

Monitoringbericht 2018

Elektrizitätsmarkt – F - Großhandel

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

Stand: 8. Februar 2019

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

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

Bundeskartellamt

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

EnWG § 63 Abs. 3 Berichterstattung

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

GWB § 53 Abs. 3 Tätigkeitsbericht und Monitoringberichte

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

Datenherkunft im Monitoringbericht

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

Kernaussagen

Stromgroßhandel

Die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte verzeichnete im Jahr 2017 einen deutlichen Rückgang. Ein Grund dafür ist die Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze seit dem 1. Oktober 2018 und damit faktisch die Trennung des gemeinsamen Marktgebiets von Deutschland und Österreich (sog. Gebotszonentrennung).¹ Die Marktteilnehmer konnten sich früh an der EEX auf diese Entwicklung mit neuen Produkten nur für das deutsche Marktgebiet eindecken – mit sogenannten ausschließlichen Phelix-DE-Kontrakten. Bis zum Ende des Jahres 2017 war zu beobachten, dass sich die Liquidität bzw. das Handelsvolumen seit der Einführung deutlich von den Phelix-DE/AT hin zum Phelix-DE verschoben hat.

Im börslichen Terminhandel als auch die über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichnen Volumenrückgänge. Beim Spotmarkt gibt es hingegen unterschiedliche Entwicklungen. Das Volumen des Day-Ahead-Handels ist leicht zurückgegangen, während das Volumen für den Intraday-Handel um rund 15 Prozent angestiegen ist.

Die durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise sind im Jahr 2017 zum ersten Mal seit 2011 angestiegen. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Spotmarktpreise um rund 18 Prozent, und die Terminkontrakte für das Folgejahr notierten um rund 22 Prozent höhere Preise. Ebenfalls ist das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-DE/AT-Terminkontrakten an der EEX im Jahr 2017 deutlich zurückgegangen.

¹ Diese Gebotszone wird zum 1. Oktober 2018 aufgelöst, so dass es die separate Gebotszone Deutschland/Luxemburg und die Gebotszone Österreich gibt. Hierauf haben sich die Bundesnetzagentur und die österreichische Regulierungsbehörde E-Control am 15. Mai 2017 geeinigt. Vgl.: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2017/20170515-bnetza-e-control-einigen-sich.html> (aufgerufen am 13. September 2018).

Inhaltsverzeichnis

F	Großhandel	225
1.	Börslicher Großhandel	225
1.1	Spotmärkte	227
1.1.1	Handelsvolumina	228
1.1.2	Anzahl der aktiven Teilnehmer	229
1.1.3	Preisabhängigkeit der Gebote	230
1.1.4	Preisniveau	231
1.1.5	Preisstreuung	233
1.2	Terminmärkte	236
1.2.1	Handelsvolumen	237
1.2.2	Handelsvolumen Phelix-DE	238
1.2.3	Preisniveau	239
1.2.4	Preisniveau Phelix-DE	241
1.3	Anteile verschiedener Börsenteilnehmer am Handelsvolumen	242
1.3.1	Anteil der Market Maker	242
1.3.2	Anteil der Übertragungsnetzbetreiber	243
1.3.3	Anteil der umsatzstärksten Teilnehmer	243
2.	Bilateraler Großhandel	244
2.1	Brokerplattformen	245
2.2	OTC-Clearing	246
	OTC-Clearing bei Phelix-DE	248
	VERZEICHNISSE	477
	Verzeichnis Autorenschaft	478
	Gemeinsame Textteile	478
	Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen)	478
	Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen)	479
	Abbildungsverzeichnis	481
	Tabellenverzeichnis	491
	Abkürzungsverzeichnis	497
	Glossar	501
	Impressum	513

F Großhandel

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

Das Handelsvolumen bzw. die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte verzeichnete im Jahr 2017 einen deutlichen Rückgang. Ein Grund dafür ist die Abnahme der langfristigen Kontrakte aufgrund der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze seit dem 1. Oktober 2018 und damit faktisch die Trennung des gemeinsamen Marktgebiets von Deutschland und Österreich (sog. Gebotszontentrennung).² Die Marktteilnehmer konnten sich früh an der EEX auf diese Entwicklung mit neuen Produkten nur für das deutsche Marktgebiet eindecken – mit sogenannten ausschließlichen Phelix-DE-Kontrakten. Bis zum Ende des Jahres 2017 war zu beobachten, dass sich das Handelsvolumen seit der Einführung deutlich von den Phelix-DE/AT hin zum Phelix-DE verschoben hat. Der börsliche Terminhandel als auch die über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichnen ebenfalls Volumentrübkänge. Ebenfalls ist das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-DE/AT-Terminkontrakten an der EEX im Jahr 2017 deutlich zurückgegangen. Auch hier ist der Grund die Einführung des neuen Produktes Phelix-DE. Das OTC-Clearing Volumen von Phelix-DE/AT liegt im Jahr 2017 über dem Volumen des Börsenhandels. Beim Spotmarkt hingegen gibt es unterschiedliche Entwicklungen. Das Volumen des Day-Ahead-Handels ist leicht zurückgegangen, während das Volumen für den Intraday-Handel um rund 15 Prozent angestiegen ist.

Die Stromgroßhandelspreise sind im Jahresdurchschnitt 2017 zum ersten Mal seit 2011 wieder gestiegen. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Spotmarktpreise um rund 18 Prozent, und die Terminkontrakte für das Folgejahr notierten um rund 22 Prozent höhere Preise.

1. Börslicher Großhandel

Die Betrachtung des börslichen Stromhandels bezieht sich, wie in den vergangenen Jahren, auf das Marktgebiet Deutschland/Österreich/Luxemburg sowie auf die Börsenplätze in Leipzig (European Energy

² Diese Gebotszone wurde zum 1. Oktober 2018 aufgelöst, so dass es die separate Gebotszone Deutschland/Luxemburg und die Gebotszone Österreich gibt. Hierauf haben sich die Bundesnetzagentur und die österreichische Regulierungsbehörde E-Control am 15. Mai 2017 geeinigt. Vgl.: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2017/20170515-bnetza-e-control-einigen-sich.html> (aufgerufen am 13. September 2018)

Exchange AG - EEX), Paris (EPEX SPOT SE)³ und Wien (Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG – EXAA). Diese Börsen haben sich auch in diesem Jahr an der Datenerhebung im Energie-Monitoring beteiligt.⁴ Da für Deutschland, Österreich und Luxemburg im Jahr 2017 eine gemeinsame Gebotszone bestand, werden die einzelnen „Produkte“ mit Lieferzeit in diesem Jahr an allen drei Börsen mit für diese Länder jeweils einheitlichen Börsenpreisen gehandelt im Sinne einer Preiszone. Die EEX bietet Produkte im Terminhandel an, die EPEX SPOT SE und die EXAA hingegen im Spotmarktbereich.

Die Gesamtzahl der an den Börsen für den Stromhandel im Marktgebiet Deutschland/Österreich/Luxemburg zugelassenen Teilnehmer verzeichnet seit Jahren Zuwächse, so wurde zum Stichtag 31. Dezember 2017 an dem Börsenplatz der EEX ein neuer Höchstwert erreicht. An der EPEX Spot ist die Anzahl der Teilnehmer minimal auf 203 gesunken und an der EXAA ist die Anzahl der zugelassenen Teilnehmer auf 72 zurückgegangen.

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

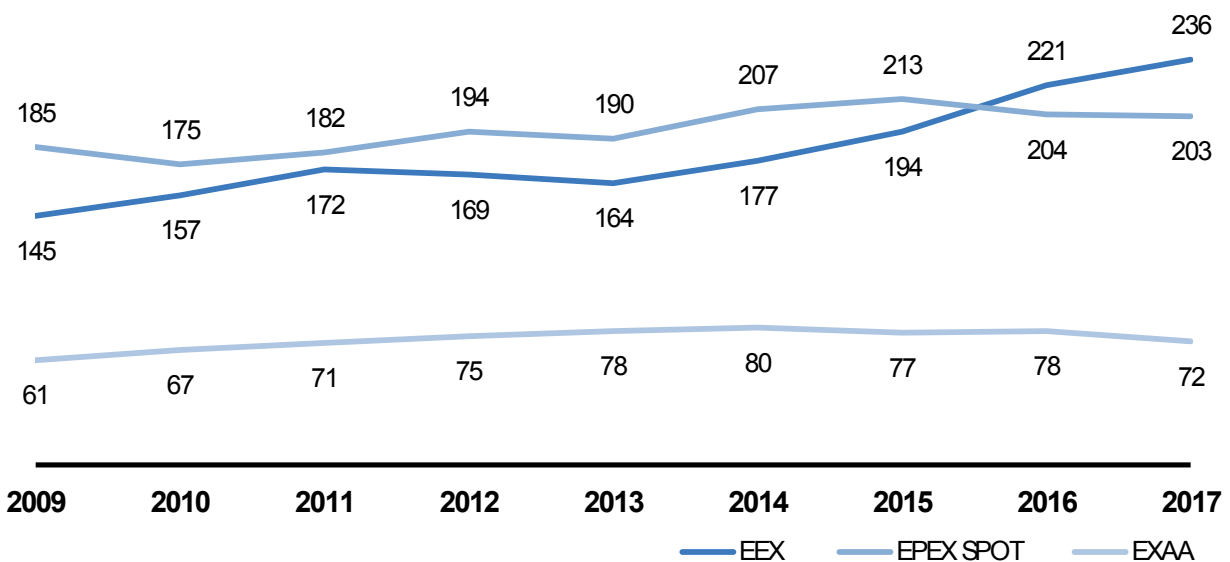


Abbildung 1: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an der EEX, der EPEX SPOT und der EXAA

Nicht jedes Unternehmen bedarf eines eigenen Zugangs zur Börse, vielmehr kann auch auf Dienstleistungsangebote börslich registrierter Händler zurückgegriffen werden. Größere Konzerne bündeln ihre Handelsaktivitäten oftmals in einer Konzerngesellschaft, die über eine entsprechende

³ Zwischen EEX und EPEX SPOT bestehen gesellschaftsrechtliche Verbindungen, die EEX Group ist indirekte Mehrheitsaktionärin an der EPEX SPOT SE.

⁴ Darüber hinaus ermöglicht auch Nord Pool Spot AS den Stromhandel mit Lieferort Deutschland. Sie bietet Intraday-Handel mit Lieferort Deutschland und gewinnt zunehmend an Bedeutung. So lag das Handelsvolumen für 2017 bei rund 2,5 TWh, im Vorjahr waren es noch rund 1,5 TWh. Zudem bietet die Börse den Handel von Market-Coupling-Produkten für Deutschland an (jeweils von und nach Schweden bzw. Dänemark).

Börsenregistrierung verfügt. In den Kategorien, nach denen die EPEX SPOT bzw. die EEX ihre Börsenteilnehmer klassifizieren⁵, ergibt sich für das Jahr 2017, dass die meisten Handelsteilnehmer Verbund- und Handelsunternehmen oder Produzenten sind, danach kommen Stadtwerke und Regionalversorger, gefolgt von Finanzdienstleistungsunternehmen und Kreditinstituten. Es gibt nur wenige Teilnehmer, die als kommerzielle Verbraucher agieren. Die Übertragungsnetzbetreiber sind vor allem an der EPEX Spot aktiv.

