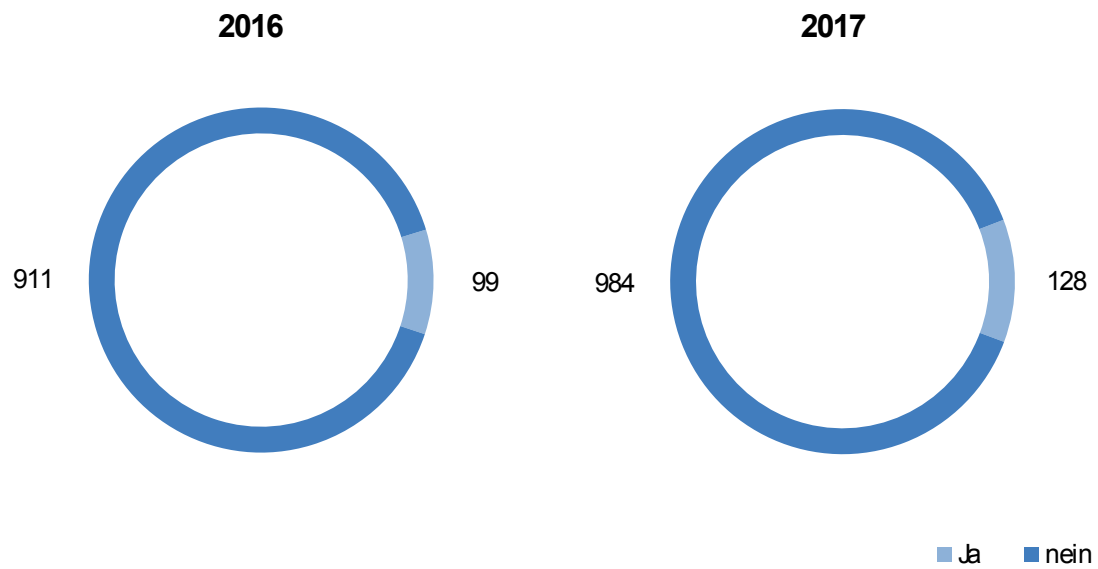


Abbildung 22: Sind Maßnahmen geplant mit denen die Höhe der Last durch Lastmanagement zukünftig reduziert oder verstärkt reduziert werden kann?

Verzeichnisse

Verzeichnis Autorenschaft

Gemeinsame Textteile

Kernaussagen

Zusammenfassung Elektrizitätsmärkte (I.A.1)

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

Einleitung Einzelhandel Preisniveau (I.G.4)

Zusammenfassung Gasmärkte (II.A.1)

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

Einleitung Einzelhandel Preisniveau (II.F.4)

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

(Textblöcke in diesen vier Abschnitten jeweils gemäß nachfolgender Autorenschaft)

Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen)

I Elektrizitätsmarkt

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten (in folgenden Teilen:)

2. Netzübersicht

4. Verbraucherservice und Verbraucherschutz

B Erzeugung

C Netze

D Systemdienstleistungen

E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration

G Einzelhandel (in folgenden Teilen:)

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

2.2 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Haushaltskunden

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

Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen)

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

2.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden

4.1 Preisniveau Nicht-Haushaltskunden

5. Heizstrom

7. Europäischer Strompreisvergleich

II Gasmarkt

A Entwicklungen auf den Gasmärkten (in folgenden Teilen:)

3 Marktkonzentration

E Großhandel

F Einzelhandel (in folgenden Teilen:)

2.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden

4.1 Preisniveau Nicht-Haushaltskunden

5. Europäischer Gaspreisvergleich

III Übergreifende Themen

C Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 64: Kosten der Systemdienstleistungen im Zeitraum von 2013 bis 2017	179
Abbildung 65: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB sowie der Kosten für Netz- und Systemsicherheit im Jahr 2017	180
Abbildung 66: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW	183
Abbildung 67: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW	185
Abbildung 68: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB, Swissgrid (CH), TenneT (NL), APG (AT) und ELIA (BE)	186
Abbildung 69: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV	187
Abbildung 70: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung	188
Abbildung 71: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MRL) innerhalb der vier deutschen Regelzonen 2016 und 2017	189
Abbildung 72: Entwicklung der Durchschnittswerte der 2016 und 2017 von den ÜNB abgerufenen Minutenreserven (MRL).....	190
Abbildung 73: Entwicklung der abgerufenen Energiemenge der MRL 2016 und 2017	191
Abbildung 74: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung (SRL und MRL).....	192
Abbildung 75: Durchschnittliche Ausgleichsenergiepreise 2009 bis 2017	194
Abbildung 76: Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise 2016 und 2017	194
Abbildung 77: Monatliche Anzahl und Volumen der untertägigen Fahrplanänderungen im Jahr 2017.....	196
Abbildung 78: Im Zeitraum von Januar 2017 bis Dezember 2017 ausgeschriebene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten.....	198
Abbildung 79: Stromverbrauch nach Sektoren/ Marktabdeckung Lastmanagement 2016.....	200
Abbildung 80: Stromverbrauch nach Sektoren/ Marktabdeckung Lastmanagement 2017.....	201
Abbildung 81: Unternehmensstandorte mit und ohne Lastmanagementsystem – Top 10 in 2016.....	202
Abbildung 82: Unternehmensstandorte mit und ohne Lastmanagementsystem – Top 10 in 2017.....	203
Abbildung 83: Welche Instrumente begründen derzeit den Einsatz von Lastmanagement an Ihrem Unternehmensstandort?	204
Abbildung 84: Welche Hemmnisse bestehen für Ihr Unternehmen derzeit um Lastmanagement einzusetzen?.....	206

Abbildung 85: Sind Maßnahmen geplant mit denen die Höhe der Last durch Lastmanagement zukünftig reduziert oder verstärkt reduziert werden kann?..... 207

