Bundesnetzagentur Bundeskartellamt

Offene Märkte | Fairer Wettbewerb

# Bericht
## Monitoringbericht 2015

# Monitoringbericht 2015

Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG
und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB
Stand: 10. November 2015

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

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

**Bundeskartellamt**

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

## EnWG § 63 Abs. 3
## Berichterstattung

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

## GWB § 53 Abs. 3
## Tätigkeitsbericht

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

# Vorwort

Die Energiewende bestimmt weiterhin die hohe Entwicklungsdynamik der Strom- und Gasmärkte in Deutschland. Der vorliegende Monitoringbericht dokumentiert und analysiert diese Entwicklung. Im Zuge der diesjährigen Datenerhebung und bei der Erstellung des Berichtes haben das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur ihre enge Zusammenarbeit fortgesetzt. Der Fokus des Bundeskartellamtes richtet sich auf die wettbewerblichen Bereiche der Wertschöpfungsketten Strom und Gas. Die Schwerpunkte der Bundesnetzagentur liegen in den Netzbereichen, der Versorgungssicherheit sowie der Belieferung von Haushaltskunden. Durch die engagierte Teilnahme der Unternehmen konnte die Marktabdeckung und Validität der erhobenen Daten im Vergleich zu den Vorjahren nochmals gesteigert werden. Die Abfragen erreichen einen Abdeckungsgrad von durchweg über 90 Prozent, so dass man von einer Marktvollerhebung ausgehen kann. Mit der Auswertung dieser Daten werden die Marktentwicklungen - auch im Kontext der langfristigen Trends - umfassend, verständlich und detailreich aufbereitet.

Die Stromerzeugung war im Berichtsjahr 2014 durch einen Rückgang der Erzeugung aus konventionellen Energieträgern bei einem gleichzeitigen Anstieg der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern geprägt. Der notwendige Netzausbau kann mit diesem Umbau der Erzeugungslandschaft weiterhin nicht Schritt halten. Im Berichtsjahr 2014 mussten die Netzbetreiber verstärkt Maßnahmen zur Wahrung der Netz- und Systemstabilität tätigen. Beim Einspeisemanagement hat sich die Menge der Ausfallarbeit von 555 GWh auf 1.581 GWh fast verdreifacht. Die Redispatchmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber sind im Vergleich zum Vorjahr um 6 Prozent auf 8.453 Stunden angestiegen.

Die Wettbewerbsbedingungen auf den Strommärkten haben sich weiter verbessert. Die Marktmacht der größten Stromerzeugungsunternehmen hat in den letzten Jahren deutlich abgenommen. Die Stromgroßhandelsmärkte weisen eine hohe Liquidität auf und erleichtern dadurch Markteintritte. In Reaktion auf die steigende Einspeisung der Erneuerbaren Energien können Stromlieferungen an der Börse nun kurzfristiger und mit höherer zeitlicher Auflösung gehandelt werden. Auf den beiden größten Stromeinzelhandelsmärkten ist inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend. Nachdem es im Heizstrombereich über viele Jahre kaum Lieferantenwechsel gab, haben die Wechselaktivitäten von Heizstromkunden im Jahr 2014 signifikant zugenommen. In den übrigen Bereichen entspricht die Häufigkeit, mit der Stromverbraucher ihren Lieferanten wechseln, ungefähr dem Vorjahresniveau. Die Strompreise für Letztverbraucher zum 1. April 2015 sind im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken. Dies geht auf den Wettbewerb im Groß- und Einzelhandel sowie auf gesunkene Großhandelspreise zurück.

Die Bedeutung Deutschlands als Erdgastransitland für Europa verstärkt sich weiterhin. Die Import-und Exportmengen Gas sind im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland geliefertes Gas sind nach wie vor Russland und die GUS Staaten sowie Norwegen und die Niederlande. Die Exporte flossen im Wesentlichen nach Tschechien, in die Schweiz, nach Österreich und Frankreich.

Im Berichtsjahr 2014 ergaben sich deutlich niedrigere Gasgroßhandelspreise. Die Gasimportpreise orientieren sich inzwischen ganz überwiegend an den Erdgasbörsenpreisen und nicht mehr an Ölpreisen. Mittlerweile besteht ein liquider bundesweiter Erdgasgroßhandelsmarkt und auch auf den größten Endkundenmärkten

stehen die Anbieter in bundesweitem Wettbewerb. Aufgrund einer Verringerung des wettbewerblich determinierten Preisbestandteils sind die Gasendkundenpreise zum 1. April 2015 leicht gesunken.

Die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt werden die dynamische Entwicklung der Strom-und Gasmärkte in Deutschland weiterhin begleiten und in ihren jeweiligen Aufgabenbereichen mitgestalten.

Jochen Homann

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

Andreas Mundt

Präsident des
Bundeskartellamtes

# Kernaussagen

## Erzeugung und Versorgungssicherheit Strom

Die Stromerzeugung war im Berichtsjahr 2014 durch einen Rückgang der Erzeugung aus konventionellen Energieträgern bei einem gleichzeitigen Anstieg der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern geprägt. Insgesamt war die Netto-Stromerzeugung mit 581,3 TWh im Jahr 2014 gegenüber dem Berichtsjahr 2013 mit 593,5 TWh um 12,2 TWh rückläufig.

Die Marktmacht der größten Stromerzeugungsunternehmen hat in den letzten Jahren deutlich abgenommen. Im Jahr 2014 betrug der kumulierte Marktanteil der vier größten Stromerzeuger auf dem Stromerstabsatzmarkt rund 67 Prozent. Dies entspricht dem Vorjahreswert bzw. einer Verringerung um 6 Prozentpunkte gegenüber dem Jahr 2010.

Im Jahr 2014 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 12,28 Minuten. Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung liegt somit bei 99,998 Prozent.

## Entwicklung Erneuerbarer Energie

Die Netto-Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger stieg um 8,4 TWh auf 154,8 TWh (2014). Am meisten zugenommen hat dabei die Stromerzeugung aus Windenergie (an Land) mit einer Erzeugungsmenge von 55,9 TWh.

Das Anlagenregister ist in Betrieb gegangen. Es dient der Überwachung des Zubaus, der Berechnung der zubauabhängigen Fördersätze sowie der besseren Integration der Erneuerbaren Energien.

## Bestätigung NEP 2024 Strom

Die Bundesnetzagentur hat 63 der 92 von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten Maßnahmen bestätigt. Diese Maßnahmen umfassen rund 3.050 km an Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen in Bestandstrassen und rund 2.750 km an Neubautrassen. Die Bundesnetzagentur ist in ihrer Prüfung für den Korridor D zu dem Ergebnis gekommen, dass grundsätzlich auch eine Verbindung zwischen Wolmirstedt und Isar/Landshut als südlichem Netzverknüpfungspunkt geeignet ist.

## Redispatch und Einspeisemanagement

Die strom-und spannungsbedingten Redispatchmaßnahmen der ÜNB sind unter anderem wegen des fehlenden Netzausbaus im Vergleich zum Jahr 2013 um 6 Prozent auf 8.453 Stunden angestiegen. Der Anteil, der durch Redispatch verursachten Absenkungen belief sich auf 0,58 Prozent, bezogen auf die Gesamterzeugung von Nicht-EEG- vergütungsfähigen Anlagen. Die veranschlagten saldierten Kosten für Redispatch 2014 wurden von den ÜNB mit 186,7 Mio. Euro angegeben.

Beim Einspeisemanagement hat sich die Menge der Ausfallarbeit von 555 GWh im Jahr 2013 auf 1.581 GWh fast verdreifacht. Dies entspricht jedoch nur einer Quote von 1,35 Prozent bezogen auf die gesamte Netto-

Stromerzeugungsmenge aus EEG-vergütungsfähigen Erzeugungsanlagen (auch Direktvermarktung). Die Entschädigungszahlungen haben sich mit ca. 83 Mio. Euro um ca. 89 Prozent erhöht. Auch für das Jahr 2015 zeichnet sich bereits im ersten Quartal eine abermalige Erhöhung der Ausfallarbeit und somit der Entschädigungszahlungen ab.

## Netzentgelte Strom

Die Entwicklung der Netzentgelte hat sich im Zeitraum 2013-2015 vorübergehend stabilisiert. Im Bereich der Haushaltskunden in der Grundversorgung liegt der Wert auf dem Niveau des Vorjahres (+0,04 ct/kWh).

## Stromgroßhandel

Die Stromgroßhandelsmärkte wiesen im Jahr 2014 erneut ein hohes Liquiditätsniveau auf. Während es sowohl im börslichen Spothandel als auch im börslichen Terminhandel zu weiteren Volumenzuwächsen kam, waren die über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina rückläufig.

Die durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise sind im Jahr 2014 weiter gesunken. Im Vergleich zum Vorjahr verringerten sich die durchschnittlichen Spotmarktpreise um 13 Prozent und die Terminkontrakte für das Folgejahr notierten im Mittel um 10 Prozent niedriger.

## Einzelhandel Strom

Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf den beiden größten Stromeinzelhandelsmärkten inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist. Der kumulierte Marktanteil der vier absatzstärksten Anbieter beträgt auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Stromkunden 33 Prozent und auf dem Markt für die Belieferung von nicht-leistungsgemessenen Sondervertragskunden (insb. Haushaltskunden) 36 Prozent.

Die Häufigkeit, mit der Stromverbraucher ihren Lieferanten wechseln, entspricht ungefähr dem Vorjahresniveau. Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden betrug die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2014 rund 11 Prozent und im Bereich der Haushaltskunden 9 Prozent. Fast 3,8 Mio. Haushaltskunden haben im Jahr 2014 ihren Stromlieferanten gewechselt.

Die Strompreise für Letztverbraucher zum 1. April 2015 sind im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken. Dies geht auf eine Verringerung des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils zurück. Gegenüber dem Jahr 2014 ist mit Stichtag 1. April 2015 der Durchschnittspreis für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh um 1,4 Prozent auf 29,11 ct/kWh(inkl. USt.) gesunken. Dennoch zahlen deutsche Haushaltskunden weiterhin - nach Dänemark - die zweithöchsten Strompreise Europas. Ursache ist die mit rund 52 Prozent überdurchschnittlich hohe Belastung durch Steuern, Umlagen und Abgaben.

Nachdem es im Heizstrombereich über viele Jahre kaum Lieferantenwechsel gab, ist im Jahr 2014 eine signifikante Zunahme der Wechselaktivitäten zu verzeichnen. Der Anteil der Heizstromkunden, die einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger haben, betrug 2014 über 4 Prozent und hat sich somit im Vergleich zum Vorjahr verdoppelt. In den letzten beiden Jahren haben sich die Transparenz für Endkunden erhöht und das Angebot bundesweit tätiger Heizstromanbieter verbreitert.

## Im- und Export Strom

Das deutsche Stromexportvolumen war in 2014 wie auch in den Vorjahren deutlich höher als das Importvolumen. Die Exporte blieben mit 59,4 TWh im Vergleich zu 59,17 TWh (2013) nahezu unverändert. Im Ergebnis war ein Anstieg des deutschen Exportsaldos von vormals 32,49 TWh in 2013 auf 34,52 TWh in 2014 zu beobachten. Im Gesamtsaldo spiegelt sich ein Rückgang der Importe von 26,95 TWh auf 24,66 TWh wider. Der grenzüberschreitende Stromhandel führt für alle beteiligten Länder zu einem volkswirtschaftlichen Mehrwert. In Deutschland wirkt sich die zusätzliche ausländische Nachfrage nach deutschem (EE-)Strom auf die von deutschen Stromerzeugern erzielbaren Preise aus.

## Im- und Export Gas

Die Import-und Exportmengen sind im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Die Importmenge von Gas nach Deutschland ist von 1.771,7 TWh auf 1.788,2 um rund 16,5 TWh gestiegen. Auch der Export von Gas ist angestiegen. Betrug er 725,3 TWh in 2013, so wurden 852,9 TWh im Jahr 2014 exportiert.

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

## Versorgungsunterbrechungen Gas

Im Jahr 2014 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher mit Berücksichtigung eines Unfalls auf der ERM (Erdgasleitung Rhein-Main) bei 16, 8 Minuten (SAIDI). Daran kann man keine bundesweite Verschlechterung der Versorgungssicherheit ablesen. Ohne diesen Unfall betrüge der SAIDI-Wert rund 1,3 Minuten für das Jahr 2014 und läge damit im langjährigen Mittel der Versorgungsunterbrechungen Gas. Die Zuverlässigkeit der Gasversorgung liegt weiterhin bei 99,999 Prozent ohne Berücksichtigung und bei 99,996 Prozent mit Berücksichtigung des Unfalls.

## Gasspeicher

Der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist relativ stark konzentriert. Der aggregierte Marktanteil der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum Ende des Jahres 2014 rund 75 Prozent. Nach einem Rückgang in den Vorjahren ist die Konzentration im Berichtsjahr angestiegen.

Trotz starker Unterschiede in der Witterung und der Gaspreise waren die Erdgasspeicher in den vergangenen Wintern immer ausreichend gefüllt.

## Erdgasgroßhandel

Im Jahr 2014 hat die Liquidität der Großhandelsmärkte erneut zugenommen. Im bilateralen Großhandel sind wesentliche Zuwächse zu verzeichnen. Das Volumen des börslichen Gashandels hat sich sogar mehr als verdoppelt.

Das Berichtsjahr 2014 war von deutlich niedrigeren Gasgroßhandelspreisen geprägt. Die verschiedenen Preisindizes zeigen einen Rückgang von 15 bis 22 Prozent im Vergleich zum Vorjahr.

## Einzelhandel Gas

Die Marktkonzentration auf den beiden größten Gaseinzelhandelsmärkten liegt deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung. Der kumulierte Marktanteil der drei absatzstärksten Anbieter beträgt auf dem Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Gaskunden 32 Prozent und auf dem Markt für die Belieferung von nicht-leistungsgemessenen Sondervertragskunden (insb. Haushaltskunden) 23 Prozent.

Die Häufigkeit, mit der Gasverbraucher ihren Lieferanten wechseln, entspricht ungefähr dem Vorjahresniveau. Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden betrug die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2014 rund 12 Prozent und im Bereich der Haushaltskunden 10 Prozent. Über 1 Mio. Haushaltskunden haben im Jahr 2014 ihren Gaslieferanten gewechselt.

Der Trend leicht sinkender Gasletztverbraucherpreise setzt sich fort. In den betrachteten Abnahmefällen privater und gewerblicher Verbraucher ergab sich im Jahresvergleich eine Verringerung um rund 0,1 ct/kWh. Zum Stichtag 1. April 2015 betrug der Durchschnittspreis für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh, die über einen Sondervertrag vom Grundversorger beliefert werden, rund 6,7 ct/kWh (inkl. USt.). Der mittlere Gaspreis für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr ("Industriekunde") liegt mit knapp 3,5 ct/kWh (ohne USt.) zum 1. April 2015 auf dem niedrigsten Niveau seit Beginn der Gaspreiserhebungen im Energie-Monitoring.

# Inhaltsverzeichnis

**Kernaussagen** ..... **7**

**I ELEKTRIZITÄTSMARKT** ..... **17**

**A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten** ..... **19**

1. Zusammenfassung ..... 19
1.1 Erzeugung und Versorgungssicherheit ..... 19
1.2 Grenzüberschreitender Handel ..... 20
1.3 Netze ..... 20
1.4 Großhandel ..... 24
1.5 Einzelhandel ..... 25

2. Marktübersicht ..... 28

3. Marktkonzentration ..... 33
3.1 Stromerzeugung ..... 35
3.2 Stromendkundenmärkte ..... 39

**B Erzeugung und Versorgungssicherheit** ..... **41**

1. Bestand und Struktur des Erzeugungsbereiches ..... 41

2. Entwicklung Erneuerbare Energien ..... 50
2.1 Anlagenregister ..... 50
2.2 Eingespeiste Jahresarbeit ..... 54
2.3 Vergütungszahlungen ..... 60
2.4 Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen ..... 62

3. Versorgungssicherheit ..... 64
3.1 Konventioneller Kraftwerkszubau ..... 64
3.2 Reservekraftwerke und Kraftwerksstilllegungen ..... 65
3.3 Versorgungsstörungen Strom ..... 70

**C Netze** ..... **74**

1. Aktueller Stand Netzausbau ..... 74
1.1 Energieleitungsausbaugesetz 2009 ..... 74
1.2 Szenariorahmen ..... 76
1.3 Netzentwicklungsplan Strom Onshore 2024 ..... 78
1.4 Netzentwicklungsplan Strom Offshore 2024 ..... 84
1.5 Bundesfachplanung ..... 86
1.6 Netzanbindung von Offshore-Windparks ..... 88

2. Investitionen ..... 89
2.1 Investitionen Übertragungsnetze (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen) ..... 89
2.2 Investitionen und Aufwendungen der Verteilnetzbetreiber Strom ..... 90
2.3 Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau im Verteilernetz ..... 93
2.4 Netzausbaubedarf im Verteilernetz ..... 95

3. Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen (§ 13 EnWG) ..... 99
3.1 Redispatchentwicklung ..... 100
3.2 Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG ..... 108
3.3 Einspeisemanagementmaßnahmen und Entschädigungen nach §§ 14, 15 EEG ..... 109

4. Netzentgelte ..... 114
4.1 Entwicklung der Netzentgelte ..... 114
4.2 Erweiterungsfaktor Strom ..... 116

4.3 Kosten der Nachrüstung zur 50,2 Hz-Problematik ... 117
4.4 Vermiedene Netzentgelte ... 117

**D Systemdienstleistungen ... 120**

1. Regelenergie ... 122
2. Einsatz der vorgehaltenen Sekundärregelleistung ... 127
3. Einsatz der vorgehaltenen Minutenreserveleistung ... 128
4. Sonderereignis: Sonnenfinsternis 20. März 2015 ... 133
5. Ausgleichsenergie ... 135
6. Untertägiger Handel ... 137
7. Internationale Erweiterung des Netzregelverbundes ... 138

**E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration ... 140**

1. Mittlere verfügbare Übertragungskapazität ... 140
2. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Verbundaustauschfahrpläne ... 143
3. Ungeplante Flüsse ... 147
4. Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse ... 149
5. Marktkopplung der europäischen Stromgroßhandelsmärkte ... 150
6. Lastflussbasierte Kapazitätsallokation ... 150
7. Verordnung für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement ... 151
7.1 Early Implementation Cross Border Intraday Project ... 151
7.2 Early Implementation Bidding Zone Review ... 152
8. Netzkodex zur langfristigen Kapazitätsvergabe ... 153
9. Netzkodizes zu Netzanschlussbestimmungen für Erzeuger, HGÜ-Anlagenbetreiber, Verteilernetzbetreiber und Verbraucher ... 153
10. Netzkodex Regelenergie ... 154

**F Großhandel ... 156**

1. Börslicher Großhandel ... 156
1.1 Spotmärkte ... 158
1.2 Terminmärkte ... 166
1.3 Anteile verschiedener Börsenteilnehmer am Handelsvolumen ... 169
2. Bilateraler Großhandel ... 172
2.1 Großhändlererhebung ... 173
2.2 Brokerplattformen ... 175
2.3 OTC-Clearing ... 176

**G Einzelhandel ... 179**

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl ... 179
2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel ... 182
2.1 Nicht-Haushaltskunden ... 184
2.2 Haushaltskunden ... 187
3. Unterbrechungsandrohungen und Unterbrechungen, Bargeld- oder Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen ... 191
3.1 Versorgungsunterbrechungen ... 191
3.2 Bargeld- und Chipkartenzähler ... 193
3.3 Tarife und Kündigungen ... 193

4. Preisniveau ... 194
4.1 Nicht-Haushaltskunden ... 195
4.2 Haushaltskunden ... 200

5. Heizstrom ... 216
5.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel ... 217
5.2 Preisniveau ... 219

6. Ökostromsegment ... 222

7. Europäischer Strompreisvergleich ... 227
7.1 Nicht-Haushaltskunden ... 228
7.2 Haushaltskunden ... 230

**H Mess- und Zählwesen ... 232**

1. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber ... 232

2. Anforderungen gem. § 21 b ff. EnWG ... 233

3. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden ... 234

4. Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung ... 236

5. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen ... 238

**II GASMARKT ... 241**

**A Entwicklungen auf den Gasmärkten ... 243**

1. Zusammenfassung ... 243
1.1 Förderung, Im- & Export sowie Speicher ... 243
1.2 Netze ... 244
1.3 Großhandel ... 245
1.4 Einzelhandel ... 245

2. Marktübersicht ... 246

3. Marktkonzentration ... 251
3.1 Erdgasspeicher ... 251
3.2 Gasendkundenmärkte ... 253

**B Förderung, Im- und Export sowie Versorgungsstörungen ... 255**

1. Förderung von Erdgas in Deutschland sowie Im- und Export ... 255
1.1 Förderung von Erdgas in Deutschland ... 255
1.2 Entwicklung der Im- und Exporte von Gasmengen ... 256

2. Versorgungsstörungen Gas ... 258

**C Netze ... 261**

1. Netze und Investitionen ... 261
1.1 Netzentwicklungsplan Gas ... 261
1.2 Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur VNB Gas ... 267
1.3 Kapazitätsangebot und Vermarktung ... 269
1.4 Angebot von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten ... 270
1.5 Kapazitätskündigungen ... 272
1.6 Unterbrechbare Kapazitäten ... 272

2. Netzentgelte ... 276
2.1 Entwicklung der Netzentgelte am Gasgesamtpreis 2007 bis 2015 ... 276
2.2 Erweiterungsfaktor nach § 10 Anreizregulierungsverordnung ... 278
2.3 Regulierungskonto nach § 5 Anreizregulierungsverordnung ... 278
2.4 Netzübergänge gemäß § 26 Abs. 2 Anreizregulierungsverordnung ... 278
2.5 Horizontale Kostenwälzung ... 279

2.6 Festlegung hinsichtlich der Bepreisung von Ein- und Ausspeisekapazitäten („BEATE“) ... 279

**D Regelenergie und Bilanzierung ... 280**

1. Regel- und Ausgleichsenergie ... 280
2. Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage ... 283
3. Standardlastprofile ... 284
4. Registrierende Leistungsmessung und Fallgruppenwechsel ... 286

**E Großhandel ... 289**

1. Börslicher Großhandel ... 289
2. Bilateraler Großhandel ... 291
2.1 Brokerplattformen ... 291
2.2 Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten ... 293
3. Großhandelspreise ... 295

**F Einzelhandel ... 299**

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl ... 299
2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel ... 302
2.1 Nicht-Haushaltskunden ... 304
2.2 Haushaltskunden ... 307
3. Unterbrechungsandrohungen und Unterbrechungen, Tarife und Kündigungen ... 312
3.1 Versorgungsunterbrechungen ... 312
3.2 Bargeld- oder Chipkartenzähler ... 313
4. Preisniveau ... 314
4.1 Nicht-Haushaltskunden ... 315
4.2 Haushaltskunden ... 320
5. Europäischer Gaspreisvergleich ... 329
5.1 Nicht-Haushaltskunden ... 329
5.2 Haushaltskunden ... 331

**G Speicher ... 333**

1. Zugang zu Untertagespeicheranlagen ... 333
2. Nutzung der Untertagespeicheranlagen für Gewinnungstätigkeit ... 334
3. Nutzung der Untertagespeicheranlagen Kundenentwicklung ... 334
4. Kapazitätsentwicklung ... 335

**H Biogasmonitoring ... 337**

1. Wälzungskosten 2014 ... 338
2. Marktgebiete ... 338

**I Mess- und Zählwesen ... 340**

1. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber ... 340
2. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden ... 341
3. Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung ... 342

**III ÜBERGREIFENDE THEMEN ... 345**

**A Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas ... 347**

1. Gemeinsame Marktüberwachung ... 347
2. Kooperationsvereinbarung ... 348
3. Gemeinsame Datengrundlage ... 348
4. Internetseite der Markttransparenzstelle ... 349

**B Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur ... 350**

1. Verpflichtungen und Verbote nach REMIT ... 350
1.1 Registrierung der Marktteilnehmer ... 350
1.2 Meldepflichten der Marktteilnehmer ... 351
1.3 Insiderhandel und Marktmanipulation ... 351
2. Mitwirkung der Bundesnetzagentur in der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden ... 352
2.1 Entwicklung von Rahmenleitlinien und Netzkodizes ... 353
2.2 Energie-Infrastrukturpaket ... 354
3. Mitwirkung der Bundesnetzagentur im Council of European Energy Regulators ... 355
3.1 Europäische Entwicklungen im Verbraucherschutz ... 356
3.2 Internationale Mitarbeit der Bundesnetzagentur ... 356
4. Investitionsmaßnahmen und Anreizregulierung ... 357
5. Evaluierungsbericht ... 357

**C Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes ... 360**

1. Verbot wettbewerbsbeschränkender Vereinbarungen ... 360
2. Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen ... 361
3. Sektoruntersuchung ... 364
4. Competition Advocacy ... 364

**D Verbraucherschutz und -service ... 367**

**VERZEICHNISSE ... 373**

**Verzeichnis Autorenschaft ... 375**

Gemeinsame Textteile ... 375
Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen) ... 375
Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen) ... 376

**Abbildungsverzeichnis ... 379**

**Tabellenverzeichnis ... 387**

**Abkürzungsverzeichnis ... 391**

**Glossar ... 399**

**Impressum ... 417**

# I Elektrizitätsmarkt

# A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten

## 1. Zusammenfassung

### 1.1 Erzeugung und Versorgungssicherheit

Der Erzeugungsbereich war im Berichtsjahr 2014 durch einen weiteren Kapazitätszuwachs der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. Insgesamt betrug der Zuwachs im Bereich der Erneuerbaren Energien 6,5 GW. Damit lag der Zuwachs in der Größenordnung des Anstiegs im Jahr 2013 (6,7 GW). Am stärksten nahmen die Erzeugungskapazitäten in den Bereichen Wind Onshore (4,0 GW) und Solarenergie (1,9 GW) zu. Die installierten Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) stiegen damit auf 196,2 GW zum 31. Dezember 2014 an. Hiervon sind 106,2 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 90,0 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen.

Das Stromangebot (inklusive der Stromimporte aus dem Ausland) lag im Jahr 2014 bei 606 TWh (im Jahr 2013 617,7 TWh). Die Stromnachfrage betrug im selben Jahr 608 TWh (im Jahr 2013 620,9 TWh).[1] Die deutschlandweite Netto-Stromerzeugung lag im Jahr 2014 bei 581,3 TWh (593,5 TWh im Jahr 2013). Grund hierfür ist insbesondere ein verhältnismäßig milder Winter innerhalb des Betrachtungszeitraums. Dabei ging die Stromerzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern gegenüber dem Vorjahr um 4,6 Prozent zurück. Am stärksten nahm die Stromerzeugung aus Erdgas- und Steinkohlekraftwerken ab. Die Stromerzeugung mit Erdgas ging um 8,3 TWh (-14,3 Prozent) zurück. Steinkohlekraftwerke erzeugten 6,4 TWh weniger Strom als im Jahr 2013 (-5,5 Prozent). Die Erzeugungsmengen bei Braunkohle sanken um 4,2 TWh bzw. 2,8 Prozent. Dementsprechend war die Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken im Jahr 2014 damit erstmals wieder rückläufig.

Die Marktmacht der größten Stromerzeugungsunternehmen hat in den letzten Jahren deutlich abgenommen. Deutschlandweit bzw. europaweit bestehen seit dem Jahr 2009 mehr Stromerzeugungskapazitäten, als zur Deckung der Stromnachfrage benötigt werden. Ein gestiegener Anteil der Stromnachfrage wird mit der Einspeisung durch Erneuerbare Energien gedeckt. Verbesserte Stromimportmöglichkeiten in Folge der fortschreitenden Marktkopplung können dazu beitragen, Verhaltensspielräume auf dem Stromerstabsatzmarkt zu begrenzen, während eine Verringerung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten den gegenteiligen Effekt hätte. Der Stromerstabsatzmarkt ist mit einem kumulierten Marktanteil der vier größten Stromerzeuger von 67 Prozent aber weiterhin stark konzentriert. Dies entspricht dem Vorjahreswert bzw. einer Verringerung um 6 Prozentpunkte gegenüber dem Jahr 2010.

Die Netto-Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger stieg um 8,4 TWh von 146,4 TWh (2013) auf 154,8 TWh (2014). Dies entspricht einem Anstieg gegenüber dem Jahr 2013 von 5,7 Prozent. Am meisten zugenommen hat dabei die Stromerzeugung aus Windenergie (an Land) mit einer Erzeugungsmenge von 55,9 TWh. Hier lag der Anstieg bei 5,1 TWh. Aus Solarenergie wurden 33,0 TWh erzeugt, was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um 3,4 TWh entspricht. Den größten prozentualen Anstieg verzeichnete der

[1] Die Abweichung von Angebot und Nachfrage ergibt sich aus statistischen Erhebungsdifferenzen.

Energieträger Wind (auf See) mit 60,2 Prozent. Grund hierfür war die Verdopplung der installierten Leistung im Betrachtungsjahr 2014 (von 0,5 GW auf 1,0 GW).

Die gesamte installierte Leistung der nach dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) vergütungsfähigen Anlagen in Deutschland betrug 85,3 GW am 31. Dezember 2014 (31. Dezember 2013: 78,8 GW). Dies bedeutet ein Anstieg um ca. 6,5 GW an (8,2 Prozent) in 2014. Auf Grundlage des EEG wurden im Berichtsjahr 2014 insgesamt 136,1 TWh Strom aus EE-Anlagen gefördert. Dies bedeutet einen Zuwachs um 11,2 TWh bzw. 9,0 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Dafür wurden insgesamt 21.374 Mio. Euro an finanzieller Förderung von den Anschlussnetzbetreibern an die EE-Anlagenbetreiber ausgezahlt. Gegenüber dem Vorjahr entspricht dies einer Steigerung um 8,8 Prozent. Wie in den letzten Jahren fällt auch in 2014 der überwiegende Anteil der Vergütungszahlungen mit ca. 60 Prozent (12.769 Mio. Euro) auf die Anlagen in der festen Einspeisevergütung. Der Anteil der Vergütungszahlungen für die Direktvermarktung ist im Vergleich zum Vorjahr um 10 Prozentpunkte gestiegen.

Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung befindet sich auf konstant hohem Niveau. Im Jahr 2014 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer je angeschlossenem Letztverbraucher bei 12,28 Minuten (sog. SAIDI). Ein wesentlicher Grund für die Verbesserung der Versorgungsqualität im Jahr 2014 ist die relativ niedrige Zahl der Versorgungsunterbrechungen durch atmosphärische Einwirkungen, was darauf zurückgeführt werden kann, dass das Jahr 2014 nur wenige extreme Wetterereignisse aufwies.

## 1.2 Grenzüberschreitender Handel

Deutschland ist – wie in den Jahren zuvor – die Drehscheibe für den Stromaustausch im zentralen europäischen Verbundsystem. Die mittlere verfügbare Übertragungskapazität ist nahezu unverändert und liegt bei insgesamt 21.193 MW für das Berichtsjahr 2014. Veränderungen ergaben sich bei den Exportkapazitäten: Während diese an der französischen Grenze um 3,5 Prozent fielen, erhöhte sich die Kapazität an der Grenze zu Schweden um 3,5 Prozent, an der Grenze zur Schweiz sogar um 13,4 Prozent. Bei den Importkapazitäten haben sich insbesondere die Werte an der polnischen und tschechischen Grenze (+ 8,0 Prozent), an der dänischen Grenze (- 11,6 Prozent) und an der schwedischen Grenze (-7,1 Prozent) verändert. Hauptgründe für die Veränderung der Kapazitäten sind technische Ausfälle und Wartungsarbeiten der ÜNB.

Das im Berichtsjahr 2014 über die Verbundgrenzen Deutschlands gehandelte Volumen im realisierten Stromaustausch ist von 86,4 TWh (2013) leicht auf 83,8 TWh gesunken (-2,9 Prozent). Dies ist insbesondere auf einen Rückgang der Importe zurückzuführen, während die Exporte nahezu unverändert blieben. Der Nettoexportüberschuss der gehandelten Elektrizität ist dadurch ein weiteres Mal gestiegen von 32,5 TWh (2013) auf 34,5 TWh (2014). Noch im Jahr 2011 betrug dieser Wert gerade einmal 3,0 TWh. Insgesamt belief sich das gehandelte Exportvolumen auf etwa 1.901 Mio. Euro, das Importvolumen auf rund 840 Mio. Euro. Die Exporterlöse betrugen durchschnittlich 32,12 Euro je MWh und die Kosten für Importe durchschnittlich 34,05 Euro je MWh.

## 1.3 Netze

### Netzausbau

Von den insgesamt erforderlichen 1.876 Leitungskilometern nach dem Energieleitungsausbaugesetz sind – unter Berücksichtigung des dritten Quartalsberichts 2015 - bislang 558 Kilometer realisiert (dies entspricht ca.

30 Prozent). Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen mit der Fertigstellung von etwa 40 Prozent der EnLAG-Leitungskilometer bis zum Jahr 2016. Bislang ist noch keines der Vorhaben mit Pilotstrecken für Erdkabel in Betrieb. Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion führt für das erste 380-kV-Erdkabel-Pilotprojekt in der Gemeinde Raesfeld die finalen Bauarbeiten durch.

Die Bundesnetzagentur hat den vierten Szenariorahmen im Dezember 2014 genehmigt. Er wird die Grundlage bilden für den Netzentwicklungsplan Strom Onshore 2025 und den Offshore-Netzentwicklungsplan 2025. In diesem Szenariorahmen wurden sowohl die veränderten Rahmenbedingungen aus der EEG-Reform als auch die Klimaschutzziele der Bundesregierung (die Reduzierung der Treibhausgasemissionen und die angestrebten Effizienzsteigerungen im Stromsektor) berücksichtigt.

Der Netzentwicklungsplan Strom Onshore 2024 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur konsultiert und geprüft. Die Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplan bleiben größtenteils bestehen. Der überarbeitete Entwurf des Netzentwicklungsplans 2024 beinhaltete jedoch einige wichtige Änderungen gegenüber dem Erstentwurf (u. a. eine neue Form der Regionalisierung und eine Veränderung von Netzverknüpfungspunkten). Im Rahmen der Konsultation der Bundesnetzagentur sind über 34.000 Stellungnahmen bei der Bundesnetzagentur eingegangen. Die Bundesnetzagentur hat 63 der 92 von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten Maßnahmen bestätigt. Diese Maßnahmen umfassen rund 3.050 km an Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen in Bestandstrassen und rund 2.750 km an Neubautrassen. Das Ergebnis der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2024 entspricht damit im Wesentlichen den bereits im Februar 2015 von der Bundesnetzagentur veröffentlichten vorläufigen Prüfungsergebnissen. Eine wichtige Ergänzung ist aber, dass die Bundesnetzagentur im Rahmen ihrer Prüfung für den Korridor D zu dem Ergebnis gekommen ist, dass grundsätzlich auch eine Verbindung zwischen Wolmirstedt und Isar / Landshut als südlichem Netzverknüpfungspunkt geeignet ist. Diese Prüfung wurde aufgrund des Ergebnisses des Koalitionsgesprächs vom 1. Juli 2015 angestoßen. Die Bundesnetzagentur hält jedoch an der Bestätigung der Verbindung Wolmirstedt-Gundremmingen fest, da sie auf die zur Prüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit gesetzlich verankerten netztechnischen Aspekte beschränkt ist. Es ist Sache des Gesetzgebers, inwieweit er bei der verbindlichen Festlegung des Netzausbaubedarfs im Bundesbedarfsplangesetz zusätzliche Aspekte in die Abwägung einbezieht oder bestimmte Aspekte anders gewichtet. In diesem Sinne kann auch die alternative Maßnahme von Wolmirstedt nach Isar / Landshut einschließlich einer dann zusätzlich erforderlichen Ertüchtigungsmaßnahme im Drehstromnetz zwischen Ottenhofen nach Oberbachern für vorzugswürdig erachtet werden.

Die Bundesnetzagentur hat parallel zum Netzentwicklungsplan Strom Onshore 2024 auch den Entwurf des Offshore Netzentwicklungsplans 2024 konsultiert und geprüft. Bedingt durch die Novellierung des EEG ist im Jahr 2024 von einer installierten Gesamtleistung in Höhe von 9,7 GW Offshore-Windenergie auszugehen. Davon entfallen 8,5 GW auf die Nordsee und 1,2 GW auf die Ostsee. 7,1 GW werden in der Nordsee bereits über das sog. "Startnetz" abgedeckt, so dass im Rahmen des Offshore-Netzentwicklungsplans noch 1,4 GW angeschlossen werden müssen. In der Ostsee umfasst das "Startnetz" 1,1 GW, so dass hier nur noch 0,1 GW über den Offshore-Netzentwicklungsplan 2024 angebunden werden müssen. Da ein Anbindungssystem in der Nordsee eine Übertragungskapazität von 900 MW aufweist, hat die Bundesnetzagentur zur Anbindung der noch benötigten 1,4 GW zwei Anbindungssysteme bestätigt. Für die Ostsee hat die Bundesnetzagentur ein Anbindungssystem von 500 MW bestätigt, um den vollständigen Anschluss üblicher großer Windparks zu ermöglichen.

Bei folgenden Vorhaben, die in den Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur fallen, wurde das Bundesfachplanungsverfahren eröffnet:

- Vorhaben Nr. 11 BBPlG (Bertikow – Pasewalk)

- Korridor A Süd: Vorhaben Nr. 2 des Bundesbedarfsplangesetzes Osterath – Philippsburg, sog. „Ultranet".

Des Weiteren wurde für das Vorhaben „SuedLink" im Dezember 2014 ein Antrag auf Durchführung der Bundesfachplanung eingereicht. Dieser Antrag befindet sich aktuell noch in der Überarbeitung beim zuständigen Vorhabenträger.

Im Berichtsjahr 2013 wurden von den vier deutschen ÜNB insgesamt ca. 1.769 Mio. Euro (2013: 1.335 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Dabei sind die Investitionen für Neubau/Ausbau/Erweiterung von 880 Mio. Euro (2013) auf 1.248 Mio. Euro (2014) angestiegen. Die Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber (VNB) sind, nach mehreren Jahren des Rückgangs, von 5.778 Mio. Euro (2013) auf 6.193 Mio. Euro (2014) gestiegen. Die Anzahl der VNB, die Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau ihrer Netze durchgeführt haben, ist im Berichtsjahr 2014 konstant geblieben.

Die strom- und spannungsbedingten Redispatchmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 13 Abs. 1 EnWG, bei denen die Einspeisung von Erzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit angepasst wird, beliefen sich im Berichtsjahr 2014 auf 8.453 Stunden. Dies entspricht einer Steigerung um sechs Prozent gegenüber 2013 (7.965 Stunden). Insgesamt wurden an 330 Tagen des Jahres 2014 Redispatcheingriffe durchgeführt (2013: 232). Die Menge der Maßnahmen umfasste dabei inkl. der bilanziellen Gegenmaßnahmen ein Gesamtvolumen von 5.197 GWh (2013: 4.604 GWh, jeweils Summe aus Erhöhungen und Absenkungen). Der Anteil, der durch Redispatch verursachten Absenkungen belief sich auf 0,58 Prozent, bezogen auf die Gesamterzeugung von Nicht-EEG- vergütungsfähigen Anlagen. Die im Rahmen der Systemdienstleistungen veranschlagten saldierten Kosten für Redispatch im Jahr 2014 wurden von den ÜNB mit 186,7 Mio. Euro angeben. Durch die Beschlüsse des OLG Düsseldorf vom 28. April 2015 sah sich die Bundesnetzagentur veranlasst, die Festlegung zur Bestimmung der Vergütung für den Redispatch aufzuheben. Die OLG-Beschlüsse können zu nachträglichen Veränderungen der in den letzten Jahren angefallenen Redispatch-Kosten führen. Wie in den vergangenen Jahren waren im Wesentlichen die Regelzonen von TenneT und 50Hertz betroffen. Dabei wiesen die Leitungen um das Umspannwerk Lehrte sowie die Leitung zwischen den Umspannwerken Remptendorf und Redwitz die größten Belastungen auf.

Im Berichtsjahr 2014 wurde durch einen ÜNB eine Anpassungsmaßnahme gemäß § 13 Abs. 2 EnWG durchgeführt. Zusätzlich haben acht VNB an 265 Tagen Anpassungsmaßnahmen ergriffen. Die Menge der Maßnahmen umfasste bei konventionellen Anlagen ein Gesamtvolumen von 5,8 GWh. Bei EEG-Anlagen lag das Gesamtvolumen der abgeregelten Arbeit bei 3 GWh. Weiterhin haben drei VNB auf Veranlassung eines ÜNB Unterstützungsmaßnahmen nach §§ 13 Abs. 2, Abs. 2a, 14 Abs. 1c EnWG ergriffen. Dabei kam es zu einer Reduktion von Stromeinspeisungen um ca. 2 GWh.

Die Menge der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen (EMM) nach § 11 EEG (2012) ist im Jahr 2014 deutlich auf 1.581 GWh gestiegen und beträgt somit fast drei Mal so viel wie im Vorjahr (2013: 555 GWh). Damit beläuft sich der Anteil der Ausfallarbeit gemessen an der gesamten Erzeugungsmenge von EEG-vergütungsfähigen Anlagen auf 1,35 Prozent. Die Summe der Entschädigungszahlungen hat sich dabei mit ca.

63 Mio. Euro (2012: 43,7 Mio. Euro) ebenfalls stark erhöht. Wie in den Vorjahren waren auch im Berichtsjahr 2014 in der Mehrzahl Windkraftanlagen mit einem Anteil von 77,3 Prozent an der gesamten Ausfallarbeit am stärksten von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen (2013: 86,6 Prozent). Der Anteil der herangezogenen Solaranlagen ist angestiegen und lag im Berichtsjahr 2014 bei 15,5 Prozent (2012: 11,8 Prozent). Mittlerweile sind alle Regionen Deutschlands von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen, jedoch entfällt ein Großteil der gesamten Ausfallarbeit auf die nördlichen Bundesländer.

Die Entwicklung der Netzentgelte hat sich stabilisiert. Für ausgewählte Abnahmefälle wurden folgende Ergebnisse mit Preisstand zum 1. April 2015 ermittelt:

- Haushaltskunde (Grundversorgung), Verbrauch 3.500 kWh/a: 6,51 ct/kWh
- „Gewerbekunde“, Verbrauch 50 MWh/a: 5,77 ct/kWh
- „Industriekunde“, Verbrauch 24 GWh/a, ohne Reduktion nach § 19 Abs. 2 StromNEV: 2,12 ct/kWh.

### Systemstabilität

Den stärksten Belastungen ist das Übertragungsnetz regelmäßig im Winterhalbjahr ausgesetzt. Während dieses Zeitraums können jahreszeitbedingt hohe Einspeisungen insbesondere in Norddeutschland auftreten, die starke Lastflüsse verursachen. Neben den bisher im Mittelpunkt stehenden problematischen Lastflüssen von Norden in Richtung Süden bereiten den Übertragungsnetzbetreibern gegenwärtig die starken Lastflüsse in West-Ost-Richtung, also von Deutschland nach Polen, Probleme bei der Aufrechterhaltung der Systemsicherheit. Hintergrund ist aber auch hier das Nord-Süd-Gefälle zwischen Stromerzeugung und Verbrauch einschließlich der hohen Stromexporte von Deutschland nach Österreich. Um den sicheren Netzbetrieb auch unter diesen kritischen Umständen zu gewährleisten, benötigen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) eine ausreichende Höhe an Redispatchpotenzial durch gesicherte Kraftwerksleistung in Süddeutschland und im südlichen Ausland. Hierzu sind alle angeschlossenen aktiven Kraftwerke verpflichtet. Nachrangig greifen die Übertragungsnetzbetreiber hierfür auch auf sogenannte Reservekraftwerke, bestehend aus nicht mehr in Betrieb befindlichen bzw. kurz vor der Stilllegung stehenden Kraftwerken in Deutschland und dem benachbarten Ausland, zurück. Bisher wurden im Ausland Verträge mit Kraftwerksbetreibern aus Österreich, Italien, Frankreich und der Schweiz geschlossen. Für das Jahr 2014/2015 wurde in diesem Zusammenhang ein Reservebedarf von insgesamt 3.636 MW festgestellt. Hierin enthalten ist die Reserveleistung, die zwischenzeitlich zusätzlich notwendig geworden war. Diese ergab sich aus der zeitlich vorgezogenen Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld vor Ende 2015. Die Netzreserve kam im betrachteten Zeitraum insgesamt an sieben Tagen zum Einsatz. Für den kommenden Betrachtungszeitraum 2015/2016 liegt der Reservebedarf bei 7.515 MW. Die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur haben zuvor erstmals eine Spanne an Netzreservebedarf, die zwischen 6.700 MW und 7.800 MW lag, identifiziert und bestätigt. Hintergrund ist, dass die konkrete Höhe des Reservebedarfs erst angegeben werden kann, wenn feststeht, welche Kraftwerke die Übertragungsnetzbetreiber letztlich für die Netzreserve haben binden können. So ist die konkrete Höhe des Reservebedarfs von der geographischen Lage der verfügbaren Reservekraftwerke abhängig.

Zu den Reservekraftwerken zählen auch jene inländischen Anlagen, die einem von den Übertragungsnetzbetreibern (so bei systemrelevanten vorläufigen Stilllegungen) oder einem von der Bundesnetzagentur (so bei systemrelevanten endgültigen Stilllegungen) bewirkten Stilllegungsverbot

unterliegen (§ 13a EnWG). Insoweit sind bei der Bundesnetzagentur bis Anfang November 2015 insgesamt Stilllegungsanzeigen zu 69 Kraftwerksblöcken mit einer Netto-Nennleistung in Höhe von insgesamt 14.367,7 MW abgegeben worden. Im Jahre 2014 wurde für vier Anlagen mit insgesamt 1.022 MW Netto-Nennleistung die Systemrelevanzausweisung seitens der Bundesnetzagentur genehmigt. Im Jahre 2015 wurde bislang für zwei Anlagen mit einer Erzeugungskapazität in Höhe von insgesamt 1.037 MW die Systemrelevanz seitens der Bundesnetzagentur bestätigt. Insgesamt wurden in diesem Zeitraum somit 3.847,1 MW an inländischem Redispatchpotenzial gesichert.

Für die Versorgungssicherheit ist insbesondere die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksbestandes, d. h. Zubau sowie Stilllegungen von Kraftwerken, von Relevanz. Bis zum Jahr 2019 werden gemäß den Stilllegungsanzeigen 4.186 MW endgültig stillgelegt (die Systemrelevanzausweisung ist dabei teilweise noch zu überprüfen). Dieser geplante Rückbau liegt 924 MW unterhalb der Leistung der bis zum Jahr 2019 in Bau befindlichen Kraftwerksprojekte (inklusive Pumpspeicherkraftwerke in Luxemburg und Österreich 5.110 MW). Anders als bei einer deutschlandweiten Betrachtung ist der Saldo aus Zubauten und geplanten Kraftwerksstilllegungen für Süddeutschland negativ. In Süddeutschland sind bis zum Jahr 2019 auf Basis der endgültigen Stilllegungsanzeigen Stilllegungen von Kraftwerken mit einer Leistung von 2.944 MW geplant. Davon entfallen allein 2.686 MW auf die Kernkraftwerke in Gundremmingen B (Stilllegung 2017) und Philippsburg 2 (Stilllegung 2019). Demgegenüber stehen lediglich 621 MW Kraftwerksleistung in Bau (inklusive Pumpspeicherkraftwerke in Luxemburg und Österreich). Damit beträgt der Saldo aus Zubau und Stilllegungen in Süddeutschland bis zum Jahr 2019 -2.323 MW.

### Systemdienstleistungen

Die saldierten Kosten für die Systemdienstleistungen der ÜNB reduzierten sich im Berichtsjahr 2014 leicht um 94 Mio. Euro von 1.131 Mio. Euro (2013) auf 1.037 Mio. Euro (2014). Zu den Gesamtkosten tragen als Hauptkostenblöcke die Regelleistungsvorhaltung mit 437 Mio. Euro (2013: 594 Mio. Euro) und mit 288 Mio. Euro (2013: 333 Mio. Euro) die Verlustenergie bei. Die Kostenstruktur der Systemdienstleistungen hat sich 2014 gegenüber 2013 erneut verändert. Die Gesamtkosten für Regelenergie sanken um 157 Mio. Euro, insbesondere durch die gesunkenen Kosten für Sekundärregelung (-125 Mio. Euro) und Minutenreserve (-51 Mio. Euro). Ein Grund hierfür ist auch das leicht zurückgegangene Volumen an Vorhaltung der beiden Regelenergiearten. Demgegenüber stiegen die Kosten für Primärregelung leicht an (+18 Mio. Euro).

## 1.4 Großhandel

Die Stromgroßhandelsmärkte waren im Jahr 2014 erneut von hoher Liquidität gekennzeichnet. Funktionierende Großhandelsmärkte sind von grundlegender Bedeutung für den Wettbewerb im Elektrizitätsbereich. Spotmärkte und Terminmärkte sind entscheidend für die Deckung des kurz- wie längerfristigen Elektrizitätsbedarfs der Versorger. Ausreichende Liquidität, also ein hinreichendes Volumen auf Angebots- und Nachfrageseite, verbessert die Markteintrittsmöglichkeiten für neue Anbieter. Neben dem bilateralen Großhandel („over-the-counter“-Handel) erfüllen Strombörsen eine zentrale Funktion. Sie schaffen einen verlässlichen Handelsplatz und liefern zugleich wichtige Preissignale für Marktteilnehmer auch in anderen Bereichen der Elektrizitätswirtschaft.