Klassifizierung der registrierten Stromhandelsteilnehmer an der EEX und EPEX Spot zum Stichtag 31. Dezember 2017

	EPEX SPOT	EEX
Übertragungsnetzbetreiber	4	2
kommerzielle Verbraucher	9	5
Finanzdienstleistungsunternehmen und Kreditinstitute	6	52
Stadtwerke und Regionalversorger	50	75
Verbund- und Handelsunternehmen (EEX) oder Produzenten und Handelsunternehmen (EPEX SPOT)	134	102
Gesamt	203	236

Tabelle 1: Klassifizierung der registrierten Stromhandelsteilnehmer an der EEX und EPEX Spot zum Stichtag 31. Dezember 2017

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

1.1 Spotmärkte

An börslichen Spotmärkten wird Strom am Vortag (sogenannter Day-Ahead) bzw. für den folgenden oder den laufenden Tag (sogenannter Intraday) gehandelt. Von den hier betrachteten Spotmärkten EPEX SPOT und

⁵ Bei der EXAA wird keine Klassifizierung der Börsenteilnehmer vorgenommen.

EXAA bieten beide vortäglichen Handel und darüber hinaus auch den kontinuierlichen Intraday-Handel an. Die physische Erfüllung der Kontrakte durch Stromlieferung ist an beiden börslichen Spotmärkten in die österreichische Regelzone (APG), nach Luxemburg (Creos) und in die vier deutschen Regelzonen (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) möglich.

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

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

Gegenstand des kontinuierlichen Intraday-Handels an der EPEX SPOT sind neben Einzelstunden und 15-Minuten-Perioden ebenfalls standardisierte oder benutzerdefinierte Blöcke. Der Intraday-Handel beginnt jeweils um 15:00 Uhr für Stunden-Lieferungen und Blöcke am Folgetag und um 16:00 Uhr für die 15-Minuten-Perioden. Die Stromkontrakte für die deutschen Regelzonen und innerhalb der österreichischen Regelzone können bis 30 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden, in der jeweiligen der vier deutschen Regelzonen sogar bis fünf Minuten vor Lieferbeginn. Seit 2015 umfasst der kontinuierliche Intraday-Handel für 15-Minuten-Perioden auch Österreich (Regelzone APG).

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

1.1.1 Handelsvolumina

Im Jahr 2017 betrug das Volumen des Day-Ahead-Handels an der EPEX SPOT 233 TWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahr (235 TWh) leicht gesunken. Demgegenüber ist das Volumen des Intraday-Handels wiederum erheblich gestiegen, und zwar auf 47 TWh, was einem Zuwachs von rund sechs TWh bzw. rund 15 Prozent entspricht.⁶ Das Volumen des Day-Ahead-Marktes an der EXAA ist stabil geblieben und liegt erneut bei rund acht TWh. Hiervon entfielen rund 66 Prozent der Menge auf die deutschen Regelzonen.

⁶ vgl. Pressemitteilung der EPEX Spot vom 11. Januar 2017

Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA in TWh

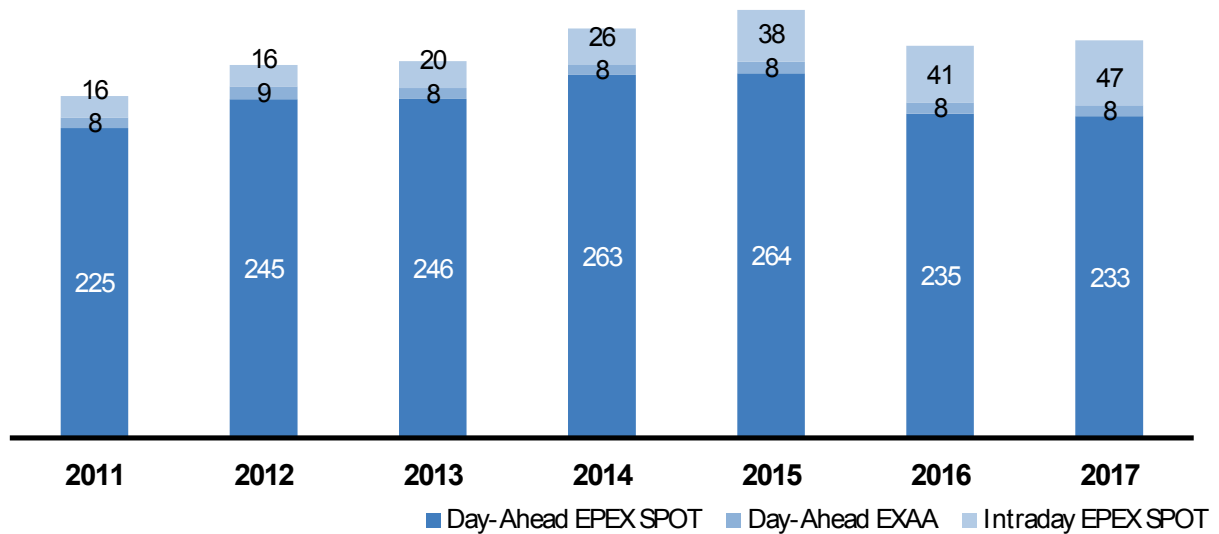


Abbildung 2: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA

1.1.2 Anzahl der aktiven Teilnehmer

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

An der EPEX SPOT gilt ein registrierter Teilnehmer als „aktiv“ am Handelstag, wenn mindestens ein Gebot (Kauf oder Verkauf) des Teilnehmers ausgeführt worden ist. Im Jahr 2017 belief sich die durchschnittliche Anzahl aktiver Käufer auf 124 (gegenüber 122 Käufern in 2016) bzw. Verkäufer auf 112 (gegenüber 117 Verkäufern in 2016). Im Mittel waren 156 Teilnehmer (im Vorjahr ebenfalls 156 Teilnehmer) und damit rund 77 Prozent aller registrierten Teilnehmer je Handelstag aktiv. Die Zahl der Netto-Käufer je Handelstag (Saldo zugunsten Kauf) liegt mit 85 Teilnehmern in 2017 leicht über dem Niveau der Vorjahre. Die Zahl der Netto-Verkäufer (Saldo zugunsten Verkauf) ist nunmehr auf 71 Teilnehmer gesunken.

An der EXAA gilt ein registrierter Teilnehmer als „aktiv“, wenn mindestens ein Kauf- oder Verkaufsgebot ausgeführt worden ist, und zwar bezogen auf jeden Liefertag.⁷ Im Jahr 2017 waren rund 40 (Vorjahr: 43) Teilnehmer und damit etwas mehr als die Hälfte aller registrierten Teilnehmer je Liefertag aktiv. Etwa 82 Prozent aller Teilnehmer an der EXAA (in 2016: 74 Prozent) verfügen über Handelskonten in den deutschen Regelzonen. Im Mittel wurden mit 29 (in 2016 ebenfalls 29) Teilnehmern je Liefertag Gebote in die deutschen Regelzonen ausgeführt.

⁷ Der unterschiedliche Ansatz – Liefertag statt Handelstag – soll eine gleichgerichtete Betrachtung der Werte beider Spotmarktplätze trotz der verschiedenen Handelsbedingungen (Auktionstage, Auktionszeitpunkt) ermöglichen. Dies ist jedoch aufgrund weiterer Unterschiede zwischen EPEX SPOT und EXAA nur bedingt möglich.

1.1.3 Preisabhängigkeit der Gebote

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

Der relativ hohe Anteil preisunabhängiger Gebote an der EPEX SPOT ist im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr leicht gesunken. 67 Prozent der ausgeführten Kaufgebote waren preisunabhängig – gegenüber 69 Prozent im Jahr 2016. Bei den ausgeführten Verkaufsgelboten lag der Anteil preisunabhängiger Gebote bei 60 Prozent und ist im Vergleich zum Vorjahr um rund zwei Prozentpunkte zurückgegangen.

Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2017

	Ausgeführte Verkaufsgelbote		Ausgeführte Kaufgebote	
	Volumen in TWh	Anteil	Volumen in TWh	Anteil
Preisunabhängige Gebote	139,1	62,3%	157	67,3%
davon durch ÜNB	38,6		0,6	
davon physisch erfüllte Phelix Futures	27,1		44,7	
davon sonstige	73,5		111,7	
Preisabhängige Gebote i. w. S.	94,1	37,7%	76,2	23,6%
davon Blöcke	26		11,1	
davon Marktkopplungskontakte	32,3		10	
davon preisabhängige Gebote i. e. S.	35,8		55	
Gesamt	233,2	100%	233,2	100%

Tabelle 2: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2017

Was die EEG-Mengen betrifft, spielt auf Verkäuferseite deren Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber eine wichtige Rolle und erfolgte erneut fast vollständig zu 99,8 Prozent preisunabhängig.⁸ Allerdings ist nach Angaben der Strombörsen, die von den ÜNB vermarktete Menge mit rund 38,6 TWh weiter gesunken. Im Vorjahr lag diese noch bei 41,6 TWh, im Jahr 2015 sogar noch bei 47,7 TWh.

⁸ Die ÜNB sind nach § 1 Abs. 1 AusglMechV gehalten, die für den Folgetag prognostizierten stündlichen Einspeisungen solcher erneuerbarer Energien, für die ein Anspruch auf eine Einspeisevergütung besteht (§ 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG), an einem börslichen Spotmarkt zu vermarkten und dabei preisunabhängig einzustellen.

Grund für den Rückgang ist der kontinuierlich gestiegene Anteil der über die Marktprämie vermarkteten EEG-Mengen auf zuletzt 78 Prozent (vgl. Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Hintergrund ist, dass die installierte Leistung von Anlagen, die Strom unter der Direktvermarktung absetzen, gestiegen ist. Während im Januar 2017 Betreiber von Anlagen mit einer Kapazität von ca. 60 GW die Marktprämie in Anspruch genommen haben, waren es im Dezember 2017 bereits Anlagen mit einer Kapazität von knapp 68 GW. Auch die installierte Leistung von Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung ist im gleichen Zeitraum (Januar bis Dezember 2017) von rund 165 MW auf über 176 MW gestiegen.⁹

Auf der Verkäuferseite ist die Menge der Gebote an der EPEX SPOT zur physischen Erfüllung von Phelix-Futures von 28 TWh in 2016 auf 27 TWh in 2017 leicht gesunken. Auf der Käuferseite ist die Menge ebenfalls gefallen von 57 TWh in 2016 auf 45 TWh in 2017.

1.1.4 Preisniveau

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

Die durchschnittlichen Spotmarktpreise sind im Jahr 2017 zum ersten Mal seit 2011 angestiegen. Der Durchschnittswert des Phelix-Day-Base stieg von 28,98 Euro/MWh im Jahr 2016 auf 34,20 Euro/MWh, d. h. um rund 18 Prozent an. Auch der Phelix-Day-Peak lag mit einem Wert von 38,06 Euro/MWh nahezu 19 Prozent über dem Vorjahresniveau von 32,01 Euro/MWh. Die Differenz zwischen Phelix-Day-Base und Phelix-Day-Peak betrug im Jahr 2017 rund 3,86 Euro/MWh und damit lag der Day-Peak rund elf Prozent über dem Day-Base.

⁹ Vgl. Informationen der ÜNB zur Direktvermarktung, siehe https://www.netztransparenz.de/portals/1/Direktvermarktung-Uebersicht_Dezember2017.pdf, aufgerufen am 25. Juni 2018.

Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise an der EPEX SPOT in Euro/ MWh

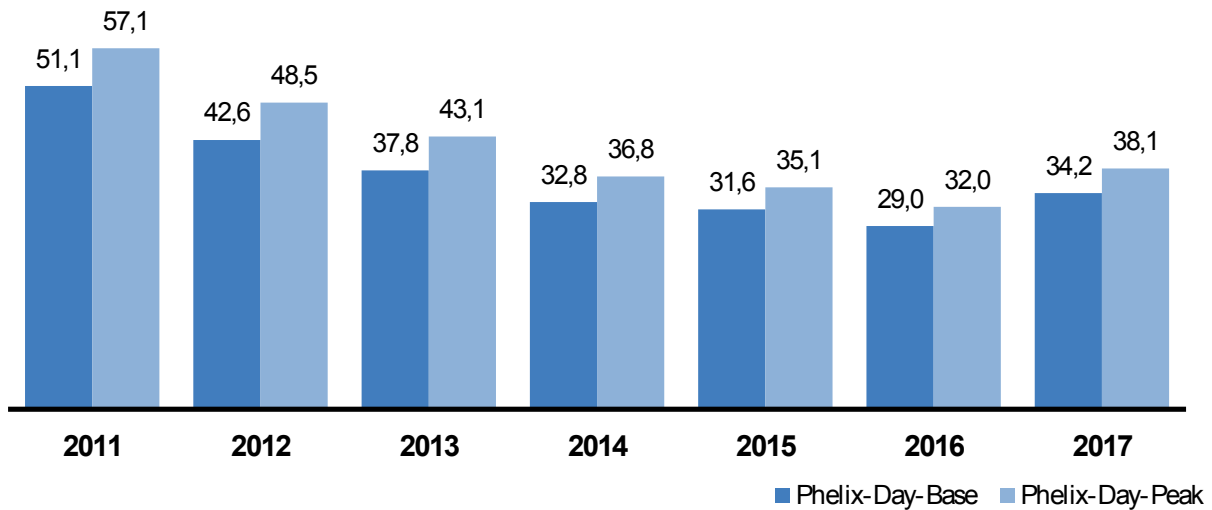


Abbildung 3: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise an der EPEX SPOT

Die unterschiedlichen Indizes bEXA und Phelix liegen für das Jahr 2017 dicht beieinander. Ein leichter Anstieg der Differenz, der auch schon im Vorjahr festzustellen war, setzt sich im Jahr 2017 fort.

Weiterhin ergaben sich bei den Day-Ahead-Auktionen an der EPEX SPOT im Jahresmittel niedrigere Strompreise als an der EXAA – sowohl für die Phelix-Day-Base gegenüber des bEXAbase als auch für den Phelix-Day-Peak gegenüber des bEXApeak. In Zahlen ausgedrückt beträgt die Differenz zwischen Phelix-Day-Base und bEXAbase rund 0,29 Euro/MWh, im Vorjahr lag sie noch bei 0,16 Euro/MWh. Die Differenz zwischen Phelix-Day-Peak und bEXApeak liegt im Jahr 2017 bei rund 0,34 Euro/MWh – im Vorjahr lag diese bei 0,25 Euro/MWh.

**Differenz der über das Jahr gemittelten Spotmarktpreise
an EPEX SPOT und EXAA**
in Euro/MWh

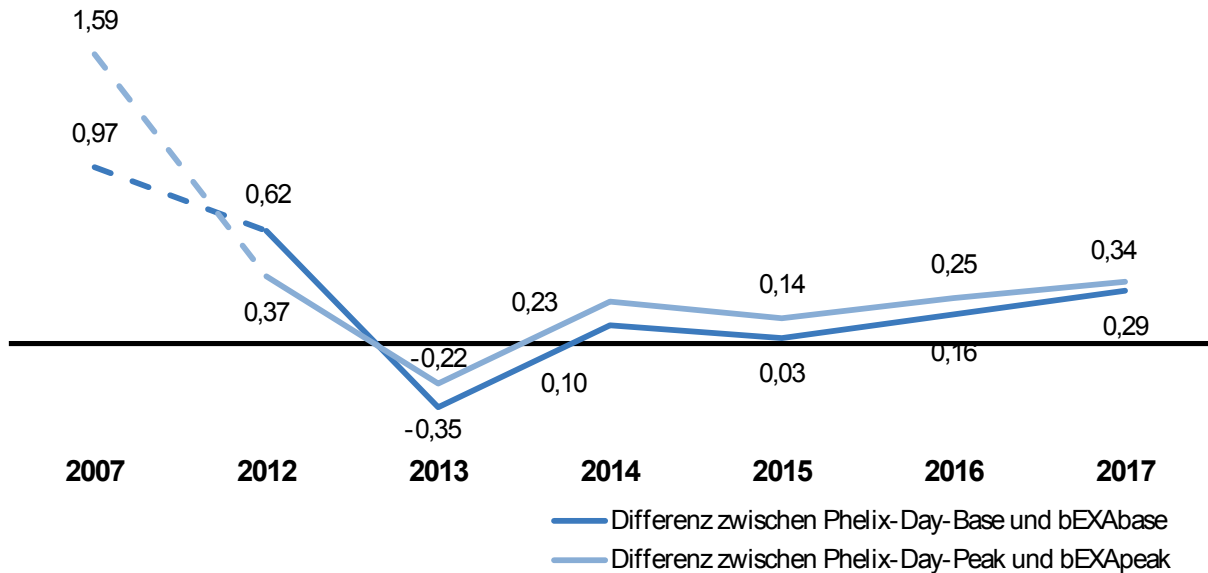


Abbildung 4: Differenz der Base- und Peak-Preise zwischen EXAA zur EPEX SPOT

1.1.5 Preisstreuung

Die tagesgemittelten Spotmarktpreise weisen wie in den Vorjahren eine erhebliche Streuung auf. Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Spotmarktpreise im Jahresverlauf am Beispiel des Phelix-Day-Base. Die tagesgemittelten Preise haben typischerweise einen Wochenverlauf mit niedrigeren Preisen am Wochenende. Wie im Vorjahr ist es auch im Jahr 2017 über die üblichen Schwankungen hinaus vereinzelt zu erheblichen Ausschlägen gekommen, deren Extremwerte zudem eine deutlich größere Schwankungsbreite aufwiesen.

Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2017 in Euro/ MWh

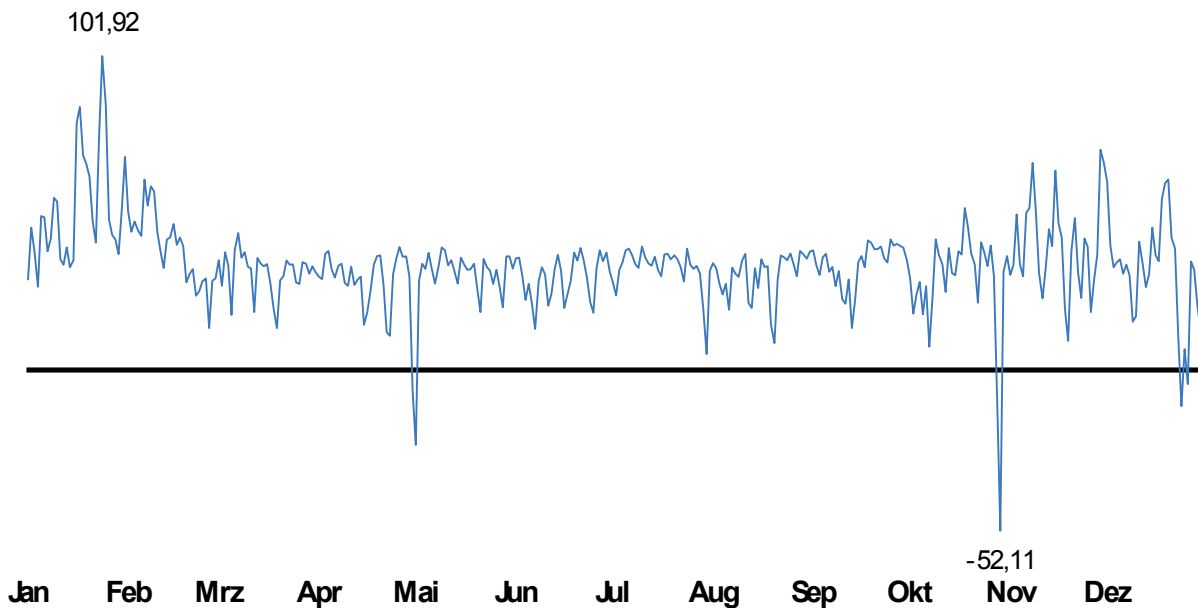


Abbildung 5: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2017

Bei den Base- und Peak-Preisen an der EPEX SPOT waren 2017 erhebliche Ausreißerwerte sowohl positiv als auch negativ festzustellen. Zwar hat sich die Spannweite der mittleren 80 Prozent der größensortierten Phelix-Day-Base-Werte für das Jahr 2017 erheblich reduziert. Im Jahr 2016 betrug die Differenz noch 21,81 Euro/MWh – im Jahr 2017 sind es nur noch 12,03 Euro/MWh. Die entsprechende Peak-Spanne der mittleren 80 Prozent ist um ebenfalls von 28,56 Euro/MWh im Jahr 2016 auf nur noch 16,26 Euro/MWh stark gesunken.

Sowohl beim Phelix-Day-Base sowie beim Phelix-Day-Peak kam es in 2017 sechs Mal zu einem negativen Wert.¹⁰ Der höchste negative Preis beim Phelix-Day-Base im Wert von -52,11 Euro/MWh wurde am 29. Oktober 2017 erzielt, am gleichen Tag hatte auch der Phelix-Day-Peak mit -45,27 Euro/MWh seinen niedrigsten Wert. An diesem Tag, einem Sonntag auf den zwei Feiertage folgten, kam es in Folge des Sturmtiefs HERWART zu hohen Erzeugungswerten aus Windenergieanlagen an Land bei gleichzeitig – wie an Wochenenden üblich – geringer Last. Im Vorjahr 2016 lag das Minimum des Day-Base noch bei -12,89 Euro/MWh beziehungsweise des Day Peak bei -36,46 Euro/MWh. Die Steigerung des Day-Base zum Vorjahr beträgt demnach rund 304 Prozent, die des Day-Peak rund 24 Prozent.

Auch die Maxima der beiden Indizes haben sich auch erheblich erhöht. Im aktuellen Jahr 2017 betrug der höchste Wert bei Phelix-Day-Base 101,92 Euro/MWh und somit rund 70 Prozent über dem Wert des

¹⁰ Negative Preise sind Preissignale auf dem Strommarkt, welche auftreten, wenn eine hohe unflexible Stromerzeugung auf eine schwache Nachfrage trifft. Unflexible Stromquellen können nicht kurzfristig und ohne hohen finanziellen Aufwand herunter- und wieder hochgefahren werden.

Vorjahres. Im Vorjahr 2016 betrug der Höchstwert noch 60,06 Euro/MWh. Das Maximum bei Day-Base wurde im ersten Monat des Jahres erzielt – am 24. Januar 2017. Hier sorgten die kalte Wetterlage am Anfang des Jahres sowie die Dunkelflaute für einen Anstieg der Preise.¹¹ Auch der Höchstwert beim Phelix-Day-Peak hat sich erhöht. Der Wert für 2017 lag hier bei 130,18 Euro/MWh und ist im Vergleich zum Vorjahr 2016, wo dieser noch 76,84 Euro/MWh betrug, um rund 70 Prozent angestiegen.