Tabellenverzeichnis

Tabelle 53: Übersicht über die von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung (Leistungsspannen)	184
Tabelle 54: Maximale Ausgleichsenergiepreise.....	193
Tabelle 55: Angaben zur Steuerung des Lastmanagement	205

Abkürzungsverzeichnis

Begriff	Definition
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AGV	Arbeitsgasvolumen bzw. Arbeitsgasvolumina (von Gasspeichern)
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AusglMechAV	Ausführungsverordnung zur Ausgleichsmechanismusverordnung
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
bEXA	An der Energy Exchange Austria (EXAA) Börse gehandelte Blockprodukte (z. B. bEXAbase und bEXApeak)
bFZK	Bedingt frei zuordenbare Kapazität
BGH	Bundesgerichtshof
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BZK	Beschränkt zuordenbare Kapazität
CEE	Central East Europe
CSE	Central South Europe
CWE	Central West Europe
CR	Concentration Ratio
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DSL	Digital Subscriber Line (digitaler Teilnehmeranschluss)
DZK	Feste dynamisch zuordenbare Kapazität
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange AG
EPEX SPOT	European Power Exchange
ECC	European Commodity Clearing AG
EG	Europäische Gemeinschaft
EinsMan	Einspeisemanagement
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity; Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz

Eurostat	Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaft
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EXAA	Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG
FBA	Flow Based Allocation
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazität
GaBi Gas	Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzregeln im Gassektor
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GeLi Gas	Geschäftsprozesse für den Lieferantenwechsel im Gassektor
GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
GPRS	General Packet Radio Service (Allgemeiner paketorientierter Funkdienst, Erweiterung von GSM)
GSM	Groupe Spécial Mobile/ Global System for Mobile Communications (volldigitales Mobilfunknetz)
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
ITC	Inter-TSO-Compensation
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
KoV IV	Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen in der 3. Fassung vom 1. Oktober 2011
kWh/h	Kilowattstunde pro Stunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LNG	Liquified Natural Gas, verflüssigtes Erdgas
m ³ /h	Kubikmeter pro Stunde
MRL	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannung
MWh	Megawattstunde
MWh/km ²	Megawattstunde pro Quadratkilometer
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NCG	Net Connect Germany

NDAV	Niederdruckanschlussverordnung
NEMOG	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
Nm ³	Normkubikmeter
Nm ³ /h	Normkubikmeter pro Stunde
NRV	Netzregelverbund
NS	Niederspannung
NTC	Net Transfer Capacity
OFC	Online-Flow-Verfahren
OGE	Open Grid Europe
OLG	Oberlandesgericht
OMS-Standard	Open Metering System-Standard
OTC	Over the counter
PLC	Powerline Carrier/ Powerline Communication (Datenübertragung über Stromkabel)
PSTN-Verfahren	Public Switched Telephone Network-Verfahren (Gesamtheit aller öffentlichen leitungsgebundenen Telefonnetze)
PRL	Primärregelleistung
PRS	General Packet Radio Service („allgemeiner paketerorientierter Funkdienst“, paketerorientierter 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 Nominierungersatzverfahren
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SLP	Standardlastprofil
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terrawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UGS	Untergrundgasspeicher
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VNB	Verteilernetzbetreiber
VNG	Verbundnetz Gas AG
V(H)P	Virtueller Handelspunkt

Glossar

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

Begriff	Definition
Abgabemenge	Von Elektrizitäts- bzw. Gaslieferanten an Letztverbraucher abgegebene Elektrizitäts- bzw. Gasmenge.
Anpassungsmaßnahmen	Gemäß § 13 Abs. 2 EnWG sind ÜNB berechtigt und verpflichtet, Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anzupassen oder diese Anpassungen zu verlangen (Anpassungsmaßnahmen), soweit sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht oder nicht rechtzeitig durch netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG beseitigen lässt. Soweit Elektrizitätsverteilernetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch sie gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zu Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet. Darüber hinaus sind VNB gemäß § 14 Abs. 1c EnWG verpflichtet, Maßnahmen des ÜNB nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen (Unterstützungsmaßnahmen). Die Abschaltung von EEG-Anlagen im Rahmen von § 13 Abs. 2 EnWG ist teilweise auch unabhängig von den Vorschriften zum EEG-Einspeisemanagement erforderlich, sofern die Systemgefährdung nicht durch einen Netzengpass, sondern durch ein anderes Systemsicherheitsproblem hervorgerufen wird. Die Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG stellen Notfallmaßnahmen dar und erfolgen entschädigungslos.
Arbeitsgas	Gas, das in einem Gasspeicher zur Ausspeisung tatsächlich zur Verfügung steht. Hier gilt: Speichervolumen – Kissengas (nicht nutzbares Volumen) = Arbeitsgas.
Aufwendungen	Aufwendungen beinhalten alle technischen und administrativen Maßnahmen, die während des Lebenszyklus eines Anlagengutes zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen, so dass es die geforderte Funktion erfüllen kann (Ersatz- und Erhaltungsaufwand).
Ausgleichsenergie	<i>Elektrizität</i> Die eingesetzte Regelarbeit, die mit den Leistungsungleichgewichte verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen abgerechnet wird. Die Ausgleichsenergie ist somit die Umlage der Abrufkosten für die Regelleistung, sie stellt die bilanzielle Abrechnung des Einsatzes von Regelarbeit dar. <i>Gas</i> Wird vom Marktgebietsverantwortlichen als Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen jedes Bilanzkreises im Marktgebiet am Ende der Bilanzierungsperiode ermittelt und mit den Bilanzkreisverantwortlichen verrechnet (vgl. §23 Abs. 2 GasNZV).
Ausspeisemenge	Von den Gasnetzbetreibern ausgespeiste Gasmenge.
Ausspeisepunkt	Der Punkt, an dem Gas aus einem Netz eines Netzbetreibers an Letztverbraucher, nachgelagerte Netze (eigene und / oder fremde) oder Weiterverteiler ausgespeist werden kann, zuzüglich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.
Baseload (Grundlast)	Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder -bezug konstanter Leistung von 00:00 bis 24:00 Uhr eines jeden Tages.