Die Liquidität ist sowohl im börslichen Spothandel als auch im börslichen Terminhandel weiter gestiegen. Das Volumen des vortäglichen Handels (day-ahead-Auktionen) von EPEX SPOT und EXAA stieg von 254 TWh (2013) auf 269 TWh im Jahr 2014. Das Volumen im Bereich des taggleichen Handels (Intraday) der EPEX SPOT

wuchs um 30 Prozent. Das an der EEX gehandelte Volumen von Stromterminkontrakten ist von 669 TWh auf 812 TWh gestiegen (+21 Prozent). Dagegen waren die über Brokerplattformen vermittelten Termingeschäfte rückläufig (-17 Prozent). Brokerplattformen vermittelten im Jahr 2014 Stromterminkontrakte mit einem Gesamtvolumen von rund 4.900 TWh.

Die durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise sind im Jahr 2014 weiter gesunken. Im Vergleich zum Vorjahr gingen die durchschnittlichen Spotmarktpreise um rund 13 Prozent zurück. Die tagesgemittelten Preise wiesen im Jahresvergleich eine geringere Streuung auf. Auch die Preise für Stromterminlieferungen sind im Jahr 2014 zurückgegangen. Mit 35,09 Euro/MWh im Jahresmittel 2014 ist der Phelix-Base-Year-Future gegenüber dem Vorjahr um gut 10 Prozent gesunken. Beim Phelix-Peak-Frontjahres-Future belief sich der Preis im Jahresmittel 2014 auf 44,40 Euro/MWh. Im Vergleich zum historischen Höchststand im Jahr 2008 haben sich die Frontjahres-Preise halbiert.

Eine wichtige Neuerung im Berichtsjahr ist die Einführung von Auktionen für Viertelstundenkontrakte sowohl an der EPEX SPOT als auch an der EXAA. Im Dezember 2014 führte die EPEX SPOT eine von der Auktion für Stundenkontrakte zeitlich getrennte Auktion für Viertelstundenkontrakte ein (sog. „Intraday-Auktion“). Seit September 2014 werden in der Day-Ahead-Auktion der EXAA neben Stundenkontrakten simultan auch Viertelstunden gehandelt. Darüber hinaus hat die EPEX SPOT die Mindestvorlaufzeit im Intraday-Handel verkürzt. Seit Juli 2015 können die Stromkontrakte für die deutschen Regelzonen und innerhalb der österreichischen Regelzone bis 30 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden.

Die Erweiterung der Handelsmöglichkeiten um Viertelstundenkontrakte und die Verkürzung der Mindestvorlaufzeiten trägt insbesondere der gestiegenen Einspeisung von Strom aus dargebotsabhängigen (erneuerbare) Quellen Rechnung. Die Verkaufsvolumina der ÜNB, die die Börse maßgeblich zur Vermarktung von EEG-Elektrizitätsmengen nutzen, haben gegenüber dem Vorjahr erneut abgenommen. Der verkaufsseitige Anteil der ÜNB an der EPEX SPOT ist von 38 Prozent im Jahr 2011 auf 21 Prozent im Jahr 2014 gesunken. Dies ist eine Folge der verstärkten Direktvermarktung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen.

## 1.5 Einzelhandel

Im Endkundenmarkt haben sich die Auswahloptionen von Verbrauchern zwischen verschiedenen Elektrizitätslieferanten ein weiteres Mal erhöht. Letztverbraucher konnten im Berichtsjahr 2014 im Durchschnitt zwischen 106 Anbietern je Netzgebiet wählen (ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen). Für das Kundensegment der Haushaltskunden betrug der Durchschnitt 91 Anbieter.

Der Lieferantenwechsel hat bei Haushaltskunden seit 2006 erheblich zugenommen. Die Daten aus dem Monitoring 2015 ergeben, dass im Berichtsjahr 2014 eine relative Mehrheit von 43,2 Prozent der Haushaltskunden einen Sondervertrag beim lokalen Grundversorger abgeschlossen hat (2013: 45 Prozent). Der Anteil der Haushaltskunden in der klassischen Grundversorgung beläuft sich auf 32,8 Prozent. Damit ist der Anteil der grundversorgten Kunden gegenüber dem Vorjahr erneut zurückgegangen (2013: 34,1 Prozent). 24 Prozent aller Haushaltskunden werden inzwischen von einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, beliefert (2013: 20,9 Prozent). Der Anteil der Kunden, die nicht mehr mit dem Grundversorger in einem Vertragsverhältnis stehen, ist dementsprechend abermals gestiegen. Insgesamt ca. 76 Prozent aller Haushalte werden durch den Grundversorger beliefert (im Rahmen der Grundversorgung

oder eines Sondervertrages). Die nach wie vor starke Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten hat damit im Berichtsjahr ein weiteres Mal abgenommen.

Dagegen kommt der Grundversorgerstellung bei Nicht-Haushaltskunden nur noch eine geringe praktische Bedeutung zu. Von der Gesamtabgabemenge an Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) entfielen im Jahr 2014 rund 66 Prozent auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger und lediglich ca. 34 Prozent auf Sonderverträge mit dem Grundversorger. Weniger als ein Prozent der RLM-Kunden befinden sich in der Grundversorgung. Die Lieferantenwechselquote lag bei Nicht-Haushaltskunden im Jahr 2014 bei rund elf Prozent. Die Wechselquote ist bei Nicht-Haushaltskunden seit dem Jahr 2006 in etwa konstant geblieben.

Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf den beiden größten Stromeinzelhandelsmärkten inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist. Der kumulierte Marktanteil der vier absatzstärksten Anbieter beträgt auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Stromkunden 33 Prozent und auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von nicht-leistungsgemessenen Sondervertragskunden (insb. Haushaltskunden, ohne Heizstrom) 36 Prozent. Diese Werte liegen deutlich unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung.

Die Zahl der Sperrungen von Haushaltskunden im Auftrag des Grundversorgers entspricht ungefähr dem Vorjahresniveau. Insgesamt wurden etwa 6,3 Mio. Sperrandrohungen von den Lieferanten gegenüber grundversorgten Haushaltskunden ausgesprochen, von denen ca. 1,4 Mio. in eine Unterbrechungsbeauftragung beim zuständigen Netzbetreiber mündeten. Im Auftrag des Grundversorgers wurden letztendlich 351.802 Sperrungen vollzogen. Datengrundlage sind die Angaben von 739 VNB und 887 Lieferanten. Erstmals erhoben wurden Daten zum Einsatz von Vorkassesystemen wie Bargeld- oder Chipkartenzähler im Auftrag des Grundversorgers. Im Berichtsjahr 2014 waren insgesamt etwa 17.300 solcher Systeme installiert.

Die Strompreise für Nicht-Haushaltskunden zum 1. April 2015 sind im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken. Dies geht auf eine Verringerung des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils zurück. Bei Industriekunden hängt der individuelle Preis stark von speziellen gesetzlichen Regelungen zur möglichen Reduktion bestimmter Preisbestandteile ab. Diese Regelungen zielen überwiegend auf eine Preisreduktion für stromintensive Unternehmen ab. Bei einem Kunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh, der keine der gesetzlichen Vergünstigungsmöglichkeiten in Anspruch nehmen kann, betrug der Strompreis zum 1. April 2015 im Mittel rund 14,8 ct/kWh (ohne USt.), wovon ca. 10,6 ct/kWh auf Umlagen, Steuern, Netzentgelte und Abgaben entfielen. Im europäischen Vergleich wäre dies ein überdurchschnittlicher Wert. Soweit industrielle Stromverbraucher die Voraussetzungen der gesetzlich vorgesehenen Vergünstigungsmöglichkeiten erfüllen, können die staatlich determinierten Umlagen, Steuern, Netzentgelte und Abgaben im Einzelfall von 10,6 ct/kWh auf unter 1 ct/kWh sinken. In diesem Fall ergeben sich für Industriekunden im europäischen Vergleich unterdurchschnittliche Strompreise. Bei einem Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh beträgt der durchschnittliche Strompreis zum 1. April 2015 rund 21,5 ct/kWh (ohne USt.).

Nach starken Preisanstiegen in den vergangenen Jahren im Haushaltskundenbereich sind die Preise im Berichtszeitraum geringfügig gesunken. Gegenüber dem Jahr 2014 ist mit Stichtag 1. April 2015 der Durchschnittspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh um 1,4 Prozent auf 30,08 ct/kWh (inkl. USt.) gesunken. Geringe Preissenkungen sind auch in den beiden

anderen Abnahmegruppen – Sondervertrag beim Grundversorger, Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist – zu beobachten. Der Strompreis für einen Sondervertrag mit dem Grundversorger beträgt bei einem Verbrauch von 3.500 kWh/a durchschnittlich 28,96 ct/kWh und im Falle eines Vertrages bei einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger 27,85 ct/kWh. Als über alle drei Tarife mengengewichteter Mittelwert für den 1. April 2015 ergibt sich ein Betrag von 29,11 ct/kWh (inkl. USt.). Im europäischen Vergleich werden die deutschen Strompreise für Haushaltskunden nur von Dänemark übertroffen. Ursächlich für diese Spitzenstellung ist die hohe Belastung der deutschen Strompreise mit Umlagen, Steuern und Abgaben. Die staatlich determinierten Preisbestandteile bleiben trotz gestiegener Umlagen gemäß KWKG und § 19 StromNEV, dank gesunkener EEG-Umlage, Umlage für abschaltbare Lasten und einer Rückerstattung der Offshore-Haftungsumlage auf stabilem Niveau. In der Summe beläuft sich der Anteil staatlich determinierter Preisbestandteile (Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte) auf rund 74 Prozent. Der Preisbestandteil „Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge“, welcher den wettbewerblichen Bereich des Strompreises kennzeichnet, liegt bei nur noch ca. 26 Prozent des gemittelten Gesamtpreises.

Zum Stichtag 1. April 2015 konnte ein Rückgang des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge“ um ca. vier Prozent festgestellt werden, wodurch sich eine gesamtpreisdämpfende Wirkung entfaltete. Erneut hat sich bei allen Tarifkategorien von Haushaltskunden dieser Preisbestandteil verringert. Der Rückgang könnte insbesondere mit den gesunkenen Großhandelspreisen zusammenhängen.

Zusätzliche Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Grundversorgungsvertrag lassen sich für Verbraucher in der Regel durch eine Vertragsumstellung und - in noch stärkerem Maße - durch einen Lieferantenwechsel erzielen. Auch durch von Lieferanten gewährte Sonderbonifikationen ergibt sich ein weiterer Wechselanreiz für den Endkunden.

Nachdem es im Heizstrombereich über viele Jahre kaum Lieferantenwechsel gab, ist nun eine signifikante Zunahme der Wechselaktivitäten zu verzeichnen. In den letzten beiden Jahren hat sich die Transparenz für Endkunden erhöht und das Angebot bundesweit tätiger Heizstromanbieter hat sich verbreitert. Mehr als 2 Prozent der Heizstromkunden haben im Jahr 2014 ihren Lieferanten gewechselt. Der Anteil der Heizstromkunden, die einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger haben, betrug 2014 über 4 Prozent und hat sich somit im Vergleich zum Vorjahr verdoppelt. Die Heizstrompreise befinden sich in etwa auf dem Vorjahresniveau. Für Nachtspeicherheizungskunden mit einem Verbrauch von 7.500 kWh/a beträgt der Strompreis zum 1. April 2015 im Mittel rund 20,4 ct/kWh und für Wärmepumpenkunden 21,4 ct/kWh.

# 2. Marktübersicht

**Netzstrukturdaten 2014**

| | ÜNB | VNB | Summe |
|---|---|---|---|
| Netzbetreiber (Anzahl) | 4 | 813 | 817 |
| Stromkreislänge (in km) | 34.612 | 1.772.400 | 1.807.012 |
| davon Höchstspannung | 34.388 | 349 | 34.737 |
| davon Hochspannung | 224 | 96.149 | 96.373 |
| davon Mittelspannung | 0 | 511.591 | 511.591 |
| davon Niederspannung | 0 | 1.164.311 | 1.164.311 |
| Zählpunkte von Letztverbrauchern | 565 | 50.087.805 | 50.088.370 |
| davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden | | 3.169.102 | 3.169.102 |
| davon Haushaltskunden | | 46.918.703 | 46.918.703 |

Tabelle 1: Netzstrukturdaten von 2014

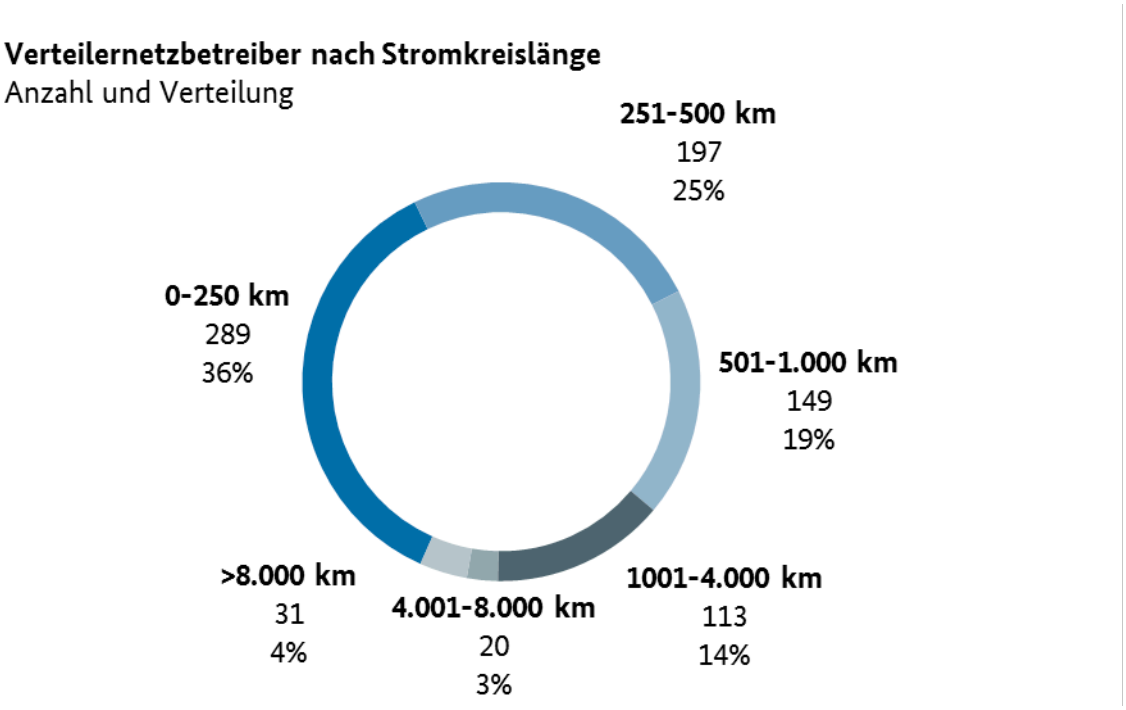



Abbildung 1: Anzahl und Verteilung der Verteilnetzbetreiber nach Stromkreislänge

**Markt- und Netzbilanz 2014**

| | ÜNB | VNB | Summe |
|---|---|---|---|
| Gesamte Netto-Nennleistung von Erzeugungsanlagen (in GW) Stand 31.12.2014 | | | 196,2 |
| davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern | | | 106,2 |
| davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern | | | 90,0 |
| nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen | | | 85,3 |
| Gesamte Netto-Erzeugungsmenge (in TWh, inkl. nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Menge) 2014 | | | 581,3 |
| davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern | | | 426,5 |
| davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern | | | 154,8 |
| nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen | | | 136,1 |
| Nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Netto-Erzeugungsmenge (in TWh) 2014[1] | | | 27,1 |
| Netzverluste (in TWh) | 6,4 | 17,5 [2] | 23,9 |
| davon Höchstspannung | 5,1 | 0,0 | 5,1 |
| davon Hochspannung (inklusive HÖS/HS) | 1,3 | 3,3 | 4,6 |
| davon Mittelspannung (inklusive HS/MS) | 0,0 | 5,6 | 5,6 |
| davon Niederspannung (inklusive MS/NS) | 0,0 | 8,6 | 8,6 |
| Grenzüberschreitender Handel (in TWh) (Realisierte Verbundaustauschfahrpläne) | | | 83,8 |
| davon Importe | | | 24,7 |
| davon Exporte | | | 59,2 |
| Entnahmemengen (in TWh)[3] | 37,2 | 460,6 | 497,8 |
| davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden | 28,6 | 338,7 | 367,3 |
| davon Haushaltskunden | 0,0 | 120,2 | 120,2 |
| davon Pumpspeicher | 8,6 | 1,7 | 10,3 |

[1] Eigenverbrauch im industriellen, gewerblichen oder privaten Bereich; ohne Einspeisungen in das Fahrstromnetz der Deutschen Bahn AG
[2] Die Netzverluste auf VNB-Ebene für das vergangene Berichtsjahr (2013) mussten durch eine nachträgliche Korrektur von 19,9 auf 18,0 TWh korrigiert werden
[3] Inkl. Entnahmemengen durch das Fahrstromnetz der Deutschen Bahn AG

Tabelle 2: Markt- und Netzbilanz von 2014

Die Markt- und Netzbilanz 2014 ermöglicht einen Überblick zur Aufkommens- und Verwendungsseite im deutschen Stromnetz für das Berichtsjahr 2014. Die Aufkommensseite (606 TWh) setzt sich zusammen aus der

gesamten Netto-Stromerzeugung von 581,3 TWh (davon 9,5 TWh Pumpspeicher) sowie den Importen in Höhe von 24,7 TWh. Auf der Verwendungsseite wurden aus den Netzen der Allgemeinen Versorgung 497,8 TWh durch Letztverbraucher (487,5 TWh) und Pumpspeicher (10,3 TWh) entnommen. Die Entnahmemenge von Pumpspeichern liegt in der Regel aufgrund des Kraftwerkseigenverbrauchs oberhalb der erzeugten Menge. Weiterhin wurde eine Netto-Stromerzeugungsmenge von 27,1 TWh nicht in die Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeist (Eigenverbrauch im industriellen, gewerblichen oder privaten Bereich). Die Netzverluste auf ÜNB und VNB-Ebene lagen bei insgesamt 23,9 TWh und die Exporte betrugen 59,2 TWh. Durch Summieren der Einzelpositionen auf der Verwendungsseite ergibt sich ein Gesamtwert von 608,0 TWh. Die statistische Erhebungsdifferenz zur Aufkommensseite von 606,0 TWh beträgt 2,0 TWh bzw. 0,3 Prozent.

**Aufkommen und Verwendung**
**in den deutschen Versorgungsnetzen 2014**
in TWh

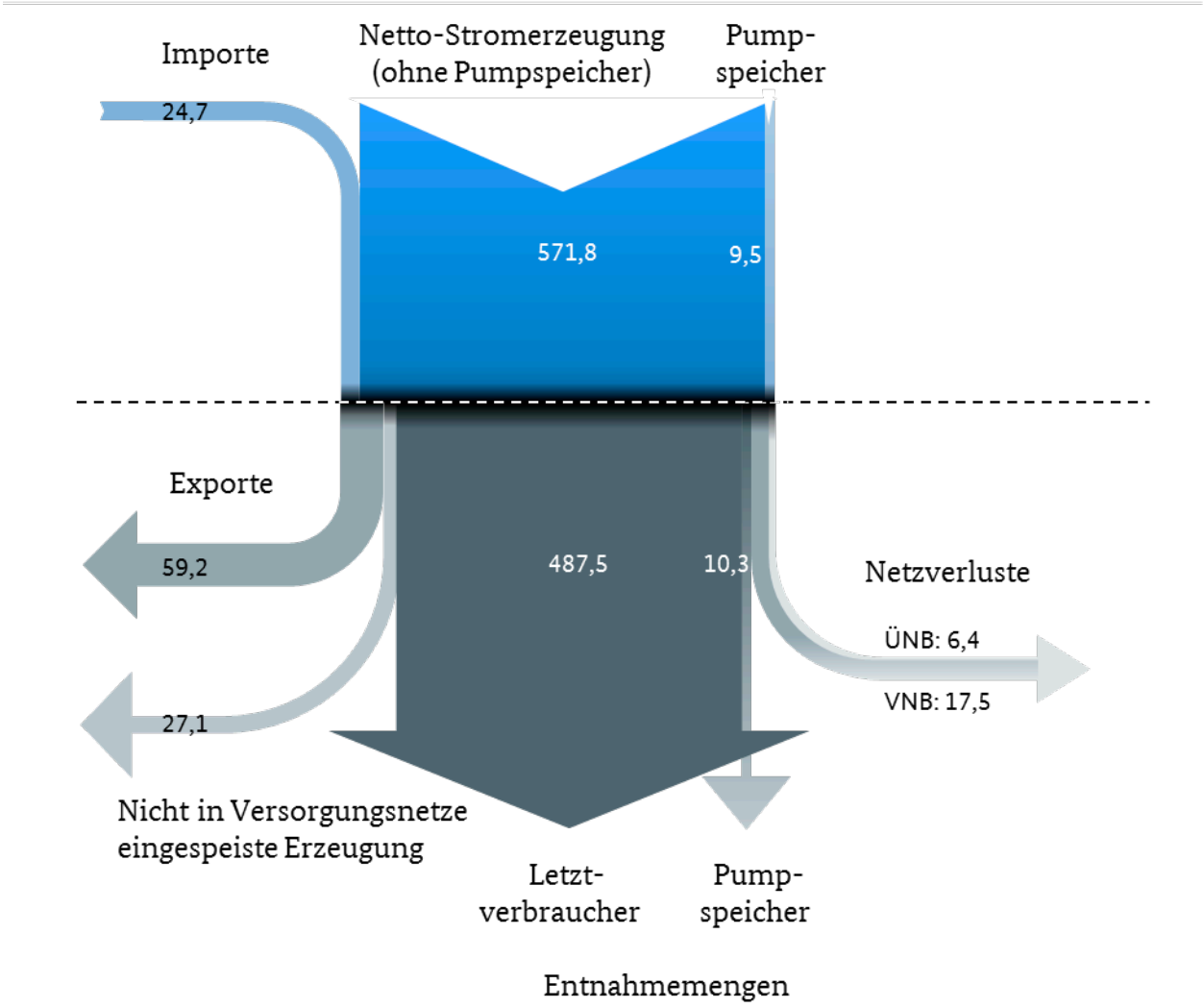



Abbildung 2: Aufkommen und Verwendung in den deutschen Versorgungsnetzen 2014

Am Monitoringverfahren 2014 haben sich die vier Übertragungsnetzbetreiber beteiligt. Wie in Tabelle 1 auf Seite 28 ersichtlich, betrug die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) des Übertragungsnetzes

zum 31. Dezember 2014 insgesamt 34.612 km. Die Anzahl der Zählpunkte abzüglich sog. virtueller Zählpunkte i. S. d. Metering Code 2006 in den Netzgebieten der vier ÜNB belief sich auf insgesamt 565. Dabei wiesen alle Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung auf. Die gesamte Entnahmemenge der 157 an den Netzen der ÜNB angeschlossenen Letztverbraucher (Stand: 31. Dezember 2014) betrug 28,6 TWh und damit etwa zwei TWh weniger als im Vorjahr.

Zum Stichtag 3. August 2015 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 880 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber erfasst, wovon 813 am Monitoring 2015 der Bundesnetzagentur teilgenommen haben. Nach den Angaben der 813 VNB wurden im Jahr 2014 von 49.577.896 Letztverbrauchern auf der VNB-Ebene 458,9 TWh entnommen. Gegenüber dem Vorjahr ist dies ein Rückgang um 9,4 TWh.

Auf allen Netzebenen der VNB betrug die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) zum 31. Dezember 2014 insgesamt 1.772.400 Kilometer. Die Zahl der belieferten Zählpunkte in den Netzgebieten der VNB belief sich auf 50.087.805, wovon 367.867 Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung aufwiesen und insgesamt 46.918.703 Zählpunkte Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zuzuordnen sind.

**Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland**

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Übertragungsnetzbetreiber | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| Verteilernetzbetreiber (VNB) | 877 | 855 | 862 | 866 | 869 | 883 | 883 | 884 | 880 |
| davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden | 799 | 779 | 787 | 790 | 793 | 807 | 812 | 812 | 803 |

Tabelle 3: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2007 bis 2015

Die Mehrzahl der VNB Strom (635 oder 80 Prozent) verfügt über Netze, welche eine kleine bis mittlere Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) bis 1.000 km aufweisen. 164 VNB besitzen Netze mit einer Gesamtstromkreislänge von mehr als 1.000 km. Die prozentuale Verteilung der VNB nach verschiedenen Gruppierungen von Stromkreislängen kann Abbildung 1 auf Seite 28 entnommen werden:

Für die Entnahmemenge von Elektrizität von Letztverbrauchern in den Netzbereichen der erfassten ÜNB und VNB haben sich im Einzelnen die in der nachstehenden Tabelle aufgeführten Werte für das Berichtsjahr 2014 ergeben.

**Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Kundenkategorien**

| Kategorie | ÜNB in TWh | VNB in TWh | ÜNB + VNB in TWh | Anteil an der Gesamtsumme in Prozent |
|---|---|---|---|---|
| ≤ 10 MWh/Jahr | 0 | 120,2 | 120,2 | 24,7 |
| 10 MWh/Jahr - 2 GWh/Jahr | 0,1 | 124,7 | 124,8 | 25,6 |
| > 2 GWh/Jahr | 28,5 | 214,0 | 242,6 | 49,8 |
| Gesamt | 28,6 | 458,9 | 487,5 | 100,0 |

Tabelle 4: Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und ÜNB[2]

Insgesamt hat sich damit der Elektrizitätsverbrauch von Letztverbrauchern in Deutschland, gemessen an der Entnahmemenge an Zählpunkten der Netze der Allgemeinen Versorgung, zum Vorjahr um rund 11,5 TWh reduziert. Dies entspricht einem Rückgang von 2,4 Prozent.

Obwohl die Anzahl der Nicht-Haushaltskunden mit Verbrauchsmengen > 2 GWh/Jahr verhältnismäßig klein ist, wurde von dieser Kundenkategorie etwa die Hälfte der Gesamtelektrizität in Deutschland entnommen. Die Entnahmemenge dieser Großverbraucher stieg dabei im Vergleich zum Vorjahr um etwa ein Prozent. Kleinere Nicht-Haushaltskunden (Verbrauchsmengen > 10 MWh/Jahr und ≤ 2 GWh/Jahr) hatten im Jahr 2014 einen Anteil von 25,6 Prozent an der Gesamtentnahmemenge. Zum Vorjahr hat sich der Elektrizitätsverbrauch dieser Kundengruppe um fast sieben Prozent reduziert. Die anzahlmäßig größte Kundengruppe stellt die Kategorie von Letztverbrauchern mit Verbrauchsmengen ≤ 10 MWh/Jahr dar. In diese fallen fast ausschließlich Haushaltskunden. Sie entnahmen 2014 etwa 24,7 Prozent der Gesamtelektrizitätsmenge. Im Vergleich zum Jahr 2013 ist der Elektrizitätsverbrauch dieser Kategorie somit im Jahr 2014 um fast fünf Prozent niedriger ausgefallen.

Die Struktur der Verteilernetzbetreiber hat sich im Wesentlichen nicht verändert. Nach wie vor dominiert die überwiegend regionale Struktur. Wie im Vorjahr versorgen über drei Viertel der befragten Verteilernetzbetreiber 30.000 oder weniger Zählpunkte, während Unternehmen mit mehr als 100.000 versorgten Zählpunkten ca. 10 Prozent der Gesamtanzahl der Verteilernetzbetreiber bilden. Dabei versorgen diese ca. 77 Prozent (38,2 Mio. Zählpunkte) aller Zählpunkte mit ca. 74 Prozent (341 TWh) der gesamten Elektrizitätsentnahmemenge. Die Verteilung der VNB nach der Anzahl der versorgten Zählpunkte kann in folgender Abbildung nachvollzogen werden.

[2] Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

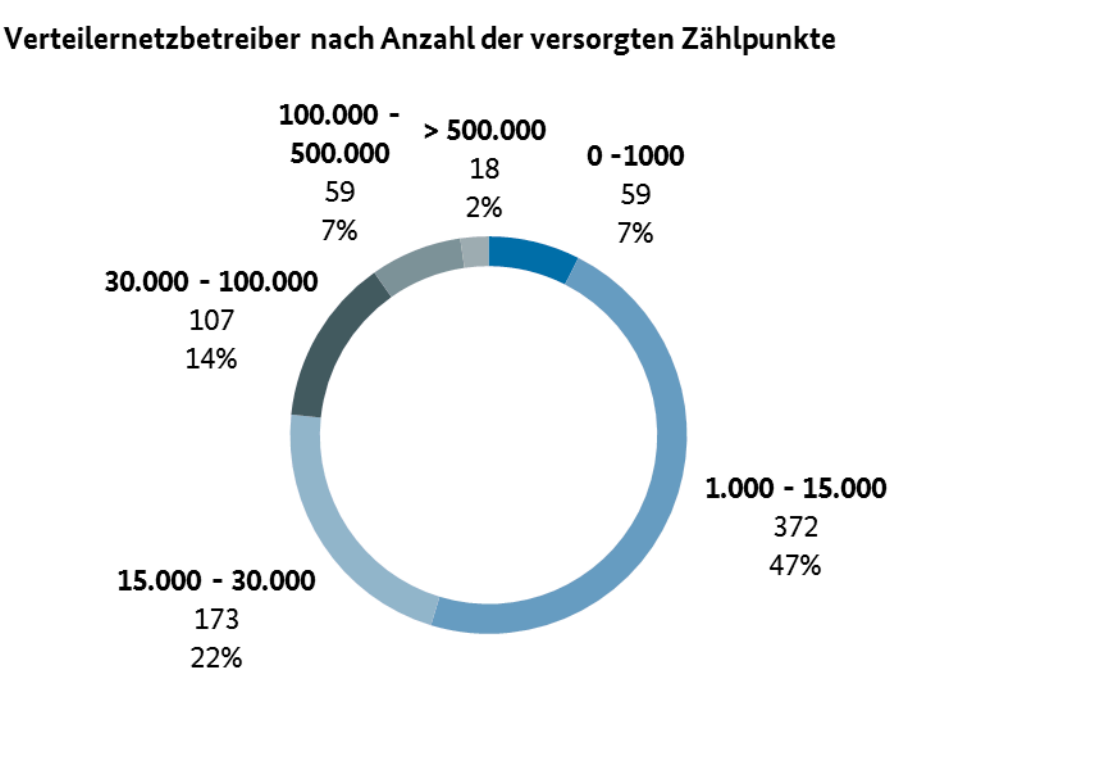



Abbildung 3: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte

## 3. Marktkonzentration

Der Grad der Marktkonzentration ist ein wichtiger Wettbewerbsindikator. Marktanteile bilden im Allgemeinen einen geeigneten Ausgangspunkt zur Einschätzung von Marktmacht, da sie abbilden, in welchem Umfang die Nachfrage auf dem relevanten Markt im Bezugszeitraum von einem Unternehmen tatsächlich bedient wurde.[3] Im Rahmen des Energie-Monitorings wird aber bislang[4] keine umfassende Marktmachtanalyse durchgeführt, die nach der Praxis des Bundeskartellamtes für den Bereich der Stromerzeugung insbesondere die sog. Pivotalanalyse einschließt.[5]

Zur komprimierten Darstellung der Marktanteilsverteilung – d.h. der Marktkonzentration – werden typischerweise der Herfindahl-Hirschman-Index oder die Marktanteilssumme der drei, vier oder fünf marktanteilsstärksten Wettbewerber verwendet (sog. „concentration ratios", CR3 – CR4 – CR5). Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist die Marktkonzentration. Aufgrund der tatsächlichen, historisch begründeten Struktur der Strommärkte wird im Folgenden durchweg auf die Marktanteile der vier absatzstärksten Anbieter (CR 4) abgestellt.

Die Marktkonzentration wird für den wirtschaftlich bedeutenden Stromerstabsatzmarkt (Stromerzeugung) sowie für die zwei größten Stromletztverbrauchermärkte betrachtet. Hierbei werden die Marktanteile auf den

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

[4] Die Bundesregierung erwägt, einen regelmäßigen Marktmachtbericht Stromerzeugung einzuführen. Vgl. BMWi, Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende", Juli 2015, S. 61.

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

Stromendkundenmärkten vereinfachend mittels der sog. „Dominanzmethode“ abgeschätzt. Für den Stromerstabsatzmarkt werden die Marktanteile hingegen nach wettbewerbsrechtlichen Grundsätzen bestimmt, womit ein höherer Grad an Genauigkeit erreicht werden kann (zu den Unterschieden der beiden Zurechnungsmethoden siehe Kasten).

**Kartellrechtliche Verbundzurechnung vs. Zurechnung mittels „Dominanzmethode“**

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

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

Zur Vermeidung dieses Aufwands wird im Energie-Monitoring überwiegend eine wesentlich einfachere Zurechnung mit der sog. „Dominanzmethode“ durchgeführt. Sie stellt allein darauf ab, ob an einer Gesellschaft ein Anteilseigner mindestens 50 Prozent der Anteile hält. Befinden sich die Anteile an einer Gesellschaft zu mehr als 50 Prozent in Hand eines Anteilseigners, so werden diesem Anteilseigner die Absatzmengen der Gesellschaft in voller Höhe zugerechnet. Halten zwei Anteilseigner eine Beteiligung in Höhe von je 50 Prozent, erfolgt eine Zurechnung jeweils hälftig zu beiden Anteilseignern. Für den Fall, dass es neben anderen Eignern mit Anteilen von unter 50 Prozent lediglich einen Anteilseigner mit einer Beteiligung in Höhe von 50 Prozent gibt, so werden dem größten Anteilseigner die Absatzmengen zur Hälfte zugerechnet; die übrigen Absatzmengen werden keinem Unternehmen zugerechnet. Werden an einer Gesellschaft keine Beteiligungen in Höhe von 50 Prozent oder mehr gehalten, so werden die Absatzmengen dieser Gesellschaft keinem der Anteilseigner zugerechnet (die Gesellschaft ist dann selbst eine „Obergesellschaft“).

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

## 3.1 Stromerzeugung

Das Bundeskartellamt grenzt einen sachlich relevanten Markt für den erstmaligen Absatz von Strom ab (Stromerstabsatzmarkt). Für die Berechnung von Marktanteilen hat das Bundeskartellamt in seiner Fallpraxis zuletzt folgende Abgrenzungskriterien angewandt:[6]

Die Marktanteile werden anhand der Einspeisemengen (nicht anhand der Kapazitäten) bemessen. Der nach den Grundsätzen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) festvergütete bzw. der nach der optionalen Direktvermarktung vergütete Strom wurde zuletzt zwar in der Pivotalanalyse einbezogen, nicht aber bei der Berechnung der Marktanteile auf dem Stromerstabsatzmarkt.[7] Die Erzeugung und Einspeisung dieses EEG-Stroms erfolgt losgelöst von der Nachfragesituation und den Stromgroßhandelspreisen. Die EEG-Anlagenbetreiber unterliegen nicht dem Wettbewerb der übrigen („konventionellen") Stromerzeugung. Im Falle des Vorliegens von sog. Bezugsrechten werden entsprechende Mengen bzw. Kapazitäten nicht dem Kraftwerkseigentümer, sondern dem Bezugsrechtsinhaber zugerechnet, wenn dieser über den Einsatz des Kraftwerks bestimmt und die Chancen und Risiken der Vermarktung trägt.[8] Es werden nur Strommengen berücksichtigt, die in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist werden, d.h. Einspeisung in geschlossene Verteilernetze, Eigenverbrauch und Bahnstrom sind nicht Teil des Stromerstabsatzmarktes. In räumlicher Hinsicht grenzt das Bundeskartellamt den Markt für Deutschland und Österreich einheitlich ab. Ausschlaggebend hierfür ist, dass an den Grenzkuppelstellen zwischen den beiden Ländern derzeit keine Netzengpässe vorliegen und eine gemeinsame Preiszone für den deutsch-österreichischen Stromgroßhandel besteht. Diese Voraussetzungen liegen für andere Nachbarländer nicht vor.[9]

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

Die Ergebnisse der Erhebung sind in folgender Tabelle dargestellt, in der zum Vergleich die nach gleichem Muster erhobenen Vorjahresdaten mit abgebildet sind:

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

[7] Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und –großhandel, S. 73 f.

[8] Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und –großhandel, S. 93 f.

[9] Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und –großhandel, S. 81 ff.

**Erzeugungsmengen der vier größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes**

| | Deutschland + Österreich 2013 | | Deutschland + Österreich 2014 | | Deutschland 2013 | | Deutschland 2014 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | TWh | Anteil | TWh | Anteil | TWh | Anteil | TWh | Anteil |
| RWE | 138,9 | 29% | 135,5 | 30% | 135,5 | 32% | 131,9 | 32% |
| Vattenfall | 77,1 | 16% | 74,1 | 16% | 77,1 | 18% | 74,1 | 18% |
| EnBW[1] | 50,6 | 11% | 49,8 | 11% | 50,6 | 12% | 49,8 | 12% |
| E.ON | 51,7 | 11% | 43,9 | 10% | 51,3 | 12% | 43,6 | 11% |
| **CR 4** | | **67%** | | **67%** | | **74%** | | **73%** |
| Andere Unternehmen | | 33% | | 33% | | 26% | | 27% |
| Nettostrom-erzeugung insgesamt | 475,6 | 100% | 452,7 | 100% | 427,8 | 100% | 408,4 | 100% |

Datenangaben gerundet. [1] Angaben von EnBW enthalten direktvermarkteten EEG-Strom.

Tabelle 5: Erzeugungsmengen der vier größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes

Der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR 4) auf dem Stromerstabsatzmarkt betrug im Jahr 2014 rund 67 Prozent. Dies entspricht dem Vorjahreswert. Im Vergleich zum Jahr 2010 haben sich die summierten Anteile der größten vier Anbieter (CR 4) um 6 Prozentpunkte verringert. Die langfristige Abnahme der Marktkonzentration geht schwerpunktmäßig auf gesunkene Marktanteile der E.ON zurück. Von den vier anteilsstärksten Unternehmen konnte im Vergleich zum Jahr 2010 allein Vattenfall Marktanteilszuwächse verzeichnen.

Der deutsch-österreichische Stromverbrauch und die Stromerzeugungsmengen sind in den letzten zehn Jahren ungefähr konstant geblieben. Da die EEG-Einspeisemengen zugleich stetig stiegen, nahm die übrige Stromerzeugung (und damit das Volumen des Stromerstabsatzmarktes) entsprechend ab. Im Jahr 2014 ist das Volumen des Stromerstabsatzmarktes im Vergleich zum Vorjahr erheblich - um rund 5 Prozent – gesunken (von 476 TWh auf 453 TWh). Ursache hierfür ist neben einem weiteren Anstieg der EE-Einspeisung auch ein spürbarer Rückgang des Stromverbrauchs im Jahr 2014 (vgl. Kapitel I.A.2). Die Erzeugungsmengen der vier größten Anbieter auf dem Stromerstabsatzmarkt sind insgesamt um rund 5 Prozent gesunken, d.h. in etwa im gleichen Ausmaß wie das Marktvolumen.

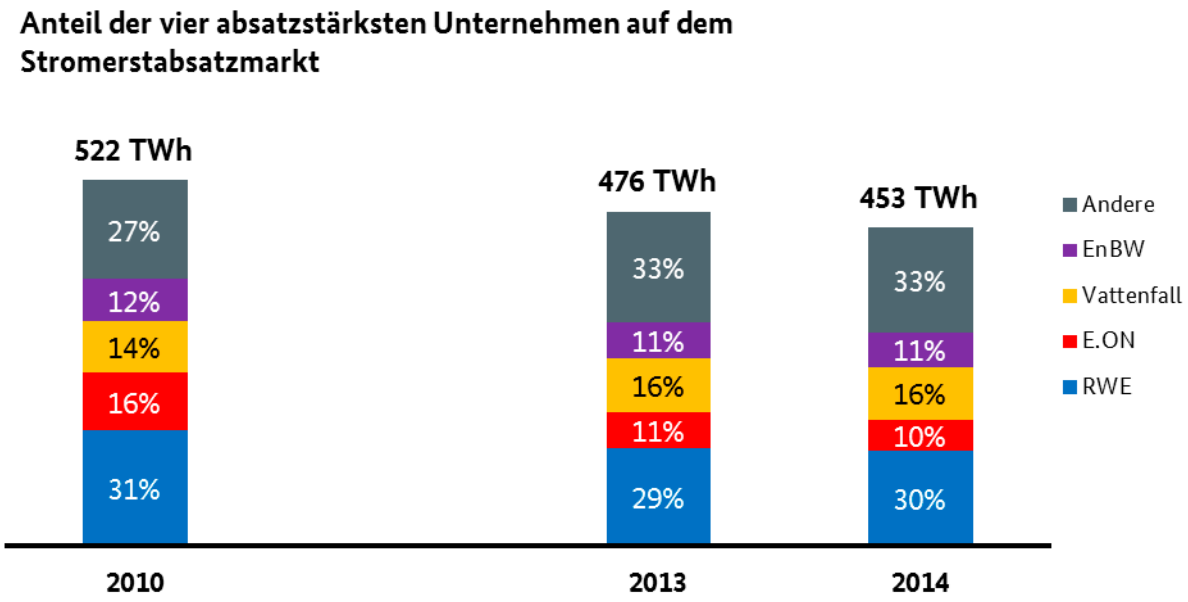



Abbildung 4: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerstabsatzmarkt

Auch der Anteil der vier Unternehmen an den deutschlandweiten Kapazitäten, die für einen Einsatz am Stromerstabsatzmarkt grundsätzlich zur Verfügung stehen (d. h. ohne EEG-Kapazitäten, Bahnstromkapazitäten, stillgelegte Anlagen sowie nicht in das Allgemeine Netz der Versorgung einspeisende Anlagen), entspricht mit rund 61 Prozent in etwa dem Vorjahresniveau (62 Prozent). Die insgesamt in Deutschland und Österreich zur Verfügung stehende Kapazitätssumme hat sich im Jahresvergleich kaum verändert. Die auf RWE entfallenden Kapazitäten sind um 2,2 GW zurückgegangen, was einem Anteil von 2 Prozentpunkten an den Gesamtkapazitäten entspricht. Im Vergleich zum Jahr 2010 sind die Kapazitätsanteile der vier größten Stromerzeuger gesunken. Wie bei den Erzeugungsmengen geht die Verringerung der Anteile schwerpunktmäßig auf gesunkene Kapazitäten der E.ON zurück.

**Erzeugungskapazitäten der vier größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes**

| | Deutschland + Österreich 31. Dezember 2013 | | Deutschland + Österreich 31. Dezember 2014 | | Deutschland 31. Dezember 2013 | | Deutschland 31. Dezember 2014 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | GW | Anteil | GW | Anteil | GW | Anteil | GW | Anteil |
| RWE | 31,7 | 28% | 29,5 | 26% | 30,5 | 32% | 28,3 | 29% |
| Vattenfall[1] | 15,2 | 13% | 15,9 | 14% | 15,2 | 16% | 15,9 | 16% |
| EnBW[2] | 12,2 | 11% | 12,4 | 11% | 12,2 | 13% | 12,4 | 13% |
| E.ON | 11,9 | 10% | 12,1 | 11% | 11,7 | 12% | 12,0 | 12% |
| **CR 4** | | **62%** | | **61%** | | **72%** | | **71%** |
| Andere Unternehmen | | 38% | | 39% | | 28% | | 29% |
| Kapazitäten insgesamt[3] | 114,4 | 100% | 114,7 | 100% | 96,7 | 100% | 97,0 | 100% |

Datenangaben gerundet. [1] Die Angaben für Vattenfall zum 31.12.2013 wurden korrigiert. [2] Die Angaben von EnBW enthalten EEG-Kapazitäten. [3] Die Summe der Erzeugungskapazitäten zum 31.12.2013 wurde korrigiert. Der im Vorjahresbericht angegebene Summenwert enthielt auch einige Kapazitäten, die am Stromerstabsatzmarkt nicht eingesetzt werden konnten (Winterreserve, vorläufig stillgelegte Kraftwerke, nicht ins Netz der Allgemeinen Versorgung einspeisende Anlagen).

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

Der Stromerstabsatzmarkt ist mit einem CR 4 von 67 Prozent (Erzeugungsmengenanteil) weiterhin stark konzentriert. Im Vergleich zum Jahr 2010 hat die Konzentration aber abgenommen. Über den Rückgang der Marktkonzentration hinaus führen einige weitere Faktoren zu rückläufigen Marktmachttendenzen. Deutschlandweit bzw. europaweit bestehen seit dem Jahr 2009 mehr Stromerzeugungskapazitäten, als zur Deckung der Stromnachfrage benötigt werden. Zudem wird ein gestiegener Anteil der Stromnachfrage mit der Einspeisung durch Erneuerbare Energien gedeckt. Die verbesserte Nutzung der Übertragungskapazitäten für Stromimporte in Folge der fortschreitenden Marktkopplung kann dazu beitragen, Verhaltensspielräume auf dem Stromerstabsatzmarkt zu begrenzen, während eine Verringerung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten den gegenteiligen Effekt hätte. Diese weiteren Aspekte spiegeln sich in den dargestellten Marktanteilen nicht wieder, fänden aber im Rahmen einer umfassenden Marktmachtanalyse – insbesondere auch in einer Pivotalanalyse - Berücksichtigung.

## 3.2 Stromendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet auf den Stromletztverbrauchermärkten sachlich zunächst zwischen RLM- und SLP-Kunden. RLM-Kunden sind Abnehmer, deren Verbrauch auf Basis einer registrierenden Leistungsmessung erfasst wird. Es handelt sich i.d.R. um industrielle oder gewerbliche Großverbraucher. Bei SLP-Kunden handelt es sich um Stromabnehmer relativ geringer Verbrauchsmengen. Dies sind i.d.R. Haushaltskunden und kleinere Gewerbekunden. Für diese Kunden wird bezüglich der zeitlichen Verteilung ihres Stromverbrauchs ein Standardlastprofil (SLP) angenommen.

Zuletzt hat das Bundeskartellamt für die Belieferung von RLM-Kunden mit Strom einen einheitlichen bundesweiten Markt abgegrenzt. Bei der Belieferung von SLP-Kunden unterscheidet das Bundeskartellamt bislang drei sachliche Märkte: (i) Belieferung mit Heizstrom (netzgebietsbezogene Abgrenzung), (ii) Belieferung im Rahmen der Grundversorgung (netzgebietsbezogene Abgrenzung), (iii) Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen (ohne Heizstrom, bundesweite Abgrenzung).[10]

Im Energie-Monitoring werden die Absätze der Lieferanten auf Ebene der einzelnen Gesellschaften (juristische Personen) als bundesweite Summenwerte erhoben. Bei der Erhebung wird für die Absätze an SLP-Kunden auch zwischen Heizstrom, Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen unterschieden. Der folgenden Auswertung liegen Mengenangaben von rund 1.100 Stromlieferanten (juristische Personen) zu Grunde (Vorjahr: 1.040). Im diesjährigen Monitoring wurde die Abfrage zu den Absatzmengen verbessert, um eine Marktanteilsauswertung spiegelbildlich zur Marktabgrenzung des Bundeskartellamtes nun auch für den bundesweiten Markt für die Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen ohne Heizstrom zu ermöglichen.

Im Berichtsjahr 2014 setzten die rund 1.100 Unternehmen bundesweit insgesamt rund 268 TWh Strom an RLM-Kunden ab (Vorjahr: 281 TWh) und rund 160 TWh Strom an SLP-Kunden (Vorjahr: 168 TWh). Vom Gesamtabsatz an SLP-Kunden entfielen 14 TWh auf Heizstrom, 103 TWh auf sonstige SLP-Sondervertragskunden und 43 TWh auf SLP-Grundversorgungskunden.

Aus den Angaben der einzelnen Gesellschaften wurde errechnet, welche Absatzmengen auf die vier absatzstärksten Unternehmen entfallen. Die Aggregation der Absatzmengen erfolgte anhand der „Dominanzmethode“ nach den oben dargestellten Zurechnungsregeln. Sie liefert für die Zwecke der hiesigen Darstellung hinreichend genaue Ergebnisse. Bei den Angaben der Prozentanteile ist zu berücksichtigen, dass die Monitoring-Erhebung im Bereich der Stromlieferanten keine vollständige Marktabdeckung erreicht. Die genannten Prozentanteile entsprechen daher nur näherungsweise den tatsächlichen Marktanteilen.

Auf dem Markt für die Belieferung von RLM-Kunden setzten die vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2014 insgesamt ca. 88 TWh ab. Der aggregierte Marktanteil der vier Unternehmen (CR 4) beträgt auf dem bundesweiten RLM-Kunden-Markt somit rund 33 Prozent (Vorjahreswert: 34 Prozent). Dieser Wert liegt deutlich unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 Abs. 4 und 6 GWB). Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf dem Markt für die Belieferung von RLM-Kunden inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist.