Preisspannen des Phelix-Day-Base und des Phelix-Day-Peak in Euro/ MWh

	Mittlere 80 Prozent	Spanne der mittleren 80 Prozent	Extremwerte	Spanne der Extremwerte
	10 bis 90 Prozent der größensortierten Werte		Min – Max	
Base 2015	20,30 – 42,38	22,08	-0,80 – 51,27	52,07
Base 2016	18,57 – 40,38	21,81	-12,89 – 60,06	72,95
Base 2017	27,95 – 39,98	12,03	-52,11 – 101,92	154,03
Peak 2015	20,82 – 49,09	28,27	-11,38 – 65,12	76,5
Peak 2016	18,38 – 46,94	28,56	-36,46 – 76,84	113,3
Peak 2017	28,35 – 44,61	16,26	-45,27 – 130,18	175,45

Tabelle 3: Preisspannen des Phelix-Day-Base und Day-Peak in den Jahren 2015 bis 2017

An der EXAA lässt sich Ähnliches beobachten. Sowohl die Spannenober- und -untergrenzen der Extremwerte von bEXAbase und bEXApeak sowie die daraus resultierende Spannweite haben sich im Vergleich zum Vorjahr deutlich vergrößert. Der höchste Wert des bEXAbase mit 90,69 Euro/MWh sowie des bEXApeak mit 122,39 Euro/MWh wurden ebenfalls am 24. Januar 2017 erzielt. Beim bEXAbase kam es zu vier negativen Werten – der niedrigste Wert mit -15,88 Euro/MWh wurde am 29. Oktober 2017 erzielt. Beim bEXApeak betrug der niedrigste Wert mit -9,17 Euro/MWh und wurde am 31. Dezember 2017 erzielt.

¹¹ Siehe <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/dunkelflaute>; aufgerufen am 17. Juli 2018.

Preisspannen des bEXAbase und des bEXApeak in Euro/ MWh

	Mittlere 80 Prozent	Spanne der mittleren 80 Prozent	Extremwerte	Spanne der Extremwerte
	10 bis 90 Prozent der größensortierten Werte		Min – Max	
bEXAbase 2015	20,41 – 42,48	22,07	-0,79 – 49,27	50,06
bEXAbase 2016	18,62 – 40,92	22,30	-4,50 – 59,12	63,62
bEXAbase 2017	27,75 – 40,32	12,57	-15,88 – 90,69	106,57
bEXApeak 2015	20,74 – 49,09	28,35	0,40 – 59,10	58,70
bEXApeak 2016	19,43 – 46,89	27,46	-12,60 – 74,90	87,50
bEXApeak 2017	29,28 – 45,06	15,78	-9,17 – 122,39	131,56

Tabelle 4: Preisspannen des bEXAbase und des bEXApeak in den Jahren 2015 bis 2017

1.2 Terminmärkte

An der EEX sind für das Marktgebiet Deutschland/Österreich Terminkontrakte, sogenannte Futures mit standardisierten Fälligkeiten handelbar, die den Phelix zum Vertragsgegenstand (Basiswert) haben. Für spezifische Phelix-Futures können grundsätzlich auch Optionen gehandelt werden; an der EEX kam es aber – wie in den letzten Jahren – nicht zu entsprechenden Transaktionen. Seit September 2015 ist der Handel mit German Intraday Cap-Futures (für Wochenkontrakte) möglich, die im Hinblick auf den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien im Markt zur Absicherung von Preisspitzen gedacht sind.¹² Ebenfalls wurde seit März 2017 das Produktangebot mit „German-Intraday-Floor-Future“ erweitert, die Floor Futures dienen zur Absicherung gegen niedrige Preise.¹³ Zusätzlich können Börsenteilnehmer seit Oktober 2016 mit „Wind-Power-Futures“ handeln und sich somit gegen den wachsenden Anteil und daraus resultierenden Volumenrisiken bei der Erzeugung von Windstrom absichern.¹⁴

Die EEX hat mit Blick auf eine Aufspaltung der deutsch-österreichischen Gebotszone den Handel mit getrennten Stromfutures für Deutschland und für Österreich gestartet. Ab April 2017 können Phelix-DE für die deutsche Gebotszone sowie seit dem 26. Juni separate Phelix-AT für die österreichische Gebotszone gehandelt werden. Zudem gibt es auch noch die Möglichkeit für Optionen auf das Produkt Phelix-DE.¹⁵ Die neuen Phelix-DE und Phelix-AT Futures werden zunächst gegen den existierenden deutsch-österreichischen

¹² Vgl. Pressemitteilung der EEX vom 14. September 2015.

¹³ Vgl. Pressemitteilung der EEX vom 18. Januar 2017. <https://www.eex.com/de/about/newsroom/news-detail/eex-erweitert-angebot-fuer-strommarkt-um-floor-futures-und-schweizerische-tages-und-wochenend-futures-/63300>

¹⁴ Vgl. Pressemitteilung der EEX vom 31. August 2016, <https://www.eex.com/de/about/newsroom/news-detail/eex-handel-mit-wind-power-futures-startet-anfang-oktober/56352>

¹⁵ Vgl. Pressemitteilung EEX vom 11. April 2017 - <https://www.eex.com/en/about/newsroom/news-detail/eex-to-launch-power-futures-for-germany/66308>; Pressemitteilung EEX vom 16. Mai 2017 <https://www.eex.com/en/about/newsroom/news-detail/eex-to-launch-austrian-power-future-and-extend-phelix-de-future-products/67020>

Day-Ahead-Auktionspreis abgewickelt. Bei der anstehenden Spaltung werden die Phelix-DE Futures gegen einen deutschen Day-Ahead Auktionspreis und die Phelix-AT Futures gegen einen österreichischen Day-Ahead Auktionspreis abgewickelt.¹⁶

Im folgenden Abschnitt wird ausschließlich auf die börslichen Transaktionsvolumina im Terminmarkt ohne OTC-Clearing abgestellt (vgl. Abschnitt „OTC-Clearing“).

1.2.1 Handelsvolumen

Die börslichen Handelsmengen von Phelix DE/AT-Futures sind nach den erheblichen Anstiegen der Vorjahre im Jahr 2017 zum ersten Mal deutlich gesunken, und zwar um 46 Prozent von 1.466 TWh auf nur noch 786 TWh. Der Hauptgrund dieses Rückgangs ist in der Einführung des Produktes Phelix-DE zu sehen, der im folgenden Abschnitt näher erläutert wird. Ebenfalls gesunken ist die Zahl der aktiven Teilnehmer am Terminmarkt der EEX. Im Jahr 2017 betrug diese im Durchschnitt 64 Teilnehmer je Handelstag gegenüber 75 Teilnehmern im Jahr 2016.

Handelsvolumen von Phelix Futures an der EEX in TWh

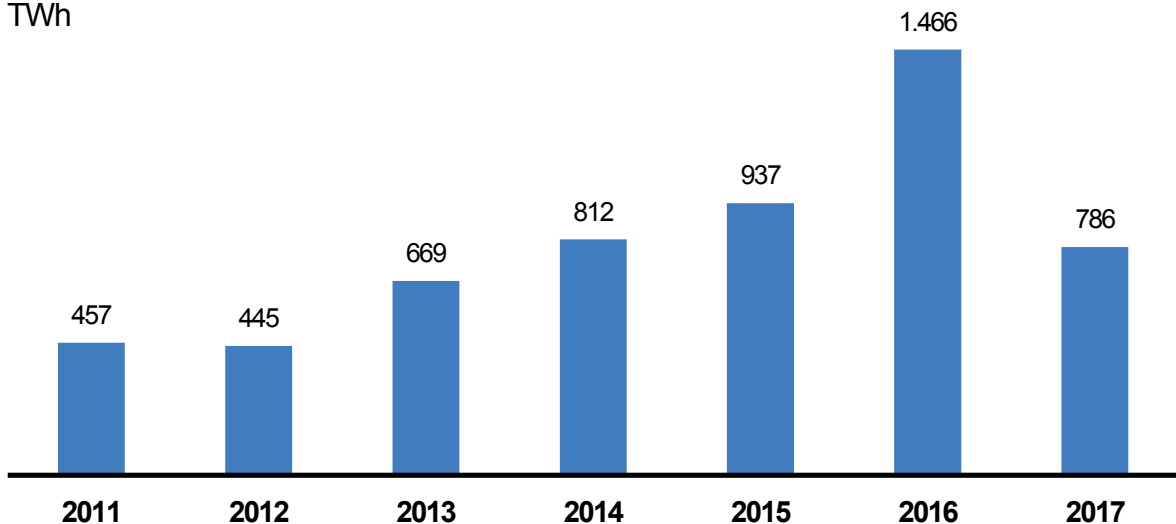


Abbildung 6: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT-Futures an der EEX

Der Terminhandel konzentrierte sich im Jahr 2017 vorrangig auf Kontrakte, die das Folgejahr (in diesem Fall das Jahr 2018) als Erfüllungsjahr haben, mit rund 63 Prozent der gesamten Handelsmenge, d. h. rund 499 TWh. Den zweitgrößten Anteil stellte der Handel für das Jahr 2019 mit rund 24 Prozent bzw. insgesamt 188 TWh dar. War im Vorjahr der Handel für das zweite Folgejahr noch der zweitgrößte Anteil, so hat sich dieser Anteil von 222 TWh im Vorjahr auf nur noch 80 TWh reduziert. Der Handel für 2020 sowie für die weiteren Jahre hat mit 1 TWh einen sehr marginalen Anteil am gesamten Volumen und ist im Vergleich zum Vorjahr gesunken.

¹⁶ Vgl. Pressemitteilung EEX vom 16. Mai 2017. <https://www.eex.com/de/about/newsroom/news-detail/eex-fuehrt-stromfutures-fuer-oesterreich-ein-und-ergaenzt-phelix-de-produktpalette/67016>

Handelsvolumen von Phelix-Futures an der EEX nach Erfüllungsjahr in TWh

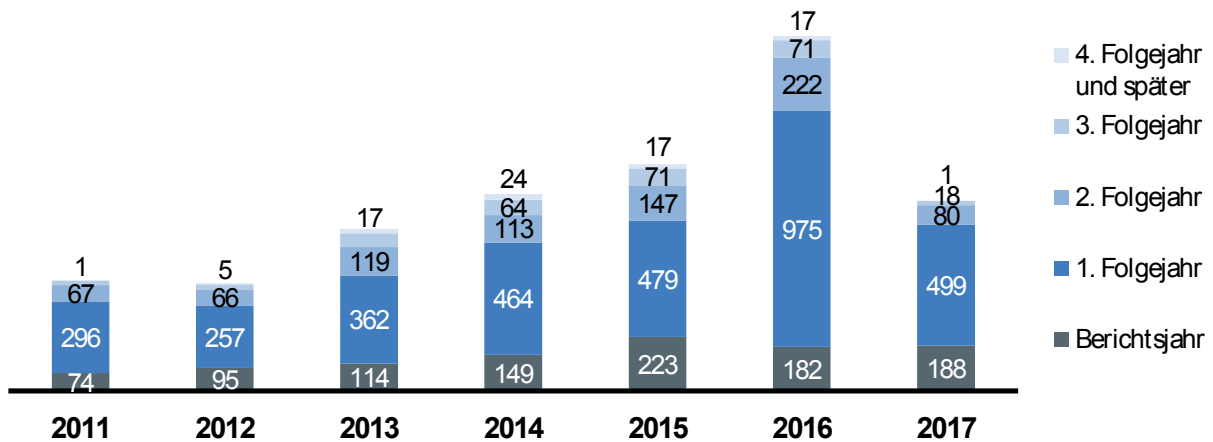


Abbildung 7: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT-Futures nach Erfüllungsjahr

1.2.2 Handelsvolumen Phelix-DE

Zum 25. April 2017 hat die EEX das neue Produkt „Phelix-DE“ eingeführt, das für Stromlieferungen ausschließlich für die deutsche Gebotszone gilt. Seit Einführung bis Ende des Jahres 2017 wurden vom Phelix-DE rund 197 TWh gehandelt. Im Vergleich dazu wurde im gleichen Zeitraum das „alte“ Produkt Phelix-DE/AT mit 390 TWh gehandelt.