Bilanzkreis	Innerhalb einer Regelzone im Elektrizitätsbereich die Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen (vgl. § 3 Nr. 10a EnWG).
Bilanzzone	Innerhalb der Bilanzzone können alle Ein- und Ausspeisepunkte einem Bilanzkreis zugeordnet werden. Im Gasbereich entspricht die Bilanzzone den Marktgebieten. Somit können alle Ein- und Ausspeisepunkte aller Netze oder Netzbereiche, welche diesem Gebiet zugeordnet sind, einem Bilanzkreis angehören (vgl. § 3 Nr. 10b EnWG).
Brutto-Leistung	Abgegebene Leistung an den Klemmen des Generators. Für Wasserkraft misst man im Turbinenbetrieb an den Klemmen des Generators die Brutto-Leistung. Bei Pumpspeicherkraftwerken misst man an den Klemmen des Generators die Netto-Leistung, wenn die Anlage als Motor betrieben wird. Die Brutto-Leistung ergibt sich aus der Netto-Leistung und der Addition der Eigenbedarfsleistung, einschl. Verlustleistung der Maschinentransformatoren des Kraftwerks ohne Betriebsverbrauch und Bezug für Phasenschieberbetrieb (VGB, 2012).
Brutto-Stromerzeugung	Erzeugte elektrische Arbeit einer Erzeugungseinheit, gemessen an den Generatorklemmen (vgl. VGB, 2012)
Bruttostromverbrauch	Der Bruttostromverbrauch berechnet sich aus der Bruttostromerzeugung, ergänzt um die Importe und abzüglich der Exporte (beides physikalische Lastflüsse).
Concentration ratio (CR)	Marktanteilssumme der drei, vier oder fünf marktanteilsstärksten Wettbewerber (sog. „concentration ratios“, CR3 – CR4 – CR5). Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist der Grad der Marktkonzentration.
Countertrading	Countertrading ist eine Maßnahme, welche die Übertragungsnetzbetreiber nutzen, um Überlastungen im Stromnetz zu verhindern. Sie wird verwendet, wenn die vereinbarten Mindesthandelskapazitäten über das Maß hinausgehen, das durch das Netz transportiert werden kann. In diesem Fall wird ein Gegengeschäft organisiert. So wird ein Minimum an Handel jederzeit gewährleistet, ohne dass die Netze überlastet werden.
Day-Ahead-Handel	Im Day-Ahead-Handel an der EPEX Spot (Spotmarkt der EEX) werden Geschäfte abgeschlossen, bei denen die Lieferung am Folgetag erfolgt.
Dominanzmethode	Methode zur vereinfachten Konzernzurechnung für die Zwecke von Marktkonzentrationsauswertungen. Sie stellt allein darauf ab, ob an einer Gesellschaft ein Anteilseigner mindestens 50 Prozent der Anteile hält. Befinden sich die Anteile an einer Gesellschaft zu mehr als 50 Prozent in Hand eines Anteilseigners, so werden diesem Anteilseigner die Absatzmengen der Gesellschaft in voller Höhe zugerechnet. Halten zwei Anteilseigner eine Beteiligung in Höhe von je 50 Prozent, erfolgt eine Zurechnung jeweils hälftig zu beiden Anteilseignern. Werden an einer Gesellschaft keine Beteiligungen in Höhe von 50 Prozent oder mehr gehalten, so werden die Absatzmengen dieser Gesellschaft keinem der Anteilseigner zugerechnet (die Gesellschaft ist dann selbst eine „Obergesellschaft“).
Dynamische Preise	Preise eines Stromlieferungsvertrages zwischen einem Anbieter und einem Endkunden, der den Preis auf dem Spotmarkt, einschließlich Day-Ahead-Markt, in Intervallen widerspiegelt, die mindestens den Abrechnungsintervallen des betreffenden Marktes entsprechen.
EEG-Umlage	Die EEG-Umlage ist ein Instrument des Erneuerbaren Energien Gesetzes, welches in den Paragraphen §60 ff. näher spezifiziert ist. Mit der EEG-Umlage wird der Ausbau der Erneuerbaren Energien finanziert. Betreiber von Erneuerbare Energien-Anlagen, die Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen, erhalten dafür von den Netzbetreibern eine im EEG festgelegte oder durch Ausschreibungen ermittelte Zahlungsansprüche. Die hierfür notwendigen finanziellen Mittel werden durch die