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

Auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von SLP-Sondervertragskunden (ohne Heizstrom) betrug der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2014 ca. 37 TWh. Der aggregierte Marktanteil der vier Unternehmen (CR 4) beträgt auf diesem Markt somit rund 36 Prozent. Dieser Wert wurde auf Grundlage der überarbeiteten Abfragestruktur ermittelt und ist somit nicht direkt vergleichbar mit dem im Monitoringbericht 2014 dargestellten Anteil bei der Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen (dort inkl. Heizstrom). Der Wert von rund 36 Prozent für den Marktanteil der vier größten Unternehmen liegt ebenfalls deutlich unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 Abs. 4 und 6 GWB). Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von Nicht-Heizstrom-SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist.

Anhand der Monitoring-Daten können auch Absatzanteile für alle SLP-Kunden insgesamt, d.h. unter Einbeziehung von Heizstrom- und Grundversorgungskunden, errechnet werden. Die so ermittelten Summenwerte entsprechen aber nicht der Marktabgrenzungspraxis des Bundeskartellamtes. Sie stellen lediglich dar, wie hoch die Anteile der absatzstärksten Unternehmen bei einer bundesweiten Betrachtung über sämtliche SLP-Kunden sind. Die Abgabemenge der vier absatzstärksten Unternehmen an alle SLP-Kunden beläuft sich auf rund 65 TWh, was einem CR 4 von rund 41 Prozent entspricht (Vorjahr: 43 Prozent). Der Anteil bzgl. aller SLP-Kunden ist somit deutlich höher als bei der Auswertung nur nach SLP-Sondervertragskunden (ohne Heizstrom). Ursache hierfür ist, dass die vier absatzstärksten Unternehmen in den Bereichen Heizstrom und Grundversorgung höhere Anteile an den bundesweiten Absatzmengen auf sich vereinigen, als im Bereich der SLP-Sonderverträge ohne Heizstrom.

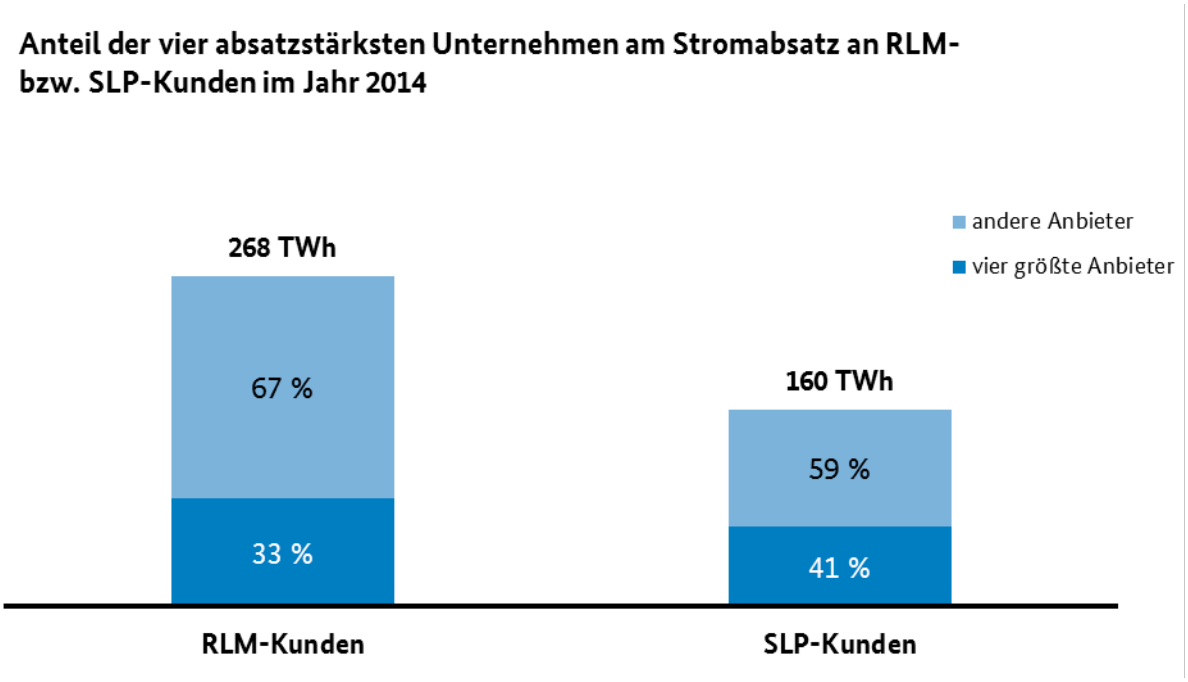



Abbildung 5: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2014

# B Erzeugung und Versorgungssicherheit

## 1. Bestand und Struktur des Erzeugungsbereiches

Wie Abbildung 6 auf Seite 42 zu entnehmen ist, war der Erzeugungsbereich im Berichtsjahr 2014 durch einen weiteren Zuwachs der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. Insgesamt betrug dieser auf Basis von erneuerbaren Energieträgern 6,5 GW und lag damit in der Größenordnung des Zuwachses 2013 (6,7 GW). Am stärksten nahmen die Erzeugungskapazitäten im Bereich Wind Onshore (4,0 GW) und im Bereich Solarenergie (1,9 GW) zu. Die im Monitoring erfassten nicht erneuerbaren Energieträger nahmen im selben Zeitraum um 0,9 GW zu. Der Großteil dieser Entwicklung ist auf eine verbesserte Datenbasis beim Energieträger Erdgas im Bereich der Nicht-EEG-Anlagen mit einer Leistung kleiner als 10 MW zurückzuführen (+0,5 GW). Die installierten Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) stiegen damit um 7,5 GW von 188,7 GW (31. Dezember 2013) auf 196,2 GW zum 31. Dezember 2014 an.[11] Hiervon sind 106,2 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 90,0 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzurechnen.

Aktuell sind wie in Abbildung 7 auf Seite 43 deutlich wird, insgesamt 105,3 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen und 93,9 GW den erneuerbaren Energieträgern (Stand September 2015, Solar: August 2015). Insgesamt ist die installierte Leistung bei den nicht erneuerbaren Energieträgern gegenüber dem 31. Dezember 2014 um 0,9 GW zurückgegangen. Zwischenzeitliche Leistungsänderungen sind auf Kraftwerksstilllegungen und Inbetriebnahmen von Kraftwerken zurückzuführen. Im Bereich der Stilllegungen ist insbesondere die zeitlich vorgezogene Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld Ende Juni 2015 (1.275 MW Netto-Nennleistung) zu nennen. Zudem ist in dem Zeitraum ein Rückgang des Energieträgers Erdgas von 0,4 GW festzustellen. Der Energieträger Steinkohle erfährt hingegen einen Zuwachs in Höhe von 0,9 GW.

Im Bereich der erneuerbaren Energieträger ist seit Anfang des Jahres 2015 insgesamt ein Zuwachs in Höhe von 3,9 GW zu verzeichnen. Dabei haben insbesondere die Kapazitäten bei Windenergie (Offshore) um 1,8 GW und Windenergie (Onshore) um 1,2 GW zugenommen.

[11] In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen (Pumpspeicher, Lauf- und Speicherwasser) in Luxemburg, Schweiz und Österreich sind ebenfalls enthalten.

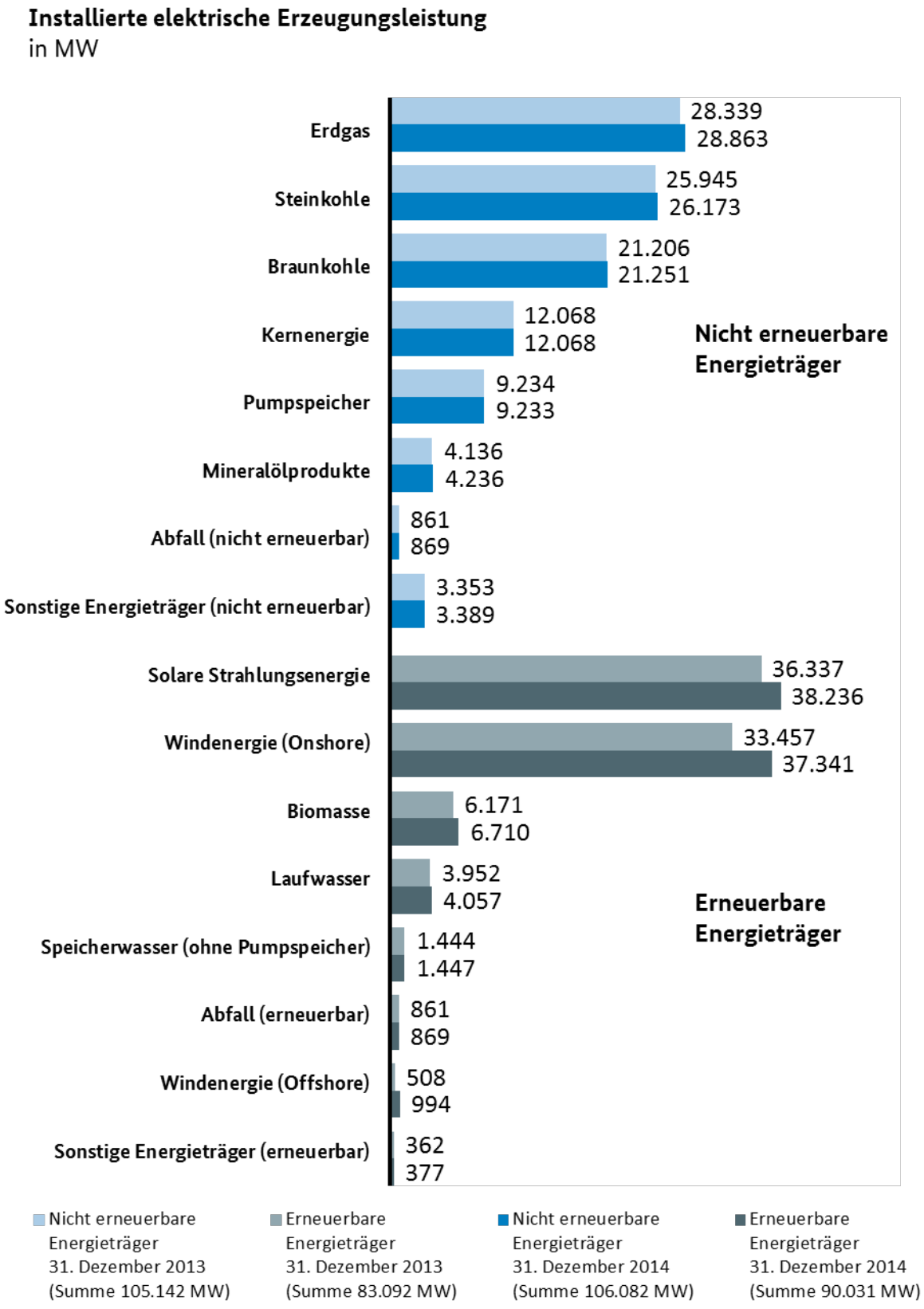



Abbildung 6: Installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand 31. Dezember 2013/31. Dezember 2014)

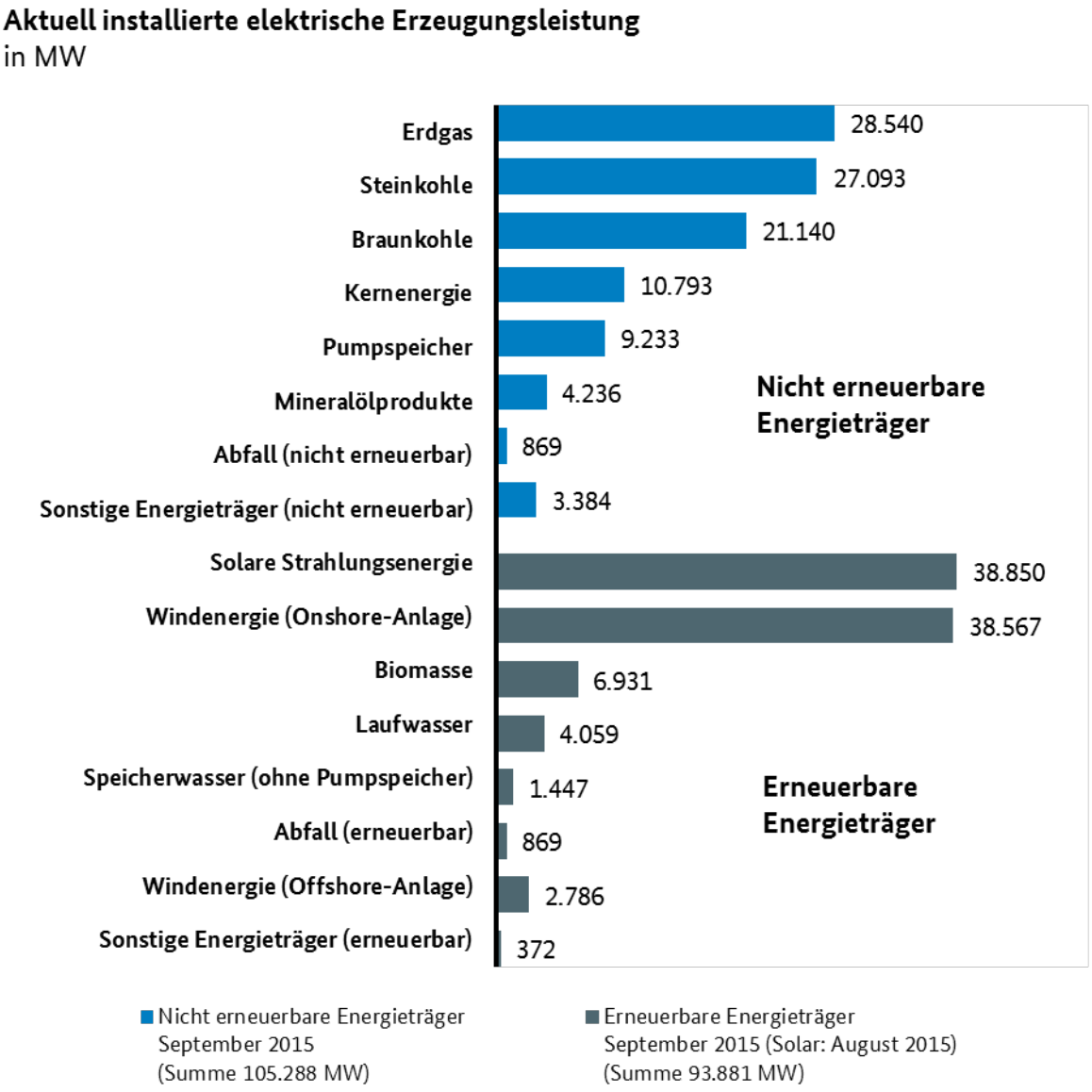



Abbildung 7: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand September 2015, Solar August 2015)

Die folgende Abbildung zeigt die räumliche Verteilung der installierten Erzeugungsleistungen mit einer Unterscheidung nach erneuerbaren und nicht erneuerbaren Energieträgern gemäß den Standorten in den einzelnen Bundesländern. In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen in Luxemburg, Schweiz und Österreich sind in dieser grafischen Darstellung nicht enthalten. Im Bereich der nicht Erneuerbaren Energien sind in der Grafik Kraftwerksblöcke ab einer Leistung von 10 MW enthalten. Kleinere Nicht-EEG-Anlagen mit einer Leistung unter 10 MW liegen der Bundesnetzagentur hingegen nicht anlagenscharf vor und können daher nicht ihrem jeweiligen Standort zugeordnet werden (4.385 MW).

## Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland

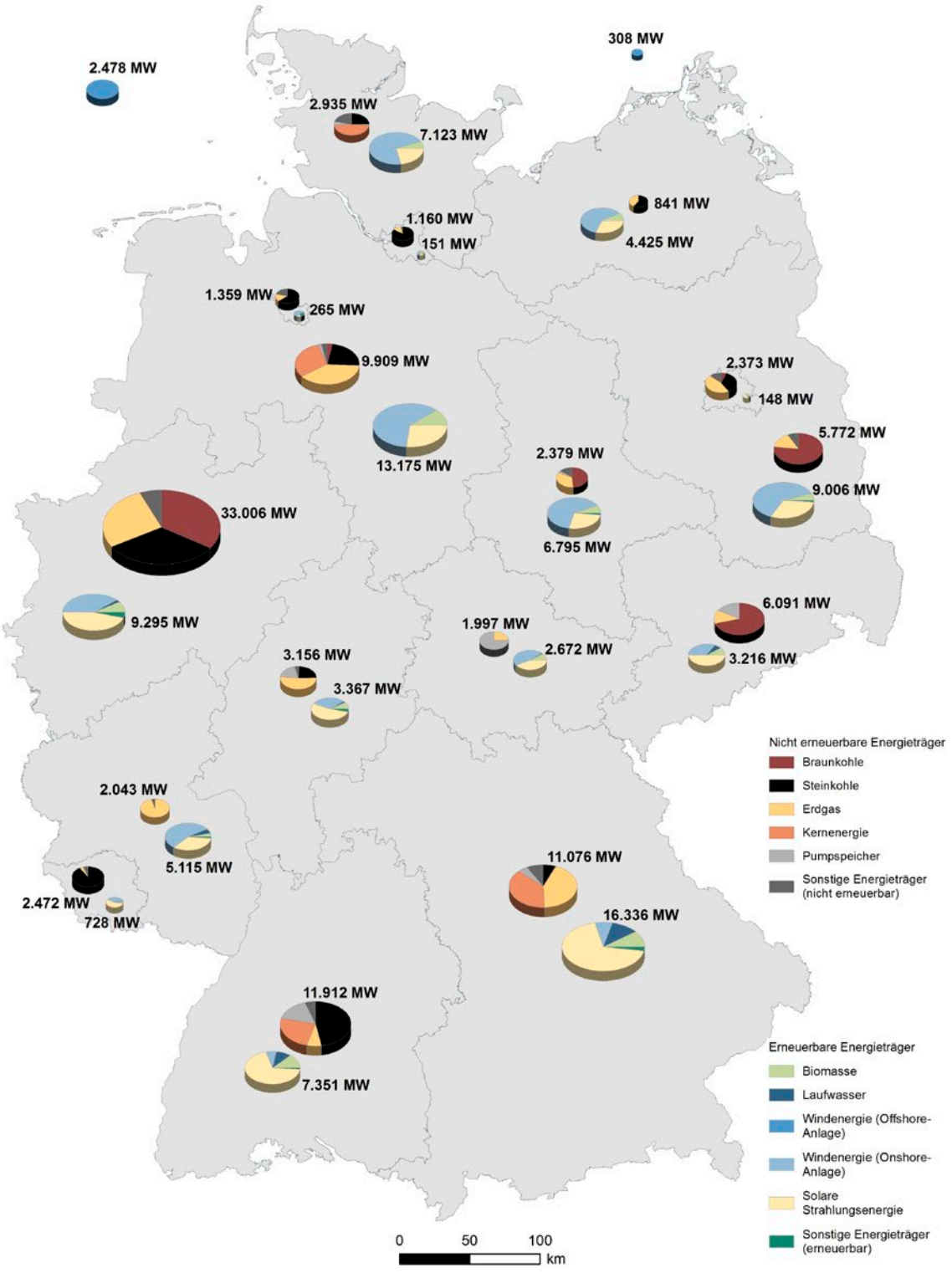



Abbildung 8: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland (Netto-Nennleistungen, Stand September 2015, Solar August 2015)

**Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland**
in MW

| Bundesland | Nicht erneuerbare Energieträger | | | | | | | Erneuerbare Energieträger | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Braunkohle | Steinkohle | Erdgas | Kernenergie | Pumpspeicher | Mineralölprodukte | Sonstige | Biomasse | Laufwasser | Wind-Offshore | Wind-Onshore | Solare Strahlungsenergie | Sonstige | Summe |
| **BW** | 0 | 5.525 | 1.053 | 2.712 | 1.873 | 700 | 49 | 838 | 783 | 0 | 590 | 5.059 | 81 | **19.263** |
| **BY** | 0 | 847 | 4.599 | 3.982 | 543 | 969 | 136 | 1.380 | 1.914 | 0 | 1.508 | 11.206 | 328 | **27.412** |
| **BE** | 164 | 777 | 1.087 | 0 | 0 | 327 | 18 | 43 | 0 | 0 | 4 | 83 | 18 | **2.521** |
| **BB** | 4.409 | 0 | 846 | 0 | 0 | 334 | 183 | 433 | 5 | 0 | 5.510 | 2.967 | 91 | **14.778** |
| **HB** | 0 | 896 | 170 | 0 | 0 | 88 | 206 | 7 | 10 | 0 | 159 | 41 | 48 | **1.625** |
| **HH** | 0 | 960 | 150 | 0 | 0 | 38 | 12 | 43 | 0 | 0 | 59 | 36 | 12 | **1.310** |
| **HE** | 34 | 753 | 1.620 | 0 | 623 | 25 | 102 | 261 | 63 | 0 | 1.153 | 1.785 | 104 | **6.523** |
| **MV** | 0 | 514 | 318 | 0 | 0 | 0 | 9 | 345 | 3 | 0 | 2.662 | 1.394 | 20 | **5.266** |
| **NI** | 352 | 2.202 | 4.061 | 2.689 | 220 | 59 | 326 | 1.297 | 56 | 0 | 8.211 | 3.542 | 69 | **23.085** |
| **NW** | 10.621 | 11.643 | 7.917 | 0 | 291 | 504 | 2.030 | 718 | 156 | 0 | 3.769 | 4.321 | 332 | **42.301** |
| **RP** | 0 | 13 | 1.922 | 0 | 0 | 0 | 107 | 164 | 232 | 0 | 2.772 | 1.879 | 68 | **7.158** |
| **SL** | 0 | 2.206 | 114 | 0 | 0 | 0 | 152 | 20 | 11 | 0 | 272 | 412 | 14 | **3.200** |
| **SN** | 4.325 | 0 | 657 | 0 | 1.085 | 17 | 8 | 286 | 208 | 0 | 1.110 | 1.593 | 19 | **9.307** |
| **ST** | 1.152 | 0 | 781 | 0 | 80 | 231 | 135 | 416 | 26 | 0 | 4.373 | 1.873 | 107 | **9.174** |
| **SH** | 0 | 730 | 31 | 1.410 | 119 | 575 | 70 | 397 | 5 | 0 | 5.181 | 1.511 | 30 | **10.058** |
| **TH** | 0 | 0 | 482 | 0 | 1.509 | 0 | 6 | 247 | 32 | 0 | 1.234 | 1.148 | 11 | **4.669** |
| **Nordsee** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2.478 | 0 | 0 | 0 | **2.478** |
| **Ostsee** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 308 | 0 | 0 | 0 | **308** |
| **Summe** | **21.056** | **27.066** | **25.807** | **10.793** | **6.343** | **3.866** | **3.549** | **6.896** | **3.504** | **2.786** | **38.567** | **38.850** | **1.351** | **190.434** |

Nicht-EEG-Anlagen mit einer Leistung kleiner als 10 MW liegen nicht anlagenscharf vor und sind daher in obiger Tabelle nicht enthalten (4.385 MW)

Tabelle 7: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland (Netto-Nennleistungen, Stand September 2015, Solar: August 2015)

Von den 105,3 GW Erzeugungsleistung mit nicht erneuerbaren Energieträgern (Stand September 2015) sind mit Bezug auf den Kraftwerksstatus folgende Teilmengen zu klassifizieren:

- 96,9 GW: Kraftwerksleistung in Betrieb
- 2,0 GW: Kraftwerke, die vorübergehend (z. B. Reparatur nach Schadensfall) nicht bzw. nur eingeschränkt in Betrieb sind
- 3,1 GW: Reservekraftwerke (davon 1,7 GW systemrelevante Kraftwerke gemäß § 13a Abs. 2 EnWG, die schon heute nur auf Anforderung der ÜNB betrieben werden)
- 3,3 GW: Vorläufig stillgelegte Kraftwerke

Bei den obigen systemrelevanten Kraftwerken gemäß § 13a Abs. 2 EnWG handelt es sich um solche Kraftwerke, die aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht stillgelegt werden durften (für nähere Erläuterungen s. Kapitel I.A.3.2 ab Seite 39), obwohl eine endgültige Stilllegung angezeigt wurde. Diese Kraftwerke sind abzugrenzen von denjenigen Kraftwerken, deren Systemrelevanz zum jetzigen Zeitpunkt zwar genehmigt wurde, das Datum, ab dem das Kraftwerk ausschließlich zu Zwecken der Versorgungssicherheit betrieben wird, jedoch in der Zukunft liegt. Bei den oben genannten Kraftwerken handelt es sich gegenwärtig um mit Mineralölprodukten befeuerte Anlagen (1,2 GW) und Steinkohlekraftwerke (0,5 GW) in Süddeutschland.

Bei den vorläufig stillgelegten Kraftwerken handelt es sich überwiegend um Erdgaskraftwerke. So werden 2,7 GW der vorläufig stillgelegten Kraftwerke mit Erdgas betrieben.

Zudem waren während des Sommerhalbjahres 2015 0,4 GW Kraftwerksleistung saisonal konserviert. Dies sind Kraftwerke, die während des Sommerhalbjahres vorläufig stillgelegt und anschließend wieder in Betrieb genommen werden. Der Großteil der saisonal konservierten Kraftwerke entfällt auf den Energieträger Steinkohle (0,3 GW).

Die räumliche Verteilung der systemrelevanten Kraftwerke, der vorläufig stillgelegten Kraftwerke sowie der seit 2011 endgültig stillgelegten Kraftwerke in Deutschland zeigt die nachstehende Abbildung. Bei den systemrelevanten Kraftwerken sind in der Grafik auch solche Kraftwerke enthalten, deren Systemrelevanz zum jetzigen Zeitpunkt zwar genehmigt wurde, das Datum, ab dem das Kraftwerk gemäß Stilllegungsanzeige ausschließlich zu Zwecken der Versorgungssicherheit betrieben wird, jedoch in der Zukunft liegt. Neben angezeigten endgültigen Stilllegungen, deren Stilllegung aus Gründen der Versorgungssicherheit untersagt wurde, sind in der Grafik auch angezeigte vorläufige Stilllegungen enthalten, die aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht stilllegen dürfen. Solche Kraftwerke können anders als endgültig stillgelegte Anlagen gem. § 13a Abs. 1 EnWG wieder betriebsbereit gemacht werden.

**Systemrelevante Kraftwerke , vorläufig stillgelegte Kraftwerke und endgültig stillgelegte Kraftwerke seit 2011**

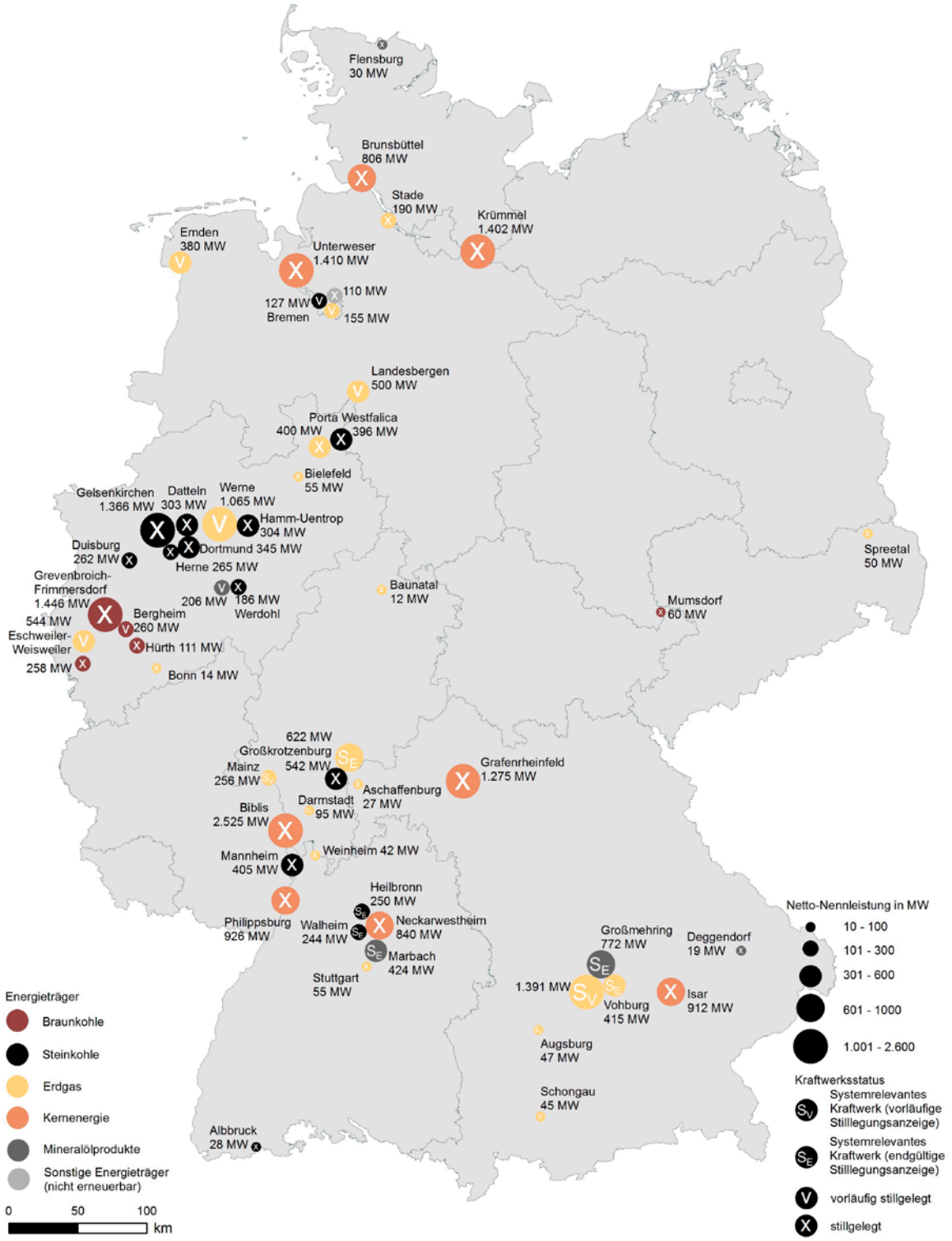



Abbildung 9: Regionale Verteilung der systemrelevanten Kraftwerke, vorläufig stillgelegten Kraftwerke und endgültig stillgelegten Kraftwerke seit 2011 in Deutschland (Netto-Nennleistungen, Stand September 2015

Die Stromerzeugung war im Berichtsjahr 2014 durch einen Rückgang der Erzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern geprägt. Gleichzeitig stieg die Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern wie schon in den letzten Jahren aufgrund des fortscheitenden Ausbaus weiterhin an. Insgesamt ist die (Netto-)Stromerzeugung mit 581,3 TWh im Jahr 2014 gegenüber dem Berichtsjahr 2013 mit 593,5 TWh um 12,2 TWh bzw. 2,1 Prozent gesunken. Grund hierfür ist insbesondere ein verhältnismäßig milder Winter im Betrachtungszeitraum.

Im Bereich der nicht erneuerbaren Energieträger nahm die Stromerzeugung im Jahr 2014 (mit Ausnahme des Energieträgers Abfall) bei allen Energieträgern gegenüber dem Jahr 2013 ab. So ging die Erzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern insgesamt um 20,5 TWh (-4,6 Prozent) auf 426,6 TWh zurück. Am stärksten vom Rückgang betroffen waren Erdgas- und Steinkohlekraftwerke. Im Einzelnen nahm die Stromerzeugung mit Erdgas um 8,3 TWh gegenüber dem Vorjahr ab und lag bei 50,1 TWh (-14,3 Prozent). Hierzu bezogen Gaskraftwerke im Jahr 2014 nach Angaben der Netzbetreiber entsprechend des rückläufigen Trends 12 Prozent weniger Gas aus dem Gasnetz (s. Kapitel II.A.2 ab Seite 246). Steinkohlekraftwerke erzeugten mit 110,0 TWh 6,4 TWh weniger Strom (-5,5 Prozent). Mit Mineralölprodukten befeuerte Kraftwerke weisen mit einem Rückgang von 17,9 Prozent die stärkste prozentuale Absenkung auf. Anders als zuletzt war die Erzeugung in Braunkohlekraftwerken im Jahr 2014 erstmals wieder rückläufig. Die Erzeugungsmengen bei Braunkohle sanken um 4,2 TWh bzw. 2,8 Prozent auf 144,5 TWh. Die Stromerzeugung in Kernkraftwerken bewegte sich mit 91,8 TWh in etwa auf dem Vorjahresniveau (-0,3 Prozent). Der starke Rückgang, insbesondere der Einspeisung aus Erdgas- und Mineralölkraftwerken, begründet sich neben der Verbrauchssenkung im Wesentlichen mit der Zunahme der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Die verstärkte Einspeisung aus Erneuerbaren Energien führt, wie schon in den vergangenen Jahren, über die Absenkung des Großhandelspreises zu einer Verdrängung von Kraftwerken mit relativ hohen Einsatzkosten. Insbesondere trifft dies auf Erdgas- und Mineralölkraftwerke zu.

Die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger stieg um 8,4 TWh (5,7 Prozent) von 146,4 TWh (2013) auf 154,8 TWh (2014). Damit betrug der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien an der gesamten Netto-Stromerzeugung im Jahr 2014 26,6 Prozent. Am meisten zugenommen gegenüber dem Jahr 2013 hat die Stromerzeugung aus Windenergie (Onshore). Hier lag der Anstieg bei 5,1 TWh bzw. 10,0 Prozent (von 50,8 TWh im Jahr 2013 auf 55,9 TWh im Jahr 2014). Die Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie stieg gegenüber dem Vorjahr um 11,5 Prozent auf 33,0 TWh. Den größten prozentualen Anstieg verzeichnete hingegen die Windenergie (Offshore). Hier nahm die Stromerzeugung gegenüber dem Jahr 2013 um 60,2 Prozent zu (0,5 TWh). Sie lag im Jahr 2014 bei 1,4 TWh.

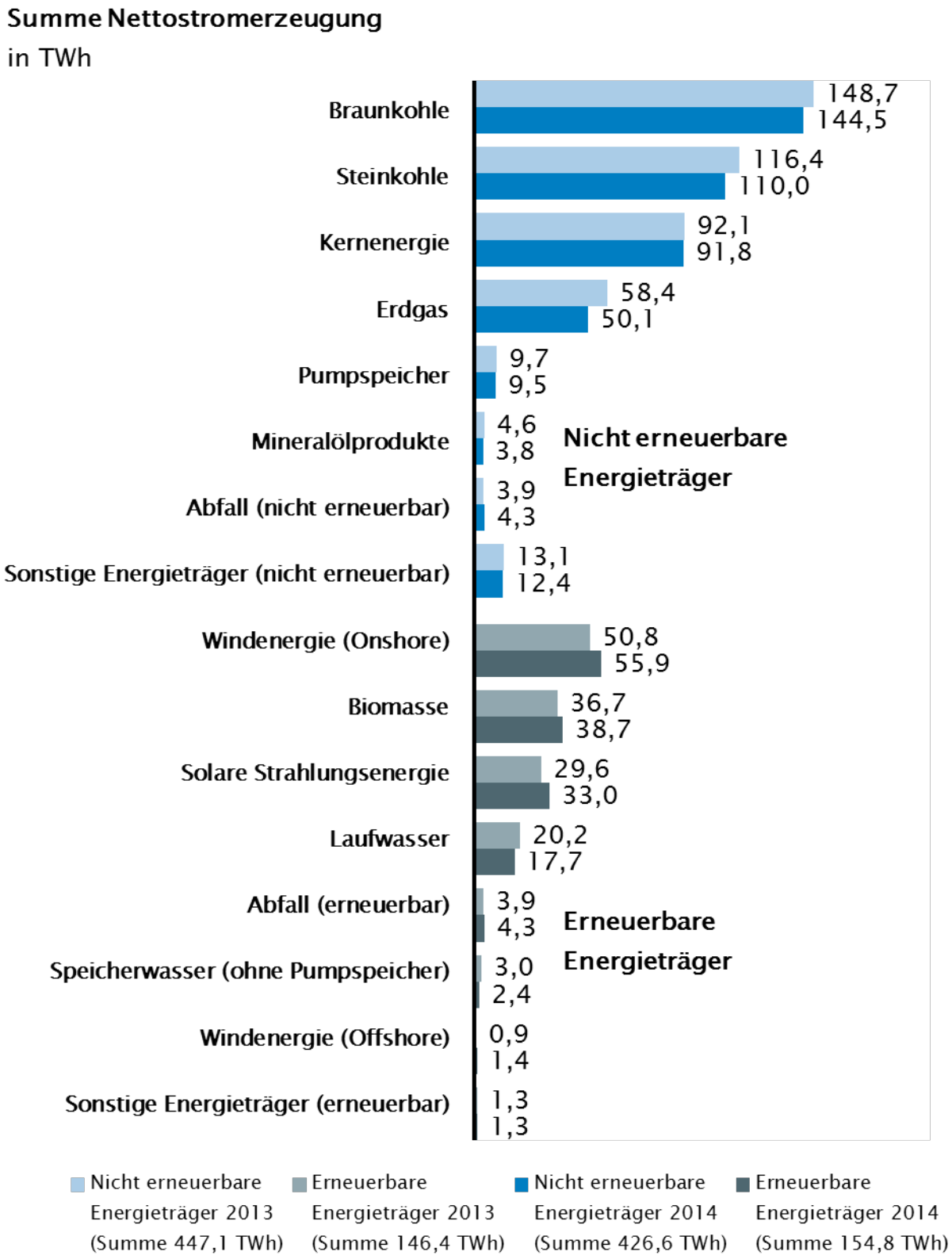



Abbildung 10: Summe Nettostromerzeugung 2013/2014

# 2. Entwicklung Erneuerbare Energien

Im Berichtszeitraum trat zum 1. August 2014 das novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Kraft. In den folgenden Kapiteln wird zur Vereinfachung der Darstellung nur auf die relevanten Paragraphen des neuen EEG Bezug genommen.

Die in diesem Kapitel dargestellten Kennzahlen erhebt die Bundesnetzagentur zur Wahrnehmung ihrer Überwachungstätigkeit zum bundesweiten EEG-Ausgleichsmechanismus. Dazu übermitteln ÜNB (zum 31. Juli), EVU und VNB (zum 31. Mai) auf jährlicher Basis ausgewählte Daten aus ihrer EEG-Jahresendabrechnung. In der Veröffentlichung „EEG in Zahlen 2014“[12] stellt die Bundesnetzagentur den Marktakteuren über die hier dargestellten Kennzahlen hinausgehende Auswertungen zur Verfügung. Insbesondere erfolgen die Auswertungen spezifisch für die Energieträger, die Bundesländer oder die Anschlussebenen.

## 2.1 Anlagenregister

Im Rahmen der EEG-Novelle wurden Ausbaupfade für die vier wichtigsten erneuerbaren Energieträger eingeführt. So soll sich der Ausbau für Windenergie an Land, Windenergie auf See, Photovoltaik und Biomasse in gesetzlich bestimmten Korridoren bewegen. Zur Überwachung des Zubaus, zur Berechnung der zubauabhängigen Fördersätze sowie zur Bereitstellung von Daten, die einer besseren Integration der Erneuerbaren Energien in das bestehende Elektrizitätsversorgungssystem dienen, wurde ein neues Register geschaffen: das Anlagenregister.

Das Anlagenregister wird von der Bundesnetzagentur geführt; es hat Anfang August 2014 seine Arbeit aufgenommen. Sämtliche Anlagen, die seit August 2014 neu in Betrieb genommen wurden, müssen dem Register gemeldet werden. Anlagen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden, müssen sich melden, sofern bei ihnen ein meldepflichtiges Ereignis eintritt – hierunter sind vor allem Leistungsänderungen und Stilllegungen zu verstehen. Außerdem besteht eine Meldepflicht für ab diesem Zeitpunkt neu erteilte Genehmigungen der Anlagen. Die Daten registrierter Anlagen müssen von den Anlagenbetreibern aktuell gehalten werden. Auf diese Weise gelingt es, den gesamten Lebenszyklus einer Anlage zu erfassen. Beginnend mit der Errichtungsgenehmigung über die Meldung der Inbetriebnahme und anderer Änderungen endet die Meldepflicht mit der endgültigen Stilllegung der Anlage. Im Jahr 2014 wurden 1.978 Meldungen registriert.

Die im Anlagenregister erfassten Daten werden umfassend im Internet unter www.bnetza.de/anlagenregister veröffentlicht, so dass sich jeder Interessierte ein Bild der erneuerbaren Erzeugungslandschaft machen kann. Die Transparenz trägt zu einer höheren Akzeptanz der Energiewende bei.

Um nicht nur den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu erfassen, sondern auch einen Überblick über die gesamte in Deutschland installierte Leistung zu erhalten, ist eine Erweiterung des Registers auch auf konventionelle Anlagen angedacht – hierzu ist aber noch gesetzgeberische Arbeit notwendig.

---

[12] http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1431/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html

**Installierte Leistung**

Zum 31. Dezember 2014 belief sich die gesamte installierte Leistung der nach EEG vergütungsfähigen Anlagen auf ca. 85,3 GW (31. Dezember 2013: ca. 79,2 GW). Insgesamt wurden somit in 2014 ca. 6,1 GW zusätzliche Leistung von nach EEG vergütungsfähigen Anlagen installiert. Dies entspricht einem Zuwachs von ca. 7,7 Prozent.

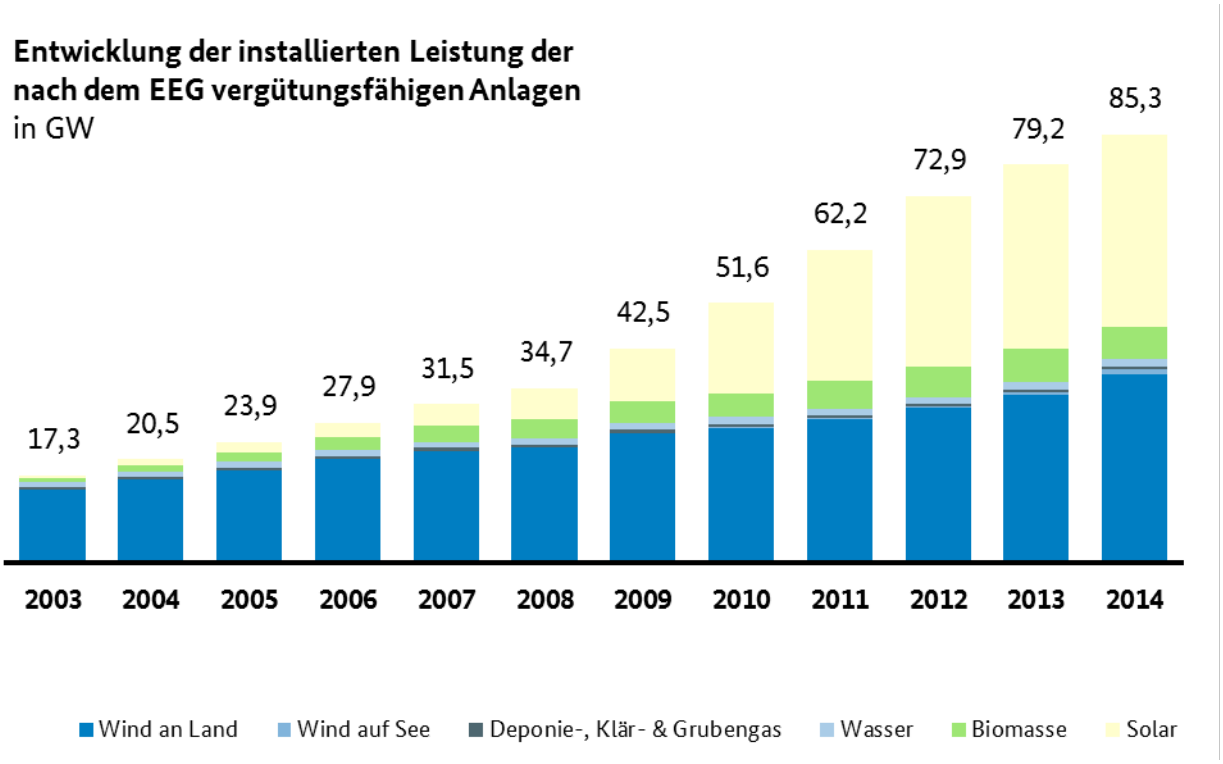



Abbildung 11: Entwicklung der installierten Leistung der nach dem EEG vergütungsfähigen Anlagen von 2003 bis 2014

**Installierte Leistung von nach dem EEG vergütungsfähigen Anlagen nach Energieträgern**

| | Gesamt 31. Dezember 2013 | Gesamt 31. Dezember 2014 | Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2013 |
|---|---|---|---|
| | in MW | in MW | in Prozent |
| Wasserkraft | 1.564 | 1.557 | -0,4% |
| Gase[1] | 531 | 531 | 0,0% |
| Biomasse | 6.432 | 6.576 | 2,2% |
| Geothermie | 30 | 34 | 11,6% |
| Wind an Land | 33.310 | 37.341 | 12,1% |
| Wind auf See | 622 | 994 | 59,8% |
| Solar | 36.710 | 38.236 | 4,2% |
| Gesamt | 79.199 | 85.268 | 7,7% |

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 8: Installierte Leistung von nach dem EEG vergütungsfähigen Anlagen je Energieträger (jeweils zum 31. Dezember)

Im Berichtsjahr 2014 ist insbesondere ein starker Zubau von Windenergieanlagen an Land zu verzeichnen. Es wurden Anlagen mit einer Leistung von ca. 4,0 GW neu installiert (2013: ca. 2,6 GW), was einem Zubau von 12,1 Prozent entspricht. Auch bei den Solaranlagen war ein weiterer Zubau zu verzeichnen, der mit 1,5 GW im Vergleich zu den durchschnittlichen Zubauraten der letzten zehn Jahre (3,6 GW) unterdurchschnittlich ausfiel. Eine Verlangsamung ist auch beim Zubau von Biomasseanlagen zu verzeichnen (2014: 0,14 GW; 2013: 0,53 GW).

Für die vier wichtigsten Energieträger wurden im EEG 2014 Korridore festgelegt, innerhalb derer sich der jeweilige Zubau bewegen soll. Für Windenergieanlagen an Land ist eine Steigerung der installierten Leistung um 2,5 GW pro Jahr (netto) vorgesehen. Das EEG ist zum 1. August 2014 in Kraft getreten – von August bis Dezember 2014 wurden 2,2 GW netto als neu in Betrieb genommen gemeldet; der Korridor wäre bei einer Hochrechnung deutlich überschritten. Der Korridor beträgt für PV-Anlagen 2,5 GW pro Jahr; es wurden in den fünf Monaten 0,54 GW als in Betrieb genommen gemeldet. Rechnete man diese Zahl auf ein Jahr hoch, bliebe man deutlich unter dem geplanten PV-Wert. Für Biomasse ist eine Steigerung der installierten Leistung der Anlagen um 0,1 GW geplant – der Zubau in den letzten fünf Monaten 2014 betrug 0,04 GW, so dass der Zubau dieses Energieträgers im geplanten Rahmen läuft. Die installierte Leistung der Windenergieanlagen auf See soll auf insgesamt 6,5 GW im Jahr 2020 und 15 GW im Jahr 2030 gesteigert werden. Bis zum Dezember 2014 wurden Anlagen mit einer installierten Leistung von knapp einem GW in Betrieb genommen.

**Anzahl der installierten Anlagen**

Im Jahr 2014 wurden 61.851 neue Anlagen installiert. Dies liegt weit unter dem Mittelwert der letzten fünf Jahre von jährlich 200.724 neuen Anlagen. 97,3 Prozent der neu installierten Anlagen sind Solaranlagen, 2,0 Prozent Windenergieanlagen an Land und 0,6 Prozent Biomasseanlagen.

**Entwicklung der Anzahl installierter, vergütungsfähiger EEG-Anlagen**

| | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Wasserkraft | 6.017 | 6.324 | 6.571 | 6.825 | 6.974 | 6.779 | 6.810 |
| Gase[1] | 653 | 668 | 672 | 680 | 684 | 627 | 623 |
| Biomasse | 7.369 | 8.347 | 9.943 | 12.697 | 13.371 | 13.285 | 13.627 |
| Geothermie | 2 | 4 | 4 | 4 | 6 | 7 | 8 |
| Wind an Land | 17.125 | 18.503 | 19.264 | 20.204 | 21.339 | 22.411 | 23.634 |
| Wind auf See | - | 7 | 16 | 49 | 65 | 143 | 241 |
| Solar | 455.630 | 636.756 | 894.756 | 1.154.968 | 1.328.293 | 1.447.164 | 1.507.324 |
| Gesamt | 486.796 | 670.609 | 931.226 | 1.195.427 | 1.370.732 | 1.490.416 | 1.552.267 |

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 9: Entwicklung der Anzahl installierter, vergütungsfähiger EEG-Anlagen

Betrachtet man die Entwicklung der einzelnen Energieträger ist der umfangreiche Zuwachs an neuen Windenergieanlagen auf See mit 68,5 Prozent hervorzuheben.