Vor dem Hintergrund einer geplanten Aufteilung der deutschen-österreichischen Preiszonen hat sich der Phelix-DE als Benchmark-Kontrakt etabliert. Die Liquidität bzw. die Handelsvolumen haben sich seit der Einführung deutlich von den Phelix-DE/AT hin zum Phelix-DE verschoben. War der Anteil von Phelix-DE in Relation zur gemeinsamen Betrachtung von Phelix-DE und Phelix DE/AT im Juli erst bei 24 Prozent, so überstieg dieser zwischen Oktober und November den Phelix-DE-AT. Im Dezember 2017 machte Phelix-DE schon 62 Prozent der gesamten Kontrakte für Deutschland aus und gewann sehr an Bedeutung.¹⁷

¹⁷ Ebenfalls wurde das Produkt Phelix-AT eingeführt, dass separate Stromlieferungen nur für Österreich vorsehen. Seit Einführung Mitte des Jahres bis Ende des Jahres 2017 wurden lediglich 0,8 TWh gehandelt.

**Entwicklung des Volumens von Phelix-DE/ AT und Phelix-DE am
börslichen Handel für Deutschland ab April bis Dezember 2017
in Prozent**

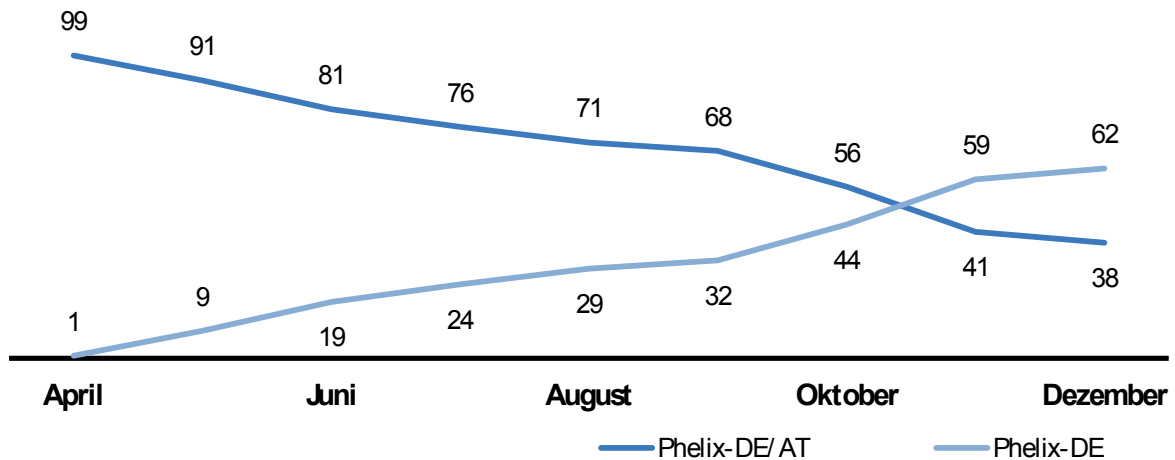


Abbildung 8: Entwicklung des Volumens von Phelix-DE/AT und Phelix-DE am börslichen Handel für Deutschland ab April bis Dezember 2017

Der Terminhandel von Phelix-DE konzentrierte sich im Jahr 2017 vorrangig auf Kontrakte, die das Folgejahr (in diesem Fall das Jahr 2018) als Erfüllungsjahr haben, mit rund 53 Prozent der gesamten Handelsmenge, d. h. rund 104 TWh. Den zweitgrößten Anteil stellte der Handel für das Jahr 2019 mit rund 28 Prozent bei insgesamt 55 TWh. Einen kleinen Anteil machen die Kontrakte für das aktuelle Jahr 2017 mit rund 12 TWh, d. h. rund sechs Prozent, sowie für die Jahre 2020 und später mit rund 25 TWh, d. h. um die zwölf Prozent, aus.

1.2.3 Preisniveau

Die beiden mengenmäßig wichtigsten an der EEX für das Marktgebiet Deutschland/ Österreich gehandelten Terminkontrakte sind die Phelix-Jahresfutures Base und Peak. Während sich der Base-Future auf eine konstante und durchgehende Lieferrate (alle Stunden, alle Tage) bezieht, umfasst der Peak-Future die Stunden von 08:00 Uhr bis 20:00 Uhr für die Tage Montag bis Freitag.

Die Preise der Futures sind im Verlauf des Jahres 2017 weiter angestiegen. Eine Ursache war unter anderem die Abschaltung bzw. Herausnahme weiterer Kraftwerke aus dem Markt.

Preisentwicklung der Phelix-Frontjahres -Futures im Jahresverlauf 2017

in Euro/ MWh

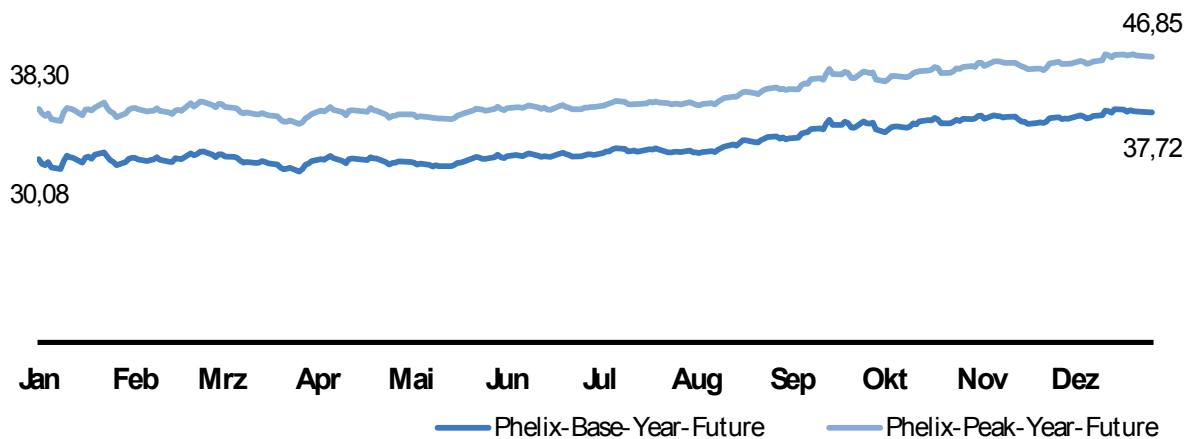


Abbildung 9: Preisentwicklung der Phelix-DE/AT-Frontjahres-Futures im Jahresverlauf 2017

Aus den von der EEX an den einzelnen Handelstagen festgestellten Preisen der Phelix-DE/AT-Futures für das Folgejahr kann ein Jahresmittelwert berechnet werden. Dieser Mittelwert entspräche dem durchschnittlichen Strombeschaffungspreis bzw. Stromveräußerungspreis eines Marktteilnehmers, wenn dieser den Strom nicht kurzfristig, sondern im Vorjahr ratierlich beschafft bzw. veräußert hat.

Die Jahresdurchschnittswerte der Phelix-DE/AT-Future-Preise sind gegenüber dem Vorjahr erneut gestiegen. Mit 32,38 Euro/MWh im Jahresmittel ist der Phelix-Base-Year-Future gegenüber dem Vorjahr mit 26,58 Euro/MWh um 5,81 Euro/MWh und damit um rund 22 Prozent angestiegen. Beim Phelix-Peak-Frontjahres-Future belief sich der Preis im Jahresmittel auf 40,51 Euro/MWh. Die Steigerung gegenüber dem Wert aus Vorjahr von 33,51 Euro/MWh beträgt genau 7 Euro/MWh und damit rund 21 Prozent. Der Abwärtstrend aus den letzten Jahren ist somit gestoppt. Durch den Atomausstieg und das gleichzeitige, kontinuierliche Abschalten/Stilllegen von Kohlekraftwerke kommt es zu einem Anstieg der Base- und Peak Preise.

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

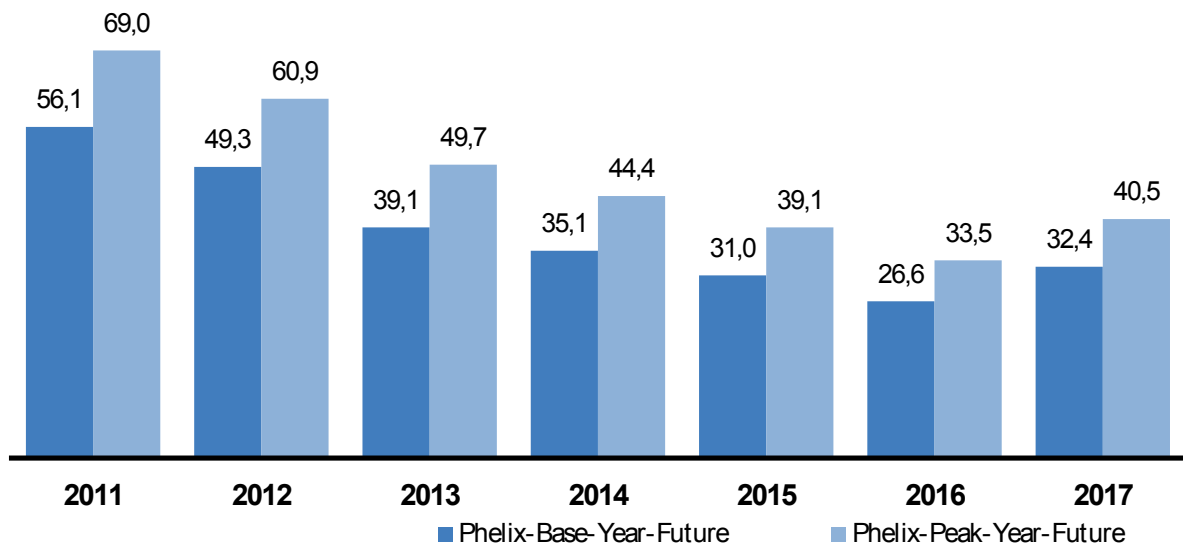


Abbildung 10: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-DE/AT-Frontjahres-Future-Preise an der EEX

Die jahresgemittelte Preisdifferenz zwischen Base- und Peak-Produkt betrug 8,13 Euro/MWh, im Vorjahr 2016 betrug die Differenz noch 6,93 Euro/MWh. Der Peak-Preis liegt somit rund 25 Prozent über dem Base-Preis – ähnlich wie im Vorjahr.

1.2.4 Preisniveau Phelix-DE

Seit der Einführung des Produktes Phelix-DE ab dem 25. April 2017 haben sich die Preise sowohl beim Base-Year-Future als auch beim Peak-Year-Future den Werten des „alten“ Phelix-DE/AT angeglichen. Der Durchschnittswert ab dem 25. April bis zum Ende des Jahres 2017 für den Phelix-DE Base-Year-Future beträgt 33,46 Euro/MWh – während der Phelix-DE/AT-Base-Year-Future – gemessen am gleichen Zeitraum – rund 33,51 Euro/MWh beträgt. Auch bei den Phelix-DE Peak-Year-Future beträgt der Wert des Phelix-DE Peak-Year-Future 41,65 Euro/MWh – ebenfalls rund 0,05 Euro /MWh weniger als beim Phelix-DE/AT Peak-Year-Future.