	<p>EEG-Umlage auf die Stromverbraucher umgelegt. Grundsätzlich müssen alle nicht privilegierten Stromverbraucher die volle EEG-Umlage bezahlen. Sie ist Teil des Strompreises. Die Höhe der EEG-Umlage wird von den ÜNB ermittelt. Die ÜNB sind verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr zu ermitteln und zu veröffentlichen. Diese Veröffentlichung nehmen die Netzbetreiber auf ihrer Internetseite www.netztransparenz.de vor. Die Bundesnetzagentur überwacht die ordnungsgemäße Ermittlung.</p>
EEX/ EPEX Spot	<p>European Energy Exchange/ European Power Exchange. Die mittelbar zur Deutsche Börse AG – Gruppe gehörende EEX als Energiebörse betreibt Marktplätze für den Handel mit Elektrizität, Erdgas, CO₂-Emissionsrechten und Kohle. Die EEX hält 51 Prozent an der EPEX Spot mit Sitz in Paris, die kurzfristigen Elektrizitätshandel, den sogenannten Spotmarkt, für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz betreibt. Der Strom-Terminmarkt wird von der EEX Power Derivates GmbH (100 prozentige Tochtergesellschaft der EEX) betrieben. Zudem hält die EEX ca. 88 Prozent an der Pownext SA, ebenfalls mit Sitz in Paris, die den kurzfristigen Gashandel betreibt (vgl. EEX).</p>
Eigenverbrauch (Erzeugungsanlagen)	<p>Der Eigenverbrauch ist definiert als Energieerzeugnis das auf dem Betriebsgelände eines Herstellungsbetriebes und eines Gasgewinnungsbetriebes zur Aufrechterhaltung des Betriebes verwendet werden. Dies ist z. B. die elektrische Arbeit, die in den Neben- und Hilfsanlagen einer Erzeugungseinheit zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung sowie Rauchgasreinigung benötigt wird. Der Eigenverbrauch enthält nicht den Betriebsverbrauch. Die Verluste der Aufspanntransformatoren in Kraftwerken werden hinzu gerechnet. Der Verbrauch von nicht elektrisch betriebenen Neben- und Hilfsanlagen ist im gesamten Wärmeverbrauch des Kraftwerks enthalten und wird nicht dem elektrischen Eigenverbrauch zugeschlagen. Der Eigenverbrauch während der Nennzeit setzt sich aus den Anteilen Betriebs-Eigenverbrauch während der Betriebszeit und Stillstands-Eigenverbrauch außerhalb der Betriebszeit zusammen. Der Stillstands-Eigenverbrauch bleibt bei der Netto-Rechnung unberücksichtigt (vgl. VGB, 2012).</p>
Eigenverbrauchsleistung	<p>Elektrische Leistung einer Erzeugungseinheit, die für den Betrieb ihrer Neben- und Hilfsanlagen (z. B. zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung, Rauchgasreinigung) benötigt wird, zuzüglich der Verlustleistung der Aufspanntransformatoren (Maschinentransformatoren). Unterschieden wird zwischen der Eigenverbrauchsleistung im Betrieb und im Stillstand. Die Betriebs-Eigenverbrauchsleistung ist die während des Betriebs einer Erzeugungseinheit für deren Neben- und Hilfsanlagen benötigte elektrische Leistung. Die Stillstands-Eigenverbrauchsleistung, außerhalb der Betriebszeit einer Erzeugungseinheit, ist die benötigte elektrische Leistung für die Neben- und Hilfsanlagen (vgl. VGB, 2012).</p>
Einspeisemanagement (EinsMan)	<p>Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber den Anlagen Erneuerbarer Energien (EE-), Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Der in diesen Anlagen erzeugte Strom ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren (§ 11 Abs. 1 und Abs. 5 EEG, § 4 Abs. 1 und Abs. 4 S. 2 KWKG). Die verantwortlichen Netzbetreiber können unter besonderen Voraussetzungen jedoch auch diese bevorrechtigte Einspeisung vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren (§13 Abs. 2, 3 S.3 EnWG i.V.m. §§14, 15 EEG und für KWK-Anlagen auch i. V. m. § 4 Abs. 1 S. 2 KWKG). Insbesondere müssen die vorrangigen Abregelungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Erzeugern zuvor ausgeschöpft werden. Die Netzausbaupflichten der für die Netzengpässe verantwortlichen Netzbetreiber bleiben parallel bestehen.</p> <p>Der Betreiber der abgeregelten Anlage hat Anspruch auf eine Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und -wärme nach Maßgabe von § 15 Abs. 1 EEG. Die Entschädigungskosten trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die EinsMan-Maßnahme liegt. Der Anschlussnetzbetreiber ist verpflichtet, dem Betreiber</p>