**Steigerungsraten der installierten Anlagen nach Energieträgern**

| | Gesamt 31. Dezember 2013 Anzahl | Gesamt 31. Dezember 2014 Anzahl | Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2013 in Prozent |
|---|---|---|---|
| Wasserkraft | 6.779 | 6.810 | 0,5% |
| Gase[1] | 627 | 623 | -0,6% |
| Biomasse | 13.285 | 13.627 | 2,6% |
| Geothermie | 7 | 8 | 14,3% |
| Wind an Land | 22.411 | 23.634 | 5,5% |
| Wind auf See | 143 | 241 | 68,5% |
| Solar | 1.447.164 | 1.507.324 | 4,2% |
| Gesamt | 1.490.416 | 1.552.267 | 4,1% |

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 10: Steigerungsraten der installierten, vergütungsfähigen EEG-Anlagen nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

## 2.2 Eingespeiste Jahresarbeit

### Eingespeiste Jahresarbeit nach Energieträgern

Die im Berichtsjahr 2014 insgesamt eingespeiste Jahresarbeit aus vergütungsfähigen EEG-Anlagen betrug 136 TWh. Insgesamt wurden im Vergleich zum Vorjahr 11,2 TWh bzw. 8,2 Prozent zusätzlich eingespeist.

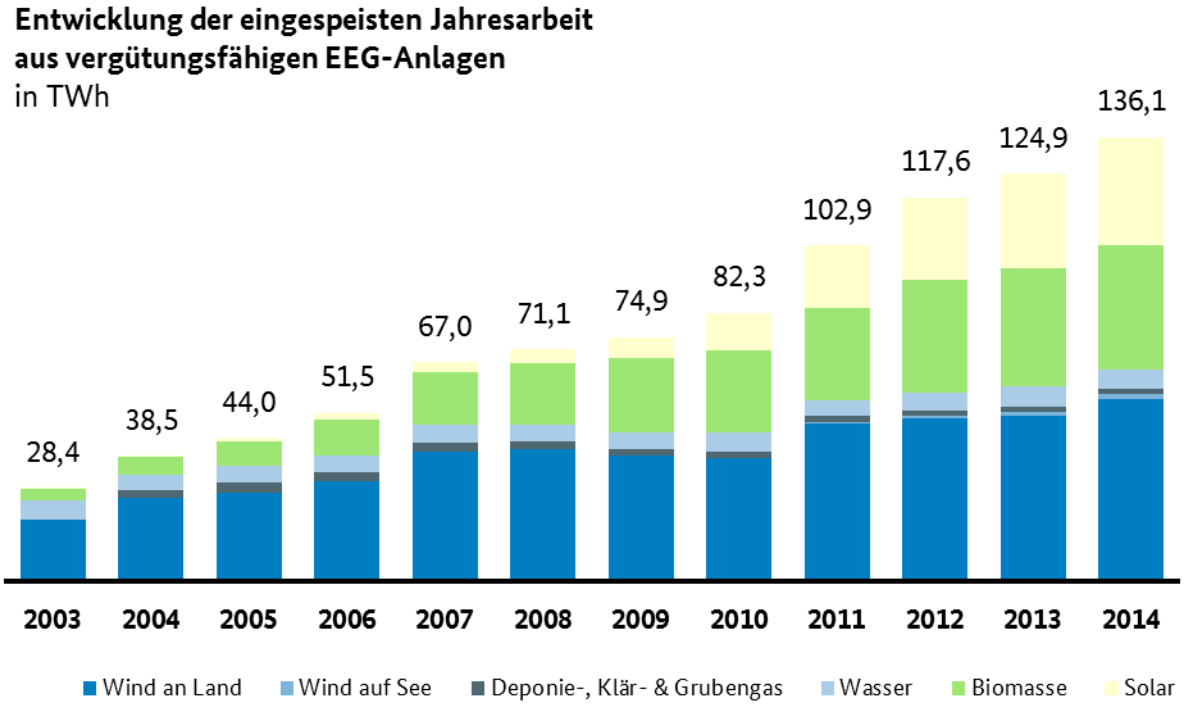



Abbildung 12: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus vergütungsfähigen EEG-Anlagen

Der größte Anteil der eingespeisten Jahresarbeit von 55,9 TWh (41 Prozent) wird von Windenergieanlagen an Land erzeugt, gefolgt von Biomasseanlagen mit 38,3 TWh (28 Prozent) und Solaranlagen mit 33,0 TWh (24 Prozent).

Während im Jahr 2014 ein Rückgang der eingespeisten Jahresarbeit bei den Energieträgern Wasserkraft und Deponie-, Klär- und Grubengasen zu verzeichnet ist, konnte die eingespeiste Jahresarbeit aus Windenergieanlagen auf See gesteigert werden. Diese Zunahme der eingespeisten Jahresarbeit bei Windenergieanlagen auf See ist mit dem vergleichbar hohen Zubau an installierter Leistung zu erklären.

**Eingespeiste Jahresarbeit aus vergütungsfähigen EEG-Anlagen nach Energieträgern**

| | Gesamt 31. Dezember 2013 | Gesamt 31. Dezember 2014 | Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2013 |
|---|---|---|---|
| | in GWh | in GWh | in Prozent |
| Wasserkraft | 6.265 | 5.646 | -11,0% |
| Gase[1] | 1.776 | 1.646 | -7,9% |
| Biomasse | 36.258 | 38.313 | 5,4% |
| Geothermie | 80 | 98 | 18,6% |
| Wind an Land | 50.803 | 55.908 | 9,1% |
| Wind auf See | 905 | 1.449 | 37,6% |
| Solar | 28.785 | 33.002 | 12,8% |
| Gesamt | 124.872 | 136.063 | 8,2% |

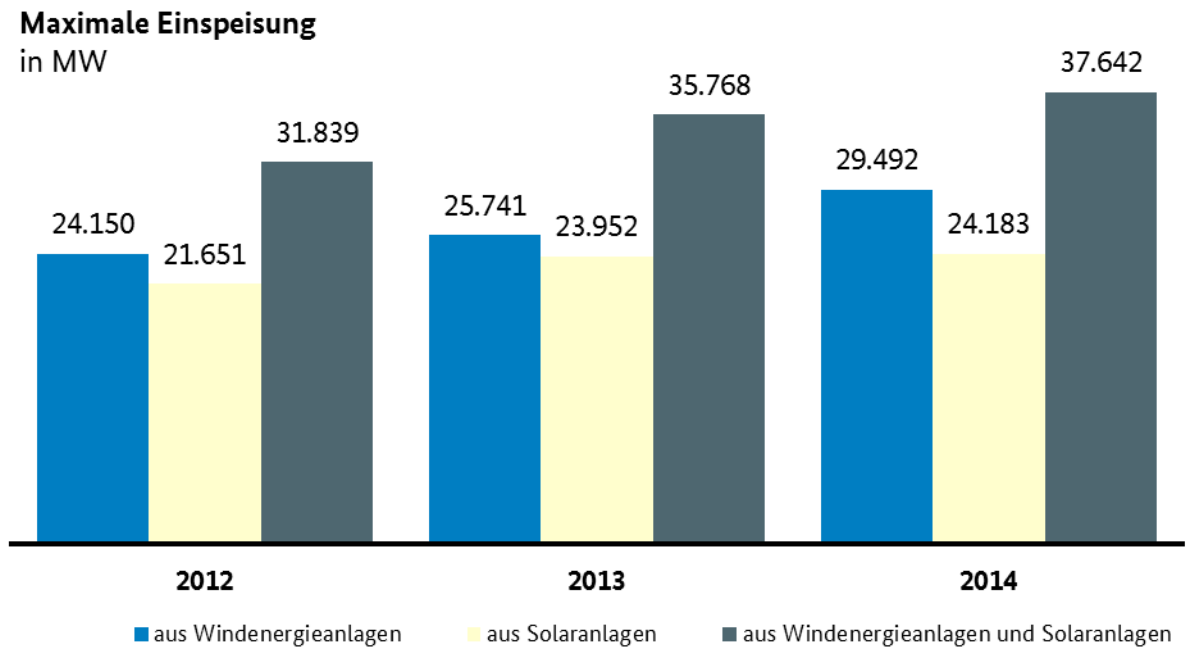
[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 11: Eingespeiste Jahresarbeit aus vergütungsfähigen EEG-Anlagen nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

**Maximale Einspeisung aus Windenergie- und Solaranlagen**

Die maximale Einspeisung aus Windenergie- und Solaranlagen ist im Vergleich zu den Vorjahren angestiegen. Im Jahr 2014 trat die maximale Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen mit 37.642 MW am 14. April 2014 auf. Diese ist insbesondere auf den Zubau von Wind- und Solaranlagen zurückzuführen, kann jedoch auch durch Wetterereignisse verursacht sein. An diesem Tag war sowohl eine Einspeisespitze aus den Windenergieanlagen von 23.574 MW auf Grund eines Randtiefs[13] zu beobachten, als auch eine vergleichsweise hohe Einspeisung aus den Solaranlagen von 14.069 MW.

[13] Vorübergehend liegt die Grenze bis 1. Januar 2016 noch bei 500 kW.




Quelle: www.netztransparenz.de

Abbildung 13: Maximale Einspeisung

Die maximale Einspeisung aus Solaranlagen im Jahr 2014 lag bei 24,2 GW (6. Juni 2014). Dieser Anstieg gegenüber den vorherigen Jahren kann sowohl auf die Neuinstallationen, als auch auf relativ hohe Globalstrahlungswerte im Juni 2014 (Quelle: Deutscher Wetterdienst: Strahlungskarten für Deutschland) zurückgeführt werden.

Im Dezember 2014 erreichte die Windenergieanlagen (an Land und auf See) die mit Abstand höchsten Einspeisewerte des Jahres. Der Höchstwert, der insbesondere dem Orkantief Billie zuzuschreiben ist, wurde am 12. Dezember 2014 erzielt und lag bei 29.492 GW. Auch in der ersten Hälfte des Jahres konnten mehrere Einspeisespitzen aufgrund verschiedener Sturmtiefs beobachtet werden.

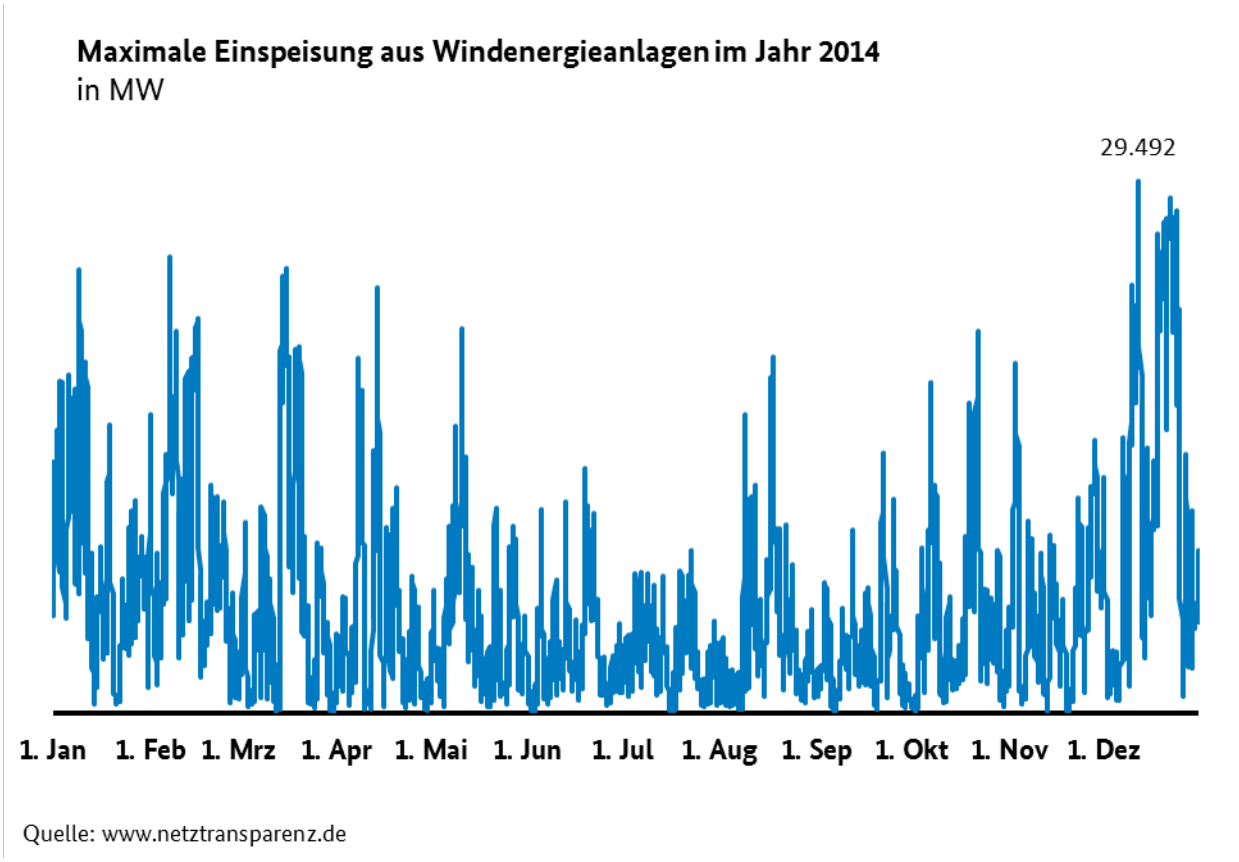



Abbildung 14: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2014

**Aufteilung nach fester Einspeisevergütung und Direktvermarktung**

Nach dem EEG 2012 standen den Anlagenbetreibern als Alternative zur festen Einspeisevergütung drei verschiedenen Formen der Direktvermarktung nach § 33b EEG (2012) zur Wahl: die Inanspruchnahme der Marktprämie, die Verringerung der EEG-Umlage durch EVU (Grünstromprivileg) oder die sonstige Direktvermarktung. Nach dem EEG 2014 ist die Direktvermarktung als Standard-Vermarktungsform nun vorgesehen. Nur neue Anlagen bis 100 kW[14] können nach wie vor die feste Einspeisevergütung erhalten; diese Form der Förderung steht außerdem als Notfalloption für direktvermarktende Anlagen zur Verfügung, wobei Abschläge der Fördersätze von 20 Prozent in Kauf genommen werden müssen. Die sonstige Direktvermarktung, also die Vermarktung ohne die Inanspruchnahme einer finanziellen Förderung, bleibt ebenfalls möglich. Das Grünstromprivileg wurde gänzlich abgeschafft.

Trotz der schon länger bestehenden Möglichkeit, den EE-Strom direkt zu vermarkten, wählten ab 2009 nur wenige Anlagenbetreiber die Direktvermarktung. Seit der EEG-Novelle 2012 zeichnet sich eine klare Tendenz in Richtung dieser Vermarktungsform ab. Ab 2013 wurde mehr als die Hälfte der Jahresarbeit direkt vermarktet, 2014 befanden sich sogar insgesamt 62,8 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit in der Direktvermarktung.

[14] Vorrübergehend liegt die Grenze bis 1. Januar 2016 noch bei 500 kW.

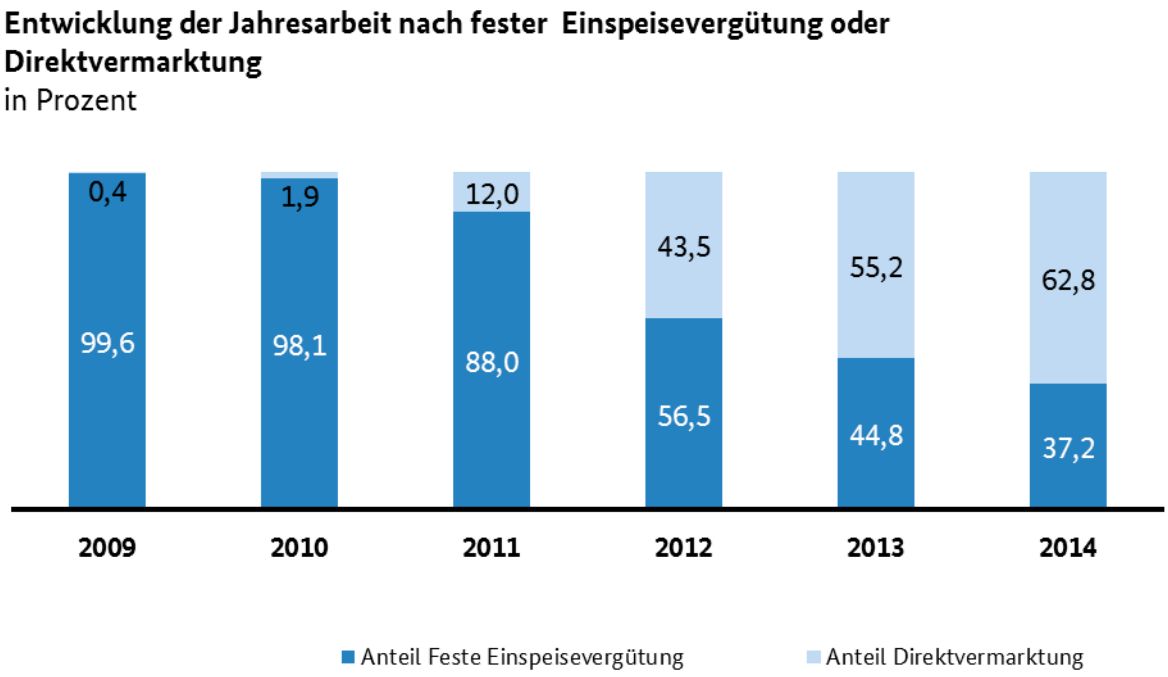



Abbildung 15: Entwicklung der Jahresarbeit aus vergütungsfähigen EEG-Anlagen nach fester Einspeisevergütung oder Direktvermarktung

Die folgende Tabelle 12 zeigt, dass sich bei den meisten Energieträgern bereits über die Hälfte der eingespeisten Jahresarbeit in der Direktvermarktung befindet. Bei Windenergieanlagen an Land und auf See werden sogar fast 90 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit direktvermarktet. Der Anteil der eingespeisten Jahresarbeit von Solaranlagen in der Direktvermarktung ist mit 16,5 Prozent vergleichsweise gering.

**Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen in fester Einspeisevergütung und Anlagen in Direktvermarktung**

| | alle Anlagen in GWh | Anlagen mit Einspeisevergütung in GWh | Anlagen in Direktvermarktung in GWh | Anteil der Anlagen in Direktvermarktung an der gesamten Jahreseinspeisung in Prozent |
|---|---|---|---|---|
| Wasserkraft | 5.646 | 2.432 | 3.214 | 56,9% |
| Gase[1] | 1.646 | 625,6 | 1.020 | 62,0% |
| Biomasse | 38.314 | 12.814 | 25.499 | 66,6% |
| Geothermie | 98 | 53,3 | 45 | 45,7% |
| Wind an Land | 55.908 | 6.930 | 48.978 | 87,6% |
| Wind auf See | 1.449 | 150 | 1.299 | 89,7% |
| Solar | 33.002 | 27.549 | 5.453 | 16,5% |
| Gesamt | 136.063 | 50.554 | 85.509 | 62,8% |

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 12: Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen in fester Einspeisevergütung und Anlagen in Direktvermarktung

Dominierender Energieträger bei der Direktvermarktung war im Jahr 2014 die Windenergie an Land mit einem Anteil von 57 Prozent. Darüber hinaus entfiel ein steigender Anteil von 30 Prozent auf die eingespeiste Jahresarbeit aus Biomasseanlagen (2013: 24 Prozent).

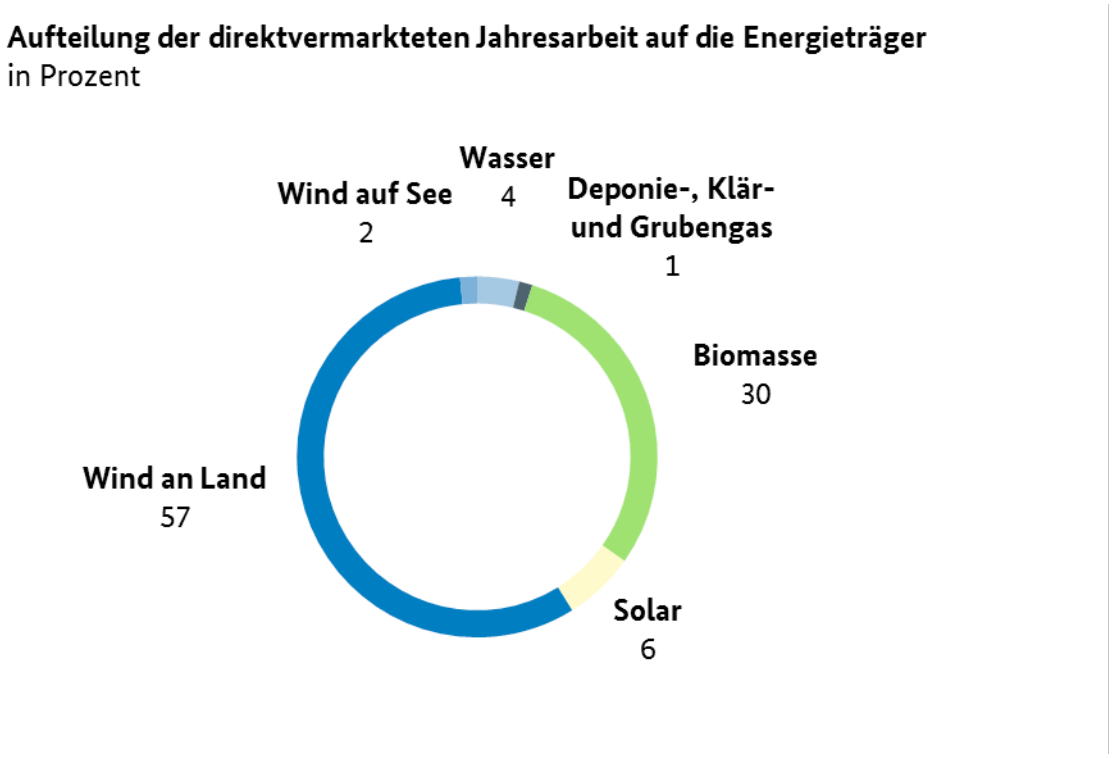



Abbildung 16: Aufteilung der direktvermarkteten Jahresarbeit auf die Energieträger

## 2.3 Vergütungszahlungen

Die Vergütung, der in das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz eingespeisten EEG-Mengen, erfolgt durch die VNB nach den im EEG festgelegten technologiespezifischen Vergütungssätzen (anzulegender Wert). Die Vergütungszahlungen werden für das laufende Jahr der Inbetriebnahme und im Anschluss für die Dauer von 20 Jahren gewährt.

Im Jahr 2014 wurden insgesamt 21,4 Mrd. Euro von den VNB an die Anlagenbetreiber ausgezahlt. Wesentliche Anteile dieser Vergütungszahlungen entfielen auf Solaranlagen (10,2 Mrd. Euro), Biomasseanlagen (6,4 Mrd. Euro) und Windenergieanlagen an Land (4 Mrd. Euro).

**Vergütungszahlungen nach Energieträgern**

| | Gesamt 31. Dezember 2013 in Mio. Euro | Gesamt 31. Dezember 2014 in Mio. Euro | Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2013 in Prozent |
|---|---|---|---|
| Wasserkraft | 420 | 401 | -4,8% |
| Gase[1] | 48 | 83 | 41,7% |
| Biomasse | 6.158 | 6.379 | 3,5% |
| Geothermie | 19 | 22,8 | 18,2% |
| Wind an Land | 3.523 | 4.046 | 12,9% |
| Wind auf See | 123 | 213 | 42,4% |
| Solar | 9.346 | 10.230 | 8,6% |
| Gesamt | 19.637 | 21.374 | 8,1% |

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 13: Vergütungszahlungen nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

Abbildung 17 zeigt, dass der Zuwachs der Vergütungszahlungen im Jahr 2014 ist mit 8,1 Prozent im Vergleich zu den letzten acht Jahren (16 Prozent) unterdurchschnittlich ausgefallen ist.

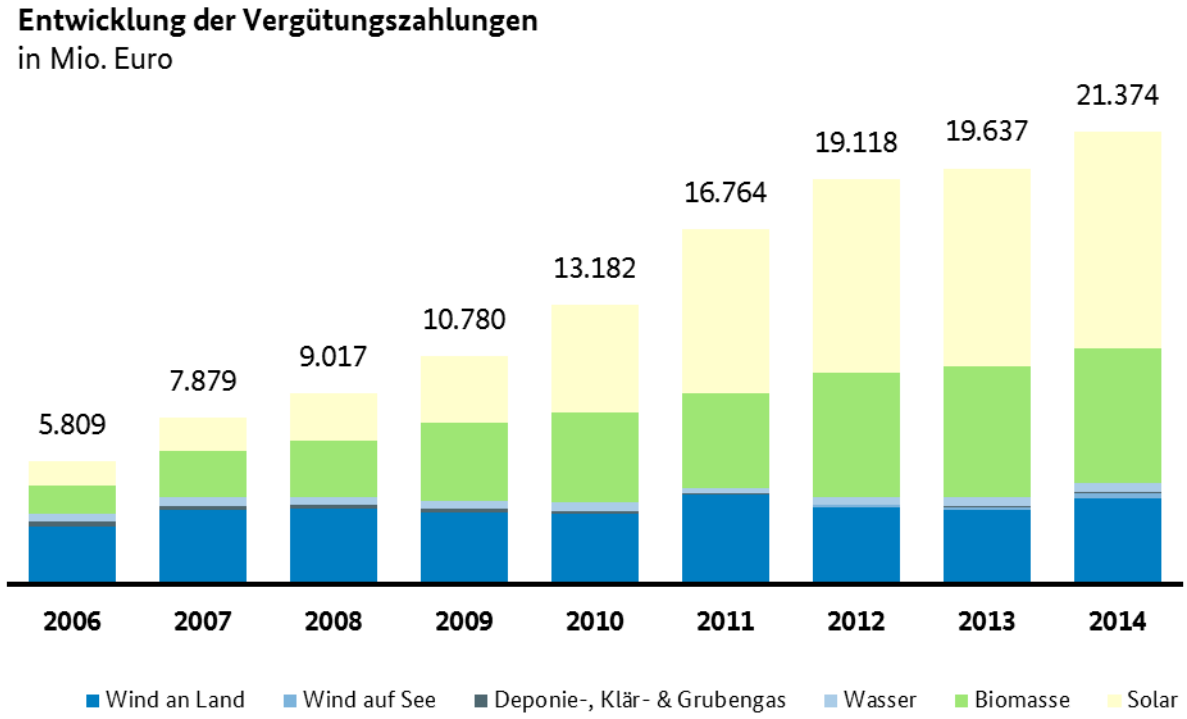



Abbildung 17: Entwicklung der Vergütungszahlungen nach Energieträgern

Wie in den letzten Jahren entfällt auch in 2014 der überwiegende Anteil der Vergütungszahlungen mit ca. 60 Prozent (12.769 Mio. Euro) auf die Anlagen in der festen Einspeisevergütung. Der Anteil der Vergütungszahlungen für die Direktvermarktung ist jedoch im Vergleich zum Vorjahr um 10 Prozentpunkte gestiegen.

Im Rahmen der EEG-Novelle wurden die Vergütungssätze für die einzelnen Technologien gesetzlich neu festgelegt. Dabei wurden verschieden Boni gestrichen und damit das Vergütungssystem grundsätzlich vereinfacht. Um den mit der Weiterentwicklung der Technologien verbundenen sinkenden Kosten Rechnung zu tragen, wurden Mechanismen eingeführt, um diesen Entwicklungen begegnen zu können. So sinken die Fördersätze für Windenergie an Land und PV grundsätzlich quartalsweise. Steigt der Zubau jedoch stärker als im Ausbaukorridor vorgesehen, sinken die Fördersätze schneller. Bleibt der Ausbau hingegen hinter den gesetzgeberischen Erwartungen zurück, stagnieren die Fördersätze oder steigen sogar. Grundlage für die Berechnungen bilden die im Anlagenregister und PV-Portal gemeldeten Anlagen.

## 2.4 Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Seit dem 12. Februar 2015 regelt die Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen (Freiflächenausschreibungsverordnung - FFAV) die Ausschreibung der Förderhöhe von Photovoltaik(PV)-Freiflächenanlagen. Die gesetzlichen Grundlagen hierfür sind in den §§ 2, 55 und 88 EEG zu finden.

Die Bundesnetzagentur wurde für die Pilotausschreibungen als ausschreibende Stelle bestimmt und führt jährlich drei Ausschreibungen jeweils am 1. April, 1. August und 1. Dezember durch. In den Jahren 2015 bis 2017 werden insgesamt 1.200 MW geförderte Leistung ausgeschrieben. Diese verteilen sich auf die Jahre wie folgt: 500 MW (2015), 400 MW (2016) und 300 MW (2017).

In den Ausschreibungsverfahren wird die Förderhöhe für Freiflächenanlagen auf Basis von Geboten bestimmt. Die Gebote beziehen sich auf einen bestimmten anzulegenden Wert in Cent pro Kilowattstunde (Gebotswert) für den in den Anlagen erzeugten Strom sowie auf eine in Kilowatt anzugebende Anlagenleistung (Gebotsmenge); die Gebote mit den niedrigsten Gebotswerten erhalten einen Zuschlag, bis das Volumen des jeweiligen Gebotstermins erreicht ist.

Grundsätzlich erhalten die Gebote den Zuschlag zu dem im jeweiligen Gebot angegebenen anzulegenden Gebotswert ("pay as bid"). Ausnahmen hiervon werden zu den Gebotsterminen am 1. August 2015 und 1. Dezember 2015 gemacht: Die Zuschlagswerte dieser Ausschreibungen werden im sogenannten Einheitspreisverfahren ("uniform-pricing") ermittelt: Entscheidend für die Ermittlung des anzulegenden Werts ist in diesen beiden Runden der Gebotswert des jeweils höchsten bezuschlagten Gebots.

Nachdem der erfolgreiche Bieter eine Freiflächenanlage errichtet und in Betrieb genommen hat, kann er bei der Bundesnetzagentur die Ausstellung einer Förderberechtigung beantragen. Er erhält für seine Anlage eine Förderberechtigung, wenn sich die Anlage auf einer förderungswürdigen Fläche befindet und nicht größer als 10 Megawatt ist.

Erteilte Zuschläge erlöschen zwei Jahre nach der Bekanntgabe der Zuschlagserteilung, wenn für sie bis dahin kein Antrag auf Ausstellung einer Förderberechtigung gestellt wurde. In diesem Fall hat der Bieter eine Strafzahlung zu entrichten.

Die Vergütung der Anlagen erfolgt grundsätzlich wie die des EEG, also mittels der geförderten Direktvermarktung. Die Zuschläge werden von den Bietern realisierten Anlagen zugeordnet, dabei können verschieden Zuschläge einer Anlage zugeordnet werden, außerdem bedarf es nicht zwingend einer Übereinstimmung zwischen dem im Gebot angegebenen Standort und dem tatsächlichen Standort. Die Bundesnetzagentur errechnet einen anzulegenden Wert für die einzelne Anlage. Die Förderdauer beträgt 20 Jahre ab der Inbetriebnahme (anstelle von sonst im EEG geltenden 20 Jahren inklusive des Inbetriebnahmejahres).

Die bisherigen Ausschreibungsrunden sind anscheinend erfolgreich verlaufen: Die meisten Bieter haben die Formvorgaben erfüllen können, wobei immer wieder auch vermeidbare individuelle Fehler zu Gebotsausschlüssen geführt haben. Es hat ein erheblicher Wettbewerb stattgefunden. So sind in der Ausschreibungsrunde im April 2015 170 Gebote mit einem Volumen von 715 MW bei der Bundesnetzagentur eingegangen. Von diesen Geboten mussten 37 Gebote aufgrund von Formfehlern ausgeschlossen werden. Dennoch war das Ausschreibungsvolumen rund vierfach überzeichnet. Auch in der zweiten Ausschreibungsrunde im August 2015 war die ausgeschriebene Menge von 150 MW bei 121 gültigen Geboten mit einem Volumen von 525 MW mehrfach überzeichnet.

**Verteilung der Zuschläge der ersten und zweiten Ausschreibungsrunde auf die Bundesländer**

| Bundesland | erste Ausschreibungsrunde | | zweite Ausschreibungsrunde | |
|---|---|---|---|---|
| | Anzahl der Zuschläge | Leistung in kW | Anzahl der Zuschläge | Leistung in kW |
| Brandenburg | 10 | 66.737 | 13 | 53.640 |
| Bayern | 2 | 15.000 | 5 | 39.500 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 2 | 18.948 | 2 | 14.400 |
| Niedersachsen | 0 | 0 | 1 | 10.000 |
| Schleswig-Holstein | 0 | 0 | 1 | 9.999 |
| Sachsen-Anhalt | 5 | 35.335 | 3 | 9.930 |
| Rheinland-Pfalz | 2 | 7.000 | 2 | 6.100 |
| Nordrhein-Westfalen | 0 | 0 | 1 | 5.500 |
| Baden-Württemberg | 1 | 1.750 | 2 | 5.316 |
| Thüringen | 1 | 10.000 | 2 | 3.850 |
| Hessen | 2 | 2.200 | 1 | 1.500 |

Tabelle 14: Verteilung der Zuschläge der ersten und zweiten Ausschreibungsrunde auf die Bundesländer

In beiden Ausschreibungsrunden konnten Zuschläge für Projekte in nahezu allen Flächenländern verzeichnet werden. Eine Konzentration der Zuschläge liegt in den östlichen Bundesländern. Bezuschlagte Projekte werden allerdings nicht zwingend an den angegebenen Standorten realisiert.

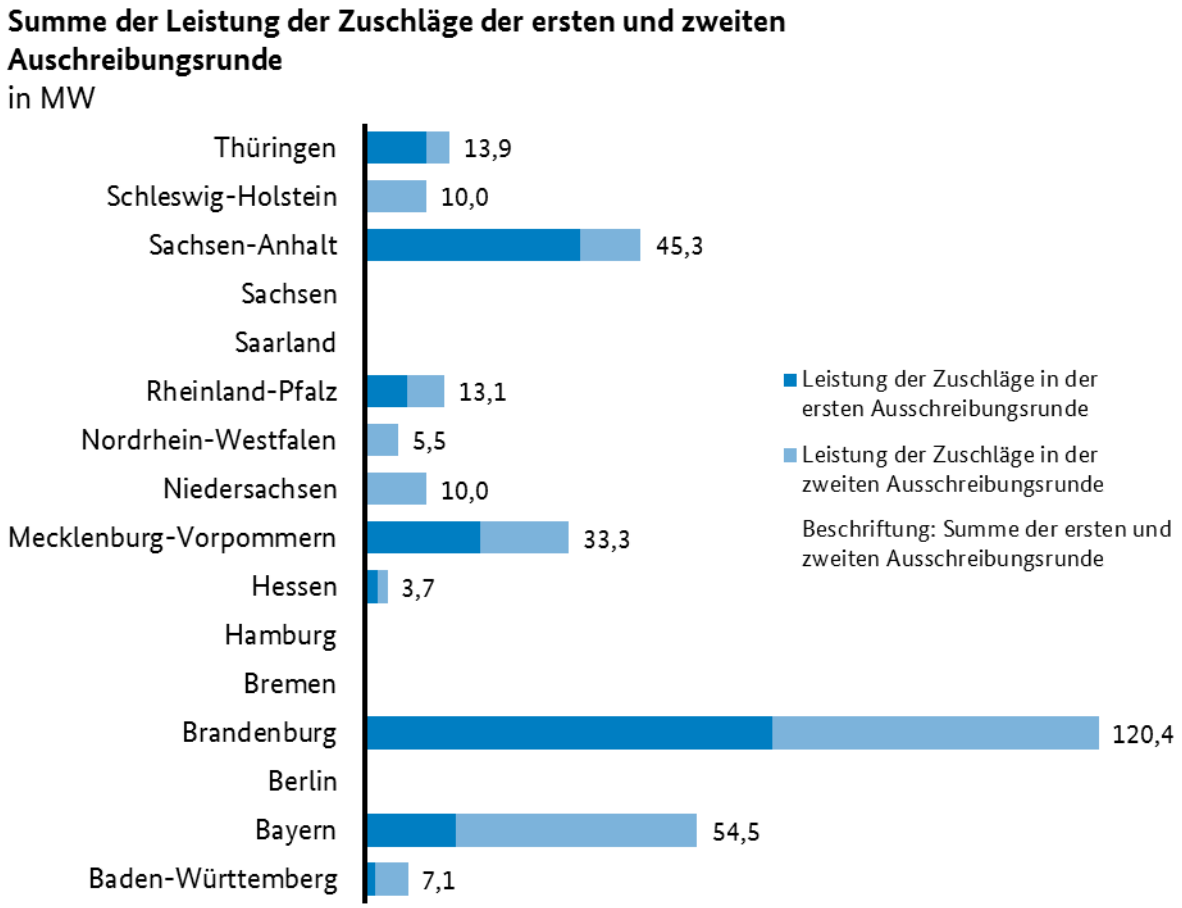



Abbildung 18: Zuschläge der ersten und zweiten Ausschreibungsrunde

# 3. Versorgungssicherheit

## 3.1 Konventioneller Kraftwerkszubau

Für die Versorgungssicherheit ist insbesondere auch die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksbestandes von Relevanz. Im Folgenden wird daher in einem ersten Schritt der Kraftwerkszubau betrachtet. Anschließend werden in Kapitel I.A.3.2 Kraftwerksstilllegungen in die Betrachtung der zukünftigen Entwicklung des deutschlandweiten Kraftwerksbestandes einbezogen. Die Betrachtungen des zukünftigen Kraftwerksparks beschränken sich auf die für die Versorgungssicherheit bedeutsamen dargebotsunabhängigen Energieträger (d. h. ohne Solar, Wasser und Wind). Bei der Betrachtung des erwarteten Zubaus werden nur die derzeit im Bau befindlichen Erzeugungsanlagen mit einer Leistung ab 10 MW berücksichtigt. In diesem Fall ist die Umsetzungswahrscheinlichkeit der Kraftwerksprojekte hinreichend groß. Der Ausblick beginnt für das Jahr 2015 mit dem Kraftwerksbestand zum September 2015.

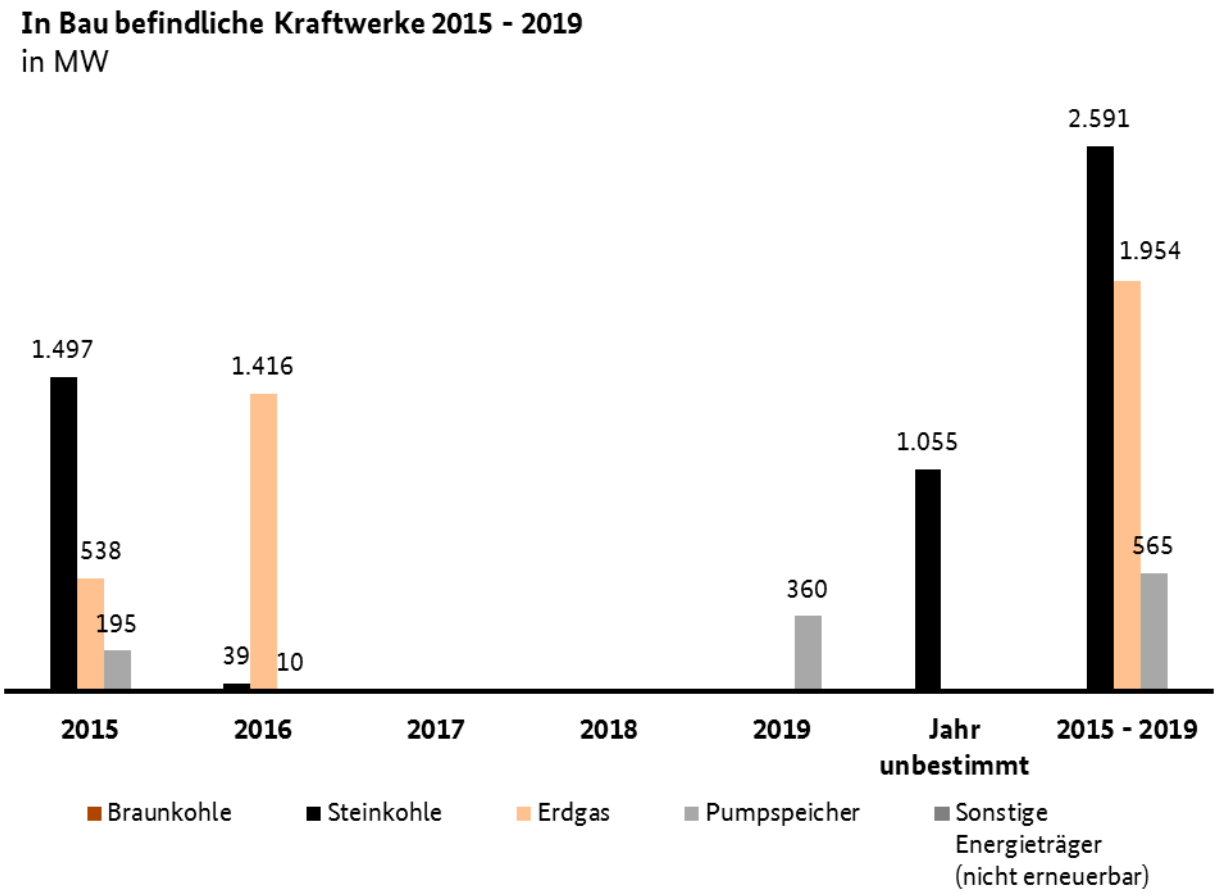



Abbildung 19: In Bau befindliche Kraftwerke 2015 bis 2019 (Bundesweite Plandaten 2015 bis 2019 für Netto-Nennleistungen, Stand: September 2015)

Bundesweit befinden sich derzeit 5.110 MW dargebotsunabhängige Erzeugungskapazitäten in Bau, die voraussichtlich bis 2019 fertig gestellt werden. Bei den in Deutschland befindlichen Kraftwerksprojekten handelt es sich ausschließlich um die Energieträger Steinkohle (2.591 MW) und Erdgas (1.954 MW). Beim Energieträger Steinkohle entfallen allein 1.055 MW auf das geplante Steinkohlekraftwerk Datteln (Block 4), dessen Fertigstellungsjahr noch ungewiss ist. Zudem werden gegenwärtig Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 565 MW in Luxemburg und in Österreich zugebaut, die von dort ins deutsche Netz einspeisen werden. Innerhalb Deutschlands befinden sich im Bereich der Pumpspeicherkraftwerke gegenwärtig keine Projekte im Bau.

Auf die für die Versorgungssicherheit bedeutsame regionale Verteilung der obigen in Bau befindlichen Kraftwerksprojekte wird in Kapitel I.A.3.2 im Zusammenhang mit dem Rückbau von Kraftwerken eingegangen.

## 3.2 Reservekraftwerke und Kraftwerksstilllegungen

Den stärksten Belastungen ist das Übertragungsnetz regelmäßig zwischen den Monaten Oktober und April ausgesetzt. Während dieses Zeitraums können jahreszeitbedingt hohe Einspeisungen aus den Windenergieanlagen in der Regelzone von 50Hertz und dem nördlichen Teil des TenneT-Netzes auftreten. Hierdurch werden starke Lastflüsse im Netz verursacht. Neben den bisher im Mittelpunkt stehenden problematischen Lastflüssen von Norden in Richtung Süden bereiten den Übertragungsnetzbetreibern

gegenwärtig die starken Lastflüsse von Deutschland nach Polen Probleme bei der Aufrechterhaltung der Systemsicherheit. Hintergrund ist aber auch hier das Nord-Süd-Gefälle zwischen Stromerzeugung und Verbrauch einschließlich der hohen Stromexporte von Deutschland nach Österreich. Der verkaufte Strom, der in Norddeutschland erzeugt wird, fließt zu einem wesentlichen Teil als sogenannter „Ringfluss" über die Netze Polens und Tschechiens nach Österreich. Die Netze in den östlichen Nachbarstaaten sowie die Verbindungsleitungen mit Deutschland sind jedoch für diese Ringflüsse nicht ausreichend dimensioniert. Dies hat zur Folge, dass die Versorgungssicherheit in diesen Ländern ohne Gegenmaßnahmen gefährdet würde.

Die Übertragungsnetzbetreiber müssen zur Vermeidung von Stromausfällen sicherstellen, dass die Belastung des Netzes durch Stromflüsse nicht so stark wird, dass es zu Schäden oder Zerstörungen an Netzbestandteilen kommt. Damit dies nicht eintritt, führen die Übertragungsnetzbetreiber vorsorglich sogenannte Redispatchmaßnahmen durch. Hierbei weisen die Übertragungsnetzbetreiber u.a. Kraftwerke an, die räumlich vor dem gefährdeten Netzelement liegen, ihre Einspeisung herunterzufahren, um die Netzbelastung an dieser Stelle zu reduzieren. Alternativ oder gleichzeitig werden räumlich hinter dem belasteten Leitungsbestandteil liegende Kraftwerke angewiesen, ihre Einspeiseleistung entsprechend zu erhöhen.

Im Fall eines Nord-Süd-Ungleichgewichts besteht in der nördlichen Hälfte Deutschlands ein Überschuss an Kraftwerkseinspeisung, während im südlichen Teil Deutschlands der Strombedarf höher ist, als die dort eingespeiste Kraftwerksleistung. In der Regel kann der Bedarf der Übertragungsnetzbetreiber an Redispatchleistung aus den Kraftwerken in Süddeutschland gedeckt werden. Dies gilt vor allem im Winter bei starker Kälte, sehr hohem Stromverbrauch bei gleichzeitig ausbleibender Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen (sogenannte „Dunkelflaute"). Die Leistung der im Betrieb befindlichen Kraftwerke in Süddeutschland ist jedoch zu gering, um in Starkwindsituationen die zum sicheren Netzbetrieb notwendige Redispatchleistung zu erbringen.

Vor diesem Hintergrund sind die Übertragungsnetzbetreiber darauf angewiesen, die zur Beherrschung derartiger Starkwindsituationen noch fehlende Redispatchleistung zusätzlich zu beschaffen. Hierfür greifen die Übertragungsnetzbetreiber auf sogenannte Reservekraftwerke zurück. Als Reservekraftwerke in Deutschland kommen solche Anlagen in Betracht, die nicht mehr in Betrieb sind bzw. davor stehen, außer Betrieb genommen zu werden. Diese Anlagen können angewiesen werden, ausschließlich für den Übertragungsnetzbetreiber ihren Betrieb aufrecht zu erhalten und auf dessen Anforderung für den Redispatch in das Netz einzuspeisen. Die Netzreserve setzt sich zudem aus Kraftwerken aus dem benachbarten Ausland zusammen. Mit den Betreibern werden Verträge geschlossen, wonach die Anlagen zum Redispatcheinsatz angefordert werden dürfen. Bisher wurden Verträge mit Kraftwerksbetreibern aus Österreich, Italien, Frankreich und der Schweiz geschlossen.

Nach der Reservebedarfsbestimmung durch die Übertragungsnetzbetreiber und der hierauf folgenden Überprüfung durch die Bundesnetzagentur war für das Jahr 2014/2015 ein Reservebedarf von insgesamt 3.636 MW festgestellt worden. Hierin enthalten ist die Reserveleistung, die vor dem Hintergrund der von Ende 2015 auf Ende Juni 2015 zeitlich vorgezogenen Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld zusätzlich notwendig geworden war.

Die Netzreserve kam im Winter 2014/2015 insgesamt an sieben Tagen zum Einsatz. Am 20. Dezember 2014 wurde eine Teilleistung in Höhe von 2.411 MW der verfügbaren Reservekraftwerksleistung eingesetzt. Neben starkem Wind, dem wesentlichen Auslöser einer Reservekraftwerksanforderung durch den ÜNB, hat die an

diesem Tag erhöhte Nichtverfügbarkeit von süddeutschen Kraftwerken zur Einsatzentscheidung der Reservekraftwerke geführt. Diese Bedingungen lagen ebenfalls am 22. Dezember 2014 vor, als jedoch nur eine Teilleistung von 785 MW zum Einsatz kam. Die nächste Anforderung erging am 16. März 2015 in Höhe von rund 1.600 MW, nachdem in der Regelzone von 50Hertz eine besonders hohe Einspeisung aus EE-Anlagen in Höhe von 10 GW während der Mittagsstunden prognostiziert worden war. Zu einem weiteren Einsatz kamen die Reservekraftwerke zwischen dem 30. März und 2. April 2015 bedingt durch das Orkantief NIKLAS. Die maximale Einspeisung aus Erneuerbaren Energien erreichte am 30. März 2015 zwischen 14 und 15 Uhr mit 47,6 GW ihren neuen Höchstwert. Die insgesamt verfügbare Netzreserve von 3.636 MW wurde während der vier Tage in einzelnen Stunden zu einem großen Anteil ausgeschöpft.