Preisentwicklung der Phelix-Frontjahres -Futures im Jahresverlauf 2017

in Euro/ MWh

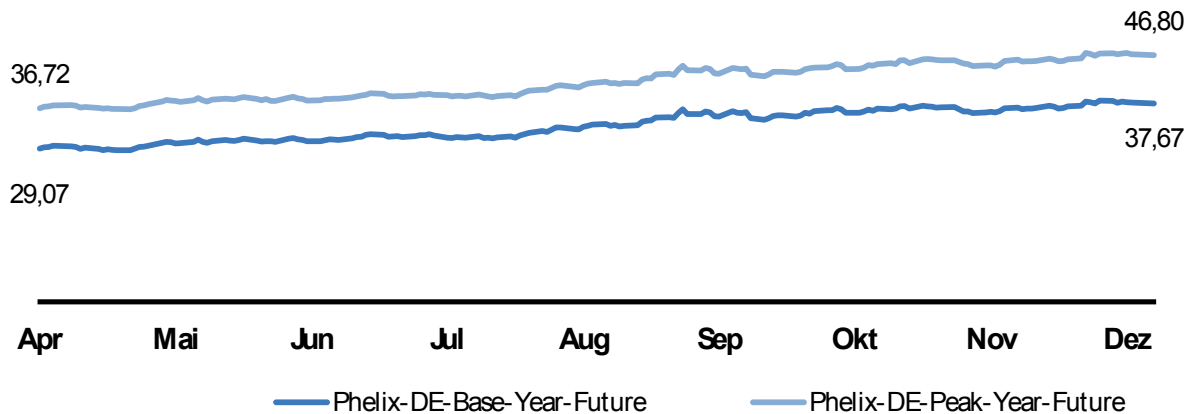


Abbildung 11: Preisentwicklung des Phelix-DE-Base-Frontjahres-Future sowie Phelix-DE Peak-Frontjahres-Future im Jahresverlauf 2017

1.3 Anteile verschiedener Börsenteilnehmer am Handelsvolumen

1.3.1 Anteil der Market Maker

Als Market Maker bezeichnet man einen Börsenteilnehmer, der sich dazu verpflichtet hat, gleichzeitig verbindliche Kauf- und Verkaufspreise (Quotierungen) zu veröffentlichen. Die Funktion des Market Maker soll die Liquidität des Marktplatzes erhöhen. Die spezifischen Bedingungen werden zwischen Market Maker und Börse in sog. Market Maker Agreements geregelt, die u. a. Regelungen zu Quotierungszeiten, Quotierungsdauer, Mindestkontraktzahl und Maximalspread enthalten. Die betroffenen Unternehmen sind nicht gehindert, darüber hinaus (d. h. nicht ihrer Funktion als Market Maker zuzurechnende) Geschäfte als Börsenteilnehmer zu tätigen.

Im Berichtszeitraum waren am Terminmarkt der EEX für Phelix-Futures (DE-AT) nur noch drei Unternehmen (im Vorjahr vier) als Market Maker aktiv: Uniper Global Commodities SE, RWE Supply & Trading GmbH und Vattenfall Energy Trading GmbH. Jedoch waren die unterschiedlichen Market Maker nicht im ganzen Berichtszeitraum aktiv sondern nur über zwei bzw. drei Quartale. Daher beträgt der Anteil der Market Maker am Kaufvolumen nur 9 Prozent – im Vorjahr lag dieser noch bei 20 Prozent. Auf der Verkaufsseite ist das Volumen ebenfalls auf acht Prozent nach 20 Prozent im Vorjahr gesunken. Der vorgenannte Wert bezieht sich auf die Umsätze, die die Unternehmen in Ausübung ihrer Rolle als Market Maker generiert haben, d. h. er schließt nicht die Volumina ein, die sie ggf. außerhalb ihrer Funktion als Market Maker gehandelt haben.

Der Grund für den oben genannten Rückgang, liegt u. a. im neu eingeführten Produkt für Stromkontrakte Phelix-DE. Im Berichtszeitraum waren für dieses Produkt zwei Market Maker sowohl beim Kauf mit einem Anteil von rund 31 Prozent aktiv, als auch beim Verkauf mit einem Anteil von 31 Prozent aktiv.

Zusätzlich zu Vereinbarungen mit Market Makern unterhält die EEX Verträge mit Handelsteilnehmern, die sich in einem individuell vereinbarten Umfang zur Liquiditätsstärkung verpflichten. Auf diese Unternehmen entfielen in Summe im Jahre 2017 sowohl beim Kauf als auch beim Verkauf rund 7 Prozent des Handelsvolumens und damit genau gleich viel wie im Vorjahr.

Am Day-Ahead-Markt der EXAA waren im Berichtszeitraum fünf Market Maker aktiv. In 2017 betrug der kumulierte Anteil von Transaktionen, die die Unternehmen in ihrer Funktion als Market Maker tätigten, am Kaufvolumen der Day-Ahead-Auktion 1,9 Prozent (in 2016 waren es 3,3 Prozent) und am Verkaufsvolumen 5,5 Prozent (in 2016 waren es 9,4 Prozent).

1.3.2 Anteil der Übertragungsnetzbetreiber

Nach der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, die gemäß der festen EEG-Einspeisevergütung an die ÜNB weitergereichten EEG-Mengen auf dem Spotmarkt an einer Strombörse zu veräußern. Aus diesem Grund entfällt verkaufsseitig ein hoher, aber wegen der steigenden Bedeutung der Direktvermarktung durch die Anlagenbetreiber stetig abnehmender Anteil des Spotmarktvolumens auf die ÜNB.

Der Anteil der ÜNB am Day-Ahead-Verkaufsvolumen der EPEX SPOT ist seit einigen Jahren rückläufig und liegt im Jahr 2017 – wie im Vorjahr – bei nur mehr rund 17 Prozent. Zum Vergleich: Im Jahr 2012 betrug der Anteil noch 28 Prozent. Die Vermarktungsmengen der ÜNB sind auch absolut betrachtet zurückgegangen. Das börsliche Day-Ahead-Verkaufsvolumen der ÜNB lag in 2017 bei rund 38,6 TWh; im Jahr 2016 lag es noch bei 41,7 TWh und im Jahr 2012 noch bei rund 69,5 TWh. Auf Käuferseite entfällt nur ein sehr geringes Spotmarktvolumen in Höhe von etwa 0,5 Prozent auf die ÜNB.

1.3.3 Anteil der umsatzstärksten Teilnehmer

Die Betrachtung des Handelsvolumens, das auf die umsatzstärksten Teilnehmer entfällt, gibt einen Eindruck davon, in welchem Maße der Börsenhandel konzentriert ist. Neben den großen Stromerzeugungsunternehmen zählen zu den umsatzstarken Teilnehmern Finanzinstitute und – am Spotmarkt – Übertragungsnetzbetreiber. Für den Vergleich der Werte im Zeitablauf ist darauf hinzuweisen, dass sich die Zusammensetzung der jeweiligen umsatzstärksten Teilnehmer über die Jahre verändern kann, so dass sich der kumulierte Umsatzanteil nicht notwendigerweise auf die gleichen Unternehmen bezieht. Ferner wird hier keine Konzernbetrachtung vorgenommen, d. h. Umsätze eines Konzerns werden nicht aggregiert, sofern ein Konzern über mehrere Teilnehmerregistrierungen verfügt.¹⁸

Der Anteil der fünf umsatzstärksten Käufer am Day-Ahead-Handelsvolumen der EPEX SPOT ist von 41 Prozent in Jahr 2016 auf 33 Prozent zurückgegangen. Auf der Verkäuferseite hat sich der entsprechende Anteil im Vergleich zum Vorjahr nicht merklich verändert. Der kumulierte Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer betrug im Jahr 2017 rund 32 Prozent wie im Vorjahr. Die vormals verkaufsseitig höheren Anteile gehen überwiegend auf die zu diesem Zeitpunkt höheren Verkaufsvolumina der Übertragungsnetzbetreiber zurück.

¹⁸ In aller Regel verfügen Konzerne aber nur über eine Teilnehmerregistrierung.

Anteil der je fünf umsatzstärksten Verkäufer bzw. Käufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT in Prozent

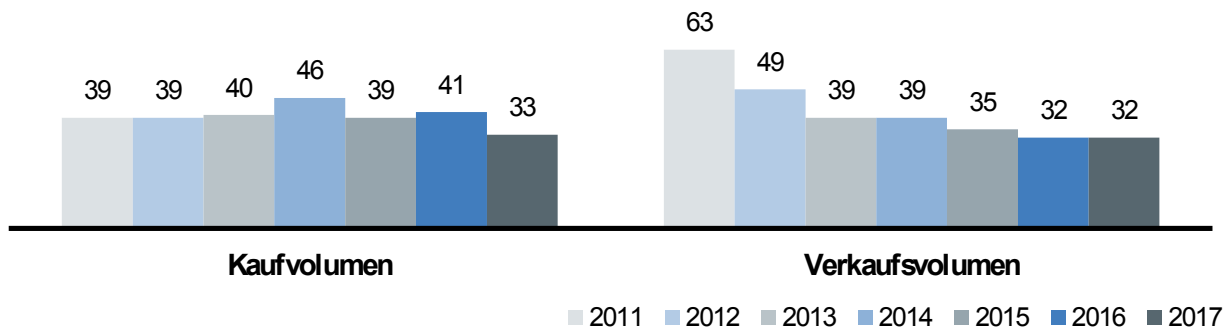


Abbildung 12: Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT

An der EXAA als weiterem Börsenplatz für Day-Ahead-Auktionen lässt sich eine leichte Zunahme der Konzentration beobachten. Der Anteil der fünf umsatzstärksten Kauf-Teilnehmer ist von 37 Prozent in 2016 auf 38 Prozent im Jahr 2017 gestiegen. Der Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer betrug im Vorjahr 2016 rund 35 Prozent und ist im Jahr 2017 auf 37 Prozent angestiegen.

An der EEX ist der Anteil der fünf umsatzstärksten Käufer von Phelix-DE/AT Futures (ohne OTC-Clearing) von rund 30 Prozent im Vorjahr auf 29 Prozent im Jahr 2017 gesunken. Auf der anderen Seite ist der Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer von rund 30 Prozent im Vorjahr auf 32 Prozent im Jahr 2017 angestiegen.

Ebenfalls an der EEX beträgt der Anteil der fünf umsatzstärksten Käufer von nur Phelix-DE-Futures rund 47 Prozent. Auf der Seite des Verkaufs beträgt dieser Anteil 49 Prozent.

2. Bilateraler Großhandel

Kennzeichnend für den bilateralen Großhandel auch OTC-Handel genannt („over-the-counter“) ist, dass die Vertragspartner einander bekannt sind bzw. spätestens bei Handelsabschluss einander bekannt werden und zudem die Parteien die Vertragsdetails flexibel und individuell gestalten können. Die Erhebungen im Energie-Monitoring für den Bereich des OTC-Handels zielen darauf ab, Höhe, Struktur und Entwicklung des bilateralen Handelsvolumens zu erfassen. Im Unterschied zum Börsenhandel ist aber eine lückenlose Abbildung des bilateralen Großhandels nicht möglich, da es außerbörslich weder eindeutig abgrenzbare Marktplätze noch einen starren Kanon an Kontraktarten gibt.

Im bilateralen Großhandel spielen Handelsvermittler auch „Broker“ genannt eine erhebliche Rolle. Broker dienen als Intermediäre zwischen Käufer und Verkäufer und bündeln Informationen zu Nachfrage und Angebot von Strom-Handelsgeschäften. Auf elektronischen Brokerplattformen wird die Zusammenführung von Interessenten auf Angebots- und Nachfrageseite formalisiert und die Chance des Übereinkommens zweier Parteien erhöht.