	der abgeregelten Anlage die Entschädigung auszusahlen. Lag die Ursache bei einem anderen Netzbetreiber, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.
Einspeisepunkt	Ein Punkt, an dem Gas an einen Netzbetreiber in dessen Netz oder Teilnetz übergeben werden kann, einschließlich der Übergabe aus Speichern, Gasproduktionsanlagen, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.
Energiekomponente	Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil. Setzt sich zusammen aus Beschaffung, Vertrieb und Marge.
Entgelt für Abrechnung	Das Entgelt für die Abrechnung der Netznutzung sowie Ermittlung der Jahresverbrauchsprognose nach § 13 Abs. 1 StromNZV ist seit dem 1. Januar 2017 Bestandteil der Nettonetzentgelte und wird nicht mehr separat ausgewiesen (vgl. § 7 Abs. 2 MsbG)
Entgelt für Messstellenbetrieb	Entgelt für den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen. Gemäß § 17 Abs. 7 S. 1 StromNEV, darf im Elektrizitätsbereich ab dem 1. Januar 2017 nur noch ein „Entgelt für Messstellenbetrieb“ ausgewiesen werden, zu dem auch das Entgelt für Messung gehört.
Entgelt für Messung	Im Gasbereich Entgelt für die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie die Weitergabe der Daten an die Berechtigten (§ 15 Abs. 7 S.1 GasNEV)
Entnahmemenge	Von den Elektrizitätsnetzbetreibern an Letztverbraucher abgegebene Elektrizitätsmenge.
Entry-Exit-System	Gasbuchungssystem, bei dem der Transportkunde lediglich einen Ein- und Ausspeisevertrag abschließt, auch wenn der Gastransport auf mehrere Transportnetzbetreiber verteilt ist.
Erdgasreserven	Sichere Reserven: In bekannten Lagerstellen auf Grund lagerstättentechnischer oder geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit hoher Sicherheit gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeit 90 Prozent). Wahrscheinliche Reserven: einer Wahrscheinlichkeit von 50 Prozent.
Ersatzversorger	Ersatzversorger ist der Grundversorger. (vgl. § 38 EnWG)
Ersatzversorgung	Wenn ein Letztverbraucher über das Energieversorgungsnetz der „Allgemeinen Versorgung“ in Niederspannung oder Niederdruck Energie bezieht, ohne dass dieser Bezug einer Lieferung oder einem bestimmten Liefervertrag zugeordnet werden kann, gilt die Energie als vom Grundversorger geliefert. (vgl. § 38 EnWG)
Flow Based Allocation (FBA)	Lastflussbasierte Kapazitätsvergabe. Bei der FBA werden ausgehend vom geplanten kommerziellen Lastfluss (Handelsaktivität) die verfügbaren Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel auf der Basis der sich im Netz real einstellenden Lastflüsse ermittelt und vergeben („allocated“). Die FBA ermöglicht somit die Vergabe von Übertragungskapazitäten unter Berücksichtigung der über Gebote beschriebenen aktuellen Marktsituation.
Futures	Vertragliche Verpflichtung, eine festgelegte Menge von z. B. Strom, Gas oder Emissionsberechtigungen zu einem festgelegten Preis in einem festgelegten zukünftigen Zeitraum (Lieferperiode) zu kaufen (Futureskäufer) oder zu liefern (Futuresverkäufer). Futures werden entweder physisch oder über Barausgleich erfüllt.
Grundversorger	Gas- und Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das nach § 36 Abs. 1 EnWG in einem Netzgebiet die Grundversorgung mit Gas oder Strom durchführt.
Grundversorgung	Energielieferung des Grundversorgers an Haushaltskunden zu Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preisen. (vgl. § 36 EnWG).
Heizstrom	Als Heizstrom gilt Strom, der zum Betrieb unterbrechbarer (=steuerbarer) Verbrauchseinrichtungen mit dem Zweck der Raumheizung geliefert wird. Bei den unterbrechbaren (=steuerbaren) Verbrauchseinrichtungen handelt es sich im Wesentlichen um Nachtspeicherheizungen und elektrische Wärmepumpen.

H-Gas	Ein Gas der 2. Gasfamilie mit – im Vergleich zu L-Gas – höherem Methangehalt (87 bis 99 Volumenprozent) und somit weniger Volumenprozent an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 11,5 kWh/m ³ und einen Wobbeindex von 12,8 kWh/m ³ bis 15,7 kWh/m ³ .
Hub	Ein wichtiger physischer Knotenpunkt im Gasnetz, an dem verschiedene Leitungen, Netze oder sonstige Gasinfrastrukturen zusammentreffen und Gashandel stattfindet.
Impulsausgang	Mechanisches Zählwerk mit einem Dauermagneten in einer Zählwerkrolle. Kann mit einem Impulsgeber (Reedkontakt) umgerüstet werden. Unter Impulsausgang fällt auch ein sogenanntes „Cyble Zählwerk“.
Intraday Handel	Im Intraday-Handel an der EPEX Spot (Spotmarkt der EEX) werden Gas- sowie Stromkontrakte abgeschlossen, die noch am gleichen Tag geliefert werden und ermöglicht die kurzfristige Optimierung von Beschaffung und Verkauf.
Investitionen	<p>Als Investitionen im Sinne des Energie Monitoring gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der gesamte Wert der im Berichtsjahr neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen.</p> <p>Zu den Bruttozugängen zählen auch Leasing-Güter, die beim Leasingnehmer aktiviert wurden. Die Bruttozugänge sind ohne die als Vorsteuer abzugsfähige Umsatzsteuer zu melden. Einzubeziehen ist der auf dem Anlagenkonto aktivierte Wert (Herstellungskosten) der selbsterstellten Anlagen. Ferner sind die noch im Bau befindlichen Anlagen (angefangene Arbeiten für betriebliche Zwecke, soweit aktiviert) mitzumelden. Falls ein besonderes Sammelkonto „Anlagen im Bau“ geführt wird, sind nur die Bruttozugänge ohne die schon zu Beginn des Berichtsjahres auf diesem Sammelkonto ausgewiesenen Bestände zu melden. Anzahlungen sind nur einzubeziehen, soweit sie abgerechneten Teilen von im Bau befindlichen Anlagen entsprechen und aktiviert sind. Nicht einzubeziehen sind der Erwerb von Beteiligungen, Wertpapieren usw. (Finanzanlagen), der Erwerb von Konzessionen, Patenten, Lizenzen usw. und der Erwerb von ganzen Unternehmen oder Betrieben sowie der Erwerb ehemals im Unternehmen eingesetzter Mietanlagen, Zugänge an Sachanlagen in Zweigniederlassungen oder fachlichen Unternehmensteilen im Ausland sowie die bei Investitionen entstandenen Finanzierungskosten (Statistisches Bundesamt, 2007).</p>
Jahresbenutzungsdauer (Letztverbraucher)	Die Jahresbenutzungsdauer ist der Quotient aus der in einem Abrechnungsjahr aus dem Netz entnommenen Arbeit und der in diesem Abrechnungsjahr in Anspruch genommenen Jahreshöchstleistung. Sie gibt somit die Zahl der Tage an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Tagesmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Tagen gleich Jahresverbrauch dividiert durch maximale Tagesmenge). Die Benutzungsdauer in Stunden gibt die Stundenzahl an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Stundenmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Stunden gleich Jahresverbrauch dividiert durch maximale Stundenmenge) (vgl. Anlage 4 zu §16 Abs. 2 Abs. 3 Satz 2 StromNEV).
Jahreshöchstlast (Letztverbraucher)	Die in Kilowatt (kW) ausgedrückte und im Zeitraum eines Jahres viertelstündig gemessene Höchstlast.
Kavernenspeicher	Künstlich durch Bohren und Aussolen erzeugte Hohlräume in Salzstöcken. Sie zeichnen sich oftmals durch – im Vergleich zu Porenspeichern – höhere Ein- und Ausspeicher-kapazitäten und einen geringeren Bedarf an Kissengas, aber auch kleinere Volumina aus.
Konventioneller Erzeugungssockel	Anteil der preisunelastischen konventionellen Leistungserbringung, der nicht der Mindesterzeugung zuzuordnen ist.
KWK-Netto-Nennleistung (elektrische Wirkleistung)	Anteil der elektrischen Netto-Nennleistung bei Wärmenennleistung, der direkt mit der Wärmeauskopplung verbunden ist. Der Anteil der elektrischen Leistung, der sich ausschließlich auf die Erzeugung von Strom bezieht (Kondensationsanteil) wird hierbei nicht berücksichtigt.