Für den kommenden Betrachtungszeitraum 2015/2016 haben die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur erstmals eine Spanne an Netzreservebedarf identifiziert und bestätigt, die zwischen 6.700 MW und 7.800 MW lag. Hintergrund ist, dass die konkrete Höhe des Reservebedarfs erst angegeben werden kann, wenn feststeht, welche Kraftwerke die Übertragungsnetzbetreiber letztlich für die Netzreserve haben binden können. So ist die konkrete Höhe des Reservebedarfs von der geographischen Lage der verfügbaren Reservekraftwerke abhängig. Beispielsweise sind zur Vermeidung der Netzüberlastungen in West-Ost-Richtung Kraftwerke aus Polen deutlich wirkungsvoller, als Kraftwerke aus dem südlichen Ausland. Da den Übertragungsnetzbetreibern jedoch keine zulässigen Angebote von polnischen Kraftwerksbetreibern vorgelegen haben, liegt der Reservebedarf mit 7.515 MW in der Nähe des oberen Endes der ausgewiesenen Spanne. Der Reservebedarf von 7.515 MW setzt sich zusammen aus 2.995 MW inländischer Reservekraftwerksleistung und 3.413 MW ausländischer Reservekraftwerksleistung, die bereits vor 2015 vertraglich gebunden worden sind. Weitere 1.107 MW ausländische Reservekraftwerksleistung wurden im Jahr 2015 neu kontrahiert.

Zu den Reservekraftwerken zählen auch jene inländischen Anlagen, die einem von den Übertragungsnetzbetreibern (so bei systemrelevanten vorläufigen Stilllegungen) oder einem von der Bundesnetzagentur (so bei systemrelevanten endgültigen Stilllegungen) bewirkten Stilllegungsverbot unterliegen. Zur Vermeidung von stilllegungsbedingten Risiken für die Systemsicherheit sind die Anlagenbetreiber zur Anzeige geplanter Stilllegungen verpflichtet (§ 13a EnWG). Insoweit sind seit Ende 2012 bis Anfang. November 2015 insgesamt Stilllegungsanzeigen zu 69 Kraftwerksblöcken mit einer Netto-Nennleistung in Höhe von insgesamt 14.367,7 MW abgegeben worden.

Bei 50 Kraftwerksblöcken mit einer Netto-Nennleistung in Höhe von insgesamt 9.185,1 MW wurde eine geplante endgültige Stilllegung, bei 19 Anlagen mit einer Netto-Nennleistung in Höhe von insgesamt 5.182,6 MW hingegen eine vorläufige Stilllegung angezeigt.

Von diesen Stilllegungsanzeigen entfallen insgesamt 36 Anzeigen auf den Zeitraum 01/2014 bis 11/2015. Diese Anlagen weisen insgesamt eine Erzeugungskapazität in Höhe von 6.016,8 MW auf. Dabei wurden 27 Anlagen mit einer Erzeugungskapazität in Höhe von 3.325,7 MW zur endgültigen Stilllegung angezeigt, wohingegen neun Anlagen mit einer Erzeugungskapazität in Höhe von insgesamt 2.691,1 MW zur vorläufigen Stilllegung angezeigt wurden. Von sämtlichen bislang zur endgültigen Stilllegung angezeigten Anlagen, d.h. einschließlich jener, für die bereits vor 01/2014 Stilllegungsanzeigen abgegeben wurden, wurden mittlerweile elf Anlagen mit insgesamt 2.727,4 MW Erzeugungskapazität seitens der systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber für systemrelevant erklärt. Hiervon wurde im Jahre 2014 bei vier Anlagen mit insgesamt 1.022 MW Netto-Nennleistung die Systemrelevanzausweisung seitens der Bundesnetzagentur

genehmigt. Im Jahre 2015 wurde bislang bei zwei Anlagen mit einer Erzeugungskapazität in Höhe von insgesamt 1.037 MW die Systemrelevanz seitens der Bundesnetzagentur bestätigt. Von sämtlichen zur vorläufigen Stilllegung angezeigten Anlagen wurden im Jahr 2015 erstmals sechs Anlagen mit 1.788,1 MW von den ÜNB als systemrelevant ausgewiesen. Insgesamt wurden seit Januar 2014 somit 3.847,1 MW an inländischem Redispatchpotenzial gesichert.

Aus dem Zubau von Kraftwerken (s. Kapitel I.A.3.1) und den gerade beschriebenen angezeigten geplanten endgültigen Kraftwerksstilllegungen lässt sich die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks herleiten. Diese ist für die zukünftige Wahrung der Versorgungssicherheit von Relevanz. Folgender Abbildung ist die regionale Verteilung des erwarteten Zu- und Rückbaus von Kraftwerksblöcken bis zum Jahr 2019 mit einer Leistung von mindestens 10 MW zu entnehmen. Die Abbildung zeigt die Standorte jener Kraftwerksblöcke, für die geplante endgültige Stilllegungen angezeigt wurden. Zudem ist der gesetzlich verankerte Rückbau von Kernkraftwerken bis zum Jahr 2019 in der Abbildung enthalten. Nicht enthalten sind die darüber hinaus in den Jahren 2021 und 2022 stillzulegenden Kernkraftwerke Brokdorf, Gundremmingen Block C, Grohnde, Neckarwestheim 2, Lingen und Isar 2 mit einer Gesamtnettoleistung in Höhe von 8.107 MW. Ebenfalls nicht enthalten sind geplante vorläufige Stilllegungen, da solche anders als endgültig stillgelegte Anlagen gem. § 13a Abs. 1 EnWG zu Zwecken der Versorgungssicherheit wieder betriebsbereit gemacht werden können.

Bundesweit übersteigt der Zubau von in Bau befindlichen Kraftwerksblöcken (5.110 MW) die angezeigten endgültigen Stilllegungen bis zum Jahr 2019 (4.186 MW) um 924 MW. Systemrelevante Kraftwerke sind in der Summe der angezeigten endgültigen Stilllegungen nicht enthalten, da jenen Kraftwerken die Stilllegung untersagt wird. Für die Versorgungssicherheit ist im Zusammenhang mit der zukünftigen Kraftwerksentwicklung eine getrennte Nord-Süd-Betrachtung von Interesse. Entsprechend wissenschaftlicher Erkenntnisse sowie der öffentlichen Diskussion wird im Folgenden die Mainlinie als Grenze zwischen Nord und Süddeutschland herangezogen. Südlich der Mainlinie befinden sich gegenwärtig 621 MW Kraftwerksleistung in Bau. Demgegenüber stehen bis zum Jahr 2019 in Süddeutschland endgültige Stilllegungen mit einer Leistung von 2.944 MW. Davon entfallen allein 2.686 MW auf die Kernkraftwerke in Gundremmingen B (Stilllegung 2017) und Philippsburg 2 (Stilllegung 2019). Damit ist der Saldo in Süddeutschland bis zum Jahr 2019 mit -2.323 MW deutlich negativ. Nördlich der Mainlinie übersteigt hingegen der Zubau von Kraftwerken den Rückbau. Den 4.489 MW in Bau befindlichen Kraftwerksblöcken (inklusive Datteln 4) steht dort ein Rückbau von Kraftwerken mit einer Leistung von 1.242 MW gegenüber. Dies entspricht bis 2019 einem positiven Saldo von 3.247 MW. Durch die beschriebene Entwicklung des Kraftwerksparks im nicht erneuerbaren Bereich wird das bestehende Nord-Süd-Gefälle bis zum Jahr 2019 verstärkt.

**Standorte mit erwartetem Zu- und Rückbau von Kraftwerksblöcken**

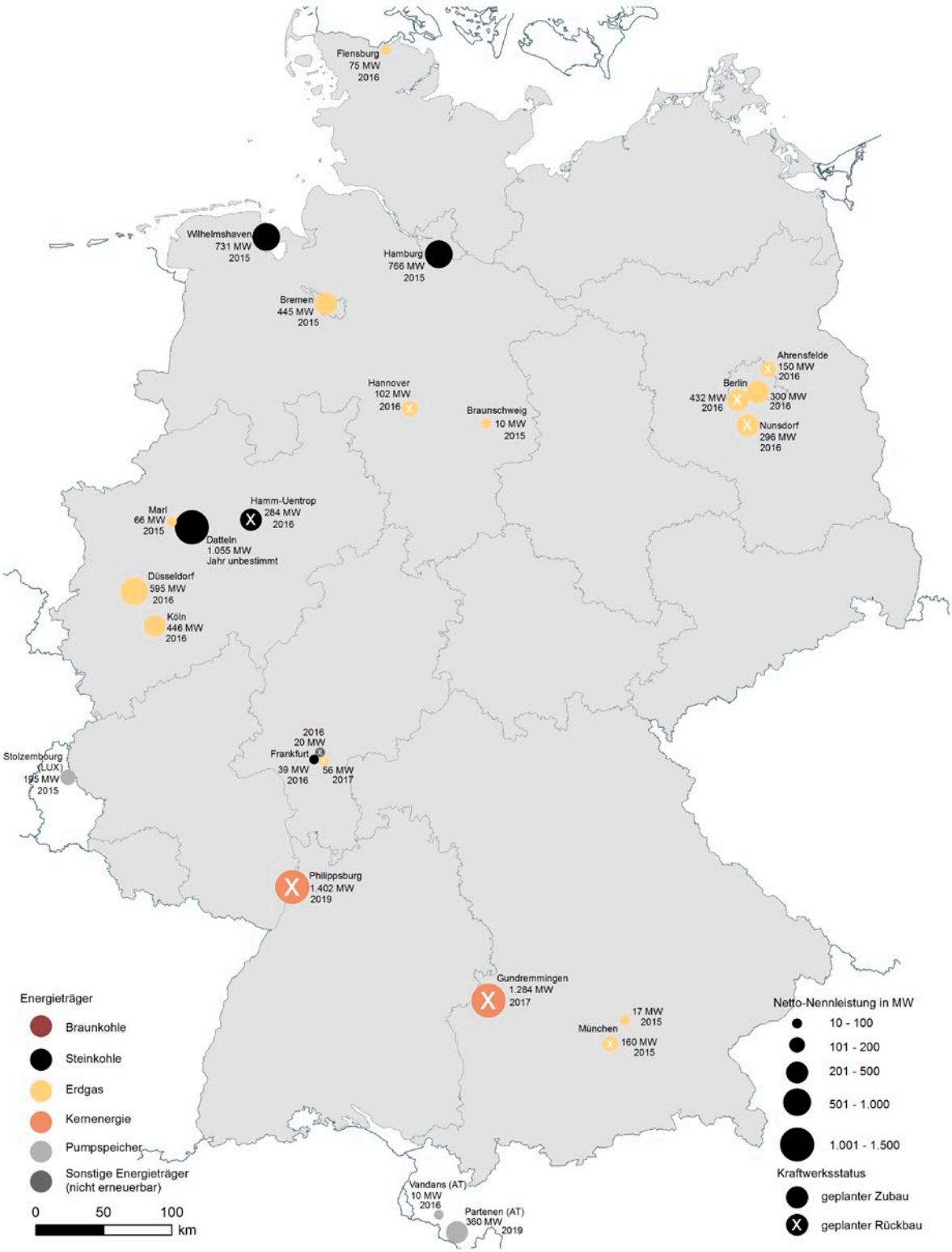



Abbildung 20: Standorte mit erwartetem Zu- und Rückbau von Kraftwerksblöcken (Stand September 2015)

Über die in obigen Betrachtungen enthaltenen formellen Anzeigen einer geplanten endgültigen Kraftwerksstilllegung hinaus wurde der Bundesnetzagentur im Rahmen des Monitoring weiterer geplanter

Rückbau von Kraftwerksblöcken mitgeteilt. Bis zum Jahr 2019 werden demnach voraussichtlich insgesamt weitere 1.717 MW Kraftwerksleistung endgültig stillgelegt. Es handelt sich dabei um Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von 1.208 MW[15], Steinkohlekraftwerke mit einer Leistung von 288 MW, Erdgaskraftwerke mit einer Leistung von 187 MW, sowie sonstige Energieträger mit einer Leistung von 34 MW.

Insgesamt beträgt der Rückbau von Kraftwerken bis zum Jahr 2019 somit 5.903 MW. Davon befinden sich 2.944 MW in Süddeutschland. Der gesamte bundesweite Saldo aus Zu- und Rückbau bis zum Jahr 2019 inklusive der in Luxemburg und Österreich in Bau befindlichen Pumpspeicherkraftwerke beträgt somit -793 MW. Dieser Saldo aus Zu- und Rückbau der Kraftwerke ergibt sich aus in Bau befindlichen Kraftwerksblöcken abzüglich formell angezeigten endgültigen Stilllegungsanzeigen nach § 13a Abs. 1 EnWG, den Kernkraftwerksstilllegungen sowie darüber hinaus im Monitoring gemeldeten endgültigen Stilllegungen. Der gesamte Saldo für Süddeutschland ist im selben Zeitraum mit -2.323 MW noch deutlicher negativ.

## 3.3 Versorgungsstörungen Strom

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

Für das Berichtsjahr 2014 haben 874 Netzbetreiber 173.825 Versorgungsstörungen für 884 Netze zur Berechnung der mittleren Nichtverfügbarkeit (SAIDI) für Letztverbraucher übermittelt.[16] Der für die Nieder- und Mittelspannung ermittelte Wert von 12,28 Minuten liegt deutlich unter dem Mittelwert der vergangen acht Jahre (Mittelwert 2006 – 2013: 16,72 Minuten). Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung liegt somit bei 99,998 Prozent. Die Versorgungsqualität hält sich somit im Kalenderjahr 2014 auf konstant hohem Niveau.

[15] Die „Sicherheitsbereitschaft“ gem. § 13g EnWG-E ist hierbei nicht berücksichtigt.

[16] Sämtliche gemeldeten Versorgungsstörungen werden - in der Niederspannung - mit der Anzahl der unterbrochenen Letztverbraucher und - in der Mittelspannung - mit der unterbrochenen Bemessungsscheinleistung gewichtet zur Ermittlung des bundesweiten SAIDI herangezogen.

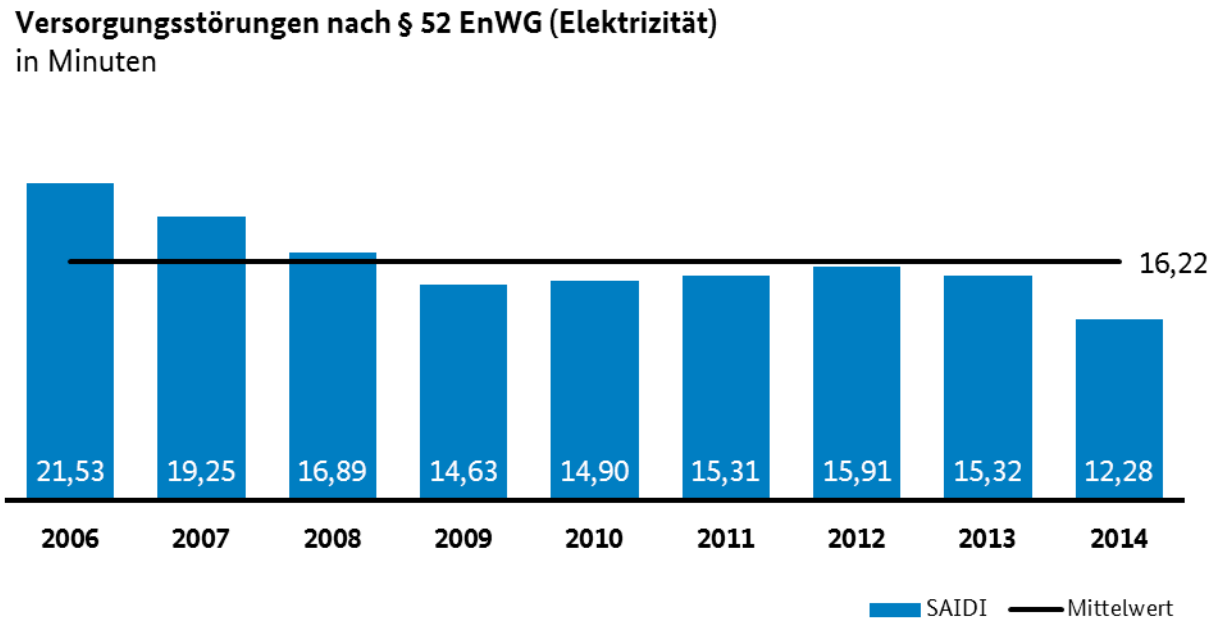



Abbildung 21: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG (Elektrizität)

Der Rückgang der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer ist überwiegend auf die Mittelspannung mit einer Verringerung in Höhe von 2,76 Minuten von 12,85 Minuten auf 10,09 Minuten zurückzuführen. Aber auch in der Niederspannung verringerte sich die durchschnittliche Unterbrechungsdauer um 0,28 Minuten von 2,47 Minuten auf 2,19 Minuten.

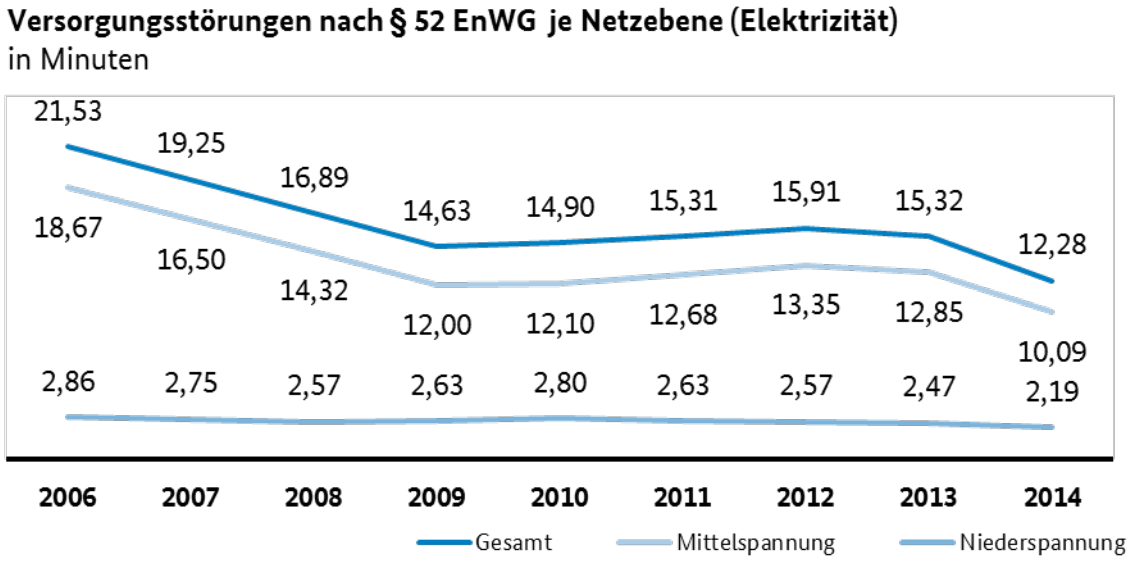



Abbildung 22: Versorgungsstörungen je Netzebene nach § 52 EnWG (Elektrizität)

Die Verbesserung der Versorgungsqualität im Berichtsjahr 2014 hat mehrere Gründe. Maßgeblich ist dabei der erhebliche Rückgang der Störungsanlässe „Atmosphärische Einwirkungen“ und „Rückwirkungsstörungen“ (jeweils ca. 35 Prozent). Unter Atmosphärische Einwirkungen fallen laut Definition der Bundesnetzagentur

insbesondere Gewitter, Sturm, Eis, Eisregen, Schnee, Raureif, Nebel, Betauung (auch in Verbindung mit Fremdschicht), eingedrungene Feuchtigkeit bei Regen, Schneeschmelze, Hochwasser, Kälte, Hitze und Seiltanzen. Der Rückgang derartiger Störungen kann darauf zurückgeführt werden, dass das Jahr 2014 nur wenige Extremwetterereignisse aufwies.

Eine Rückwirkungsstörung liegt dann vor, wenn es im betrachteten Netz zu einer Versorgungsunterbrechung aufgrund einer Störung in einem vor- oder nachgelagerten Netz, in der Anlage eines Letztverbrauchers oder aufgrund einer Versorgungsunterbrechung bei einspeisenden Kraftwerken kommt. Ein erheblicher Anteil an Rückwirkungsstörungen ist dabei auf atmosphärische Einwirkungen in vorgelagerten Netzebenen zurückzuführen. Insofern ist ein gleichzeitiger Rückgang der beiden Störungsanlässe plausibel.

Auch beim Störungsanlass „Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers“ gab es einen leichten Rückgang. Hierunter fallen Versorgungsunterbrechungen, die z. B. durch Betätigung von Schalteinrichtungen mit mechanischem Versagen, durch Schalten von Betriebsmitteln, durch Fehlbedienung, durch Überlastung von Betriebsmitteln, durch Störungen an Hilfs- und Schutz- und sonstigen technischen Einrichtungen verursacht werden.

Bei den Versorgungsunterbrechungen aufgrund „Einwirkungen Dritter“ sind keine Änderungen im Vergleich zum Vorjahr erkennbar.

Ein maßgeblicher Einfluss der Energiewende und der damit einhergehenden steigenden dezentralen Erzeugungsleistung auf die Versorgungsqualität ist auch für das Berichtsjahr 2014 nicht erkennbar.

Zudem war auch im Jahr 2014 weiterhin ein Rückgang der Anzahl der Versorgungsunterbrechungen zu beobachten. So wurden für das Berichtsjahr 2014 insgesamt 5.314 weniger Versorgungsunterbrechungen im Vergleich zum Vorjahr gemeldet (2014: 173.825; 2013: 179.139).

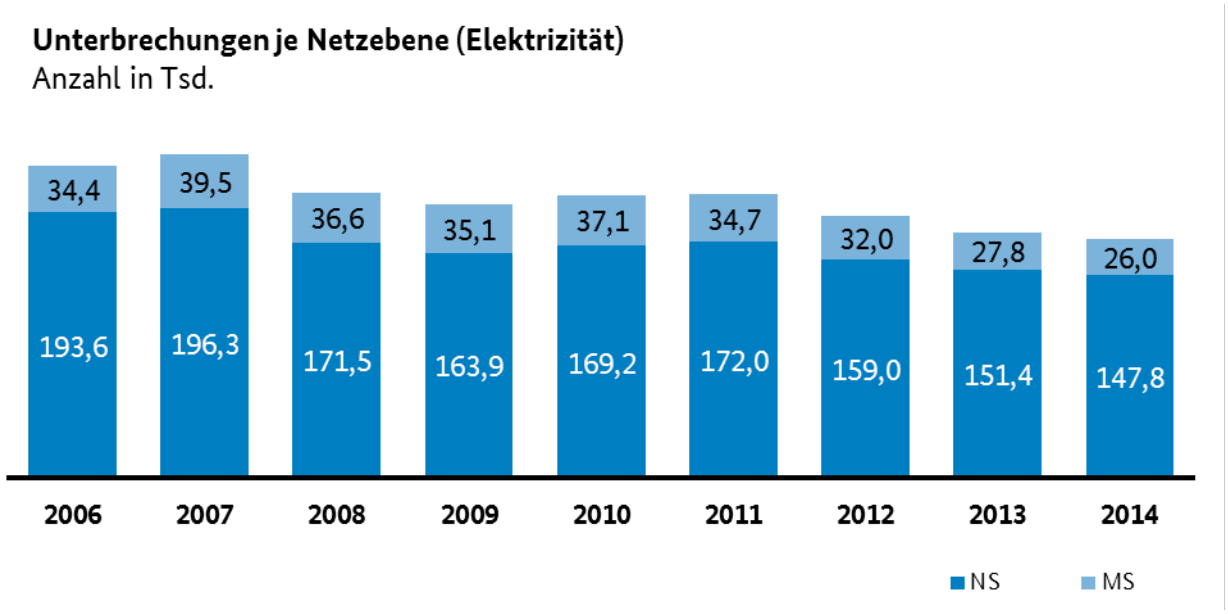



Abbildung 23: Anzahl der Unterbrechungen je Netzebene (Elektrizität)

Beim SAIDI (System Average Interruption Duration Index)-Wert werden weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt, wie etwa Naturkatastrophen, berücksichtigt. In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die auf atmosphärische Einwirkungen, auf Einwirkungen Dritter, auf Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Bereich des Netzbetreibers zurückzuführen sind.

# C Netze

## 1. Aktueller Stand Netzausbau

### 1.1 Energieleitungsausbaugesetz 2009

Das im Jahr 2009 verabschiedete Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) soll den Ausbau der Strom-Übertragungsnetze auf Höchstspannungsebene beschleunigen. Mit diesem Gesetz wurden erstmalig die notwendigen Leitungsbaumaßnahmen gesetzlich festgestellt.

Die aktuelle Gesetzesfassung enthält 23 Vorhaben, für deren Realisierung ein vordringlicher energiewirtschaftlicher Bedarf besteht. Das EnLAG-Vorhaben Nr. 24 wurde im aktuellen Netzentwicklungsplan 2024 aufgrund alternativer netztechnischer Lösungen von den Übertragungsnetzbetreibern als nicht mehr energiewirtschaftlich notwendig erachtet.

Verantwortlich für Planung, Errichtung und Betrieb der Vorhaben sind die deutschen Übertragungsnetzbetreiber TenneT, 50Hertz, Amprion und TransnetBW. Für die Durchführung der Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren der insgesamt 1.876 neu zu errichtenden Trassenkilometer sind die jeweiligen Landesbehörden zuständig. Die Bundesnetzagentur dokumentiert kontinuierlich den aktuellen Stand der Genehmigungsverfahren der einzelnen Projekte auf ihrer Internetseite unter www.netzausbau.de. Grundlage hierfür sind Quartalsberichte der vier Übertragungsnetzbetreiber zu aktuellen Bau- und Planungsfortschritten.

Von den insgesamt erforderlichen 1.876 Leitungskilometern sind – unter Berücksichtigung des dritten Quartalsberichts 2015 - bislang 558 Kilometer realisiert (dies entspricht ca. 30 Prozent). Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen mit der Fertigstellung von etwa 40 Prozent der EnLAG-Leitungskilometer bis zum Jahre 2016. Bislang ist noch keines der Vorhaben mit Pilotstrecken für Erdkabel in Betrieb. Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion führt für das erste 380-kV-Erdkabel-Pilotprojekt in der Gemeinde Raesfeld die finalen Bauarbeiten durch.

Die nachfolgende Abbildung gibt den Ausbaustand der EnLAG-Verfahren zum 3. Quartal 2015 wieder:

**Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum dritten Quartal 2015**

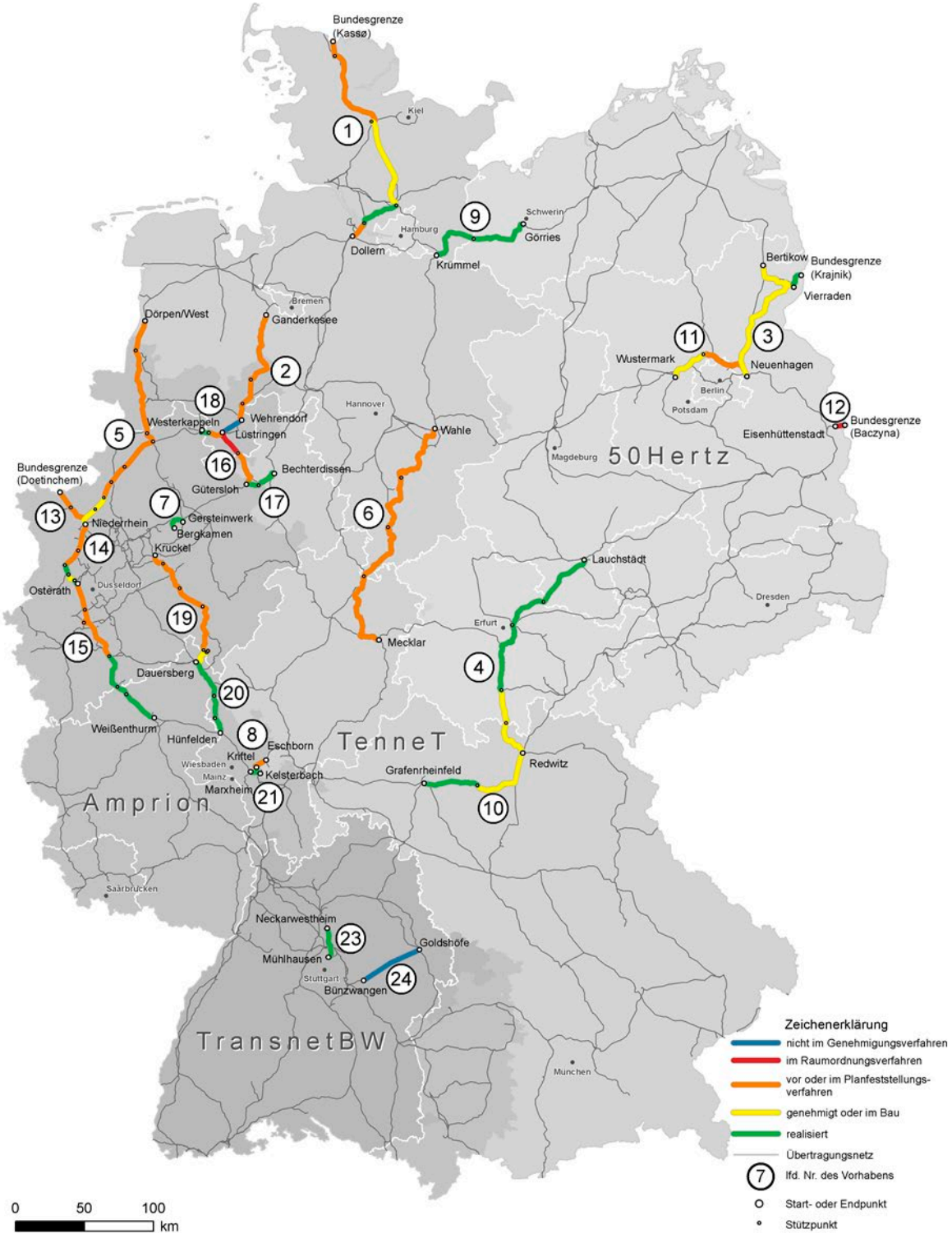



Abbildung 24: Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum dritten Quartal 2015

## 1.2 Szenariorahmen

Die Grundlage für die beiden Netzentwicklungspläne bildet der gemäß § 12a EnWG jährlich von den ÜNB zu erstellende und von der Bundesnetzagentur zu genehmigende Szenariorahmen. Darin werden mit Hilfe verschiedener Entwicklungspfade (Szenarien) insbesondere die Erzeugungskapazitäten und der Stromverbrauch der kommenden zehn bzw. zwanzig Jahre prognostiziert.

Die ersten beiden Szenariorahmen wurden von der Bundesnetzagentur jeweils zum Ende des Jahres 2011 bzw. 2012 genehmigt, der dritte Szenariorahmen im August 2013.

Den vierten Szenariorahmen hat die Bundesnetzagentur im Dezember 2014 genehmigt. Er wird die Grundlage bilden für den Netzentwicklungsplan Strom Onshore 2025 und den Offshore-Netzentwicklungsplan 2025. In diesem Szenariorahmen wurden sowohl die veränderten Rahmenbedingungen aus der EEG-Reform als auch die Klimaschutzziele der Bundesregierung (die Reduzierung der Treibhausgasemissionen und die angestrebten Effizienzsteigerungen im Stromsektor) berücksichtigt.

**Installierte Erzeugungsleistung im Szenariorahmen 2025**
in GW

| Energieträger | Referenz 2013 | Szenario A 2025 | Szenario B1 2025 | Szenario B1 2035 | Szenario B2 2025 | Szenario B2 2035 | Szenario C 2025 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Kernenergie | 12,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Braunkohle | 21,2 | 14,2 | 12,6 | 9,1 | 12,6 | 9,1 | 10,2 |
| Steinkohle | 25,9 | 25,8 | 21,8 | 11,0 | 21,8 | 11,0 | 14,9 |
| Erdgas | 26,7 | 26,5 | 29,9 | 40,7 | 29,9 | 40,7 | 29,5 |
| Öl | 4,1 | 1,3 | 1,1 | 0,8 | 1,1 | 0,8 | 1,1 |
| Pumpspeicher | 6,4 | 8,6 | 8,6 | 12,7 | 8,6 | 12,7 | 8,6 |
| sonstige konv. Erzeugung | 4,7 | 3,2 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,1 |
| **Summe konv. Erzeugung** | **101,1** | **79,6** | **77,3** | **77,5** | **77,3** | **77,5** | **67,4** |
| Wind Onshore | 33,8 | 53,0 | 63,8 | 88,8 | 63,8 | 88,8 | 59,0 |
| Wind Offshore | 0,5 | 8,9 | 10,5 | 18,5 | 10,5 | 18,5 | 10,5 |
| Photovoltaik | 36,3 | 54,1 | 54,9 | 59,9 | 54,9 | 59,9 | 54,1 |
| Biomasse | 6,2 | 6,4 | 7,4 | 8,4 | 7,4 | 8,4 | 6,4 |
| Wasserkraft | 3,9 | 3,9 | 4,0 | 4,2 | 4,0 | 4,2 | 3,9 |
| sonstige reg. Erzeugung | 0,4 | 0,5 | 0,8 | 1,2 | 0,8 | 1,2 | 0,5 |
| **Summe reg. Erzeugung** | **81,1** | **126,8** | **141,4** | **181,0** | **141,4** | **181,0** | **134,4** |
| **Summe Erzeugung** | **182,2** | **206,4** | **218,7** | **258,5** | **218,7** | **258,5** | **201,8** |

**Nettostromverbrauch**
in TWh

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Nettostromverbrauch[1] | 543,6 | 543,6 | 543,6 | 543,6 | 543,6 | 543,6 | 516,4 |

**Jahreshöchstlast**
in GW

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Jahreshöchstlast[2] | 82,8 | 84,0 | 84,0 | 84,0 | 84,0 | 84,0 | 79,8 |

**Marktmodellierung**

| Vorgaben zur Marktmodellierung | Einhaltung einer maximalen CO2-Emission von | | |
|---|---|---|---|
| | 187 Mio. t in 2025 | 134 Mio. t in 2035 | 187 Mio. t in 2025 |

Tabelle 15: Installierte Erzeugungsleistung im Szenariorahmen 2025

## 1.3 Netzentwicklungsplan Strom Onshore 2024

Der Gesetzgeber hat mit der Novellierung des EnWG im Jahr 2011 ein neues Verfahren zum Ausbau des deutschen Höchstspannungsnetzes eingeführt. Die vier deutschen ÜNB sind seit dem Jahr 2012 verpflichtet, jährlich einen sogenannten Netzentwicklungsplan zu erstellen. Dieser enthält alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des landseitigen Netzes, die in den nächsten zehn bzw. zwanzig Jahren für einen sicheren Netzbetrieb erforderlich sind. Aufgrund der jährlichen Erstellung der Netzentwicklungspläne kann neuen wirtschaftlichen und technologischen Entwicklungen bzw. Veränderungen der Rahmenbedingungen frühzeitig Rechnung getragen werden. Die Netzentwicklungspläne werden sowohl von den ÜNB als auch von der Bundesnetzagentur konsultiert, von der Bundesnetzagentur geprüft und anschließend bestätigt. Mindestens alle drei Jahre werden die bestätigten Netzentwicklungspläne von der Bundesnetzagentur als Entwurf eines sogenannten Bundesbedarfsplangesetzes an die Bundesregierung übergeben. Mit Erlass dieses Bundesbedarfsplans durch den Gesetzgeber werden für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf verbindlich festgestellt.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben am 16. April 2014 den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom Onshore 2024 veröffentlicht und diesen bis zum 28. Mai 2014 konsultiert. Ihren überarbeiteten Entwurf haben sie der Bundesnetzagentur am 4. November 2014 zur Prüfung übergeben. Die Analysen und Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan 2024 zeigen keine grundlegenden Abweichungen von der bisherigen Ausbauplanung. Sämtliche Szenarien bestätigen weiterhin einen hohen Nord-Süd-Übertragungsbedarf. Die Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplan bleiben größtenteils bestehen. Der überarbeitete Entwurf des Netzentwicklungsplans 2024 beinhaltet jedoch einige wichtige Änderungen gegenüber dem Erstentwurf (u. a. eine neue Form der Regionalisierung und eine Veränderung von Netzverknüpfungspunkten). Die Bundesnetzagentur hat den überarbeiteten Entwurf im Zeitraum von Anfang November 2014 bis Ende Februar 2015 geprüft und ihn anschließend von Ende Februar bis Mitte Mai 2015 konsultiert. Im Rahmen der Konsultation sind über 34.000 Stellungnahmen bei der Bundesnetzagentur eingegangen.

Die Bundesnetzagentur hat 63 der 92 von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten Maßnahmen bestätigt. Diese Maßnahmen umfassen rund 3.050 km an Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen in Bestandstrassen und rund 2.750 km an Neubautrassen. Das Ergebnis der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2024 entspricht damit im Wesentlichen den bereits im Februar 2015 von der Bundesnetzagentur veröffentlichten vorläufigen Prüfungsergebnissen. Eine wichtige Ergänzung ist aber, dass die Bundesnetzagentur im Rahmen ihrer Prüfung für den Korridor D zu dem Ergebnis gekommen ist, dass grundsätzlich auch eine Verbindung zwischen Wolmirstedt und Isar/Landshut als südlichem Netzverknüpfungspunkt geeignet ist. Dann müsste zusätzlich eine regionale Ertüchtigung im Drehstromnetz zwischen Ottenhofen und Oberbachern durchgeführt werden. Diese ergänzende Prüfung zu Korridor D wurde aufgrund des Ergebnisses des Koalitionsgesprächs vom 1. Juli 2015 angestoßen. Die Bundesnetzagentur hält jedoch an der Bestätigung der Verbindung Wolmirstedt-Gundremmingen fest, da sie auf die zur Prüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit gesetzlich verankerten netztechnischen Aspekte beschränkt ist. Es ist Sache des Gesetzgebers, inwieweit er bei der verbindlichen Festlegung des Netzausbaubedarfs im Bundesbedarfsplangesetz zusätzliche Aspekte in die Abwägung einbezieht oder bestimmte Aspekte anders gewichtet. In diesem Sinne kann auch die alternative Maßnahme von Wolmirstedt nach Isar / Landshut einschließlich der ergänzend erforderlichen Ertüchtigungsmaßnahme im Drehstromnetz für vorzugswürdig erachtet werden.

Um eine Entlastung der Region Grafenrheinfeld zu erreichen, hat die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber in der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2024 darüber hinaus aufgefordert, im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2025 mögliche Alternativen zu den in Form eines Neubaus beantragten Maßnahmen M28b und M74 zu entwickeln. Dies schließt Vorschläge ein, die die beiden Maßnahmen durch jeweils eine Maßnahme mit anderen Netzverknüpfungspunkten ersetzen.

Nach Abarbeitung dieser Prüfungsaufträge für den Netzentwicklungsplan 2025 - einschließlich der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligungen und der elektrotechnischen Prüfung durch die Bundesnetzagentur - ist dann zu entscheiden, ob und ggfs. wie die heute im Bundesbedarfsplangesetz festgelegten Netzverknüpfungspunkte zu ändern sind.

## Übersicht Prüfungsergebnisse NEP 2024

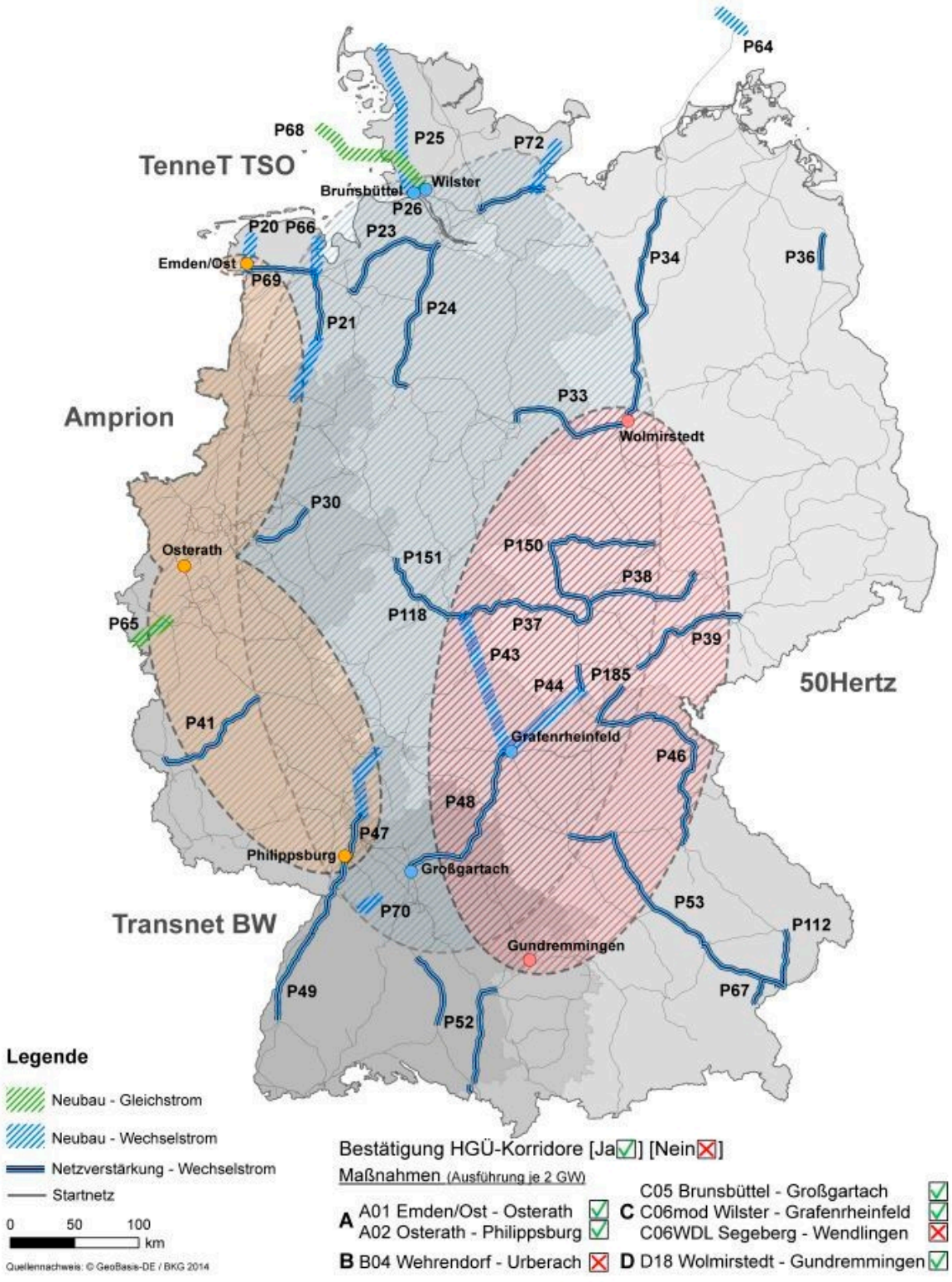



Abbildung 25: Übersicht Prüfungsergebnisse NEP 2024

**Bestätigte Streckenmaßnahmen NEP 2024**

| Projekt | Maßnahme | Art | angestrebt (ÜNB) |
|---|---|---|---|
| Korridor A | A01: Emden/Ost – Osterath | DC–Netzausbau | 2022 |
| Korridor A | A02: Osterath – Philippsburg | DC-Netzverstärkung und -ausbau | 2019 |
| Korridor C | C05: Brunsbüttel – Großgartach | DC-Netzverstärkung und -ausbau | 2022 |
| Korridor C | C06 mod: Wilster – Grafenrheinfeld | DC-Netzausbau | 2022 |
| Korridor D | D18: Wolmirstedt – Gundremmingen | DC-Netzausbau | 2024 |
| P20 | M69: Emden/Ost – Raum Halbemond | Netzausbau | 2021 |
| P21 | M51a: Conneforde – Cloppenburg/Ost | Netzverstärkung | 2022 |
| P21 | M51b: Cloppenburg/Ost – Merzen | Netzausbau | 2022 |
| P23 | M20: Dollern – Elsfleth/West | Netzverstärkung | 2024 |
| P24 | M71: Schnee (früher Stade) – Sottrum | Netzverstärkung | 2021 |
| P24 | M72: Sottrum – Wechold | Netzverstärkung | 2022 |
| P24 | M73: Wechold – Landesbergen | Netzverstärkung | 2022 |
| P25 | M42: Süderdonn (früher Barlt) – Heide | Netzausbau | 2017 |
| P25 | M42a: Brunsbüttel – Süderdonn (früher Barlt) | Netzausbau | 2016 |
| P25 | M43: Heide – Husum | Netzausbau | 2018 |
| P25 | M44: Husum – Niebüll | Netzausbau | 2018 |
| P25 | M45: Niebüll – Grenze Dänemark | Netzausbau | 2021 |
| P30 | M61: Hamm/Uentrop – Kruckel | Netzverstärkung | 2018 |
| P33 | M24a: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle | Netzverstärkung | 2022 |
| P33 | M24b: Wolmirstedt – Wahle | Netzverstärkung | 2024 |
| P34 | M22a: Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt | Netzverstärkung | 2020 |
| P34 | M22b: Parchim/Süd – Perleberg | Netzverstärkung | 2020 |
| P34 | M22c: Güstrow – Parchim/Süd | Netzverstärkung | 2020 |
| P36 | M21: Bertikow – Pasewalk | Netzverstärkung | 2018 |
| P37 | M25a: Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) | Netzverstärkung | 2022 |
| P37 | M25b: PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) – Mecklar | Netzverstärkung | 2023 |

Tabelle 16: Bestätigte Streckenmaßnahmen NEP 2024 (Korridor A - D; P20 - P37)

**Bestätigte Streckenmaßnahmen NEP 2024**

| Projekt | Maßnahme | Art | angestrebt (ÜNB) |
|---|---|---|---|
| P38 | M27: Pulgar – Vieselbach | Netzverstärkung | 2024 |
| P39 | M29: Röhrsdorf – Weida – Remptendorf | Netzverstärkung | 2021 |
| P41 | M57: Punkt Metternich – Niederstedem | Netzverstärkung | 2018-2021 |
| P43 | M74: Mecklar – Grafenrheinfeld (mit Maßgabe einer Prüfung von Alternativen im NEP2025) | Netzausbau | 2022 |
| P44 | M28a: Altenfeld – Schalkau | Netzverstärkung | 2024 |
| P44 | M28b: Schalkau – Grafenrheinfeld (mit Maßgabe einer Prüfung von Alternativen im NEP2025) | Netzausbau | 2024 |
| P46 | M56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf | Netzverstärkung | 2020 |
| P47 | M31: Weinheim – Daxlanden | Netzverstärkung | 2022 |
| P47 | M32: Weinheim – G380 | Netzverstärkung | 2022 |
| P47 | M33: G380 – Altlußheim | Netzverstärkung | 2022 |
| P47 | M34: Altlußheim – Daxlanden | Netzverstärkung | 2022 |
| P47 | M60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim | Netzausbau | 2022 |
| P48 | M38a: Grafenrheinfeld – Kupferzell | Netzverstärkung | 2020 |
| P48 | M39: Kupferzell – Großgartach | Netzverstärkung | 2020 |
| P49 | M41a: Daxlanden – Kuppenheim – Bühl – Eichstetten | Netzverstärkung | 2021 |
| P52 | M93: Punkt Rommelsbach – Herbertingen | Netzverstärkung | 2018 |
| P52 | M94b: Punkt Neuravensburg – Punkt Bundesgrenze (AT) | Netzverstärkung | 2023 |
| P52 | M95: Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen | Netzverstärkung | 2020 |
| P53 | M54: Raitersaich – Ludersheim | Netzverstärkung | 2024 |
| P53 | M350: Ludersheim – Sittling – Altheim | Netzverstärkung | 2024 |
| P64 | M107: Combined Grid Solution (CGS) | Netzausbau | 2018 |

Tabelle 17: Bestätigte Streckenmaßnahmen NEP 2024 (P38 - P64)

**Bestätigte Streckenmaßnahmen NEP 2024**

| Projekt | Maßnahme | Art | angestrebt (ÜNB) |
|---|---|---|---|
| P65 | M98: Oberzier – Punkt Bundesgrenze (BE) | DC-Netzausbau | 2018 |
| P66 | M101: Wilhelmshaven – Conneforde | Netzausbau | 2018 |
| P67 | M102: Abzweig Simbach | Netzverstärkung | 2018 |
| P67 | M103: Altheim – Bundesgrenze Österreich | Netzverstärkung | 2018 |
| P68 | M108: Deutschland – Norwegen | DC-Netzausbau | 2018 |
| P69 | M105: Emden/Ost – Conneforde | Netzverstärkung | 2019 |
| P70 | M106: Birkenfeld – Mast 115A | Netzausbau | 2019 |
| P72 | M351: Raum Göhl – Raum Lübeck | Netzausbau | 2021 |
| P72 | M49: Raum Lübeck – Siems | Netzverstärkung | 2021 |
| P72 | M50: Raum Lübeck – Kreis Segeberg | Netzverstärkung | 2019 |
| P112 | M201: Pleinting – St. Peter | Netzverstärkung | 2022 |
| P112 | M212: Abzweig Pirach | Netzverstärkung | 2022 |
| P118 | M207: Borken – Mecklar | Netzverstärkung | 2021 |
| P150 | M352: Lauchstädt – Wolkramshausen – Vieselbach | Netzverstärkung | 2024 |
| P151 | M353: Borken – Twistetal | Netzverstärkung | 2021 |
| P185 | M420: Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn) | Netzverstärkung | k. A. |

Tabelle 18: Bestätigte Streckenmaßnahmen NEP 2024 (P65 - P185)

**Übersicht Kilometer**

| | NEP 2024 2. Entwurf (ÜNB) | NEP 2024 bestätigt | NEP 2024 nicht bestätigt | NEP 2023 bestätigt | BBPlG 2013 |
|---|---|---|---|---|---|
| AC-Neubau | 650 km | 648 km | 2 km* | 600 km | 650 km |
| DC-Korridore | 2.300 km | 1.750 km** | 550 km | 1.600 km | 1.600 km |
| DC-Neubau Interkonnektoren | 350 km*** | 350 km*** | | 450 km | 450 km |
| AC-Netzverstärkung | 3.700 km | 2.750 km | 950 km | 2.500 km | 2.000 km |
| AC/DC-Umstellung | 300 km | 300 km | | 300 km | 300 km |
| **Summe** | **7.300 km** | **5.798 km** | **1.502 km** | **5.450 km** | **5.000 km** |

* Es handelt sich um die Maßnahmen P115 M205 und P154 M356 mit jeweils 1 km AC-Neubau.