Eine spezielle Funktion hat das sog. OTC-Clearing an der Börse. OTC-Handelsgeschäfte können an der Börse registriert werden, womit das Handelsrisiko der Parteien abgesichert wird.¹⁹ Das OTC-Clearing stellt eine Schnittstelle zwischen dem börslichen und dem nicht-börslichen Stromgroßhandel dar.

In den nachfolgenden Unterkapiteln wurde für das Jahr 2017 für den Bereich des bilateralen Großhandels erneut eine Erhebung bei verschiedenen Brokerplattformen durchgeführt. Darüber hinaus wurden Daten zum OTC-Clearing an der EEX abgefragt. Auf Grundlage dieser Erhebungen kann für das Jahr 2017 im bilateralen Stromgroßhandel erneut ein stabil hohes Liquiditätsniveau festgestellt werden.

2.1 Brokerplattformen

Im Monitoring werden Betreiber von Brokerplattformen zu den von ihnen vermittelten Kontrakten befragt. Viele Broker stellen zur Unterstützung ihres Vermittlungsgeschäfts eine elektronische Plattform bereit.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Großhandel haben sich wie im Vorjahr elf Broker beteiligt, die Stromhandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland vermittelten. Das von ihnen vermittelte Volumen betrug im Jahr 2017 insgesamt rund 5.671 TWh gegenüber 5.759 TWh im Jahr 2016 – ein Rückgang von rund zwei Prozent. Auch nach Angaben der London Energy Brokers' Association (LEBA), an der allerdings nicht alle befragten Brokerplattformen beteiligt sind, ist das Volumen für Handelsgeschäfte gesunken. Das von ihren Mitgliedern vermittelte Handelsvolumen für „German Power“ ist im Jahresvergleich zum Vorjahr von 5.518 TWh auf 5.263 TWh, d. h. um rund fünf Prozent gesunken.²⁰

Auch bei den von Brokerplattformen vermittelten Geschäften stellen Kontrakte für das Folgejahr mit 64 Prozent (im Vorjahr 63 Prozent) weiterhin den klaren Schwerpunkt des Stromhandels dar, gefolgt von den Aktivitäten für das laufende Jahr mit 19 Prozent (im Vorjahr noch 18 Prozent). Auf kurzfristige Transaktionen mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche entfallen nur geringe Volumina. Diese Verteilung der Erfüllungszeiträume hat sich im Vergleich zum Vorjahr nur minimal verschoben.

¹⁹ Die EEX bezeichnet diese Dienstleistung inzwischen nicht mehr als „OTC-Clearing“, sondern als „Trade Registration“. Im Monitoring-Bericht wird die ursprüngliche Bezeichnung beibehalten.

²⁰ Siehe London Energy Brokers' Association, OTC Volume Report: https://cdn.evia.org.uk/content/monthly_vol_reports/LEBA%20Energy%20Volume%20Report%20December%202017.pdf (aufgerufen am 19. Juni 2018).

Volumen des Stromhandels über elf Brokerplattformen im Jahr 2017 nach Erfüllungszeitraum

Erfüllungszeitraum	Handelsmengen in TWh	Anteil
Intraday	0	-
Day-Ahead	80	1%
unter 1 Woche	65	1%
über 1 Woche	1.100	19%
1. Folgejahr	3.611	64%
2. Folgejahr	578	10%
3. Folgejahr	220	4%
4. Folgejahr	17	0%
Summe	5.671	100%

Tabelle 5: Volumen des Stromhandels über die Brokerplattformen im Jahr 2017 nach Erfüllungszeitraum

2.2 OTC-Clearing

Neben dem börslichen EEX-Orderbuch-Handel hat das OTC-Clearing an der Börse eine spezielle Funktion für den bilateralen Großhandel. Beim OTC-Clearing wird die Börse bzw. deren Clearing-Haus zum Vertragspartner der Handelsteilnehmer, so dass die Börse das Kontrahenten-Ausfallrisiko (Counterpart-Risiko) trägt. Ohne dieses Instrument kann das Ausfallrisiko im bilateralen Handel durch verschiedene Maßnahmen zwar reduziert oder abgesichert, aber nicht völlig ausgeschlossen werden. Hinzu kommt, dass in manchen Fällen durch Einbeziehung der OTC-Geschäfte die bei der Clearing-Bank zu hinterlegenden nötigen Sicherheiten für den Börsenhandel, etwa mit Futures, geringer ausfallen können.

Mit der börslichen Registrierung sorgen die Vertragspartner dafür, dass ihr Kontrakt im Weiteren wie ein börslich zustande gekommenes Geschäft behandelt wird, d. h. die beiden Parteien stellen sich so, als ob sie jeweils ein entsprechendes Terminmarktprodukt an der Börse gekauft bzw. verkauft hätten. Das OTC-Clearing stellt somit eine Schnittstelle zwischen dem börslichen und dem nicht-börslichen Stromgroßhandel dar.

Die EEX, bzw. deren Clearing-Haus European Commodity Clearing AG (ECC), ermöglicht das OTC-Clearing (bzw. Trade Registration, s. o.) für alle Terminmarktprodukte, die auch an der EEX für den Börsenhandel zugelassen sind.

Das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-Terminkontrakten an der EEX lag in 2017 bei 905 TWh. Im Jahr 2016 lag das Volumen noch bei 1.367 TWh. Da das OTC-Clearing eine (nachträgliche) Gleichstellung mit an der Börse abgeschlossenen Terminkontrakten bewirkt, ist es sinnvoll, die Entwicklung des OTC-Clearing-Volumens auch im Kontext des börslichen Terminmarktolumens zu betrachten. In der Summe sind die Volumina von Börsenterminhandel und OTC-Clearing über längere Zeit relativ konstant geblieben. Ab dem Jahr 2012 ist ein leichter Anstieg der Menge insgesamt zu verzeichnen. Im Vergleich des Jahres 2017 zum

Vorjahr hat sich die Menge deutlich reduziert, und das sowohl im OTC-Handel als auch im Börsenhandel. Sowohl das OTC-Clearing-Volumen, um rund 46 Prozent, als auch der Börsenhandel, um rund 34 Prozent sind gegenüber dem Vorjahr deutlich gesunken. Der deutliche Rückgang ist ebenfalls auf die Einführung des neuen Produktes Phelix-DE zurückzuführen, der die Mengen aus dem alten Phelix-DE/AT übernimmt.

Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-Terminkontrakten an der EEX in TWh

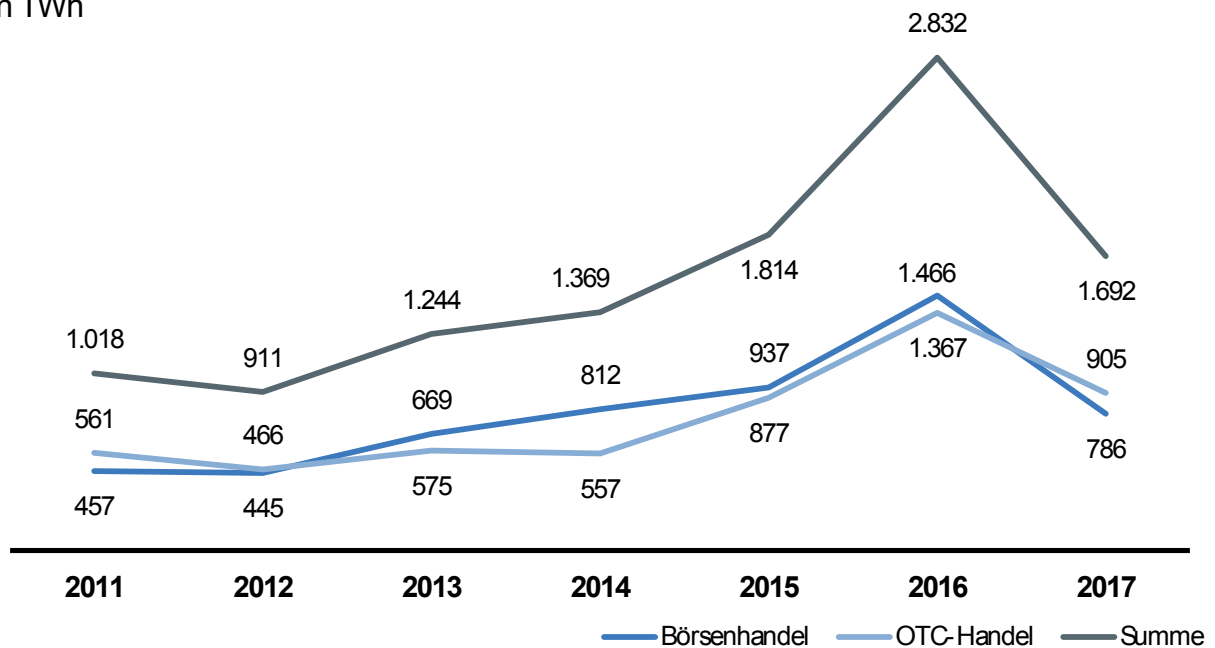


Abbildung 13: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-DE/AT Terminkontrakten

Nach Angaben der LEBA betrug das zum Clearing registrierte Volumen für „German Power“ im Jahr 2017 rund 859 TWh, was einem Anteil von rund 16 Prozent an den von den LEBA-Mitgliedern insgesamt vermittelten OTC-Verträgen entsprach. Demgegenüber betragen die entsprechenden Clearing-Werte in 2016 rund 1.183 TWh bzw. 22 Prozent, der gesamten Menge.²¹

Phelix-Optionen spielten im Börsenhandel an der EEX keine Rolle, d. h. es kam im Jahr 2017 – wie im Vorjahr – nicht zu solchen Transaktionen. Dagegen hat das OTC-Clearing von außerbörslich vereinbarten Phelix-Optionen praktische Bedeutung: Im Jahr 2017 haben Phelix-Optionen am OTC-Clearing einen Anteil von 118 TWh oder 13 Prozent, während die restlichen 787 TWh bzw. 87 Prozent des OTC-Clearings auf Phelix-Futures entfallen. Das Volumen des OTC-Clearings von Optionen hat sich gegenüber dem Umfang des Vorjahres deutlich reduziert. Die Verteilung der im Jahr 2017 bei der EEX zum OTC-Clearing registrierten Mengen auf die verschiedenen Erfüllungszeiträume hat sich im Vergleich zum Vorjahr leicht verschoben. Entfielen im Vorjahr mehr als die Hälfte des Volumens (59 Prozent) auf Kontrakte für das nächste Jahr, so ist es im Jahr 2017 bereits 64 Prozent (581 TWh). Nur noch rund 23 Prozent (216 TWh) betrafen das Jahr 2017

²¹ Vgl. https://www.leba.org.uk/pages/index.cfm?page_id=59 (abgerufen am 2. Juni 2017). Das gesamte von den LEBA-Mitgliedern vermittelte Volumen von „German Power“ betrug 5.262 TWh für das gesamte Jahr 2016, rund 5.517 TWh.

selbst. Auf das übernächste Jahr (Handel für 2019) entfielen rund 10 Prozent. Spätere Erfüllungszeiträume machen nur einen geringen Anteil von zwei Prozent aus.