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

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

	<p>Die Nennleistung darf im Gegensatz zur Engpassleistung nicht an eine vorübergehende Leistungsänderung angepasst werden.</p> <p>Auch darf keine Änderung der Nennleistung vorgenommen werden bei Leistungsabsenkungen als Folge oder zur Vermeidung von Schäden. Ebenso ist eine Herabsetzung der Nennleistung wegen Alterung, Verschleiß oder Verschmutzung nicht statthaft. Leistungsänderungen sind nur zulässig, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> - zusätzliche Investitionen, z.B. wirkungsgradverbessernde Retrofitmaßnahmen, getätigt werden mit dem Ziel, die Leistung der Anlage zu steigern, - Anlagenteile endgültig stillgelegt oder entfernt werden, unter bewusster Inkaufnahme von Leistungseinbußen, - die Anlage durch Außeneinflüsse, dauerhaft, d.h. für den Rest der Lebensdauer, außerhalb des in den Liefervereinbarungen festgelegten Auslegungsbereiches betrieben wird oder - die Anlage aufgrund von gesetzlichen Vorschriften bzw. behördlichen Anordnungen, ohne dass ein technischer Mangel innerhalb der Anlage vorliegt, bis zum Lebensdauerende nur noch mit einer verminderten Leistung betrieben werden darf (VGB, 2012).
Netto-Leistung	An der Oberspannungsseite des Maschinentransformators an das Versorgungssystem (Übertragungs- und Verteilungsnetz, Verbraucher) abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit. Sie ergibt sich aus der Brutto-Leistung minus der elektrischen Eigenverbrauchsleistung während des Betriebes, auch wenn diese nicht aus der Erzeugungseinheit selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird (VGB, 2012).
Netto-Netzentgelte	<p><i>Elektrizität</i> Stromnetzentgelt ab 1. Januar 2017 inklusive Abrechnungsentgelt, ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe sowie Umlagen nach EEG und KWKG.</p> <p><i>Gas</i> Gasnetzentgelt ab 1. Januar 2017 inklusive Abrechnungsentgelt ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer und Konzessionsabgabe.</p>
Netto-Stromerzeugung	Die um ihren Betriebs- und Eigenverbrauch verminderte Brutto-Stromerzeugung einer Erzeugungseinheit. Wenn nichts anderes vermerkt wird, bezieht sich die Netto-Stromerzeugung auf die Nennzeit (VGB, 2012).
Netzanschluss	<p><i>Elektrizität</i> Der Netzanschluss gemäß § 5 NAV verbindet das Elektrizitätsversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung mit der elektrischen Anlage des Anschlussnehmers. Er beginnt an der Abzweigstelle des Niederspannungsnetzes und endet mit der Hausanschlusssicherung, es sei denn, dass eine abweichende Vereinbarung getroffen wird; in jedem Fall sind auf die Hausanschlusssicherung die Bestimmungen über den Netzanschluss anzuwenden. Im Fall von Kraftwerken ist der Netzanschluss die Herstellung der elektrischen Leitung, die Erzeugungsanlage und Anschlusspunkt verbindet, und ihre Verknüpfung mit dem Anschlusspunkt (§ 2 Nr. 2 KraftNAV).</p> <p><i>Gas</i> Der Netzanschluss gemäß § 5 NDAV verbindet das Gasversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung mit der Gasanlage des Anschlussnehmers, gerechnet von der Versorgungsleitung bis zu den Innenleitungen der Gebäude und Grundstücke. Er besteht aus der Netzanschlussleitung, einer gegebenenfalls vorhandenen Absperrereinrichtung außerhalb des Gebäudes, Isolierstück, Hauptabsperrereinrichtung und gegebenenfalls Haus-Druckregelgerät. Auf ein Druckregelgerät sind die Bestimmungen über den Netzanschluss auch dann anzuwenden, wenn es hinter dem Ende des Netzanschlusses innerhalb des Bereichs der Kundenanlage eingebaut ist.</p>
Netzebene	Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird (§ 2 Nr. 6 StromNEV)