** Aufgrund von Änderungen im Korridor D kommt es zu einer Differenz von 150 km im Vergleich zum Vorjahr.

*** Aufgrund von Änderungen im Projekt P64 kommt es zu einer Differenz von 100 km im Vergleich zum Vorjahr.

Tabelle 19: Übersicht Kilometer

**Übersicht Maßnahmenzahl**

| | gesamt | bestätigt | nicht bestätigt |
|---|---|---|---|
| NEP 2024 | 92 | 63 | 29 |
| davon BBPlG | 48 | 43 | 5 |

Tabelle 20: Übersicht Maßnahmenanzahl

### 1.4 Netzentwicklungsplan Strom Offshore 2024

Seit dem Jahr 2013 müssen die ÜNB analog zum landseitigen Netzentwicklungsplan auch einen seeseitigen Ausbauplan für die Anbindung von Windenergieanlagen auf See, den sog. Offshore-Netzentwicklungsplan, erstellen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Zeitraum vom 16. April bis zum 28. Mai 2014 parallel zum landseitigen Netzentwicklungsplan auch den Entwurf des Offshore Netzentwicklungsplans 2024 konsultiert und der Bundesnetzagentur den überarbeiteten Entwurf am 4. November 2014 zur Prüfung übergeben. Die

Bundesnetzagentur hat diesen überarbeiteten Entwurf zusammen mit dem Entwurf des landseitigen Netzentwicklungsplans konsultiert.

Bedingt durch die Novellierung des EEG, ist im Jahr 2024 von einer installierten Gesamtleistung in Höhe von 9,7 GW Offshore-Windenergie auszugehen. Davon entfallen 8,5 GW auf die Nordsee und 1,2 GW auf die Ostsee. 7,1 GW werden in der Nordsee bereits über das sog. "Startnetz" abgedeckt, so dass im Rahmen des Offshore-Netzentwicklungsplans noch 1,4 GW angeschlossen werden müssen. In der Ostsee umfasst das "Startnetz" 1,1 GW, so dass hier nur noch 0,1 GW über den Offshore-Netzentwicklungsplan 2024 angebunden werden müssen. Da ein Anbindungssystem in der Nordsee eine Übertragungskapazität von 900 MW aufweist, hat die Bundesnetzagentur zur Anbindung der noch benötigten 1,4 GW zwei Anbindungssysteme bestätigt. Für die Ostsee hat die Bundesnetzagentur ein Anbindungssystem von 500 MW bestätigt, um den vollständigen Anschluss üblicher großer Windparks zu ermöglichen.

### Übersicht Prüfungsergebnisse Nordsee - NEP 2024

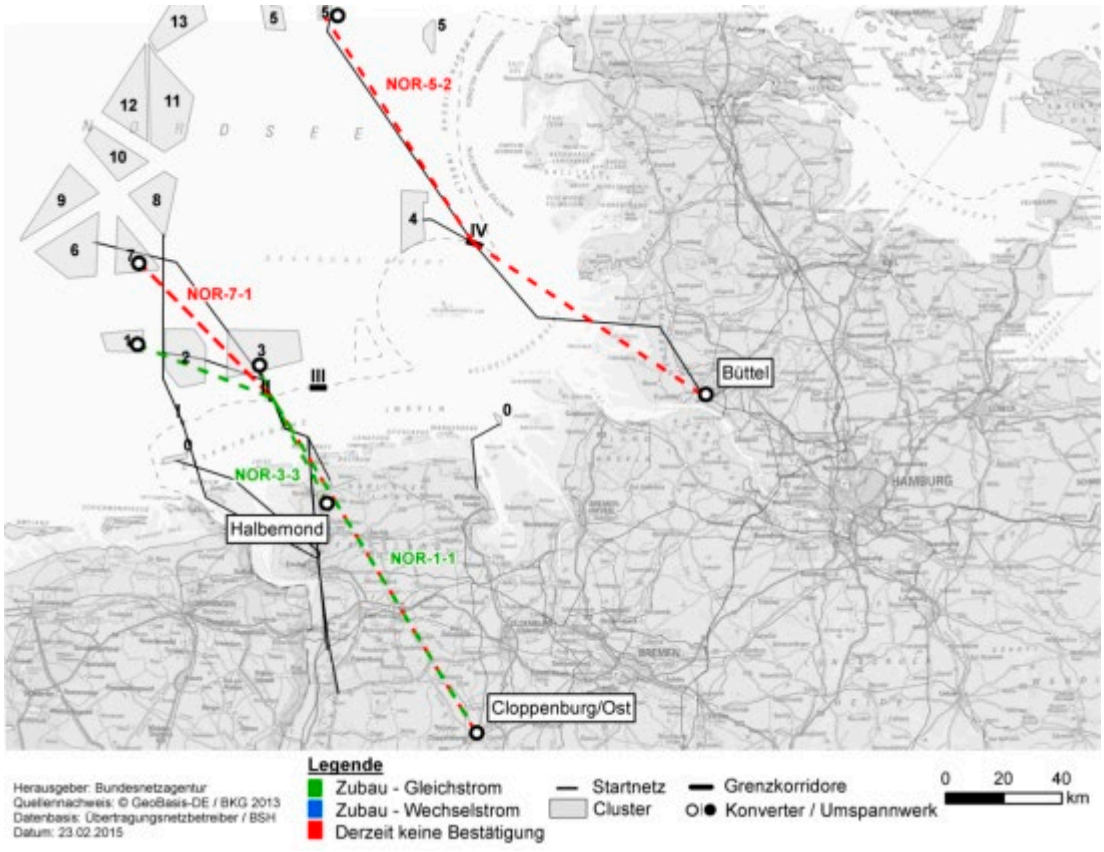



Abbildung 26: Übersicht Prüfungsergebnisse Nordsee - NEP 2024

**Übersicht Prüfungsergebnisse Ostsee - NEP 2024**

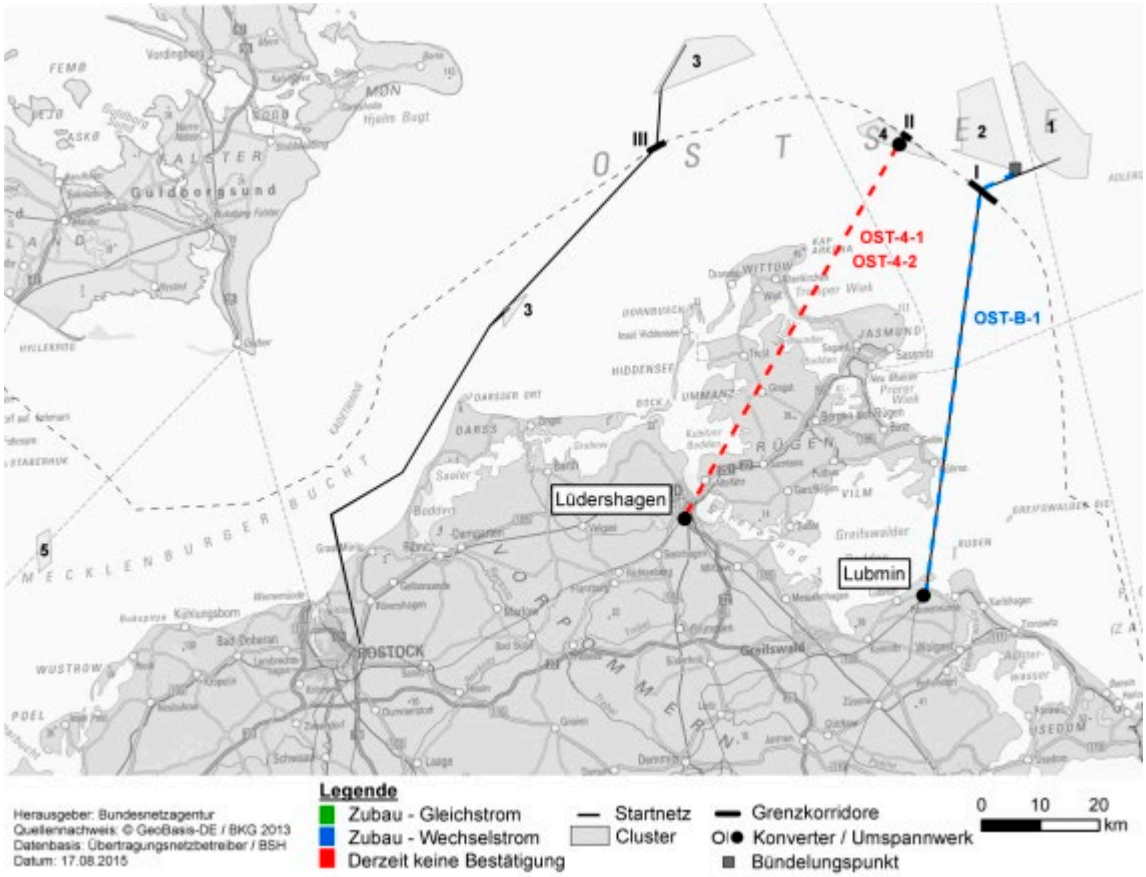



Abbildung 27: Übersicht Prüfungsergebnisse Ostsee - NEP 2024

## 1.5 Bundesfachplanung

Auf Basis des bestätigten Netzentwicklungsplans 2022 trat im Juli 2013 das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) in Kraft. Für die darin enthaltenen 36 Vorhaben wurden die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt, um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten. 16 dieser Vorhaben wurden als länderübergreifend oder grenzüberschreitend im Sinne des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes gekennzeichnet und liegen im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur. Die Bundesnetzagentur wird hier die Bundesfachplanung und im darauf folgenden Verfahrensschritt die Planfeststellungsverfahren durchführen.

Die Bundesfachplanung stellt den ersten Schritt der räumlichen Konkretisierung der Vorhaben dar. Das Ergebnis ist rechtlich bindend für die darauf folgenden Planfeststellungsverfahren.

Ziel dieser Bundesfachplanung ist es, einen raumverträglichen Trassenkorridor festzulegen. In diesem 500 bis 1.000 Meter breiten Gebietsstreifen werden später die Höchstspannungsleitungen verlaufen. Einen zentralen Bestandteil und wesentlichen Eckpfeiler des Netzausbaus bilden die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungskorridore (HGÜ-Korridore). Deren Realisierung drängt unter anderem infolge der terminierten Stilllegung von Kernkraftwerken und deren Länge von mehreren hundert Kilometern zeitlich besonders.

Parallel zum Monitoring der EnLAG-Vorhaben stellt die Bundesnetzagentur auch die Verfahrensstände zu den Ausbauvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz auf der Internetseite dar. Hier sind darüber hinaus weitere ausführliche Informationen zu den einzelnen Vorhaben zu finden.

Die Bundesfachplanung beginnt mit dem Antrag des Vorhabenträgers. Bei folgenden Vorhaben, die in den Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur fallen, wurde das Bundesfachplanungsverfahren eröffnet:

**Vorhaben Nr. 11 BBPlG (Bertikow – Pasewalk)**

Im August 2014 hat mit dem Antrag auf Bundesfachplanung für das Vorhaben Nr. 11 Bundesbedarfsplangesetz (Bertikow – Pasewalk) und der Prüfung der eingereichten Unterlagen durch die Bundesnetzagentur das erste formelle Verfahren begonnen.

Am 24. September 2014 führte die Bundesnetzagentur in Torgelow eine öffentliche Antragskonferenz durch. Auf Basis der Antragsunterlagen, unter Berücksichtigung der in der Antragskonferenz gewonnenen Erkenntnisse und der im Nachgang eingegangenen Hinweise zur Umwelt-und Raumverträglichkeit des vorgeschlagenen Trassenkorridors sowie zu möglichen Alternativen legte die Bundesnetzagentur einen Untersuchungsrahmen fest. Dieser wurde am 18. November 2014 veröffentlicht und ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur abrufbar. Der Vorhabenträger hat Ende Juli 2015 Unterlagen nach § 8 NABEG vorgelegt. Die Bundesnetzagentur prüft diese derzeit auf Vollständigkeit.

**Korridor A Süd: Vorhaben Nr. 2 des Bundesbedarfsplangesetzes Osterath – Philippsburg, sog. „Ultranet“**

Die Vorhabenträger Amprion und TransnetBW haben für die drei ersten von beabsichtigten fünf Abschnitten des Vorhabens Nr. 2 bei der Bundesnetzagentur einen Antrag auf Bundesfachplanung gestellt.

Der Antrag für den ersten Abschnitt zwischen Riedstadt in Hessen und Mannheim-Wallstadt in Baden-Württemberg wurde am 2. Dezember 2014 eingereicht. Die Antragskonferenzen fanden am 24. Februar 2015 in Weinheim und am 3. März 2015 in Bingen statt. Die Durchführung von zwei Antragskonferenzen wurde durch eine zu betrachtende Alternative zwischen Bürstadt und Weißenthurm erforderlich. Mit Hilfe der Erkenntnisse aus den Antragskonferenzen hat die Bundesnetzagentur die notwendigen Inhalte für die weiteren Untersuchungen festgelegt. Sie hat am 25. Juni 2015 die Festlegung des Untersuchungsrahmens veröffentlicht und damit den erforderlichen Inhalt der vom Vorhabenträger einzureichenden Unterlagen bestimmt.

Den Antrag auf Bundesfachplanung für den zweiten Abschnitt von Mannheim-Wallstadt nach Philippsburg hat der Vorhabenträger TransnetBW am 29. Dezember 2014 bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Die Antragskonferenz für diesen Abschnitt fand am 14. April 2015 in der Stadthalle Hockenheim statt. Für diesen Abschnitt wurde im Nachgang zur Antragskonferenz mit der Erarbeitung des Untersuchungsrahmens gemäß § 7 Absatz 4 NABEG begonnen und dieser am Anfang September 2015 veröffentlicht. Somit hat sie auch in diesem Abschnitt den erforderlichen Inhalt der vom Vorhabenträger einzureichenden Unterlagen gemäß § 8 NABEG festgelegt.

Auch für den dritten Abschnitt von Osterath nach Rommerskirchen hat die Amprion Mitte des Jahres den Antrag auf Bundesfachplanung gestellt. Sie hat Anfang Oktober 2015 aktualisierte Antragsunterlagen eingereicht, auf deren Grundlage das Bundesfachplanungsverfahren durchgeführt werden soll.

Am 29. Oktober 2015 hat Amprion den Antrag auf Bundesfachplanung nach § 6 NABEG für den Abschnitt zwischen Weißenthurm und Riedstadt gestellt. Die Bundesnetzagentur prüft derzeit die Unterlagen auf ihre Vollständigkeit.

**Korridor C: Vorhaben Nr. 3 und Nr. 4 des Bundesbedarfsplangesetzes Brunsbüttel – Großgartach und Wilster – Grafenrheinfeld („SuedLink“)**

Am 12. Dezember 2014 reichte der zuständige Vorhabenträger TenneT TSO GmbH (TenneT) einen Antrag auf Durchführung der Bundesfachplanung für das Vorhaben Nr. 4 der Anlage zum Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) von Wilster in Schleswig-Holstein nach Grafenrheinfeld in Bayern ein. Die Bundesnetzagentur prüfte den Antrag unter rechtlichen und fachlichen Gesichtspunkten und teilte dem Vorhabenträger am 9. Februar 2015 mit, dass eine Überarbeitung der eingereichten Unterlagen notwendig werde.

Am 1. Juli 2015 hat die Regierungskoalition vereinbart, einen gesetzlichen Vorrang für Erdverkabelung bei HGÜ-Projekten zu schaffen. Den am 12. Dezember 2014 beantragten Trassenkorridorvorschlag sowie die ebenfalls beantragten Alternativen hat der Vorhabenträger TenneT jedoch noch entsprechend der bisherigen gesetzlichen Regelungen mit einem Vorrang der Freileitungstechnik entwickelt.

Die Neuausrichtung wird Auswirkungen auf den Fortgang des Bundesfachplanungsverfahrens für das Vorhaben Nr. 4 des „SuedLink“ haben. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass hiermit auch die Ermittlung anderer Korridorverläufe einhergeht. Dies hat Auswirkungen auf alle im Antrag vorgenommen Planungsschritte. Der Vorhabenträger TenneT hat in einer öffentlichen Erklärung am 28. Juli 2015 bereits mitgeteilt, dass die vorrangige Berücksichtigung von Erdkabeln eine Neuausrichtung der Planung möglicher Trassenkorridore zur Folge hat.

Das ebenfalls zu „SuedLink“ gehörende Vorhaben Nr. 3 zwischen den Netzverknüpfungspunkten Brunsbüttel in Schleswig Holstein und Großgartach in Baden-Württemberg der Vorhabenträger TenneT sowie TransnetBW ist aktuell noch nicht beantragt. Die politische Vereinbarung enthält für „SuedLink“ das Ziel, beide Vorhaben auf einer im Verfahren festzustellenden Länge über eine gemeinsame Stammstrecke zu führen. Hierzu haben die Vorhabenträger bereits angekündigt, den neu aufgesetzten Antrag auf Durchführung der Bundesfachplanung für das Vorhaben Nr. 4 zeitgleich mit dem Antrag für das Vorhaben Nr. 3 bei der Bundesnetzagentur einzureichen, um mögliche Beschleunigungseffekte nutzen zu können.

## 1.6 Netzanbindung von Offshore-Windparks

Mit Inkrafttreten des neuen EEG am 1. August 2014 erfolgte eine grundlegende Änderung des Anbindungsregimes für Offshore-Windparks. Der Gesetzgeber begrenzte die Anschlusskapazität, die für Offshore-Anlagen in Nord- und Ostsee insgesamt zugewiesen werden darf, auf 6,5 GW. Erst ab 2021 erhöht sich diese Menge um jährlich 800 MW. Nach der Übergangsregelung des § 118 Abs. 14 EnWG kann die Regulierungsbehörde aber vor dem 1. Januar 2018 bis zu 7,7 GW zuweisen.

Am 20. August 2014 hat die Bundesnetzagentur im Wege einer Festlegung die Regeln für das Verfahren zur Zuweisung von Offshore-Anschlusskapazität bestimmt. Die Festlegung bestimmt die Voraussetzungen für einen Antrag auf Zuweisung von Anbindungskapazität auf vorhandenen oder in der Errichtung befindlichen Leitungen zur Netzanbindung von Windenergieanlagen auf See. Außerdem bestimmt sie die Regeln, nach denen im Falle der Knappheit von Anschlusskapazität eine Versteigerung durchgeführt wird.

Auf der Grundlage dieser Festlegung hat die Bundesnetzagentur am 3. September 2014 das erste Zuweisungsverfahren eröffnet. Auf den in der Nord- und Ostsee beauftragten Anbindungsleitungen konnten unter Berücksichtigung sämtlicher bestehender unbedingten Netzanbindungszusagen von der höchstens zuweisbaren Anschlusskapazität von 7,7 GW noch bis zu 1.722,7 MW zugewiesen werden. Am 23. Oktober 2014 hat die Bundesnetzagentur über die Zulassung der Antragsteller zum Zuweisungsverfahren entschieden. Gegen die Festlegung zum Zuweisungsverfahren sowie die Zulassungsentscheidung zum Zuweisungsverfahren waren beim OLG Düsseldorf Beschwerden eingelegt worden. Nach einem auf Anraten des OLG Düsseldorfs geschlossenen Vergleich und Rücknahme von Rechtsmitteln konnte das erste Zuweisungsverfahren am 21. Januar 2015 abgeschlossen werden. Insgesamt wurden in Nord- und Ostsee Netzanbindungskapazitäten von 1.511,6 MW ohne Durchführung einer Versteigerung zugewiesen.

Damit standen nach Abschluss des ersten Kapazitätszuweisungsverfahrens noch 211,1 MW an höchstens zuweisbarer Kapazität zur Verfügung. Diese Kapazität wurde im zweiten Kapazitätszuweisungsverfahren angeboten, das die Bundesnetzagentur am 1. April 2015 eröffnet hat. Insgesamt sechs Anträge wurden zur Teilnahme am zweiten Kapazitätszuweisungsverfahren zugelassen. Da die nachgefragte Kapazität der sechs zugelassenen Angebote die höchstens zuweisbare Kapazität überstieg, war eine Versteigerung erforderlich, um ein eindeutiges und sachgerechtes Ergebnis für die Zuweisung der Kapazität zu erzielen. Die Versteigerung wurde am 3. November 2015 durchgeführt. Insgesamt vier Anträge haben Kapazität in vollem beantragten Umfang ersteigert, ein Antrag wurde teilweise bezuschlagt. Die Versteigerung hat einen Markträumungspreis von 101,00 €/MW ergeben.

Am 26. August 2014 hat die Bundesnetzagentur darüber hinaus ein Verlagerungsverfahren nach § 17d Abs. 5 EnWG eröffnet. Gegenstand des Verfahrens war die Verlagerung von 400 MW Einspeisekapazität des Offshore-Windparks Global Tech I von der Anbindungsleitung BorWin 2 zur Anbindungsleitung BorWin 3. Damit kam die Bundesnetzagentur ihrem gesetzlichen Auftrag nach, zu prüfen, ob durch die Verlagerung von bereits zugesagten oder bestehenden Netzanschlüssen die geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen gefördert werden kann. In diesem Verfahren hat die Bundesnetzagentur am 23. März 2015 beschlossen, die Anschlusskapazität des Offshore-Windparks „Global Tech I“ in Höhe von 400 MW von der Anbindungsleitung BorWin 2 im Cluster 6 auf die Anbindungsleitung BorWin 3 im Cluster 8 zu verlagern. Mit der auf BorWin 2 frei werdenden Kapazität von 400 MW kann nunmehr der Offshore-Windpark „Deutsche Bucht“ mit 210 MW an das Netz angeschlossen werden, ohne dass hierfür der Bau des Anbindungssystems BorWin 4 erforderlich ist. Der Verzicht auf die Errichtung von BorWin 4 im Rahmen des Startnetzes erspart den Netznutzern Kosten in Höhe von ca. 1,8 Mrd. Euro.

Bis zum 1. Juli 2015 wurden bei der Bundesnetzagentur insgesamt 28 Anträge auf Genehmigung von Investitionsmaßnahmen für die Netzanbindung von Offshore-Windparks mit einem Volumen von 20,2 Mrd. Euro gestellt, davon wurden 25 Anträge mit einem Volumen von 19,1 Mrd. Euro bereits genehmigt.

# 2. Investitionen

## 2.1 Investitionen Übertragungsnetze (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen)

Im Jahr 2014 wurden von den vier deutschen ÜNB insgesamt ca. 1.769 Mio. Euro (2013: 1.335 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Darin enthalten sind auch Investitionen und Aufwendungen für grenzüberschreitende Verbindungen in Höhe von ca. 74 Mio. Euro (2013: 16 Mio. Euro). Die Differenz der tatsächlichen Ausgaben für die Netzinfrastruktur und den im Jahr 2013

gemeldeten Planwerten (Planwert für 2014: ca. 1.758 Mio. Euro) beträgt 16 Mio. Euro. Damit haben die Übertragungsnetzbetreiber ihre geplanten Investitions- und Aufwendungskosten vollständig erfüllt. Die Investitionen für Neubau, Ausbau und Erweiterung ohne grenzüberschreitende Verbindungen übertrafen die geplanten Ausgaben mit 1.248 Mio. Euro um ca. 19 Prozent (geplant: 1.047 Mio. Euro). Dagegen blieben die Investitionen in Erhalt und Erneuerung und die Aufwendungen ohne grenzüberschreitende Verbindungen mit 206 Mio. Euro bzw. 241 Mio. Euro und mit 60 Prozent bzw. 44 Prozent unter den geplanten Werten (geplant 328 Mio. Euro bzw. 347 Mio. Euro). Die Investitionen, welche speziell für grenzüberschreitende Verbindungen geplant waren, haben sich für Neubau, Ausbau und Erweiterung mit 71 Mio. Euro im Vergleich zum Vorjahr mehr als verfünffacht (Vorjahr: 14 Mio. Euro). Im Vergleich zu den geplanten Investitionen haben sich die tatsächlichen verdoppelt (geplant: 35 Mio. Euro). Die Aufwendungen bei den grenzüberschreitenden Verbindungen wurden mit ca. 2,5 Mio. Euro gemäß Plan erreicht. Für das Jahr 2015 sind Gesamtinvestitionen von rund 2.327 Mio. Euro und Gesamtaufwendungen von 318 Mio. Euro geplant. Dies ergibt einen Gesamtbetrag für Investitionen und Aufwendungen von ca. 2.644 Mio. Euro, was einer geplanten Steigerung um fast 50 Prozent entspricht. In der folgenden Grafik werden die Investitionen und Aufwendungen inklusive grenzüberschreitender Verbindungen einzeln und als Gesamtwert seit dem Jahr 2008 sowie die geplanten Werte für das Jahr 2015 abgebildet.

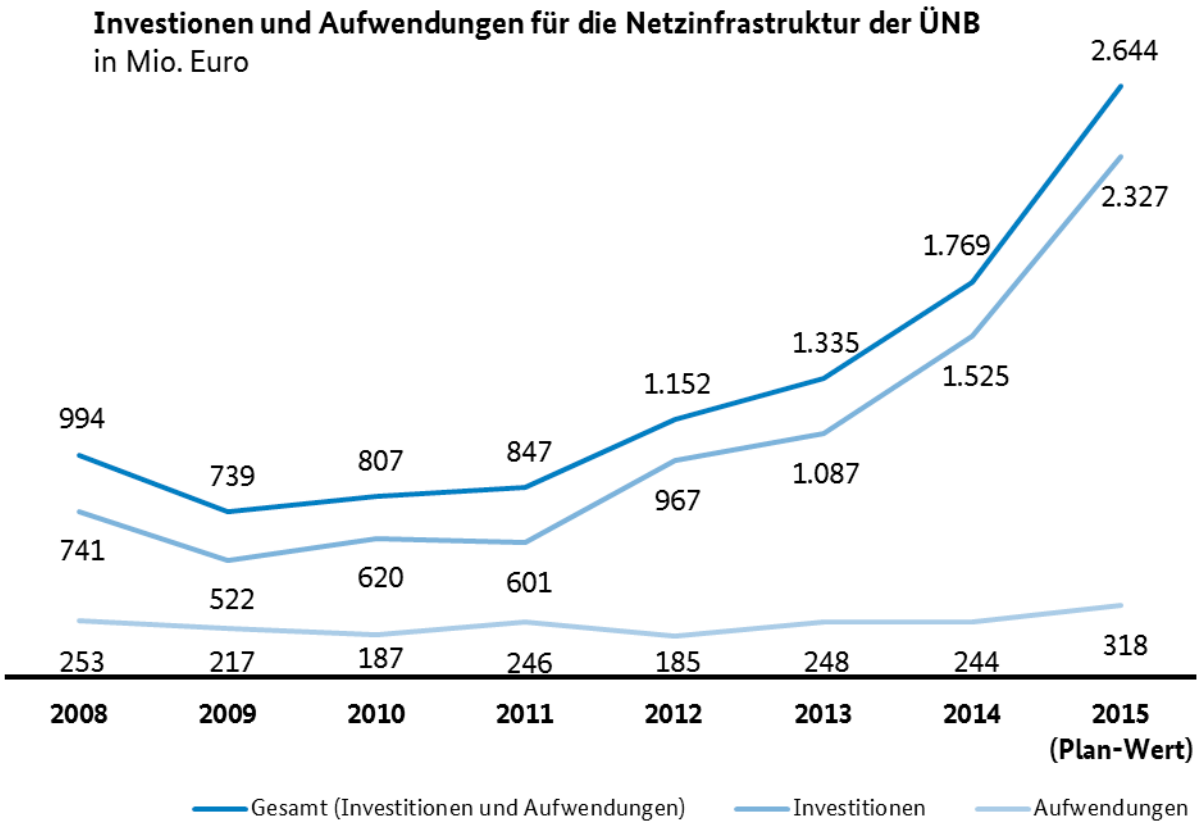



Abbildung 28: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB seit 2008 (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen)

## 2.2 Investitionen und Aufwendungen der Verteilnetzbetreiber Strom

Die Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur von 808 VNB betrugen im Jahr 2014 insgesamt ca. 6.193 Mio. Euro (2013: 5.778 Mio. Euro). Darin enthalten sind Investitionen und Aufwendungen für Mess-

und Steuereinrichtungen, sowie Kommunikationsinfrastruktur in Höhe von ca. 478 Mio. Euro (2012: 463 Mio. Euro). Das von den VNB für das Jahr 2014 geplante Investitionsvolumen in die Verteilnetze von 3.070 Mio. Euro wurde mit einem Ist-Volumen von 3.204 Mio. Euro um 134 Mio. Euro überschritten. Die Aufwendungen mit einem geplanten Volumen von 2.568 Mio. Euro sind um 421 Mio. Euro deutlich überschritten und kommen auf 2.989 Mio. Euro. Insgesamt liegen die Ausgaben der VNB für die Netzinfrastruktur mit einem Plus von 555 Mio. Euro deutlich über den geplanten 5.638 Mio. Euro für 2014. Die VNB planen für das kommende Jahr 2015 ein weiterhin steigendes Investitionsvolumen in die Verteilnetze für Neuinstallationen, Ausbau, Erweiterungen, Erhalt und Erneuerungen um ca. 14 Prozent auf 3.646 Mio. Euro sowie stabile Kosten für Aufwendungen in Höhe von 3.002 Mio. Euro.

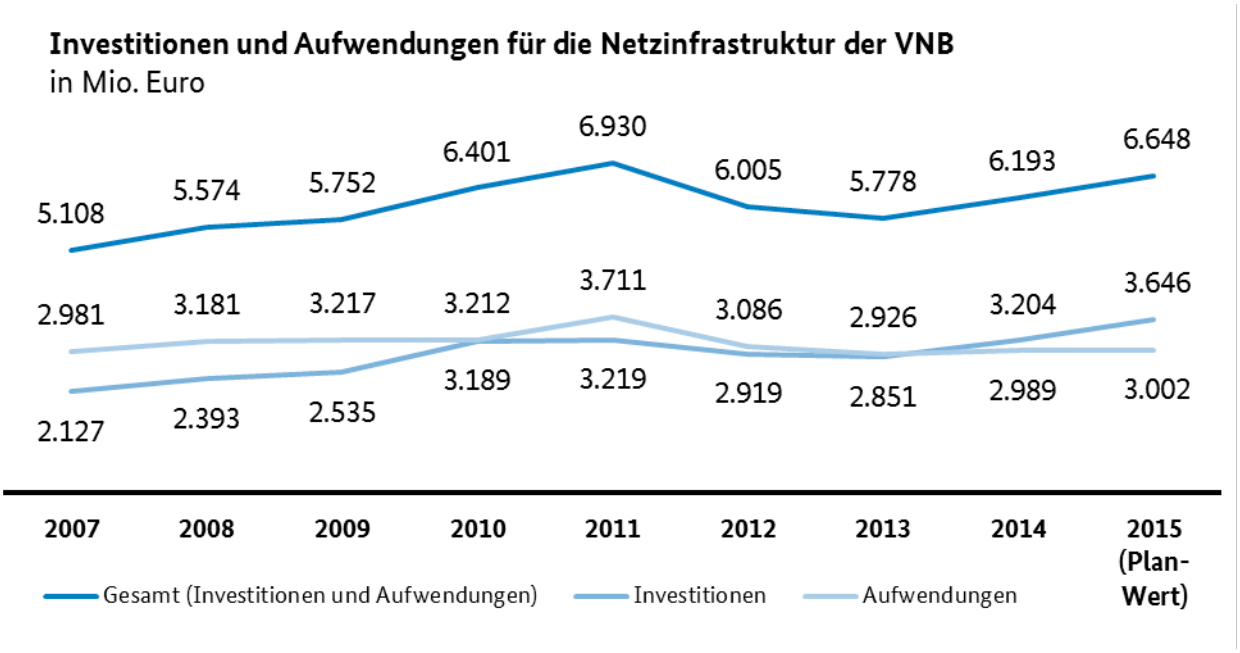



Abbildung 29: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur (inkl. Mess- und Steuereinrichtungen, sowie Kommunikationsinfrastruktur) der VNB

Die Höhe der Investitionen von VNB ist von der Stromkreislänge, der Anzahl der versorgten Zählpunkte sowie anderen individuellen Strukturparametern, insbesondere auch geographischen Gegebenheiten, abhängig. Tendenziell tätigen VNB mit höheren Stromkreislängen auch hohe Investitionen. In der Investitionskategorie 0 bis 100.000 Euro ist fast ein Viertel der VNB (196) zu finden. Spitzeninvestitionen über 5 Mio. Euro pro Netzgebiet weisen ca. neun Prozent der Unternehmen (70) auf. In der folgenden Abbildung werden verschiedene Investitionskategorien prozentual zu der Gesamtanzahl der Netzbetreiber dargestellt:

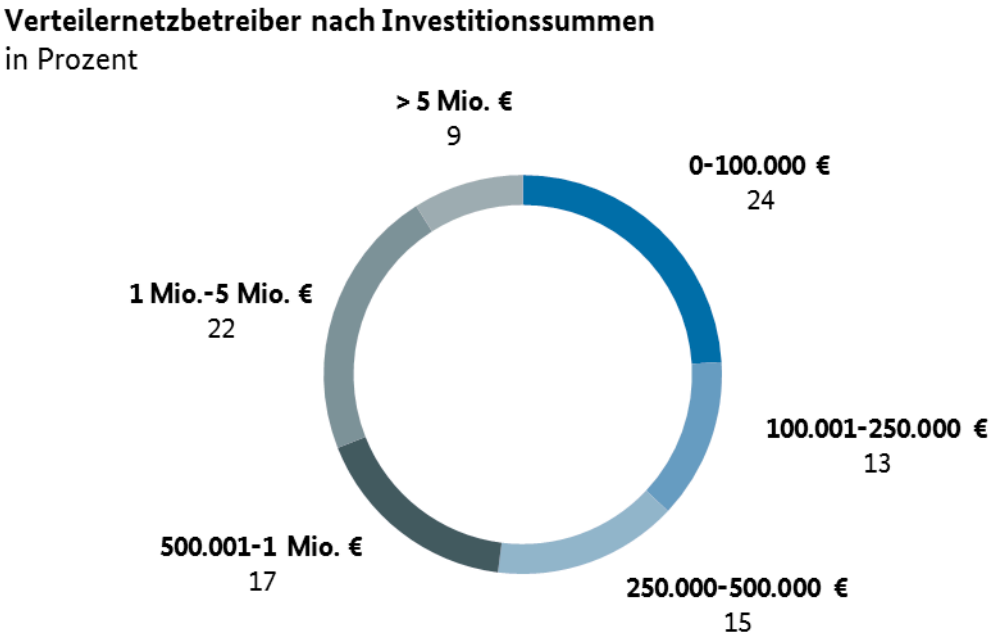



Abbildung 30: Verteilnetzbetreiber nach Investitionssummen

Bei der Verteilung der Aufwendungen der durch die Verteilnetzbetreiber im Monitoring gemeldeten Daten, steigt der Anteil der Unternehmen die Aufwendungen bis 100.000 Euro angeben um fast 100 Unternehmen auf 36 Prozent an (294 Unternehmen). In der höchsten Kategorie mit Aufwendungen über 5 Mio. Euro sind 70 Unternehmen zu finden und bilden einen Gesamtanteil von neun Prozent. Somit haben im Berichtsjahr 2014 fast die Hälfte der Verteilnetzbetreiber (49 Prozent) über 250.000 Euro an Aufwendungen für ihr Netz verbucht:

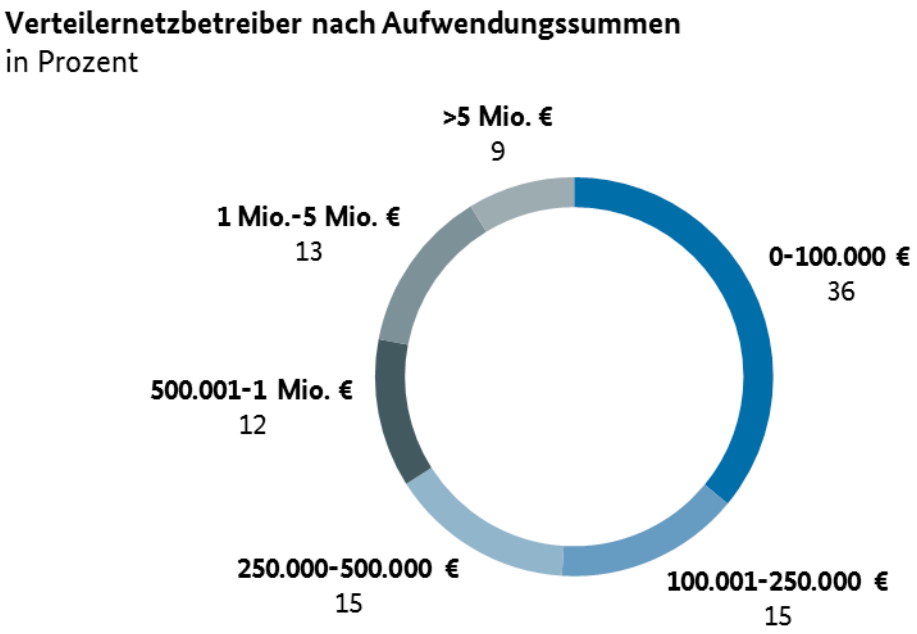



Abbildung 31: Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen

## 2.3 Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau im Verteilernetz

§ 11 Abs. 1 EnWG und § 9 Abs. 1 EEG verpflichtet VNB dazu, ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms sicherzustellen. Der starke Ausbau von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und die gesetzlich vorgegebene Anschluss- und Abnahmepflicht (unabhängig von der Aufnahmefähigkeit des Netzes), stellt die VNB vor große Herausforderungen. Neben den konventionellen Ausbaumaßnahmen, werden die Netzbetreiber diesen Herausforderungen vor allem dadurch gerecht, dass sie ihre Netze zunehmend intelligent steuern und somit an die geänderten Erfordernisse anpassen. Die jeweilige Vorgehensweise und die angewendeten Maßnahmen können dabei je Netzbetreiber höchst unterschiedlich sein. Aufgrund der in Deutschland sehr heterogenen Netzsituation muss jeder VNB eine eigene Strategie hin zu einem effizienten Netzbetrieb in der Energiezukunft entwickeln und umsetzen. Hierbei ist es förderlich, dass viele Netze ohnehin modernisiert werden müssen. Der Umbau der Netze kann daher häufig aus finanziellen Rückflüssen der bestehenden Anlagen erfolgen (intelligente Restrukturierung), ohne dass es dafür zu Steigerungen der Netzkosten kommt.

Mit Stand 1. April 2015 haben insgesamt 807 (1. April 2014: 817) VNB darüber Auskunft gegeben, inwieweit sie Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau ihrer Netze durchgeführt haben. Im Vergleich zum Vorjahr sind dabei die Maßnahmen zur Netzoptimierung leicht zurückgegangen, ebenso wie die Maßnahmen zum Netzausbau. Leicht gestiegen sind hingegen Maßnahmen zur Netzverstärkung. Damit bleiben die Modernisierungsmaßnahmen im dritten Jahr in Folge auf einem stabilen, hohen Niveau. In der folgenden Abbildung wird die Entwicklung der Maßnahmen seit dem Jahr 2009 dargestellt.

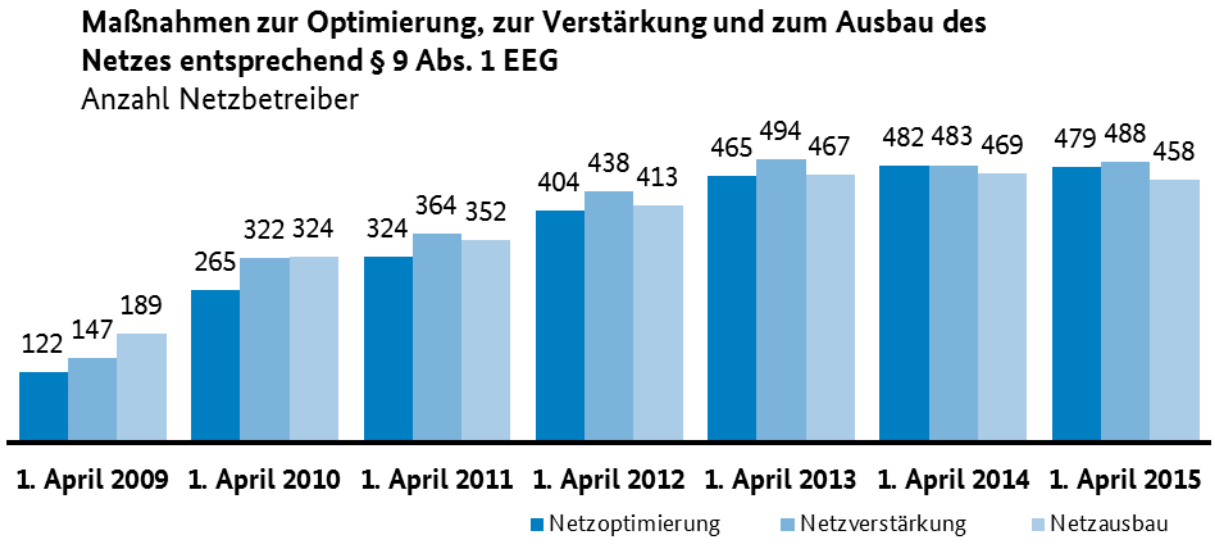



Abbildung 32: Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes entsprechend § 9 Abs. 1 EEG

Folgende Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung werden dabei von den VNB angewandt.

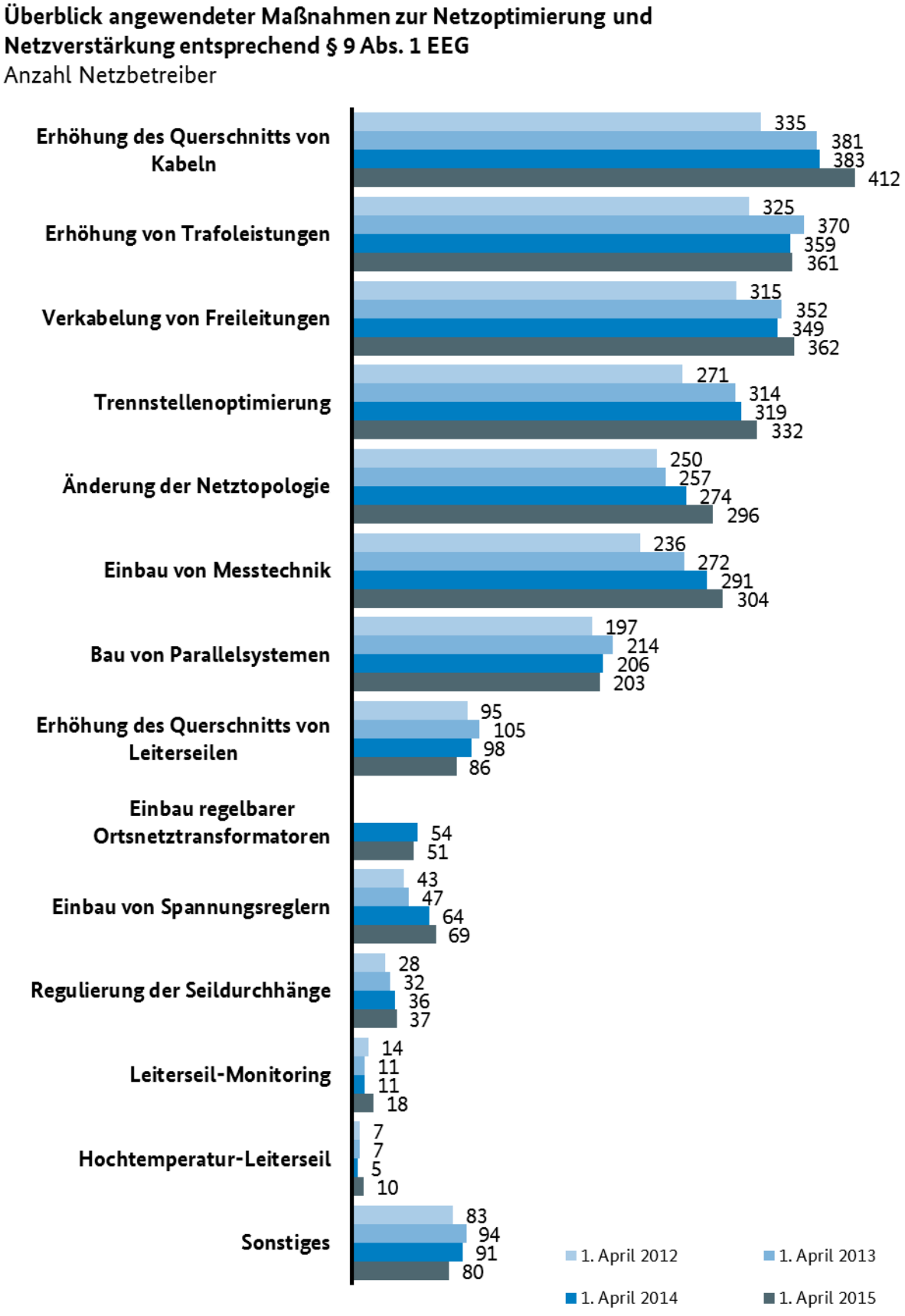



Abbildung 33: Überblick angewendeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung entsprechend § 9 Abs. 1 EEG

Anstiege gegenüber dem Vorjahr sind insbesondere bei Maßnahmen zur Erhöhung des Querschnitts von Kabeln sowie bei Änderungen der Netztopologie zu verzeichnen. Einen leichten Rückgang gab es bei Maßnahmen zur Erhöhung von Trafoleistungen, beim Bau von Parallelsystemen und der Erhöhung des Querschnitts von Leiterseilen sowie bei den sonstigen Maßnahmen.

## 2.4 Netzausbaubedarf im Verteilernetz

Betreiber von Hochspannungsnetzen mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt haben gemäß § 14 Abs. 1b EnWG jährlich den Netzzustand ihres Netzes und die Auswirkungen des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen - insbesondere zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien - auf ihr Netz in den nächsten 10 Jahren in einem Bericht darzustellen.

Ausgenommen von der Abfrage wurden Verteilnetzbetreiber, deren 110-kV-Netz nur aus kurzen Stichleitungen mit einer geringen Gesamtleitungslänge besteht, sowie auch Verteilnetzbetreiber, die als reine Versorger eines Industrie- oder Chemieparks o.ä. fungieren. Die Abfrage richtete sich für das Berichtsjahr 2014 an insgesamt 56 Verteilnetzbetreiber.

Zudem hat die Bundesnetzagentur von diesen 56 Verteilnetzbetreibern für die zusätzlich betriebenen niedrigeren Spannungsebenen einen Netzzustands- und Netzausbauplanungsbericht gemäß § 14 Abs. 1a EnWG angefordert.

Die Berichte der abgefragten Verteilnetzbetreiber decken in der Hochspannungsebene 98 Prozent der Stromkreislänge ab, in der Mittelspannungsebene 70 Prozent und in der Niederspannungsebene 66 Prozent. In der Mittel- und Niederspannung werden zudem jeweils ca. 60 Prozent der an der Netzebene angeschlossenen Netznutzer erfasst.

### Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen)

Insgesamt wurde der Bundesnetzagentur ein Ausbaubedarf in Höhe von 6,9 Mrd. Euro für die nächsten 10 Jahre (2015 – 2025) vorgetragen. Der Ausbaubedarf ist damit im Vergleich zu den Vorjahren (Stichtag 31. Dezember 2012: 5,5 Mrd. Euro / 52 Verteilnetzbetreiber; Stichtag 31. Dezember 2013: 6 Mrd. Euro/ 53 Verteilnetzbetreiber) erneut angestiegen. Die folgende Grafik zeigt den von den Verteilnetzbetreibern prognostizierten Netzausbaubedarf auf allen Spannungsebenen.