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

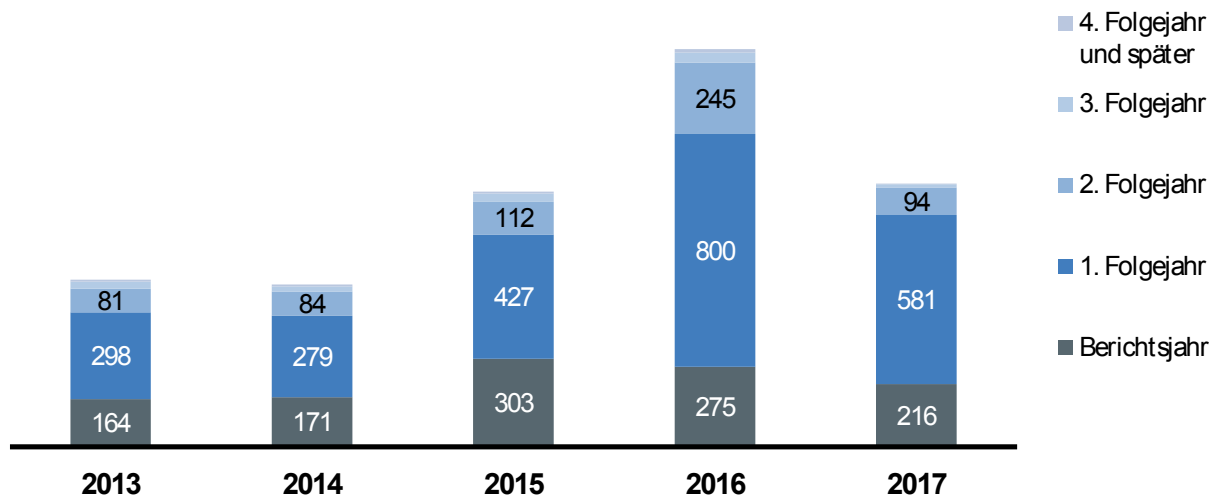


Abbildung 14: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr

Der größte Teil des OTC-Clearing-Volumens von Phelix Futures an der EEX entfällt auf einige Brokerplattformen. Auf die fünf Unternehmen, die im Jahr 2017 die höchsten Volumina zum OTC-Clearing anmeldeten, entfielen je rund 55 Prozent aller Käufe und 60 Prozent aller Verkäufe (in 2016 waren es jeweils rund 62 Prozent aller Käufe und 62 Prozent aller Verkäufe). Die EPEX SPOT bietet OTC-Clearing für Intraday-Kontrakte an. Die praktische Bedeutung dieses Angebots ist jedoch weiterhin sehr gering. Das hierauf entfallende Volumen betrug im Jahr 2017 rund 0,05 TWh. Im Vorjahr waren es nur 0,03 TWh.

OTC-Clearing bei Phelix-DE

Auch für das im April 2017 neu eingeführte Produkt Phelix-DE gibt es ein OTC-Clearing. Das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-DE-Terminkontrakten an der EEX lag in 2017 bei insgesamt 93 TWh. Da es die erste Abfrage dieser Art war, kann noch kein Vergleich über die Jahre gezogen werden. Jedoch weist das Produkt Phelix-DE/AT im gleichen betrachteten Zeitraum (April bis Dezember 2017) ein OTC-Clearing von 511 TWh auf. Wie im Kapitel Handelsvolumen beschrieben hat sich die Liquidität seit der Einführung deutlich von dem Phelix-DE/AT hin zum Phelix-DE verschoben. Betrachtet man jedoch den oben genannten Zeitraum überwiegen der Börsenhandel und das OTC-Clearing des alten Produktes Phelix-DE/AT.

Volumen Börsenhandel und OTC-Clearing von Phelix-DE/ AT und Phelix-DE an der EEX in TWh

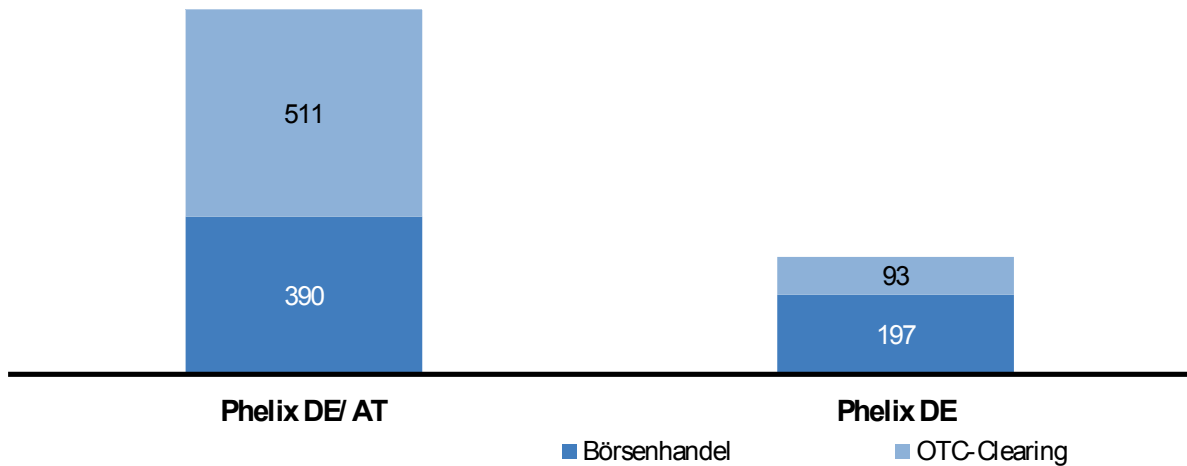


Abbildung 15: Volumen Börsenhandel und OTC-Clearing an der EEX für Phelix DE/AT und Phelix DE

Der größte Teil des OTC-Clearing-Volumens im Jahr 2017 von Phelix-DE-Futures an der EEX entfällt auf Kontrakte für das nächste Jahr – rund 50 Prozent. Auf das übernächste Jahr entfallen rund 39 Prozent des Volumens. Demgegenüber werden nur sehr geringe Mengen für das laufende Jahr (rund vier Prozent) und für das dritte Folgejahr – also im Jahr 2020 – rund fünf Prozent „gecleart“.

OTC-Clearing von Phelix-DE und Phelix-DE/ AT an der EEX von April bis Dezember 2017 nach Erfüllungsjahr in TWh

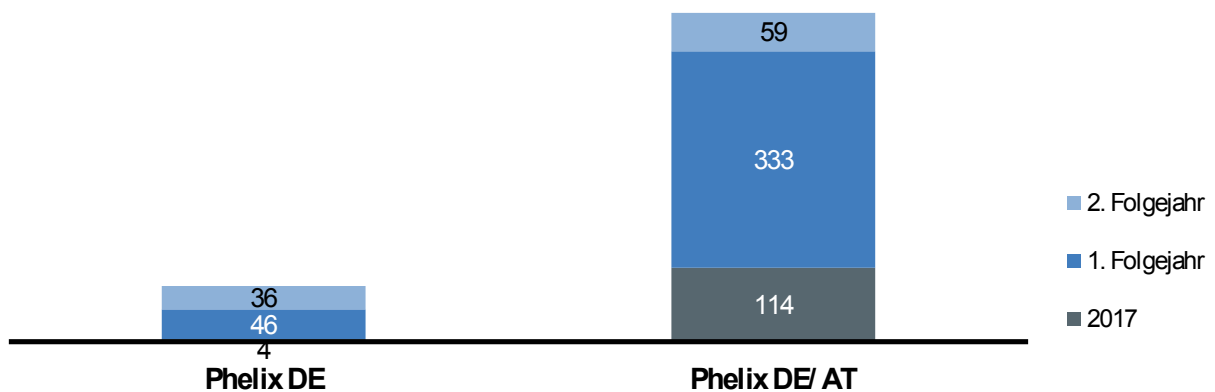


Abbildung 16: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix DE und Phelix-DE/AT von April bis Dezember 2017 nach Erfüllungsjahr

Stellt man für den Zeitraum ab Einführung des Produktes Phelix-DE das „alte“ Phelix-DE-AT Produkt gegenüber, so ist eine ähnlich Aufteilung der Kontrakte zu erkennen. Beim Phelix-DE-AT entfallen rund 65 Prozent des Volumens auf Kontrakte für das nächste Jahr, gefolgt von 22 Prozent für das laufende Berichtsjahr, auf das übernächste Jahr rund zwölf Prozent und auf die restlichen Jahre nur sehr geringe Mengen.

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 93: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an der EEX, der EPEX SPOT und der EXAA	226
Abbildung 94: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA.....	229
Abbildung 95: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise an der EPEX SPOT	232
Abbildung 96: Differenz der Base- und Peak-Preise zwischen EXAA zur EPEX SPOT	233
Abbildung 97: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2017	234
Abbildung 98: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT-Futures an der EEX	237
Abbildung 99: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT-Futures nach Erfüllungsjahr	238
Abbildung 100: Entwicklung des Volumens von Phelix-DE/AT und Phelix-DE am börslichen Handel für Deutschland ab April bis Dezember 2017	239
Abbildung 101: Preisentwicklung der Phelix-DE/AT-Frontjahres-Futures im Jahresverlauf 2017	240
Abbildung 102: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-DE/AT-Frontjahres-Future-Preise an der EEX.....	241
Abbildung 103: Preisentwicklung des Phelix-DE-Base-Frontjahres-Future sowie Phelix-DE Peak-Frontjahres-Future im Jahresverlauf 2017	242
Abbildung 104: Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT.....	244
Abbildung 105: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-DE/AT Terminkontrakten	247
Abbildung 106: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr	248
Abbildung 107: Volumen Börsenhandel und OTC-Clearing an der EEX für Phelix DE/AT und Phelix DE	249
Abbildung 108: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix DE und Phelix-DE/AT von April bis Dezember 2017 nach Erfüllungsjahr	249

Tabellenverzeichnis

Tabelle 62: Klassifizierung der registrierten Stromhandelsteilnehmer an der EEX und EPEX Spot zum Stichtag 31. Dezember 2017	227
Tabelle 63: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2017.....	230
Tabelle 64: Preisspannen des Phelix-Day-Base und Day-Peak in den Jahren 2015 bis 2017	235
Tabelle 65: Preisspannen des bEXAbase und des bEXApeak in den Jahren 2015 bis 2017	236
Tabelle 66: Volumen des Stromhandels über die Brokerplattformen im Jahr 2017 nach Erfüllungszeitraum.	246

Abkürzungsverzeichnis

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

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

NDAV	Niederdruckanschlussverordnung
NEMOG	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
Nm ³	Normkubikmeter
Nm ³ /h	Normkubikmeter pro Stunde
NRV	Netzregelverbund
NS	Niederspannung
NTC	Net Transfer Capacity
OFC	Online-Flow-Verfahren
OGE	Open Grid Europe
OLG	Oberlandesgericht
OMS-Standard	Open Metering System-Standard
OTC	Over the counter
PLC	Powerline Carrier/ Powerline Communication (Datenübertragung über Stromkabel)
PSTN-Verfahren	Public Switched Telephone Network-Verfahren (Gesamtheit aller öffentlichen leitungsgebundenen Telefonnetze)
PRL	Primärregelleistung
PRS	General Packet Radio Service („allgemeiner paketorientierter Funkdienst“, paketorientierter Dienst zur Datenübertragung in GSM- bzw. UMTS-Netzen)
REMIT	EU-Verordnung über Transparenz und Integrität des Energiemarktes
RLM	Registrierende Lastgang-/ Leistungsmessung
RLMmT	Registrierende Leistungsmessung mit Tagesband
RLMoT	Registrierende Leistungsmessung ohne Tagesband
RLMNEV	Registrierende Lastgangmessung mit Nominierungsersatzverfahren
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SLP	Standardlastprofil
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terrawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UGS	Untergrundgasspeicher
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VNB	Verteilernetzbetreiber
VNG	Verbundnetz Gas AG
V(H)P	Virtueller Handelspunkt

Glossar

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

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

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

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

	der abgeregelten Anlage die Entschädigung auszuführen. 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