	<p>Niederspannung (NS) ≤ 1 kV</p> <p>Mittelspannung (MS) > 1 kV und $\leq 72,5$ kV</p> <p>Hochspannung (HS) $> 72,5$ kV und ≤ 125 kV</p> <p>Höchstspannung (HöS) > 125 kV</p>
Netzgebiet	Gesamtfläche, über die sich die Netz- und Umspannebenen eines Netzbetreibers erstrecken.
Net Transfer Capacity (NTC)	Netto Übertragungskapazität zweier benachbarter Länder (berechnet sich ex-ante aus der Total Transfer Capacity abzüglich der Transmission Reliability Margin).
Netzverluste	Die Arbeitsverluste im Übertragungs- und Verteilernetz (im Sprachgebrauch „Netzverluste“) eines Systems sind die Differenz zwischen der physikalisch in das Netz in einer Zeitspanne eingespeisten und aus der ihm in derselben Zeitspanne wieder entnommenen elektrischen Arbeit (vgl. VGB, 2012).
Netzzugang	Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben gemäß § 20 Abs. 1 EnWG jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren. Der Regelfall ist die Netznutzung durch Lieferanten, welche dann auch die Netzentgelte an den Netzbetreiber abführen. Zulässig ist aber auch die Netznutzung durch Letztverbraucher. In diesem Fall führt der Letztverbraucher die Netzentgelte an den Netzbetreiber ab.
Nominierung	Die Pflicht des Transportkunden an den betroffenen Netzbetreiber – bis spätestens 14:00 Uhr – die am Folgetag beabsichtigte Inanspruchnahme seiner Ein- und Ausspeisekapazität für jede Stunde des Folgetages zu melden.
Normkubikmeter Nm ³	Normkubikmeter ist nach § 2 Nr. 11 GasNZV diejenige Gasmenge, die frei von Wasserdampf und bei einer Temperatur von Null Grad Celsius und einem absoluten Druck von 1,01325 bar ein Volumen von einem Kubikmeter einnimmt.
Ökostromtarif	Ein Stromtarif, der aufgrund von Ökostrom-Labeln oder Strom-Kennzeichnung als Stromtarif mit besonderer Relevanz des Anteils/ der Förderung der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung ausgewiesen und zu einem Tarif angeboten/ gehandelt wird.
OMS-Standard	Auswahl von Optionen aus der europäischen Norm 13757-x, die von der OMS Group ausgewählt wurden. Diese „Open Metering System Specification“ standardisiert die Kommunikation innerhalb der Verbrauchszählung.
OTC-Handel	OTC-Handel steht für den englischen Begriff „Over The Counter“ und bezeichnet finanzielle Transaktionen zwischen Marktteilnehmern, die nicht über eine Börse abgewickelt werden. OTC-Handel wird auch als außerbörslicher Handel bezeichnet.
Peakload (Spitzenlast)	Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder -bezug konstanter Leistung über zwölf Stunden von 08:00 bis 20:00 Uhr eines jeden Werktages. Dieser Spitzenlaststrom weist im Vergleich zur Baseload (Grundlast) grundsätzlich einen höheren monetären Wert auf.
Phelix (Physical Electricity Index)	Als Phelix-Day-Base wird der arithmetische Durchschnittspreis aller Stundenkontrakte eines kompletten Tages (Grundlaststrom) für das Marktgebiet Deutschland/ Österreich bezeichnet. Der Phelix-Day-Peak wird als arithmetischer Durchschnittspreis der Stundenpreise von 08:00 bis 20:00 (Spitzenlastzeiten) für das Marktgebiet Deutschland/ Österreich bezeichnet (vgl. EEX).
Porenspeicher	Speicher, in welchen das Erdgas in den Porenräumen geeigneter Gesteinshorizonte gelagert wird. Sie zeichnen sich oftmals durch große Volumina aber im Vergleich zu Kavernenspeichern niedrigere Ein- und Ausspeiseleistung und höheren Anteil von Kissengas aus.
Redispatch	Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasieren Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Verpflichtungen oder eines gesetzlichen Schuldverhältnisses

	<p>vom ÜNB angewiesen ihre Einspeiseleistung abzusenken/ zu erhöhen, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen/abzusenken. Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen haben diese Eingriffe damit keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln physikalisch und bilanziell ausgeglichen werden. Redispatch ist vom Netzbetreiber zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze anzuwenden. Dies geschieht, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen oder Leitungsüberlastungen zu beheben. Der Netzbetreiber erstattet den am Redispatch teilnehmenden Kraftwerksbetreibern deren entstehende Kosten. Man unterscheidet zudem zwischen strom- und spannungsbedingtem Redispatch. Strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende Überlastungen von Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet z. B. durch die Anpassung von Blindleistung ab. Dabei wird die Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken angepasst, um diese in die Lage zu versetzen, die benötigte Blindleistung zur Spannungshaltung erbringen zu können. Dies kann z. B. durch Anfahren stillstehender Kraftwerke auf Mindestwirkleistungseinspeisung oder durch Reduzierung der Einspeisung unter 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.</p>
Regelleistung	Regelleistung wird vorgehalten, um ein ständiges Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -abnahme zu gewährleisten
RLM-Kunde (Kunden mit registrierender Lastgangmessung)	Unter RLM-Kunden (Kunden mit registrierender Lastgangmessung) sind Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von mehr als 100.000 kWh (Strom) bzw. mehr als 1,5 Mio. kWh oder einer stündlichen Ausspeiseleistung von mehr als 500 kWh pro Stunde (Gas) zu verstehen.
Schwarzstartfähigkeit	Fähigkeit einer Erzeugungseinheit (Kraftwerk), ohne Eigenbedarfsversorgung über das Elektrizitätsnetz, den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen zu können. Dies ist insbesondere bei einer Störung, die zum Zusammenbruch des Netzes führt, als erster Schritt zum Wiederaufbau der Versorgung von Bedeutung. Darüber hinaus ist eine „Inselnetzfähigkeit“ erforderlich, d.h. eine stabile Spannung liegt vor und Last kann aufgenommen werden, ohne dass es zu erheblichen Spannungs- und Frequenzänderungen kommt.
SLP-Kunde (Standardlastprofilkunde)	<p><i>Elektrizität</i> Letztverbraucher (gem. § 12 StromNZV) mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh, bei denen keine registrierende Lastgangmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist. (Abweichungen über die definierte Entnahmegrenze hinaus können in Ausnahmefällen durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden)</p> <p><i>Gas</i> Letztverbraucher (gem. § 24 GasNZV) mit einer jährlichen maximalen Entnahme von bis zu 1,5 Mio. kWh und einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von bis zu 500 kWh pro Stunde, bei denen keine registrierende Lastgangmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist. (Abweichungen unter oder über die definierten Entnahme- und Ausspeiseleistungsgrenzen hinaus können durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden)</p>
Speicherbetreiber	Der Begriff des Speicherbetreibers wird in diesem Zusammenhang als wirtschaftlicher Betreiber verstanden. Es geht somit nicht um den technischen Betreiber; angesprochen ist das Unternehmen, das die Kapazitäten des Speichers vermarktet und als Marktakteur auftritt.