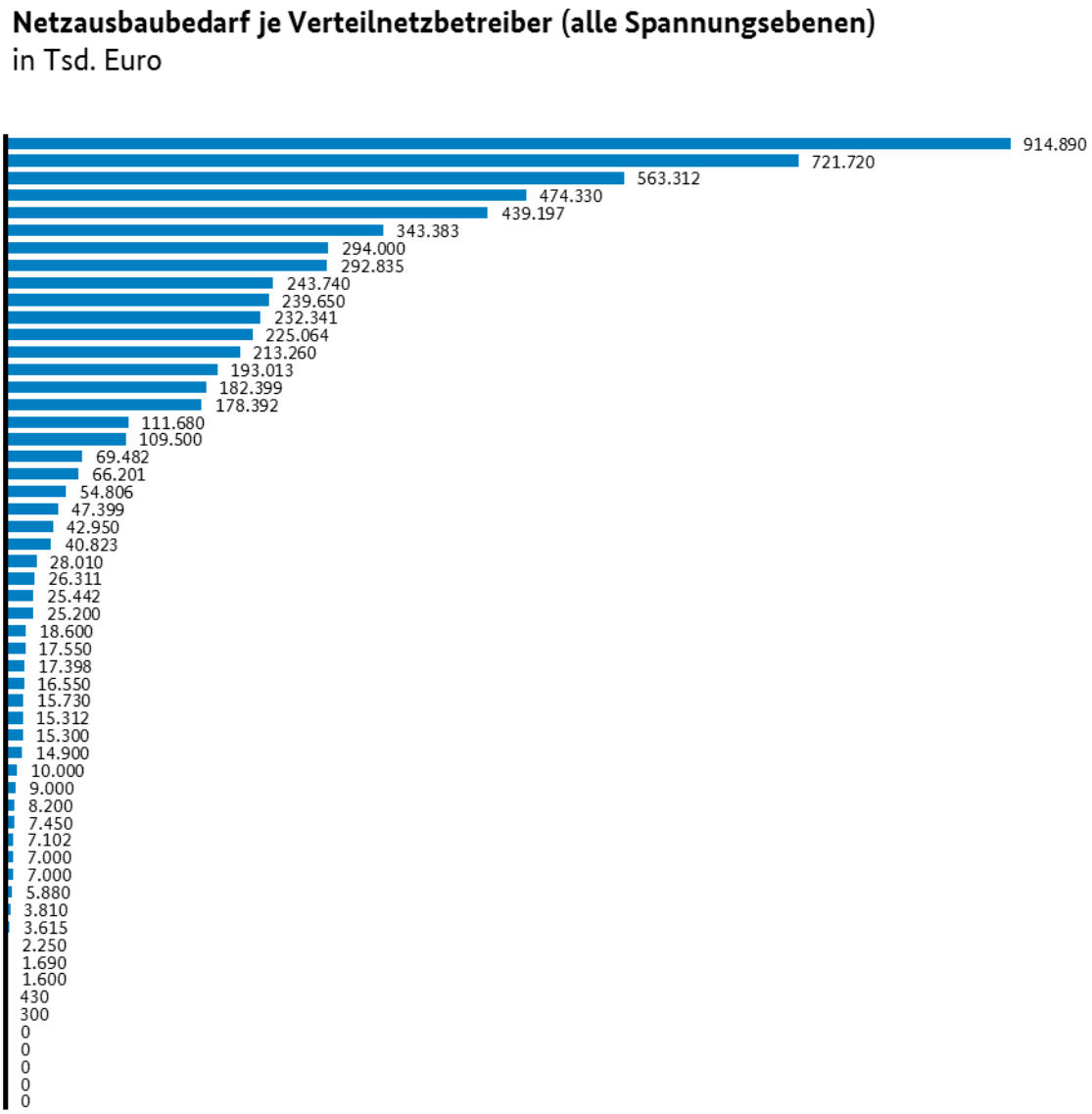



Abbildung 34: Netzausbaubedarf je Verteilnetzbetreiber (alle Spannungsebenen)

Dabei ergibt sich eine sehr heterogene Verteilung des Netzausbaubedarfs. 20 Verteilnetzbetreiber prognostizieren einen Netzausbaubedarf von ≤ 10.000 Tsd. Euro für die nächsten 10 Jahre, 18 Verteilnetzbetreiber bleiben unter der Grenze von ≤ 100.000 Tsd. Euro, weitere 18 Verteilnetzbetreiber haben einen prognostizierten Netzausbaubedarf von > 100.000 Tsd. Euro. Die 18 Verteilnetzbetreiber mit dem höchsten Netzausbaubedarf haben dabei einen Anteil von 90 Prozent am Gesamtbedarf. Der prognostizierte Netzausbaubedarf ist für Netzbetreiber mit mehreren Spannungsebenen und einer großen Stromkreislänge in der Regel höher.

Der prognostizierte Netzausbaubedarf ergibt sich nicht nur aufgrund des Zubaus von erneuerbaren Energien und dezentralen Erzeugungsanlagen, sondern zu einem wesentlichen Teil auch aufgrund von Umstrukturierungs- und Ersatzinvestitionen. Diese werden beispielsweise wie folgt begründet: Erzielung eines effizienten Netzbetriebs durch Anpassung der Netztopologie an eine veränderte Versorgungsaufgabe, Thomasstahl-Problematik, Rückbau der 220-kV-Ebene oder Gewährleistung von Gewässer- und Vogelschutz.

Auch zeigen die Auswertungen, dass viele Verteilnetzbetreiber nach wie vor Schwierigkeiten bei der Netzausbauplanung über einen Zeitraum von 10 Jahren haben. So kommen nicht nur jedes Jahr neue Maßnahmen dazu, sondern es fallen auch immer wieder nicht realisierte Maßnahmen weg. Planungsunsicherheiten resultieren dabei insbesondere aus dem Zuwachs von Erneuerbaren-Energien-Anlagen und deren nicht vorhersehbaren Auswirkungen auf das Stromnetz, wodurch belastbare Aussagen oftmals max. 2 – 3 Jahre im Voraus möglich sind. Hierbei ergeben sich große Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Standorte der Anlagen in Kombination mit der hohen Dynamik beim Zuwachs, aber auch aus den häufigen Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen. Weitere Gründe sind aber auch langwierige Verfahren zur Einholung behördlicher Genehmigungen, Einwände von Trägern öffentlicher Belange oder Grundstückseigentümern und Verzögerungen beim Netzausbau im Übertragungsnetz.

Der Bundesnetzagentur wurden insgesamt 1318 Maßnahmen (Stichtag 21. Dezember 2012: 1.006; Stichtag 31. Dezember 2013: 1.263) für den Zeitraum 2015 bis 2025 vorgelegt. Davon befanden sich zum Zeitpunkt der Abfrage 66 Prozent noch im Planungsstadium, 32 Prozent der Maßnahmen befanden sich im Bau und 2 Prozent wurden bereits zu Beginn des Jahres 2015 abgeschlossen.

**Projektstatus Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen)**
Anzahl und Verteilung der Maßnahmen

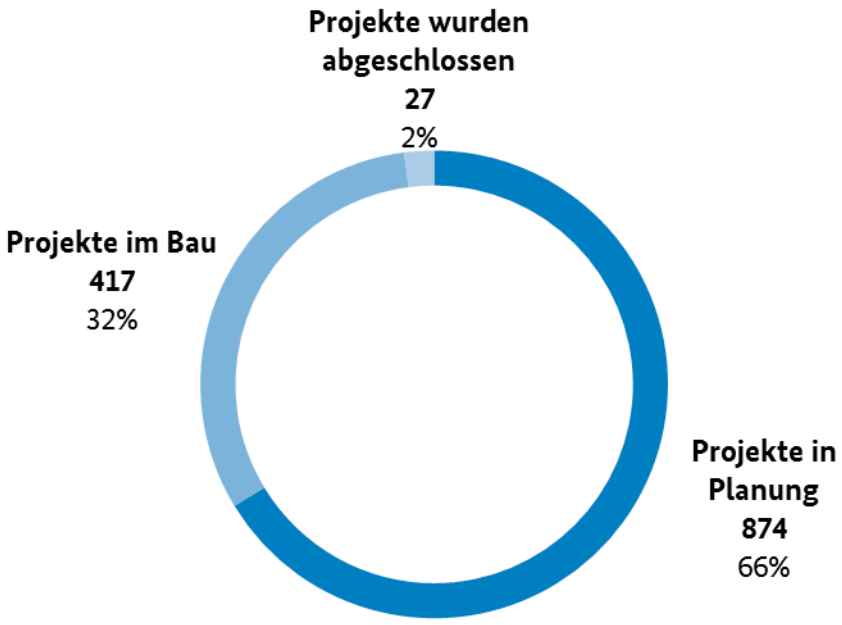



Abbildung 35: Projektstatus Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen)

**Ausbaubedarf auf Grund des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen in der Hochspannungsebene**

Betrachtet man die gemäß § 14 Abs. 1b EnWG vorgetragenen Maßnahmen für die Hochspannungsebene gesondert, so ergibt sich aus Sicht der Netzbetreiber ein Ausbaubedarf in Höhe von 2,6 Mrd. Euro für die

nächsten 10 Jahre (2015-2025). Hierfür haben 23 der 57 abgefragten Verteilnetzbetreiber Maßnahmen vorgelegt.

Für die Ermittlung der Maßnahmen wurde grundsätzlich jeder Ausbau von Einspeiseanlagen – also nicht nur erneuerbare Energien – zugrunde gelegt. In größeren Städten wurden beispielsweise auch GuD-Kraftwerksbauten als Ausbaugrund angegeben.

Die folgende Grafik zeigt den von den Verteilnetzbetreibern prognostizierten Netzausbaubedarf in der Hochspannungsebene auf.

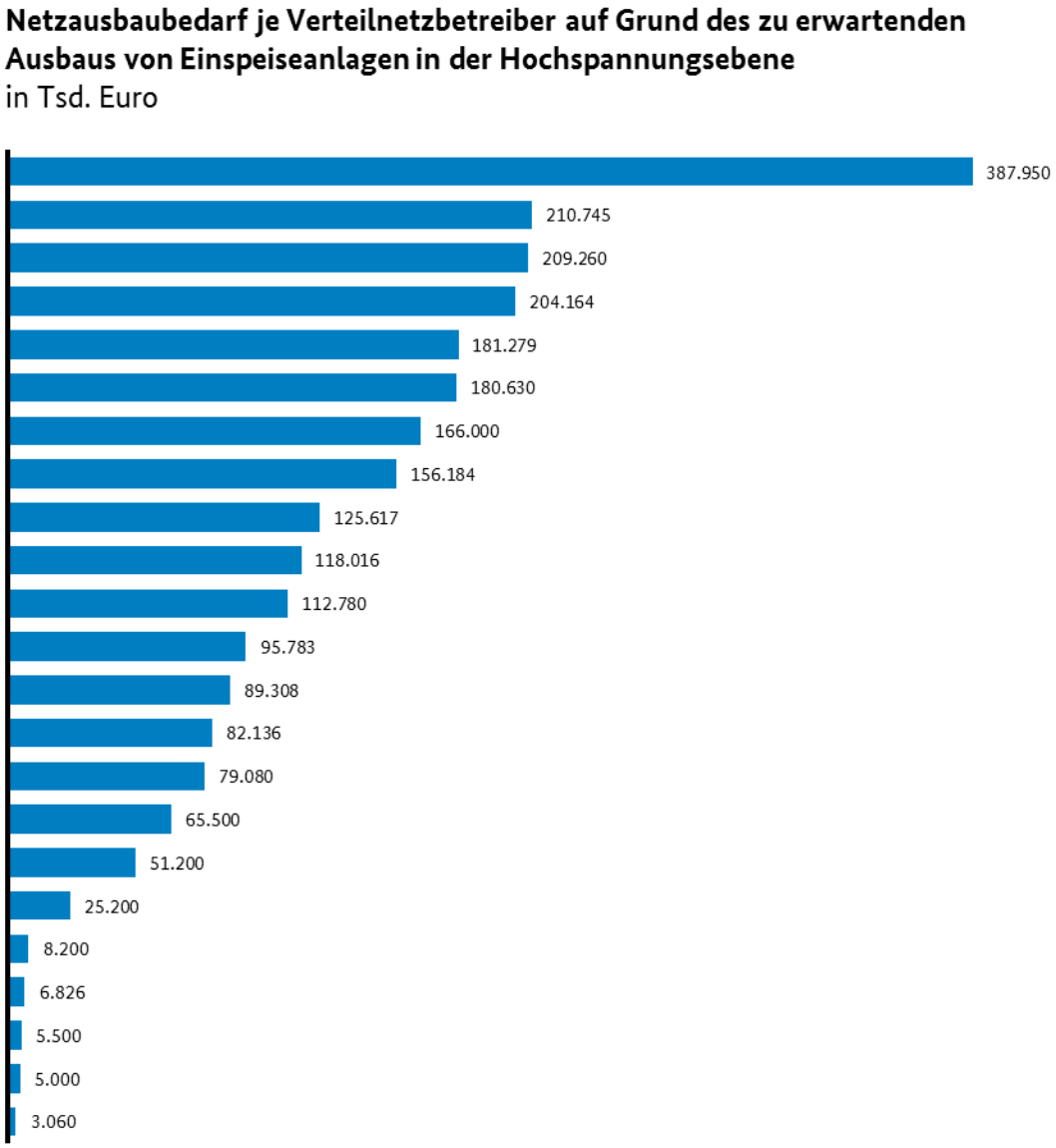



Abbildung 36: Netzausbaubedarf je Verteilnetzbetreiber auf Grund des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen in der Hochspannungsebene

Auch hier zeigt sich eine sehr heterogene Verteilung, welche neben den unterschiedlichen Netzstrukturen insbesondere von der Höhe der bereits installierten Leistungen bzw. dem prognostizierten Leistungszuwachs von Erneuerbaren-Energien-Anlagen abhängig ist.

Festzustellen ist zudem, dass alle Hochspannungsnetzbetreiber, welche der Bundesnetzagentur Einspeisemanagementmaßnahmen gemeldet haben, auch einen Netzausbaubedarf in der Hochspannungsebene aufgrund des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen insbesondere zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien vorgelegt haben.

Der Bundesnetzagentur wurden insgesamt 318 Maßnahmen für den Zeitraum 2015 bis 2025 vorgelegt. Davon befanden sich zum Zeitpunkt der Abfrage 62 Prozent noch im Planungsstadium, 34 Prozent der Maßnahmen befanden sich im Bau und 4 Prozent wurden bereits zu Beginn des Jahres 2015 abgeschlossen.

**Projektstatus Netzausbaubedarf auf Grund des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen in der Hochspannungsebene**
Anzahl und Verteilung der Maßnahmen

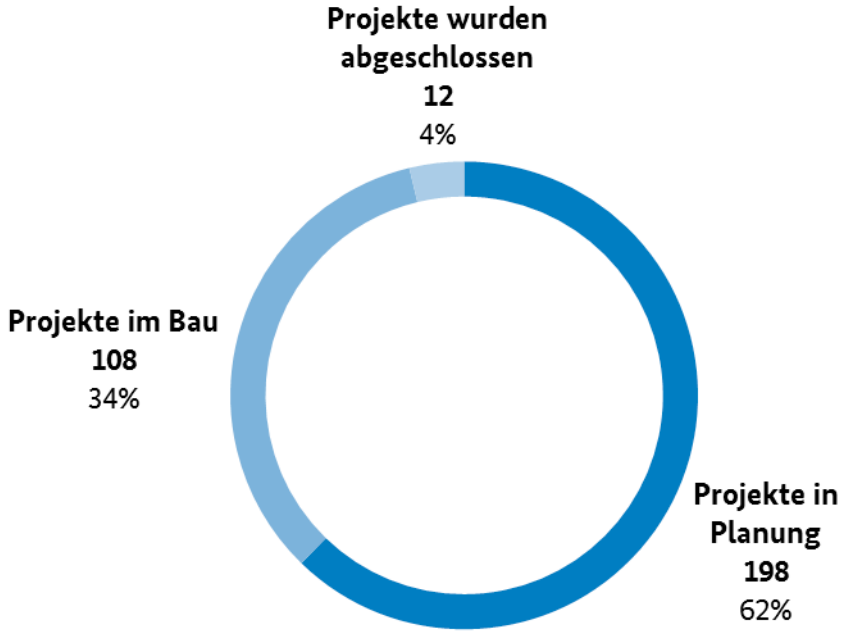



Abbildung 37: Projektstatus Netzausbaubedarf auf Grund des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen in der Hochspannungsebene

## 3. Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen (§ 13 EnWG)

Nach § 13 EnWG, der die Erfordernisse an die Netz- und Systemverantwortung der jeweiligen Netzebenen regelt, sind Netzbetreiber (ÜNB wie VNB) ermächtigt und verpflichtet, zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bestimmte Maßnahmen zu ergreifen. Zur Darstellung werden dabei drei verschiedene Maßnahmenkategorien unterscheiden:

- Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG (z. B. Redispatch),
- Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG sowie
- Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG i.V.m. § 14 EEG (Einspeisemanagement).

Nachstehende Übersichtstabelle fasst die Regelungsinhalte und wesentlichen Instrumente sowie den Umfang der Maßnahmen im Berichtsjahr 2014 zusammen:

**Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG**

| Gesetzliche Grundlage | § 13 Abs. 1 EnWG | § 13 Abs. 2 EnWG | § 13 Abs. 2 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1 EEG |
|---|---|---|---|
| **Regelungs-inhalte und wesentliche Instrumente** | Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzabschaltungen,wie beispielsweise Regelenergie, ab- und zuschaltbare Lasten, Redispatch und Countertrading | Anpassung von Stromeinspeisungen, Stromtransiten und Stromabnahmen | Einspeisemanagement: Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen |
| **Umfang im Berichtsjahr 2014** | Redispatch ÜNB: 5.197 GWh Gesamtmenge | Anpassungsmaßnahmen: 1 ÜNB 0,2 GWh, 8 VNB 9 GWh; Unterstützungsmaßnahmen: 3 VNB 5 GWh | Ausfallarbeit (ÜNB und VNB): 1.581 GWh |
| **Angefallene Kosten im Berichtjahr 2014** | Redispatch im Rahmen von ÜNB-Systemdienst-leistungen: 186,7 Mio. Euro | Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Abregelungen nach § 13 Abs. 2 EnWG | Entschädigungszahlungen an Anlagenbetreiber nach § 15 EEG: 83 Mio. Euro |

Tabelle 21: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG

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

## 3.1 Redispatchentwicklung

Gemäß § 13 Abs. 1 EnWG sind ÜNB berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung im Elektrizitätsversorgungsnetz durch netz- und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Soweit die VNB für

die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch diese gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zur Ergreifung derartiger Maßnahmen berechtigt und verpflichtet.

Netzbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltungen, werden von den ÜNB nahezu an jedem Tag des Jahres ergriffen. Bei den marktbezogenen Maßnahmen sind insbesondere Maßnahmen des Engpassmanagements relevant. Zu unterscheiden sind im Wesentlichen Redispatch und Countertrading.

Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasierten Fahrplan der Erzeugungseinheiten zur Verlagerung der Kraftwerkseinspeisungen, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen (präventiver Redispatch) oder Leitungsüberlastungen zu beheben (kurativer Redispatch). Strombedingter Redispatch dient dazu kurzfristig auftretende Netzengpässe in Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet durch die zusätzliche Bereitstellung von Blindleistung ab. Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden. Durch die Senkung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer Kraftwerke bei gleichzeitiger Steigerung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer anderer Kraftwerke (in den Ausgleichsgebieten oder anderen auszugleichenden Gebieten) bleibt in Summe die gesamte Einspeiseleistung unverändert.

Countertrading dient ebenfalls dem Ziel, drohende Netzengpässe durch Veränderungen der ursprünglich geplanten Kraftwerksfahrweise zu vermeiden oder zu beseitigen. Im Unterschied zum Redispatch handelt es sich bei Countertrading aber um Handelsgeschäfte, für die auf Seiten der Kraftwerksbetreiber kein Kontrahierungszwang besteht. Im Vergleich zum Redispatch ist die praktische Bedeutung von Countertrading sehr gering.

Der Bundesnetzagentur werden von den deutschen ÜNB im Rahmen der Datenabfrage nach § 13 Abs. 5 EnWG auf monatlicher Basis detaillierte Daten zu den durchgeführten Redispatchmaßnahmen gemeldet. Die folgende Auswertung basiert auf den im Laufe der Jahre 2013 und 2014 gemeldeten Daten.

**Kalenderjahr 2013**

Im Kalenderjahr 2013 sind insbesondere die aufgeführten Gebiete durch angespannte Netzsituationen aufgefallen, bei denen die ÜNB durch die Ergreifung von Redispatchmaßnahmen eine Verletzung des (n-1)-Kriteriums verhindern mussten:

## Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2013

| Betroffenes Netzelement | Regelzone | Dauer (in Std.) | Menge getätigte Maßnahme (in GWh)[1] |
|---|---|---|---|
| Gebiet Lehrte (Lehrte-Mehrum, -Godenau, -Göttingen) | TenneT | 2.102 | 256 |
| Remptendorf - Redwitz | 50Hertz/ TenneT | 1.581 | 923 |
| Gebiet Mecklar (Mecklar-Borken, Mecklar-Dipperz) | TenneT | 629 | 367 |
| Gebiet Conneforde (Conneforde-Dollern-Sottrum-Wechold-Diele) | TenneT | 607 | 87 |
| Bärwalde-Schmölln | 50Hertz | 359 | 142 |
| Vierraden - Krajnik (PL) | 50Hertz | 346 | 142 |
| Gebiet Hamburg-Flensburg (Hamburg Nord-Audorf-Kassö (DK)) | TenneT | 247 | 7 |
| Gebiet St. Peter (Altheim - Simbach - St. Peter, Altheim-Sittling, Pleitning-St. Peter) | TenneT | 130 | 25 |
| Brunsbüttel-50 Hertz-Zone (Hamburg Nord) | TenneT | 80 | 25 |
| Grafenrheinfeld-Kupferzell | Transnet BW | 66 | 18 |

[1] In den folgenden Darstellungen zu einzelnen Netzelementen wird das Volumen der Redispatchmaßnahmen anhand der Menge der getätigten Maßnahmen analysiert. Die Menge der getätigten Gegengeschäfte zum bilanziellen Ausgleich (Erhöhung der Einspeiseleistung von Kraftwerken) wird nicht berücksichtigt. Dadurch wird ermittelt, in welchem Maße die betrachten Netzelemente physikalisch überlastet waren und welche Arbeit nötig war, die Überlastung durch Einspeisereduzierung von Kraftwerken zu beheben.

Tabelle 22: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2013 gemäß Meldungen der ÜNB

Wie auch schon in den vergangenen Jahren zeichnete sich im Jahr 2013 insbesondere die Situation im Gebiet um das Umspannwerk Lehrte in der Regelzone von TenneT sowie auf der Leitung Remptendorf (Regelzone 50Hertz) – Redwitz (Regelzone TenneT) durch einen überdurchschnittlich hohen Bedarf an Redispatch-Maßnahmen aus. An dritter Stelle der häufigsten Überlastungen folgten die Leitungen um das Umspannwerk Mecklar in der Regelzone von TenneT.

Insgesamt mussten im Jahr 2013 im deutschen Übertragungsnetz Redispatchmaßnahmen im Umfang von 7.965 Stunden getätigt werden.

**Kalenderjahr 2014 (Berichtsjahr)**

Im Zeitraum zwischen dem 1. Januar 2014 und dem 31. Dezember 2014 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von 8.453 Stunden gemeldet. Dies entspricht einer Steigerung von sechs Prozent gegenüber dem Vorjahr. Insgesamt wurden an 330 Tagen des Jahres 2014 entsprechende Eingriffe angewiesen (2013: 232 Tage). Somit wird mittlerweile fast täglich

Redispatch durchgeführt. Die Menge der getätigten Maßnahmen umfassten dabei ein Gesamtvolumen von 2.600 GWh. Die zum bilanziellen Ausgleich getätigten Anpassungen beliefen sich auf insgesamt 2.597 GWh. Damit betrug die gesamte Menge der Redispatcheingriffe (getätigte Maßnahmen zzgl. getätigte Gegengeschäfte) zum bilanziellen Ausgleich im Jahr 2014 rund 5.197 GWh. Im Vorjahr 2013 belief sich die entsprechende Menge auf insgesamt 4.604 GWh, so dass zwischen 2013 und 2014 ein Anstieg der Redispatchgesamtmenge von rund 13 Prozent zu verzeichnen ist. Der Anteil der Absenkung von Einspeiseleistung durch Redispatchmaßnahmen betrug im Jahr 2014 0,58 Prozent in Bezug auf die Gesamterzeugung von Nicht-EEG-vergütungsfähigen Anlagen. Der redispatchbedingte Gesamtanteil aus Erhöhung und Absenkung belief sich auf etwa 1,17 Prozent der Erzeugungsmenge von Nicht-EEG-vergütungsfähigen Anlagen. Die veranschlagten saldierten Kosten für Redispatch[17] im Jahr 2014 wurden von den ÜNB mit 186,7 Mio. Euro angegeben. Mehrheitlich mussten Redispatchmaßnahmen in den Regelzonen von TenneT und 50Hertz ergriffen werden. Eine genaue Aufteilung ist der folgenden Tabelle zu entnehmen:

**Redispatchmaßnahmen im Jahr 2014**

| Netzgebiet | Dauer in Std. | Menge getätigte Maßnahme in GWh | Gesamtmenge (getätigte Maßnahmen zzgl. Gegenschäft zum bilanziellen Ausgleich) in GWh | Saldierte Kosten für Redispatch in Mio. Euro |
|---|---|---|---|---|
| Regelzone TenneT | 5.000 | 813 | 1.629 | 186,7 |
| Regelzone 50Hertz | 3.230 | 1.751 | 3.502 | |
| Regelzone Transnet BW | 119 | 16 | 25 | |
| Regelzone Amprion | 104 | 20 | 41 | |

Tabelle 23: Redispatchmaßnahmen im Jahr 2014

In der Mehrzahl mussten im Jahr 2014 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden entsprechende Maßnahmen mit einer Gesamtdauer von 6.989 Stunden und einem Volumen getätigter Maßnahmen von 2.368 GWh veranlasst. Davon entfielen 6.630 Stunden (95 Prozent) auf folgende Netzelemente:

[17] Inklusive Kosten für Countertrading i.H.v. 1,3 Mio. Euro

**Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2014**

| Betroffenes Netzelement | Regelzone | Dauer (in Std.) | Menge getätigte Maßnahme (in GWh) |
|---|---|---|---|
| Gebiet Lehrte (Lehrte-Mehrum, -Godenau, -Göttingen) | TenneT | 1.901 | 207 |
| Remptendorf - Redwitz | 50Hertz/ TenneT | 1.694 | 1.073 |
| Gebiet Vierraden - Krajnik (PL) (Vierraden, Krajnik, Pasewalk, Neuenhagen) | TenneT | 1.047 | 351 |
| Gebiet Conneforde (Conneforde-Dollern-Sottrum-Wechold-Diele) | TenneT | 767 | 124 |
| Gebiet Hamburg-Flensburg (Hamburg Nord-Audorf-Flensburg) | TenneT | 401 | 52 |
| Bärwalde-Schmölln | 50Hertz | 319 | 122 |
| Gebiet Mecklar (Mecklar-Borken, Mecklar-Dipperz) | TenneT | 266 | 130 |
| Vöhringen-Dellmensingen | Amprion | 88 | 18 |
| Gebiet Borken-Gießen (Borken-Gießen-Großkrotzenburg) | TenneT | 77 | 22 |
| Röhrsdorf-Hradec (CZ) | 50Hertz | 70 | 38 |

Tabelle 24: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2014 gemäß Meldungen der ÜNB

Besonders betroffen waren demnach das Gebiet um die Leitung Lehrte-Mehrum sowie die Leitung Remptendorf-Redwitz auf die 27,2 Prozent bzw. 24,2 Prozent aller strombedingten Redispatcheingriffe entfielen. Darüber hinaus wurden von den ÜNB weitere Maßnahmen von insgesamt 359 Stunden bei Netzelementen ergriffen. Diese beziehen sich auf Maßnahmen, die jeweils im Umfang von weniger als 50 Stunden je einzelne Leitung durchgeführt wurden.

Die nachfolgende Karte ordnet die besonders kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung > 50) aus der obigen Tabelle ihrer jeweiligen geographischen Lage zu:

**Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2014 gemäß Meldungen der ÜNB**

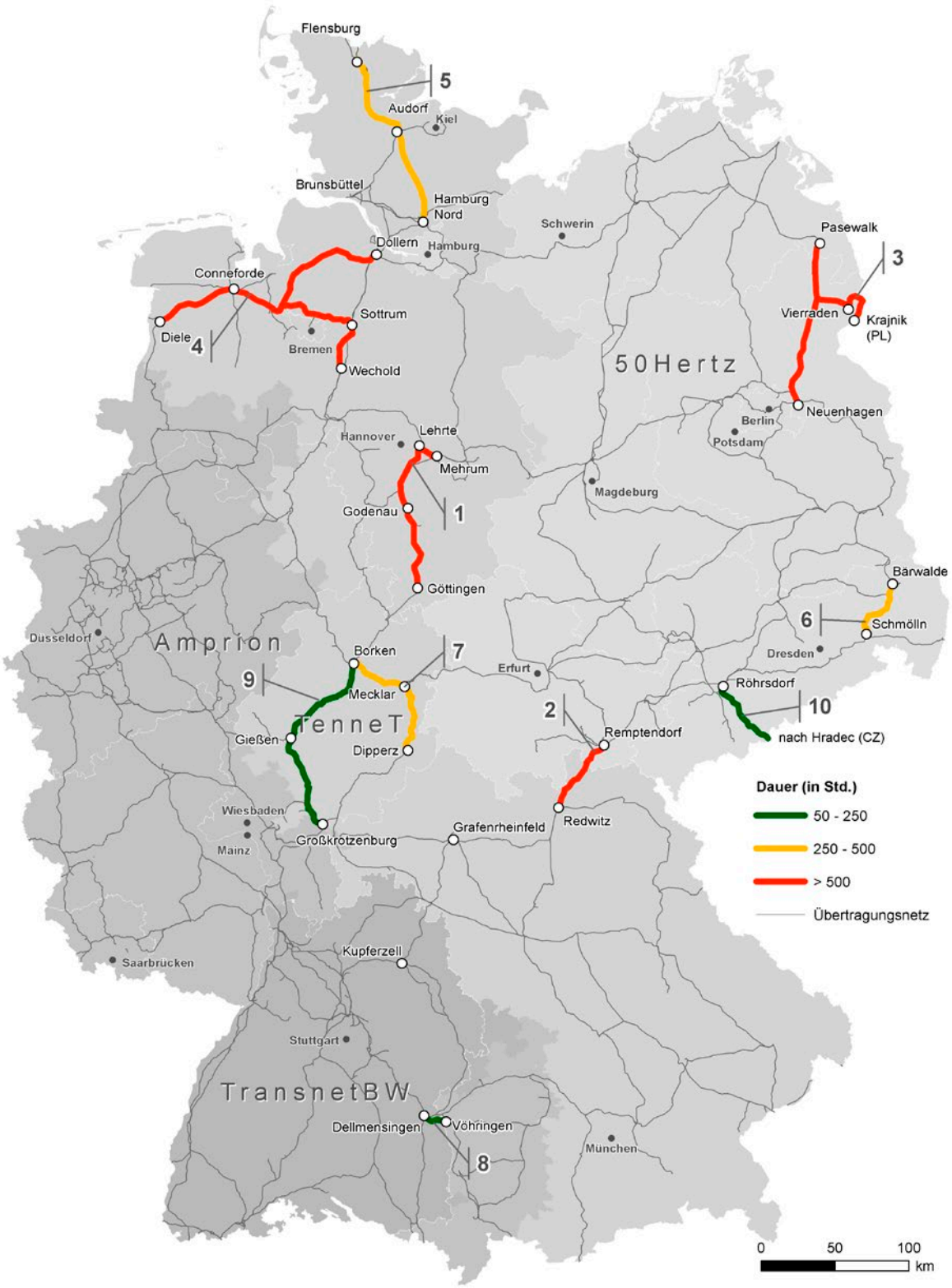



Abbildung 38: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2014 gemäß Meldungen der ÜNB

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im Jahr 2014 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt 1.464 Stunden gemeldet, die in der Regelzone von TenneT getätigt wurden. Das Gesamtvolumen der Eingriffe belief sich dabei auf 232 GWh. Am stärksten betroffen war das nördliche Netzgebiet der Regelzone von TenneT, auf das über 47 Prozent der Stunden entfielen.

**Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2014**

| Netzgebiet | Dauer (in Std.) | Menge (in GWh) |
|---|---|---|
| Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord | 690 | 91 |
| Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte | 489 | 86 |
| Regelzone TenneT: Netzgebiet Süd | 285 | 55 |

Tabelle 25: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2014 gemäß Meldungen der ÜNB

**Entwicklung vom Kalenderjahr 2013 zum Kalenderjahr 2014**

Auf der Leitung zwischen den Umspannwerken Lehrte und Mehrum sowie den angrenzenden Umspannwerken hat sich die Eingriffsdauer zwischen den Jahren 2013 und 2014 mit einem Rückgang von 201 Stunden erstmalig etwas reduziert. Dennoch sind diese Netzelemente weiterhin die am stärksten belasteten Leitungsabschnitte in Deutschland. Die anhaltend hohe Zahl an Maßnahmen unterstreicht die Notwendigkeit der Netzverstärkung und des Netzausbaus im Bereich Mehrum.[18] Die Eingriffshäufigkeit auf der Leitung Remptendorf-Redwitz ist zum Vorjahr um 113 Stunden wieder angestiegen. Die Leitung Remptendorf-Redwitz zählt damit auch weiterhin zu den besonders stark belasteten Netzelementen. Mit einer wesentlichen Entlastung der Situation ist erst nach der Komplettierung der Thüringer Strombrücke (EnLAG Nr. 4) zu rechnen.

Besonders stark zugenommen hat die Belastungssituation mit einem Plus von 701 Stunden gegenüber dem Vorjahr auf der Leitung zwischen Vierraden und Krajnik im Netzgebiet des polnischen ÜNB PSE. Des Weiteren waren Zuwächse in den Gebieten um die Umspannwerke Conneforde und Hamburg-Flensburg zu verzeichnen. Auch für diese Netzelemente sind entsprechende Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen vorgesehen.

Neben den Entwicklungen auf den beschriebenen Netzelementen gab es für den Meldezeitraum des Jahres 2014 bei weiteren vormals überlasteten Netzelementen Rückgänge der Redispatcheingriffe. Besonders stark zurückgegangen sind die Maßnahmen auf den Leitungen im Gebiet Mecklar sowie im Gebiet St. Peter.

Die detaillierten Veränderungen der strombedingten Redispatcheingriffe auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im deutschen Übertragungsnetz sind der nachstehenden Tabelle zu entnehmen.

[18] NEP-Maßnahme M205: 380-kV-Schaltanlage und 380/220-kV-Verbundkuppler in Mehrum

**Veränderung von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen zwischen den Jahren 2013-2014**

| Betroffenes Netzelement | Regelzone | 2014: Dauer (in Std.) | Absolute Veränderung Dauer in Std. zum Vorjahr |
|---|---|---|---|
| Gebiet Lehrte (Lehrte-Mehrum, Lehrte-Godenau, Lehrte-Göttingen) | TenneT | 1.901 | -201 |
| Remptendorf – Redwitz | 50Hertz/TenneT | 1.694 | 113 |
| Gebiet Vierraden - Krajnik (PL) (Vierraden, Krajnik, Pasewalk, Neuenhagen) | 50Hertz | 1.047 | 701 |
| Gebiet Conneforde (Conneforde-Dollern-Sottrum-Wechold-Diele) | TenneT | 767 | 160 |
| Gebiet Hamburg-Flensburg (Hamburg Nord-Audorf-Flensburg) | TenneT | 401 | 154 |
| Bärwalde-Schmölln | 50Hertz | 319 | -40 |
| Gebiet Mecklar (Mecklar-Borken, Mecklar-Dipperz) | TenneT | 266 | -363 |
| Vöhringen-Dellmensingen | Amprion | 88 | 69 |
| Gebiet Borken-Gießen (Borken-Gießen-Großkrotzenburg) | TenneT | 77 | 77 |
| Röhrsdorf-Hradec (CZ) | 50Hertz | 70 | 70 |
| Gebiet St. Peter (Altheim-Simbach-St.Peter, Altheim-Sittling, Pleitning-St.Peter | TenneT | 12 | -118 |
| Brunsbüttel-50Hertz-Zone (Hamburg-Nord) | TenneT | 42 | -38 |
| Grafenrheinfeld-Kupferzell | TransnetBW | 0 | -66 |

Tabelle 26: Veränderung von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen zwischen den Jahren 2013-2014

Die spannungsbedingten Redispatchmaßnahmen sind hinsichtlich der Dauer und dem Umfang im Kalenderjahr 2014 leicht zurückgegangen. Insgesamt reduzierte sich die Gesamtdauer der Maßnahmen um 95 Stunden.

Die Darstellung verdeutlicht, dass im Kalenderjahr 2014 weiterhin überwiegend die Regelzonen von 50Hertz und TenneT zeitweise starken Belastungen ausgesetzt waren. Trotzdem waren die deutschen ÜNB jederzeit in der Lage, die Situation mit den vorhandenen Instrumenten zu beherrschen. Es kann in näherer Zukunft nach Einschätzung der ÜNB und der Bundesnetzagentur nicht davon ausgegangen werden, dass der Redispatchbedarf abnimmt.

Vor dem Hintergrund der Aufhebungsentscheidung des OLG Düsseldorf vom 28. April 2015 zu den Beschlüssen der Bundesnetzagentur zu Redispatcheinsätzen (BK6-11-098 und BK8-12-019) und der damit einhergehenden Begründung, dass nicht nur ein Aufwandsersatz, sondern auch weitere entstehende Kosten und entgangene Gewinnmöglichkeiten bei Redispatchmaßnahmen erstattungsfähig seien, können sich die in den letzten Jahren angefallenen Redispatchkosten noch nachträglich verändern.

## 3.2 Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG

Gemäß § 13 Abs. 2 EnWG sind Übertragungsnetzbetreiber 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 Verteilernetzbetreiber gemäß § 14 Abs. 1c EnWG verpflichtet, Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers 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 dann zu ergreifenden Maßnahmen sind unabhängig von den im jeweiligen Netzgebiet gegebenenfalls erforderlichen Netzausbaumaßnahmen.

Im Berichtsjahr 2014 hat ein Übertragungsnetzbetreiber eine Anpassungsmaßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG vorgenommen. Dabei kam es an einem Tag über 2,5 Stunden zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von 245 MWh.

Weiterhin haben sieben Verteilernetzbetreiber an 92 Tagen Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2, § 14 Abs. 1 EnWG ergriffen. Dabei wurden konventionelle Anlagen an 46 Tagen über 448 Stunden um eine Arbeit von knapp 5.800 MWh reduziert. EEG-Anlagen wurden an 46 Tagen über rund 2.000 Stunden um eine Arbeit von 0,3 MWh reduziert.

Weiterhin haben drei Verteilernetzbetreiber auf Veranlassung eines Übertragungsnetzbetreibers an 27 Tagen Unterstützungsmaßnahmen nach §§ 13 Abs. 2, Abs. 2a, 14 Abs. 1c EnWG ergriffen. Dabei kam es an 21 Tagen in Bezug auf konventionelle Anlagen über knapp 115 Stunden zu einer Reduktion von Stromeinspeisungen um 2.148 MWh. EEG-Anlagen wurden an 6 Tagen über 138 Stunden um eine Arbeit von 31 MWh reduziert.

## 3.3 Einspeisemanagementmaßnahmen und Entschädigungen nach §§ 14, 15 EEG[19]

Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen. Der klimafreundlich erzeugte Strom aus diesen Anlagen ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren (§ 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, 2a S. 3 EnWG i. V. m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen auch i. V. m. § 4 Abs. 1 S. 2 KWKG). Insbesondere müssen die vorrangigen Abregelungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Erzeugern zuvor ausgeschöpft werden. Die Netzausbaupflichten der für die Netzengpässe verantwortlichen Netzbetreiber bleiben parallel bestehen.

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

Laut Monitoringabfrage wurde von dem Einspeisemanagement im Jahr 2014 wie folgt Gebrauch gemacht.

[19] Zum 1. August 2014 ist ein neues Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Kraft getreten. Zur Vereinfachung der Darstellung wird hier nur auf die Paragraphen dieser aktuellen Fassung verwiesen.

**Ausfallarbeit nach § 14 EEG und Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG im Jahr 2014**

| | Ausfallarbeit nach § 14 EEG in kWh | | Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG in Euro | |
|---|---|---|---|---|
| Durchführung und Auszahlung der Entschädigung durch den Übertragungsnetzbetreiber | 61.251.176 | 4% | 25.911.535 | 31% |
| Durchführung und Auszahlung der Entschädigung durch den Verteilernetzbetreiber | 1.519.299.144 | 96% | 56.779.970 | 69% |
| Eigene Maßnahmen | 659.123.194 | 42% | 42.110.630 | 51% |
| Unterstützungsmaßnamen der VNB | 860.175.949 | 54% | 14.669.340 | 18% |
| Einspeisemanagementmaßnahmen insgesamt | 1.580.550.320 | 100% | 82.691.505 | 100% |

Tabelle 27: Ausfallarbeit nach § 14 EEG und Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG im Jahr 2014

Im Vergleich zum Jahr 2013 (555 GWh) hat sich die Menge der Ausfallarbeit verursacht durch EinsMan-Maßnahmen mit 1.581 GWh fast verdreifacht. Bezogen auf die gesamte Nettostromerzeugungsmenge aus EEG-vergütungsfähigen Erzeugungsanlagen (auch Direktvermarktung) beläuft sich der Anteil der durch EinsMan-Maßnahmen entstandenen Ausfallarbeit im Jahr 2014 auf 1,16 Prozent (2013: 0,44 Prozent).

Etwa vier Prozent der Ausfallarbeit und ca. 31 Prozent der Entschädigungszahlungen sind durch Maßnahmen im Übertragungsnetz entstanden. Die restlichen 96 Prozent bzw. 69 Prozent entfallen auf die Verteilernetze. Diese Maßnahmen haben die Verteilernetzbetreiber sowohl als „Eigene Maßnahmen“ (42 Prozent der Gesamt-Ausfallarbeit) als auch – zum überwiegenden Anteil – als „Unterstützungsmaßnahmen “ (54 Prozent der Gesamt-Ausfallarbeit) ergriffen. Einspeisemanagement erfolgt als Unterstützungsmaßnahme, wenn ein Netzbetreiber den Engpass nicht durch eigene Maßnahmen mit den an sein Netz angeschlossenen Anlagen beheben kann und einen nachgelagerten Netzbetreiber zur Unterstützung auffordert. Dieser Netzbetreiber regelt dann in seinem Netzgebiet die ihm zur Verfügung stehenden Anlagen. Die überwiegende Anzahl der Unterstützungsmaßnahmen wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber angefordert, so dass insgesamt ca. 58 Prozent der Ausfallarbeit durch Engpässe in den Übertragungsnetzen verursacht wurde (2013: 30 Prozent).

Durchschnittlich haben die Netzbetreiber an 57 Tagen im Jahr EinsMan-Maßnahmen durchgeführt. Zwei Netzbetreiber im Norden Deutschlands mussten an weit über der Hälfte der Tage des Jahres EinsMan-Maßnahmen ergreifen.

Der Anstieg der Einspeisemanagement-Maßnahmen lässt sich auf verschiedene Ursachen zurückführen. Zum einen auf den weiterhin stetigen Zubau an Erneuerbaren Energien, zum anderen auf notwendige, noch umzusetzende Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau der Netze. Ursache sind insbesondere noch nicht verfügbare Umspannwerke, über die der EEG-Strom in das vorgelagerte Höchstspannungsnetz rückgespeist werden kann. In geringem Umfang führen auch Netzausbaumaßnahmen der Verteilernetzbetreiber während ihrer Bauphase zu einer vorübergehenden Ausweitung der Netzengpässe und somit zu einer Erhöhung der EinsMan-Maßnahmen. Hierbei werden z. B. Teilstücke von Netzen außer Betrieb genommen oder sind nur mit eingeschränkter Leistung zu betreiben.

Eine weitere Ursache für EinsMan-Maßnahmen sind die Witterungsverhältnisse im jeweiligen Jahr. Im Jahr 2014 konnten insbesondere in der ersten Hälfte des Jahres mehrere Einspeisespitzen aufgrund verschiedener Sturmtiefs beobachtet werden (vgl. Kapitel I.B.2.2 ab Seite 54).

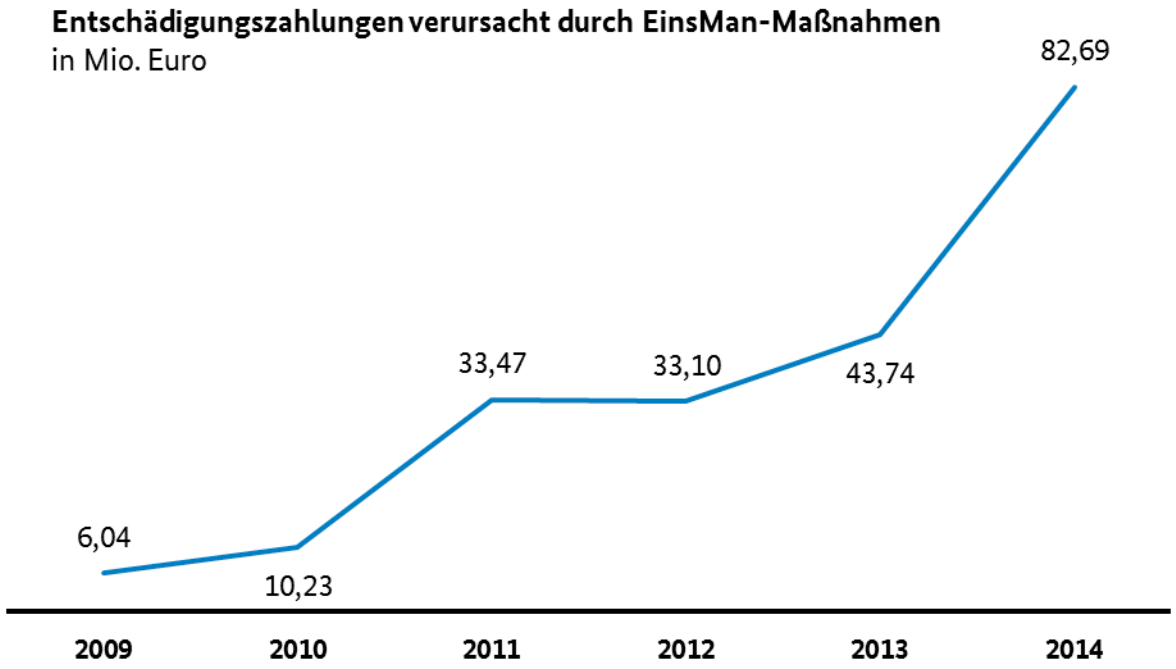



Abbildung 39: Entschädigungszahlungen verursacht durch EinsMan-Maßnahmen

Die Summe der im jeweiligen Jahr ausbezahlten Entschädigungszahlungen hat sich mit ca. 82,7 Mio. Euro (2013: 43,7 Mio. Euro) um ca. 89 Prozent erhöht. Die Betreiber der betroffenen EE- und KWK-Anlagen werden durch die Einspeisemanagement-Entschädigung – im wirtschaftlichen Ergebnis ähnlich wie abgeregelte konventionelle Kraftwerke im Rahmen des Redispatchs – annähernd so gestellt, als sei ihre Einspeisung durch den Netzengpass nicht verhindert worden.[20] Die entstandenen Entschädigungszahlungen werden über die Netzentgelte von den Letztverbrauchern getragen und führen durchschnittlich zu jährlichen Kosten von etwa

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

1,65 Euro pro Letztverbraucher (Vorjahr: 0,86 Euro). Dieser Wert wird bei den Letztverbrauchern in Regionen, die besonders von Einspeisemanagement betroffen sind, höher ausfallen. Zugleich werden die Letztverbraucher in ähnlichem Umfang durch eine geringere EEG-Umlage entlastet, da die EEG- bzw. KWK-Förderung für die abgeregelten Strommengen eingespart wird.

Die Entschädigungszahlungen werden grundsätzlich auf Basis von Rechnungen der Anlagenbetreiber abgerechnet, einige Netzbetreiber bieten zusätzlich ein Gutschriftverfahren (ohne Rechnung des Anlagenbetreibers) an. Auf Grund dieser Abwicklungsverfahren spiegeln die im Jahr 2014 geleisteten Entschädigungszahlungen nicht die Beträge wieder die durch die Ausfallarbeit im Jahr 2014 verursacht wurden. Es liegen für lediglich 28 Prozent der im Jahr 2014 entstandenen Ausfallarbeit bereits Rechnungen durch den Anlagenbetreiber vor. Auch sind in den Entschädigungszahlungen für 2014 Zahlungen für Ausfallarbeit aus den Vorjahren enthalten. Das gleiche gilt entsprechend für alle Vorjahreswerte. 72 Prozent der Ausfallarbeit im Jahr 2014 sind zum Stand der Monitoringerhebung noch nicht entschädigt worden und werden somit wiederum in den nächsten Jahren Einfluss auf die Höhe der Entschädigungszahlungen haben.