Spotmarkt	Markt, an dem die Geschäfte einer sofortigen Abwicklung zugeführt werden. (Intraday und Day-Ahead Auktionen)
Steuerbare Verbrauchseinrichtung in Niederspannung (ehemals abschaltbare Verbrauchseinrichtung)	Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird. Als steuerbare Verbrauchseinrichtung im Sinne von Satz 1 gelten auch Elektromobile. Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Verpflichtung nach den Sätzen 1 und 2 näher zu konkretisieren, insbesondere einen Rahmen für die Reduzierung von Netzentgelten und die vertragliche Ausgestaltung vorzusehen sowie Steuerungshandlungen zu benennen, die dem Netzbetreiber vorbehalten sind, und Steuerungshandlungen zu benennen, die Dritten, insbesondere dem Lieferanten, vorbehalten sind. Sie hat hierbei die weiteren Anforderungen des Messstellenbetriebsgesetzes an die Ausgestaltung der kommunikativen Einbindung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zu beachten. (§14a EnWG)
Stromkreislänge	Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Kabel in den Netzebenen NS, MS, HS und HöS (Beispiel: Wenn L1 = 1km, L2 = 1km und L3 = 1km, dann Stromkreislänge = 1km). Bei unterschiedlichen Phasenlängen ist die durchschnittliche Länge in km zu ermitteln. Die Anzahl der pro Phase verwendeten Kabel ist für die Stromkreislänge unmaßgeblich. Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Kabel, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Geplante, in Bau befindliche, verpachtete sowie stillgelegte Kabel sind nicht zu berücksichtigen. Leitungen in Bruchteilnutzung sind bei der Berechnung der Netzlänge mit voller Kilometerzahl anzusetzen. Die Stromkreislänge in der Netzebene Niederspannung ist einschließlich Hausanschlussleitungen und ohne Leitungen von Straßenbeleuchtungsanlagen anzugeben. Leitungen über 36 kV mit Transportfunktion und Hochspannungsentgelt können bei der Hochspannung angegeben werden.
Terminmarkt	Markt, an dem Termingeschäfte und Derivate gehandelt werden. Im Gegensatz zum Spotmarkt fallen hierbei Verpflichtungs- und Erfüllungsgeschäft zeitlich nicht zusammen.
Umspannebene	Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in denen eine Transformation elektrischer Energie von Höchst- zu Hochspannung, Hoch- zu Mittelspannung oder Mittel- zu Niederspannung geändert wird (§ 2 Nr. 7 StromNEV). Eine darüber hinaus gehende Umspannung innerhalb der einzelnen Netzebenen (z. B. innerhalb der Mittelspannung) ist Bestandteil der jeweiligen Netzebene.
Untertagespeicher	Dies sind insbesondere Porenspeicher, Kavernenspeicher und Aquiferspeicher.
Verbindliche Verbundaustauschfahrpläne	Im Gegensatz zu den physikalischen Lastflüssen, die den tatsächlichen grenzüberschreitenden Elektrizitätsfluss beschreiben, stellen die Verbundaustauschfahrpläne den kommerziellen grenzüberschreitenden Elektrizitätsaustausch dar. Physikalische Lastflüsse und kommerzielle Verbundaustauschfahrpläne müssen (beispielsweise aufgrund von Ringflüssen) nicht notwendigerweise übereinstimmen.
Verbundene Unternehmen i. S. d. § 15 AktG	Rechtlich selbständige Unternehmen, die im Verhältnis zueinander in Mehrheitsbesitz stehende Unternehmen und mit Mehrheit beteiligte Unternehmen (§ 16 AktG), abhängige und herrschende Unternehmen (§ 17 AktG), Konzernunternehmen (§ 18 AktG), wechselseitig beteiligte Unternehmen (§ 19 AktG) oder Vertragsteile eines Unternehmensvertrags (§§ 291, 292 AktG) sind.
Verlustenergie	Die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie.
Vertragswechsel	Wechsel des Versorgungstarifs auf Betreiben des Letztverbrauchers (Kunden) bei dem gleichen Energieversorger von dem er zuvor beliefert wurde.

Weiterverteiler	Regionale und lokale Gasverteilernetzbetreiber (keine Exporteure)
Zählpunkt	Netzpunkt, an dem der Energiefluss (bei Gas die transportierte Gasmenge) messtechnisch zu Abrechnungszwecken erfasst wird (Vgl. §2 Abs. 28 MsbG). Bei der Datenabfrage 2019 wird in den betroffenen Fragebögen der Begriff des Zählpunktes durch den Begriff Marktlokation (Verträge) bzw. Messlokation (Zähler) ersetzt.

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Bundeskartellamt

Kaiser-Friedrich-Straße 16
53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Referat 603
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
monitoring.energie@bundesnetzagentur.de
www.bundesnetzagentur.de
Tel. +49 228 14-5999
Fax +49 228 14-5973

Bundeskartellamt

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

Stand

8. Februar 2019

Druck

Bundesnetzagentur

Bildnachweis

Text

Bundesnetzagentur
Referat 603

Bundeskartellamt
Arbeitsgruppe Energie-Monitoring