Nach einer groben Hochrechnung unter vereinfachender Annahme mittlerer Vergütungssätze für die verschiedenen Energieträger bestehen Entschädigungsansprüche für die 2014 abgeregelten EE-/KWK-Strommengen in Höhe von ca. 183 Mio.[21]

Auch für das Jahr 2015 ist mit einem weiteren, deutlichen Anstieg der EinsMan-Maßnahmen zu rechnen. Für das erste Quartal 2015 zeichnet sich bereits eine abermalige Erhöhung der Ausfallarbeit und somit auch der Entschädigungszahlungen ab.

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

[21] Berechnung des Wertes unter folgenden Annahmen: Mittlere Vergütungssätze errechnen sich aus der Division der in 2014 insgesamt ausgezahlten Vergütungen des jeweiligen Energieträgers durch die eingespeiste Jahresarbeit des Energieträgers (Wind: 7,24 ct/kWh; Solar: 31 ct/kWh; Biomasse: 16,65 ct/kWh). Die energieträgerscharfe, nicht entschädigte Ausfallarbeit wurde anhand der prozentualen Verteilung gemäß Tabelle 28: Verteilung der Ausfallarbeit durch EinsMan-Maßnahmen auf die Energieträger auf Seite 115 errechnet.

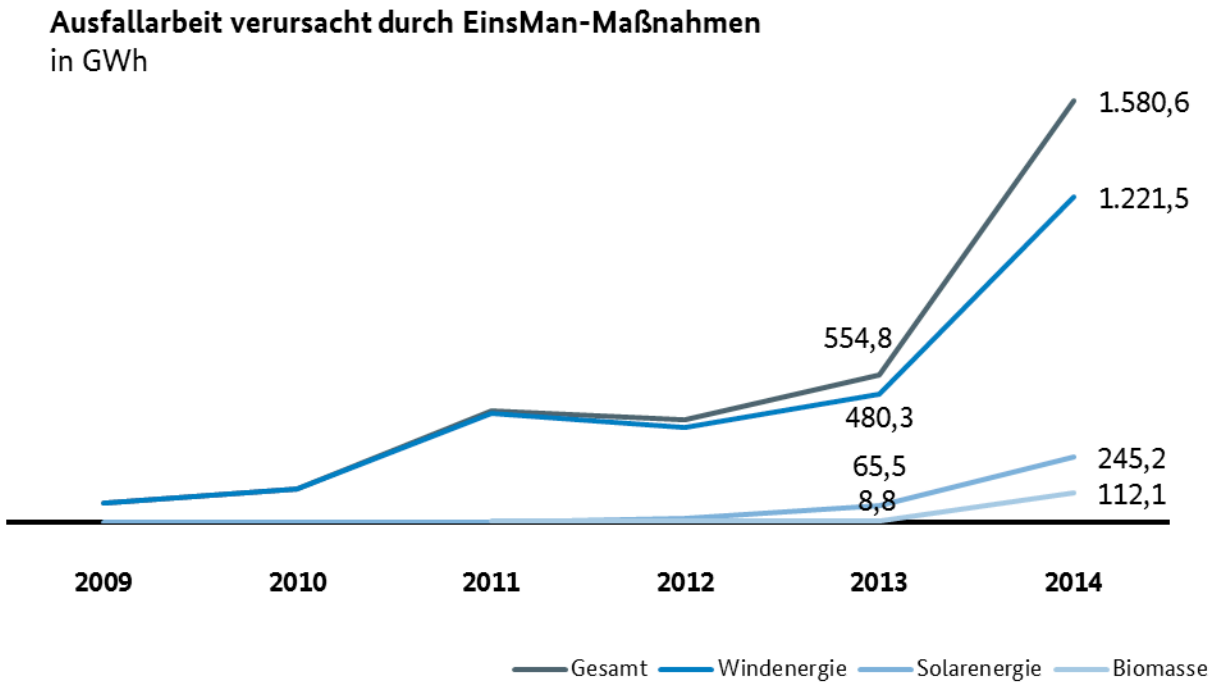



Abbildung 40: Ausfallarbeit verursacht durch EinsMan-Maßnahmen

Wie in den Vorjahren waren auch im Jahr 2013 Windkraftanlagen mit einem Anteil von 77,3 Prozent an der gesamten Ausfallarbeit am stärksten von EinsMan-Maßnahmen betroffen (2013: 86,6 Prozent). Der Anteil der PV-Anlagen ist im Vergleich zum Vorjahr (11,8 Prozent) angestiegen und macht mittlerweile einen Anteil von 15,5 Prozent aus. Besonders die Abregelung von Biomasseanlagen weist im Jahr 2014 einen starken Zuwachs auf. Im Jahr 2013 betrug deren Anteil noch rund 1,6 Prozent und ist im Berichtsjahr 2014 auf 7,1 Prozent (+5,5 Prozentpunkte) der gesamten Ausfallarbeit angestiegen.

**Verteilung der Ausfallarbeit durch EinsMan-Maßnahmen auf die Energieträger**

| Energieträger | Ausfallarbeit (inkl. Wärme) in kWh | Anteil in Prozent |
|---|---:|---:|
| Windenergie | 1.221.494.081 | 77,3 |
| Solarenergie | 245.171.408 | 15,5 |
| Biomasse | 112.087.722 | 7,1 |
| Gase | 236.543 | < 0,1 |
| Wasser | 774.035 | < 0,1 |
| Geothermie | 0 | 0,0 |
| Anlagen nach KWKG | 786.529 | < 0,1 |
| Gesamt | 1.580.550.318 | 100,0 |

Tabelle 28: Verteilung der Ausfallarbeit durch EinsMan-Maßnahmen auf die Energieträger

Insgesamt haben im Jahr 2013 zwei ÜNB und 17 VNB Einspeisemanagementmaßnahmen vorgenommen. Alle Regionen von Deutschland sind mittlerweile von diesen Maßnahmen betroffen. 96 Prozent der Ausfallarbeit entstehen jedoch durch EinsMan-Maßnahme in den nördlichen Bundesländern, dabei ist insbesondere Schleswig-Holstein betroffen.

# 4. Netzentgelte

## 4.1 Entwicklung der Netzentgelte

Die nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen, mengengewichteten[22] Netzentgelte für drei Abnahmefälle in ct/kWh vom 1. April 2006 bis zum 1. April 2015, wobei das Jahr 2006 durch Sondereffekte bei der Einführung der Regulierung geprägt war. Die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb sind in den dargestellten Werten enthalten. Den dargestellten Werten liegen Angaben von Stromlieferanten zu Grunde, die eine breite Streuung aufweisen. Ferner wurde im Zeitverlauf die Erhebungssystematik mehrfach verändert. Die Darstellungen der Netzentgelte basieren auf den folgenden Abnahmefällen

- Haushaltskunde in der Grundversorgung: Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, Versorgung in Niederspannung

- „Gewerbekunde“: Jahresverbrauch von 50 MWh/Jahr, Jahreshöchstlast von 50 kW und Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV) (sofern keine Leistungsmessung erfolgt, war der Wert auf der Basis einer Belieferung ohne Leistungsmessung anzugeben).

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

[22] Für die Jahre 2014 und 2015 wurde bei den Werten für Nicht-Haushaltskunden („Industrie- und Gewerbekunden“) das Netzentgelt arithmetisch ermittelt.

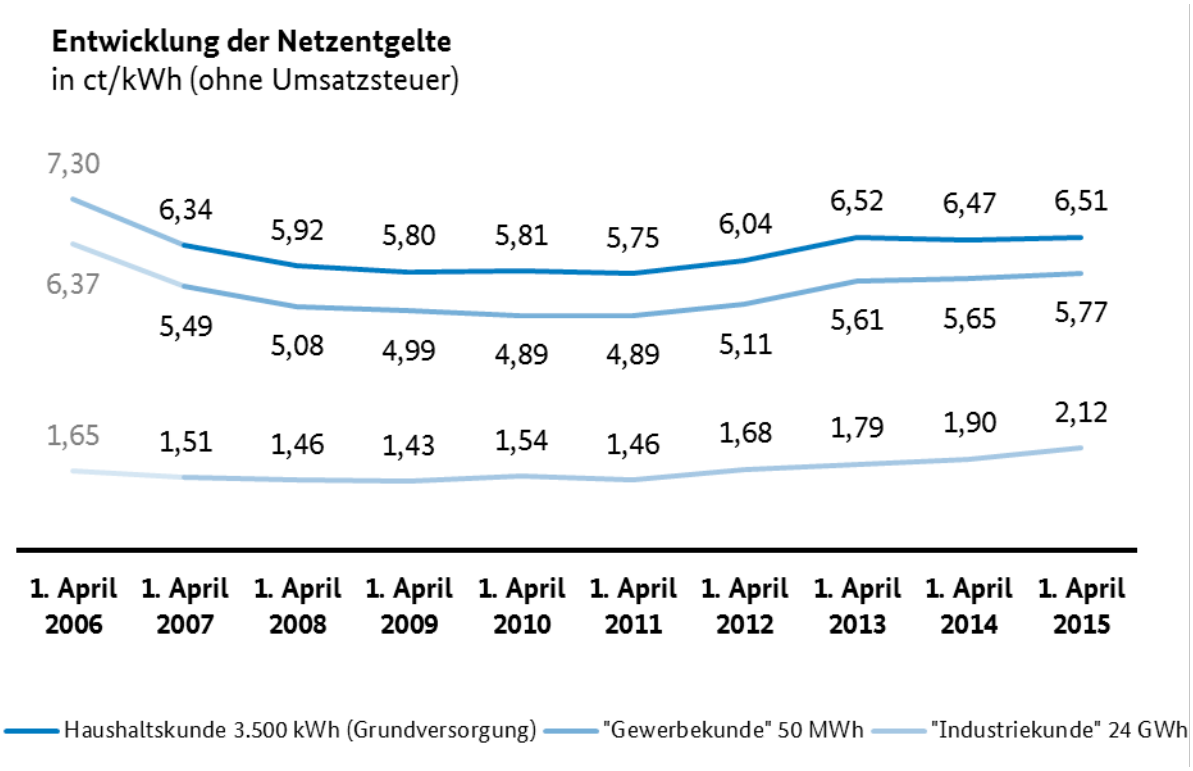



Abbildung 41: Entwicklung der Netzentgelte für drei Abnahmefälle von 2006[23] bis 2015[24]

Die durchschnittlichen, mengengewichteten Netzentgelte sind im Zeitraum 1. April 2013 bis 1. April 2015 bei Haushaltskunden (Niederspannung), bei „Gewerbekunden“ (Niederspannung, leistungsgemessen) sowie bei „Industriekunden“ (Mittelspannung) relativ stabil geblieben. Im Bereich der Haushaltskunden ist eine leichte Steigerung um 0,04 ct/kWh zum Jahr 2014 auszumachen. „Industriekunden“ verzeichnen eine Steigerung um 0,22 ct/kWh, „Gewerbekunden“ müssen für die Netzentgelte 0,12 ct/kWh mehr bezahlen.

Die Regulierung der Netznutzungsentgelte im Strombereich wurde in 2005 mit dem Fokus eingeführt, bestehende Monopolrenditen und Ineffizienzen im Netzbetrieb abzubauen. Nach anfänglichen Reduktionen in den Netzkosten und den resultierenden Entgelten, stiegen sie im Jahr 2013 für Haushaltskunden um fast acht Prozent, für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ um fast zehn und für den Abnahmefall “Industriekunde“ um 6,5 Prozent. Gegenwärtig zeichnet sich, wie schon im letzten Jahr, eine Stabilisierung im Bereich der Haushaltskunden ab. Die Netzkosten für die Abnahmefälle „Industriekunde“ und „Gewerbekunde“ haben sich, wie schon im Vorjahr, leicht erhöht.

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

[24] Ab dem Jahr 2014wurden die Werte für Industrie- und Gewerbekunden arithmetisch ermittelt.

Die Regulierung der Netze leistet einen Beitrag zur Dämpfung des Preisanstieges auf den Elektrizitätsmärkten. Die Strompreise sind seit 2007 insbesondere aufgrund der EEG-Umlage deutlich gestiegen. Da die Netzentgelte im gleichen Zeitraum relativ stabil blieben, ist der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis bei den Abnahmefällen „Industriekunde", „Gewerbekunde" und Haushaltskunde insgesamt gesunken. Der Anteil der Netzentgelte am mengengewichteten Gesamtelektrizitätspreis von Haushaltskunden ist nach Lage der erhobenen Daten in 2015 gegenüber 2014 leicht um ca. einen Prozent gesunken und macht aufgrund der insgesamt gesunkenen Haushaltskundenpreise derzeit ca. 20 Prozent aus. Bei dem Abnahmefall „Industriekunde" und „Gewerbekunde" liegt der Anteil am arithmetischen Gesamtpreis bei ca. 14 Prozent bzw. 27 Prozent.

## 4.2 Erweiterungsfaktor Strom

Die Verteilernetzbetreiber im Strombereich können für die der Hochspannungsebene (110 kV) nachgelagerten Netz- und Umspannebenen eine Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund der Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors gemäß § 4 Abs. 4 Nr. 1 i. V. m. § 10 ARegV jährlich zum 30. Juni eines Kalenderjahres beantragen. Die daraus resultierende Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt dann zum 1. Januar des Folgejahres. Die Erlösobergrenzenanpassungen werden jeweils bis zum Ende der laufenden Regulierungsperiode gewährt. Der Erweiterungsfaktor kann auch zum Beginn einer neuen Regulierungsperiode bei eintretenden Änderungen der Versorgungsaufgabe gegenüber dem Basisjahr der neuen Regulierungsperiode erneut beantragt werden.

Der Erweiterungsfaktor soll sicherstellen, dass Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Verteilernetzbetreibers im Laufe einer Regulierungsperiode entstehen, zeitnah bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Um dieses Ziel, unter der Berücksichtigung von energiewende-bedingten Investitionen, zu erreichen, wurde der Erweiterungsfaktor ab dem Zeitpunkt der Antragstellung zum 30. Juni 2010 durch die Festlegung der Beschlusskammer 8 (BK8-10/004) insofern modifiziert, als dass bei dessen Berechnung zusätzlich zu den in § 10 Abs. 2 ARegV aufgezählten Parametern auch der Parameter „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen" verwendet wird. Der Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen an ein Stromverteilernetz kann ursächlich dafür sein, dass sich die Versorgungsaufgabe des Stromverteilernetzbetreibers nachhaltig ändert. Da aufgrund der Vorgaben für den zeitlichen Ablauf der Beantragung und Umsetzung des Erweiterungsfaktors zwischen dem Eintritt einer Änderung bei den Parametern der Versorgungsaufgabe und dem Wirksamwerden der durch den Erweiterungsfaktor bedingten Erlösobergrenzenanpassung ein geringer Zeitverzug auftritt, wird im Rahmen des Evaluierungsberichtes der Bundesnetzagentur vorgeschlagen, diese Verzögerung gänzlich abzuschaffen.

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

Die in den Erlösobergrenzen des Berichtsjahres 2014 enthaltenen Anpassungsbeträge aus dem Erweiterungsfaktor belaufen sich insgesamt auf 192 Mio. Euro. Diese resultieren aus 118 Anträgen, die zum 30. Juni 2013 gestellt wurden.

## 4.3 Kosten der Nachrüstung zur 50,2 Hz-Problematik

Durch den erheblichen Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen in den vergangenen Jahren, ist das Verhalten dieser Anlagen im Netz längst von erheblicher Bedeutung für die Stabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes geworden. Zur Lösung des sogenannten 50,2 Hertz-Problems, das die Frequenzschutzeinstellungen von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie (PV-Anlagen) betrifft, trat am 26. Juni 2012 die Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) in Kraft. Dies verpflichtet zur Nachrüstung der Wechselrichter von PV-Anlagen. Der Nachrüstungsprozess ist noch nicht abgeschlossen.

Die aktuelle Regelung in § 10 SysStabV stellt einen Kompromiss dar, da ursprünglich die Nachrüstkosten über die EEG-Umlage gewälzt werden sollten. Bei der Nachrüstung der PV-Anlagen bezüglich 50,2 Hz wurde die Kostenfrage diskutiert. Damals hat die Bundesnetzagentur eine Inanspruchnahme der EEG-Umlage präferiert mit der Begründung, die Nachrüstung würde notwendig durch die erhöhte Einspeisung auf Basis erneuerbarer Energien. Im Ergebnis sieht § 10 SysStabV eine Kostenteilung zwischen den Netzentgelten und der EEG-Umlage vor.

In der Ergänzung der SysStabV 2015 wurden die Nachrüstpflichten auch auf Betreiber von KWK-Anlagen ausgeweitet. Diese haben einen Eigenanteil zu tragen, überschießende Kosten werden über die Netzentgelte finanziert. Diese Kosten konnten im Berichtszeitraum 2014 aber noch nicht wirksam werden.

Die Nachrüstung auf Basis § 10 SysStabV ist in den Jahren 2013-2015 von zahlreichen Netzbetreibern vorgenommen worden und hat zu entsprechenden Erhöhungen der Erlösobergrenzen geführt.

Eine erste Auswertung zu den damit verbundenen Kosten führt zu folgendem Ergebnis:

**Kosten der Nachrüstung**

| Plan 2013 | Plan 2014 | Plan 2015 |
|---|---|---|
| 48.494.099 Euro | 73.079.212 Euro | 4.902.000 Euro |

Tabelle 29: Kosten der Nachrüstung

Die Nachrüstung hat demnach unmittelbar zu Belastungen in den Netzentgelten in Höhe von 126 Mio. Euro geführt.

Eine ausschließliche Kostentragung über die Netzentgelte würde die bestehende und politisch diskutierte regionale Spreizung der Netzentgelte (Süd und Ost teuer, West billig) verstärken: Die Gebiete, in denen viele Anlagen nachgerüstet werden, würden einen Anstieg der Netzentgelte hinnehmen müssen.

## 4.4 Vermiedene Netzentgelte

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

Das Konzept der vermiedenen Netzentgelte entstand in der Verbändevereinbarung II / II+: Nachgelagert angeschlossene Kraftwerke sind in der Regel kleiner dimensioniert und erzeugen somit den Strom zu höheren Kosten als Großkraftwerke in der Höchstspannung. Die Kraftwerke konkurrieren an der Strombörse anhand des Strompreises. Der Standortvorteil durch lastnahe Erzeugung gegenüber Großkraftwerken sei hierbei nicht berücksichtigt. Mit Hilfe der Zahlung der vermiedenen Netzentgelte an das nachgelagerte Kraftwerk sollte lastnahe Erzeugung honoriert werden und machte nachgelagerte Kraftwerke konkurrenzfähig.[25]

Die vermiedenen Netzentgelte i.S.v. § 18 Abs. 1 StromNEV haben sich – insbesondere durch den Umbau der Erzeugungsstruktur – in den letzten Jahren sehr dynamisch entwickelt. Der Weg von einer zentralen und statischen Kraftwerkslandschaft mit Großkraftwerken hin zu einem dezentralen Kraftwerkspark hat erhebliche Einflüsse auf die Höhe der Aufwendungen für dezentrale Einspeisung.

Die nachfolgende Tabelle stellt die vermiedenen Netzentgelte je Netz- und Umspannebene differenziert dar. In dieser Tabelle ist die Summe der vermiedenen Netzentgelte, der Werte für die Netzbetreiber in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur inklusive der Netzbetreiber aus der Organleihe, berücksichtigt.[26]

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

| Netz- und Umspann-ebene | 2011 Ist-Werte | 2012 Ist-Werte | 2013 Ist-Werte | 2015 Plan-Werte |
|---|---|---|---|---|
| HöS/HS | 79 | 65 | 67 | 24 |
| HS | 464 | 484 | 478 | 659 |
| HS/MS | 65 | 77 | 88 | 107 |
| MS | 345 | 494 | 463 | 532 |
| MS/NS | 16 | 30 | 36 | 42 |
| NS | 94 | 144 | 142 | 183 |
| Gesamt | 1.063 | 1.294 | 1.274 | 1.547 |

Tabelle 30: Vermiedene Netzentgelte i.S.v. § 18 Abs. 1 StromNEV je Netz- und Umspannebene

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

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

[26] Ab 2014 übernimmt das Land Niedersachsen die Netzbetreiber in Landeszuständigkeit aus der Organleihe der Bundesnetzagentur. Die Angaben zu den vermiedenen Netzentgelten für das Jahr 2013 (Datenabgabe 2014) stehen der Bundesnetzagentur nicht zur Verfügung.

Durch verstärkte dezentrale Erzeugung wird die bestehende Kapazität des vorgelagerten Netzes in einem geringeren Umfang genutzt. Die weiterhin bestehenden Infrastrukturkosten werden auf eine geringere Absatzmenge verteilt. Dies führt zu einem Anstieg der Netzentgelte auf der vorgelagerten Netzebene. Damit steigen wiederum die vermiedenen Netzentgelte, da diese sich an den Netzentgelten der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene bemessen.

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

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

Langfristig könnten die Infrastrukturkosten nur sinken, wenn es zu einer wirklichen Lastverlagerung von der Transportebene hin in die Verteilernetzebene käme. Sofern es zu Rückspeisungen kommt, werden jedoch erneut Investitionen in das Transportnetz notwendig.

# D Systemdienstleistungen

Die Gewährleistung der Systemstabilität gehört zu den Kernaufgaben der ÜNB. Die Erfüllung dieser Aufgabe erfolgt seitens der ÜNB mithilfe von Systemdienstleistungen. Systemdienstleistungen umfassen die Vorhaltung und den Einsatz der drei Regelleistungsarten:

- Primärregelung,
- Sekundärregelung sowie
- Minutenreserve.

Hinzu kommen die Bereitstellung von Verlustenergie, die Vorhaltung von Blindleistung, die Bereitstellung der Schwarzstartfähigkeit sowie nationales und grenzüberschreitendes Redispatch und Countertrading. Die Vorhaltung von Reservekraftwerkskapazitäten[27] sowie die abschaltbaren Lasten nach AbLaV[28] lassen sich ebenfalls diesem Aufgabenspektrum zuordnen.

[27] Bei den im Folgenden dargestellten Kosten für Reservekraftwerke handelt es sich allein um den vergüteten Leistungspreis (im In- und Ausland), also die Kosten, die für die Vorhaltung anfallen. Die Zahlen beziehen sich dabei jeweils auf das Winterhalbjahr beginnend mit dem Winterhalbjahr 2011/2012, welches aus Darstellungsgründen hier als Jahr 2011 ausgewiesen wird.

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

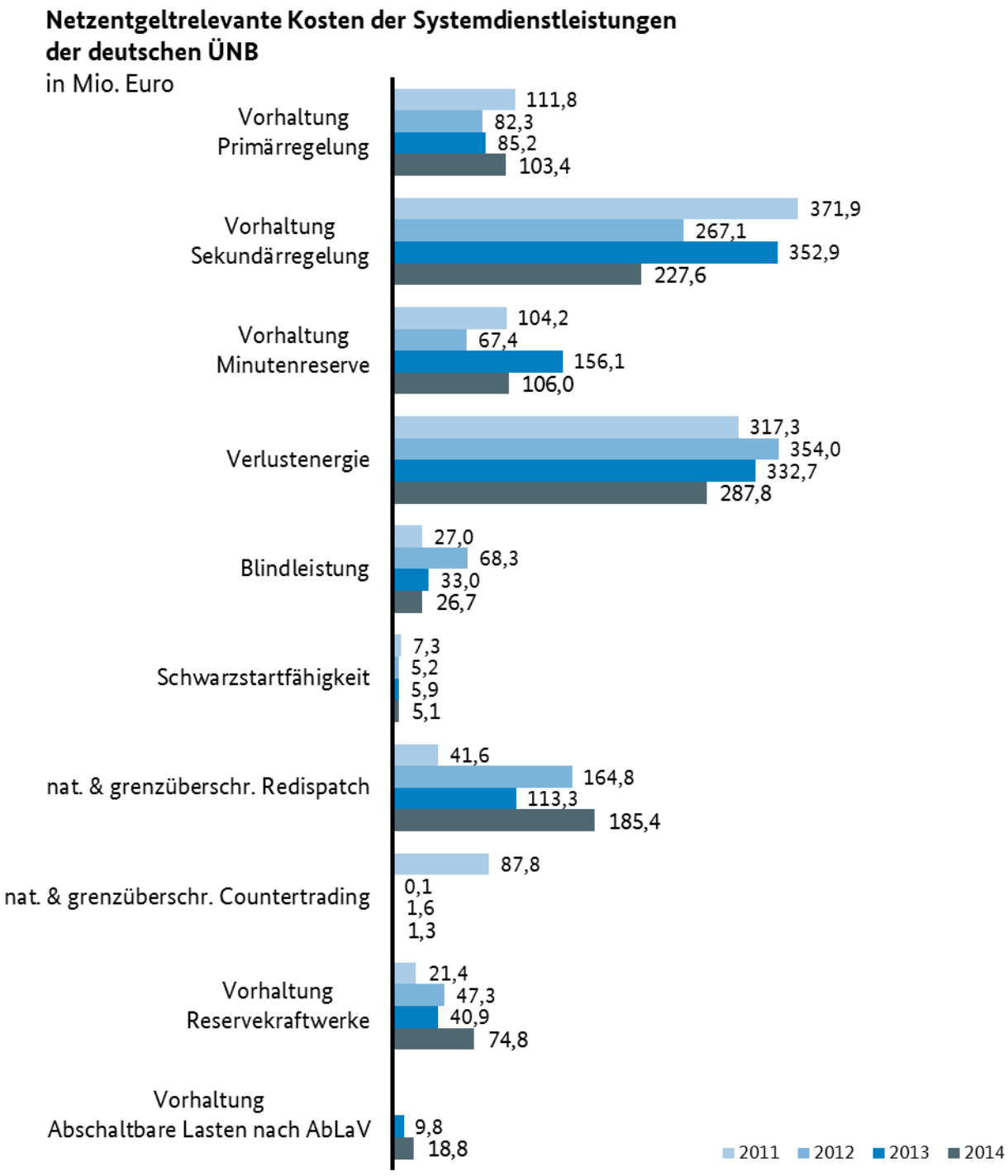



Abbildung 42: Netzentgeltrelevante Kosten der Systemdienstleistungen[29] der deutschen ÜNB im Zeitraum von 2011 bis 2014

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

Die Gesamtkosten der Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden, sind im Jahr 2014 leicht auf 1.096 Mio. Euro gesunken (2013: 1.178 Mio. Euro). Die Kosten mindernden Erlöse betrugen insgesamt 59 Mio. Euro (2013: 46 Mio. Euro). Hierdurch sanken die saldierten Kosten für die Systemdienstleistungen auf 1.037 Mio. Euro (2013: 1.131 Mio. Euro). Als Hauptkostenblöcke tragen die Regelleistungsvorhaltung für Primär- und Sekundärregelung sowie Minutenreserve mit insgesamt fast 437 Mio. Euro (2013: 594 Mio. Euro) und die Verlustenergie mit etwa 288 Mio. Euro (2013: 333 Mio. Euro) zu den Gesamtkosten bei.

Die Kostenstruktur der Systemdienstleistungen hat sich 2014 gegenüber 2013 verändert. Die saldierten Gesamtkosten für Regelenergie sanken um 157 Mio. Euro, insbesondere aufgrund der gesunkenen Kosten für Sekundärregelung (- 125 Mio. Euro) und Minutenreserve (- 50 Mio. Euro). Ein Grund hierfür ist auch das leicht zurückgegangene Volumen an Vorhaltung der beiden Regelenergiearten (siehe folgender Berichtsabschnitt). Demgegenüber stiegen die Kosten für Primärregelung leicht an (+18 Mio. Euro). Einen Anstieg gab es auch bei den saldierten Kosten für Redispatch, wobei dieser Zuwachs sowohl auf gesteigerten Kosten für nationalen Redispatch (+46 Mio. Euro) als auch für grenzüberschreitenden Redispatch beruht (+25 Mio. Euro).

**Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB im Jahr 2014**
in Mio. Euro

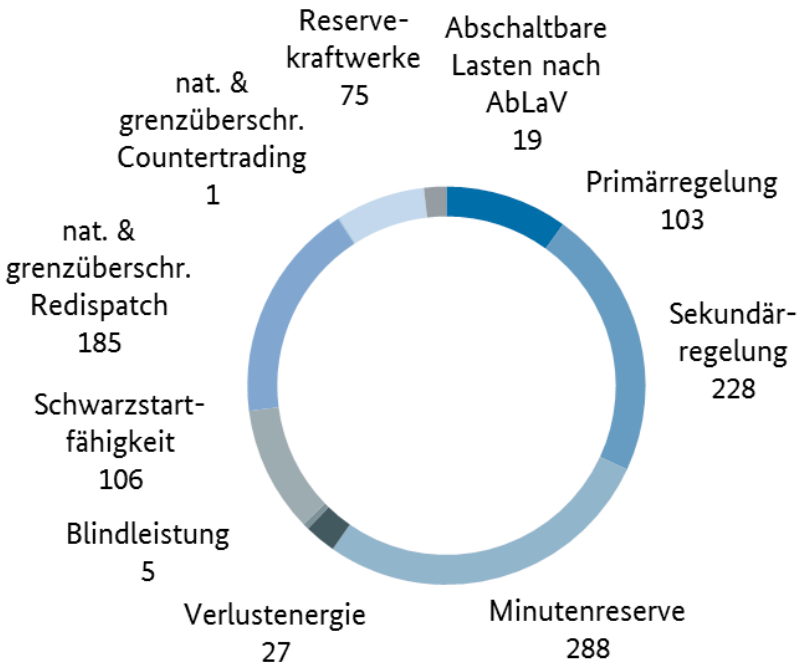



Abbildung 43: Aufteilung der Kosten der netzentgeltrelevanten Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB im Jahr 2014

## 1. Regelenergie

Um die Leistungsbilanz und die Frequenz des Elektrizitätsversorgungssystems aufrecht zu erhalten, d. h. Stromentnahmen und Stromeinspeisungen in Einklang zu bringen, halten die ÜNB Regelleistung vor und setzen Regelarbeit ein. Die Beschaffung der Regelenergie erfolgt seitens der ÜNB gemäß den Vorgaben der

Festlegungen der Bundesnetzagentur BK6-10-097/098/099 aus dem Jahr 2011 in deutschlandweiten Ausschreibungen. Während die Kosten der Regelleistungsvorhaltung in die Netznutzungsentgelte einfließen, wird die eingesetzte Regelarbeit in Form von Ausgleichsenergie mit den Leistungsungleichgewichte verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen (Händler, Lieferanten) abgerechnet.

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

Im Jahr 2011 hat die Bundesnetzagentur in diesem Zusammenhang Festlegungen zu

- Reduktion der Mindestangebotsgrößen,
- Verkürzung von Ausschreibungszeiträumen,
- Pooling sowie
- Besicherung von Anlagen am Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreservemarkt

getroffen.

Sie haben unter anderem zum Ziel, Marktzutritte neuer Anbieter zu fördern und die Regelenergiemärkte für weitere Technologien, z. B. für zu- und abschaltbare Verbraucher, für Stromspeicher etc. weiter zu öffnen.

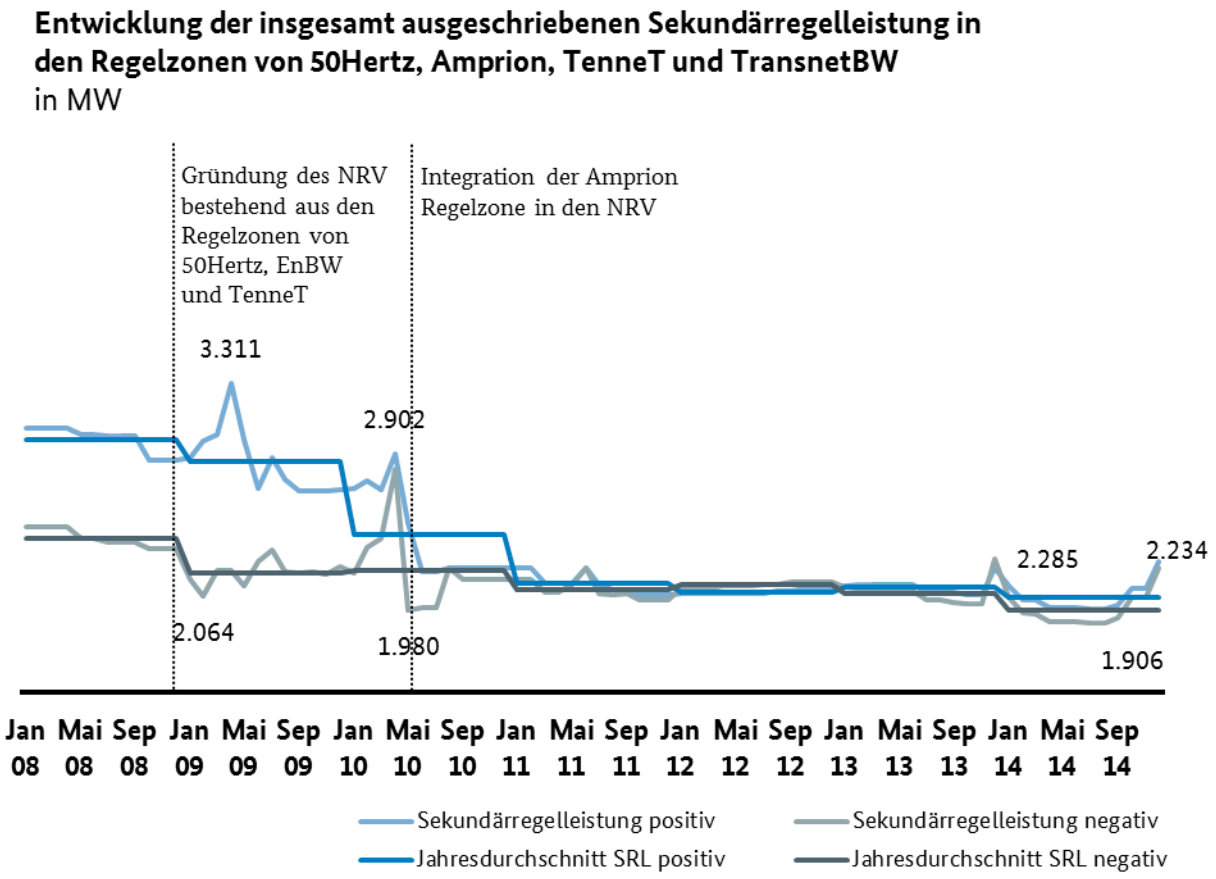



Abbildung 44: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Die im Jahr 2014 durchschnittlich ausgeschriebene SRL ist leicht zurückgegangen. Im Vergleich zum Vorjahr sank im Berichtsjahr 2014 die durchschnittlich ausgeschriebene negative SRL auf 1.987 MW (2013: 2.081 MW). Die ausgeschriebene positive SRL reduzierte sich ebenfalls auf durchschnittlich 2.058 MW (2013: 2.122 MW).

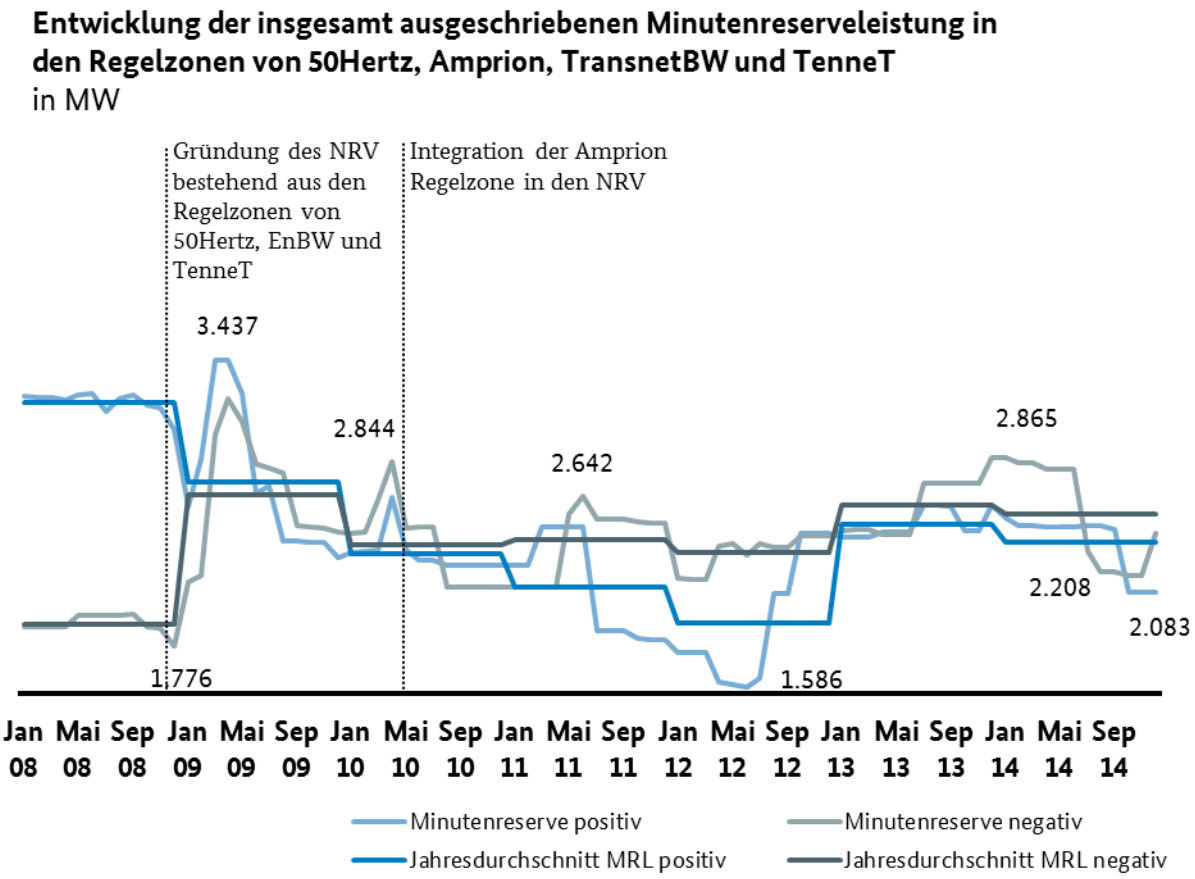



Abbildung 45: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Ein weniger einheitliches Bild ergibt sich bei der Vorhaltung von Minutenreserveleistung. Die durchschnittlich ausgeschriebene positive MRL ging in den Jahren 2010 bis 2012 sukzessive von 2.309 MW auf 1.907 MW zurück, während sie im Jahr 2013 bei durchschnittlich 2.483 MW lag. Im Berichtsjahr 2014 reduzierte sich die ausgeschriebene positive MRL auf durchschnittlich 2.376 MW. Nach einem starken Anstieg des Bedarfs an positiver MRL von einem historischen Tiefstwert von 1.552 MW im Mai 2012 auf den Maximalwert von 2.593 MW im August 2013, stabilisierte sich der Trend in den ersten drei Quartalen des Jahres 2014 auf Werte um etwa 2.470 MW. Im vierten Quartal 2014 ging die durchschnittlich ausgeschriebene positive MRL dann auf 2.083 MW zurück.

Der Anteil der vorgehaltenen negativen Minutenreserve ist im Vergleich zum Vorjahresdurchschnittswert im Jahresmittel leicht rückläufig. 2014 wurden durchschnittlich 2.540 MW an negativer MRL ausgeschrieben. Dabei unterlag die Ausschreibungsmenge im Jahresverlauf jedoch erheblichen Schwankungen. Im Januar 2014 betrug die durchschnittliche Höhe der ausgeschriebenen negativen MRL 2.876 MW, bis zum November 2014 reduzierte sich die Menge auf 2.184 MW, bevor sie im Dezember 2014 erneut auf durchschnittlich 2.432 MW anstieg.

Insgesamt ist die unterjährige Veränderung der Ausschreibungsmengen der beiden MRL-Produkte im Vergleich zu den SRL-Produkten also deutlich volatiler. Dies begründet sich zum Teil mit der veränderten Erzeugungsstruktur und dem stetig wachsenden Zubau von Erneuerbare-Energie-Anlagen in Deutschland.

Die Leistungsspannen der im Jahr 2014 jeweils ausgeschriebenen Mengen an Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

**Übersicht über die 2013 und 2014 von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung in MW (Leistungsspannen)**

| | | Primärregel-leistung | | Sekundärregelleistung | | | | Minutenreserveleistung | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | pos. | | neg. | | pos. | | neg. | |
| | | 2013 | 2014 | 2013 | 2014 | 2013 | 2014 | 2013 | 2014 | 2013 | 2014 |
| Ausgeschriebene Leistung (MW) | von | 551 | 568 | 2.073 | 1.992 | 2.018 | 1.906 | 2.406 | 2.083 | 2.413 | 2.184 |
| | bis | 551 | 568 | 2.473 | 2.500 | 2.418 | 2.500 | 2.947 | 2.947 | 3.220 | 3.220 |

Quelle: www.regelleistung.net

Tabelle 31: Übersicht über die 2013 und 2014 von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung (Leistungsspannen)

Die Menge der maximal ausgeschriebenen Sekundärregeleistung (pos./neg.) hat sich gegenüber dem Vorjahr erhöht, während die Menge der maximal ausgeschriebenen Minutenreserveleistung (pos./neg.) unverändert blieb. Zugleich haben sich die Werte der minimal ausgeschriebenen SRL und MRL verringert, so dass sich die Spannen zwischen minimalen und maximalen Ausschreibungsmengen insgesamt vergrößert haben. Bei der Primärregelleistung (PRL) ist im Vergleich zum Jahr 2013 ein Anstieg des Bedarfs auf 568 MW (2013: 551 MW) zu verzeichnen Damit bewegt sich die ausgeschriebene Menge der Primärregelleistung (PRL) wieder auf dem Niveau des Jahres 2012. Seit dem Jahr 2009 ist die Ausschreibungsmenge für Deutschland insgesamt leicht gesunken.

Die deutschen ÜNB streben in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur sowie ausländischen ÜNB und Regulierern an, die Märkte für Primärregelleistung grenzüberschreitend zu harmonisieren. Seit dem 12. März 2012 nimmt der schweizerische ÜNB Swissgrid als fünfter ÜNB an der gemeinsamen PRL-Ausschreibung der deutschen ÜNB teil. Diese gemeinsame Ausschreibung erfolgt entsprechend den deutschen Regularien, wobei 25 MW des Schweizer PRL-Bedarfs auf diese Weise beschafft werden. Swissgrid ist hierbei Anschluss-ÜNB für die Schweizer Anbieter. Die Ausschreibung ist sowohl für die bisherigen deutschen Anbieter als auch für präqualifizierte Schweizer PRL-Anbieter geöffnet. Darüber hinaus nimmt seit dem 7. Januar 2014 der niederländische ÜNB TenneT TSO BV als sechster ÜNB an der gemeinsamen PRL-Ausschreibung der deutschen ÜNB teil. Auch diese gemeinsame Ausschreibung erfolgt entsprechend den deutschen Regularien, wobei nach zunächst 35 MW und seit November 2014 70 MW des niederländischen PRL-Bedarfs auf diese Weise beschafft werden. TenneT TSO BV dient als Anschluss-ÜNB für die niederländischen Anbieter. Die Ausschreibung ist sowohl für die bisherigen deutschen und schweizerischen Anbieter als auch für präqualifizierte niederländische PRL-Anbieter geöffnet. Am 7. April 2015 wurde die bestehende internationale PRL-Kooperation mit der österreichisch-schweizerischen PRL-Ausschreibung gekoppelt. Parallel wird von den deutschen ÜNB eine gemeinsame Ausschreibung von PRL mit weiteren ausländischen Partnern in Erwägung gezogen.

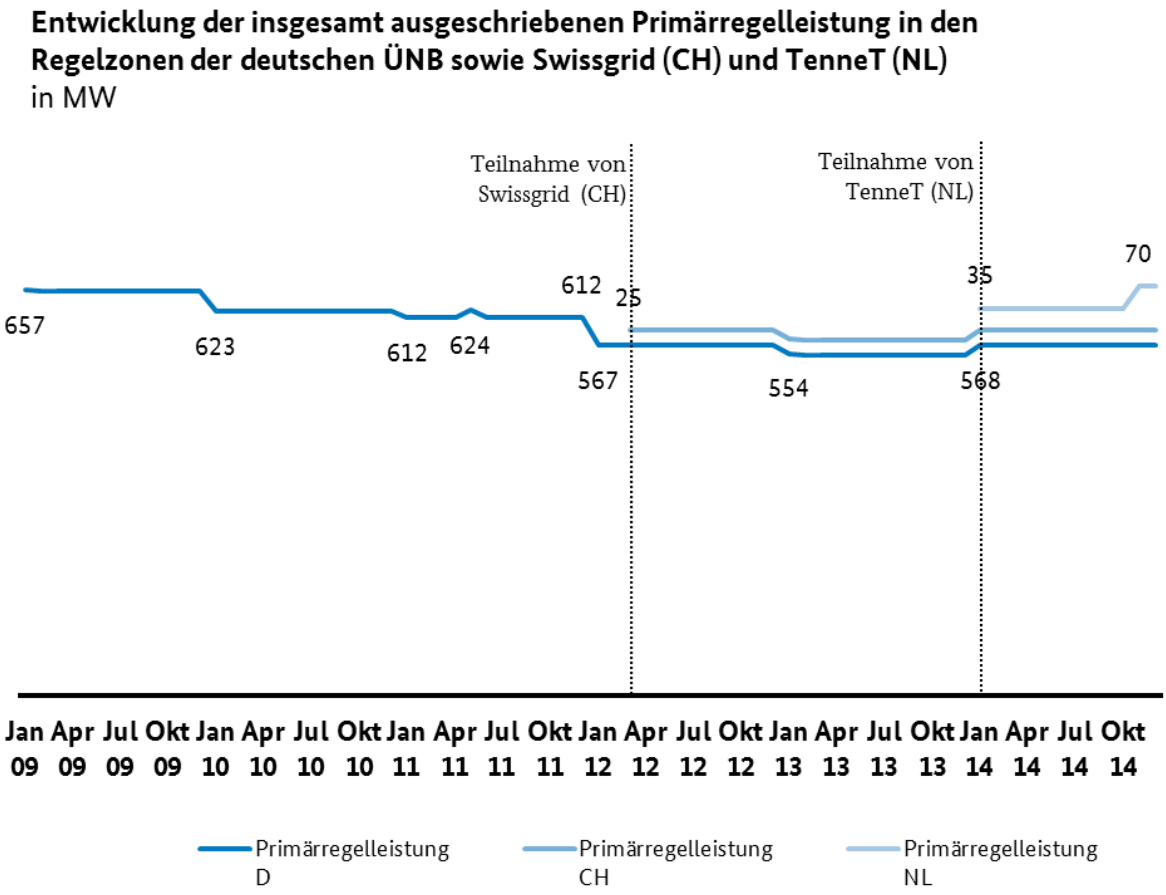



Abbildung 46: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB sowie Swissgrid (CH) und TenneT (NL)

Der NRV und die Festlegungen der Bundesnetzagentur tragen durch die Vergrößerung des Marktgebietes, durch Schaffung eines deutschlandweiten Marktes für die SRL und MRL und die Anpassung der Ausschreibungsbedingungen zu einem erhöhten Wettbewerbspotenzial bei. So stieg die Zahl der präqualifizierten Anbieter von Regelenergie bis zum 20. Juli 2015 auf 31 bei der Sekundärregelleistung (2010: 15, 2013: 20) und auf 42 Anbieter für die Minutenreserve (2010: 35, 2013: 36). Die Anzahl der Primärregelleistungsanbieter betrug 16 Anbieter (2013: 14 Anbieter). Die in den vergangenen Jahren wachsende Zahl der Anbieter von Regelenergiedienstleistungen verdeutlicht die Attraktivität dieses Marktes. Insbesondere konnte hierbei auch die Möglichkeit des Zusammenschlusses von mehreren kleinen Anlagen zu einem sogenannten virtuellen Kraftwerk („Pooling“) durch einen einzelnen Anbieter positive Wettbewerbswirkungen entfalten.

## 2. Einsatz der vorgehaltenen Sekundärregelleistung

Anhand der Darstellung der insgesamt ausgeschriebenen SRL in Abbildung 44 ist zu erkennen, dass die vorgehaltene SRL im Zeitraum von 2011 bis 2014 auf einem ähnlichen, vergleichsweise niedrigen Niveau geblieben ist. Der tatsächliche Einsatz von SRL ist im Jahr 2014 gegenüber dem Vorjahr 2013 abermals zurückgegangen.

Bezogen auf das Berichtsjahr 2014 betrug die insgesamt eingesetzte Energiemenge rund 1,2 TWh (2013: 1,5 TWh) für positive SRL und 1,6 TWh (2013: 2,3 TWh) für negative SRL. Im Vergleich zum Vorjahr 2013 ist bei einer auf etwa 2,8 TWh zurückgegangenen Gesamtarbeitssumme (2013: 3,8 TWh) eine leichte Verschiebung in Richtung der positiven SRL zu beobachten. Im Jahresmittel wurden 2014 damit etwa 6,5 Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen positiven SRL und ca. 9,3 Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen negativen SRL eingesetzt. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass in einigen Viertelstunden des Jahres die vorgehaltene Leistung nahezu vollständig abgerufen werden musste, so dass sich der ausgeschriebene Bedarf insgesamt bestätigt.

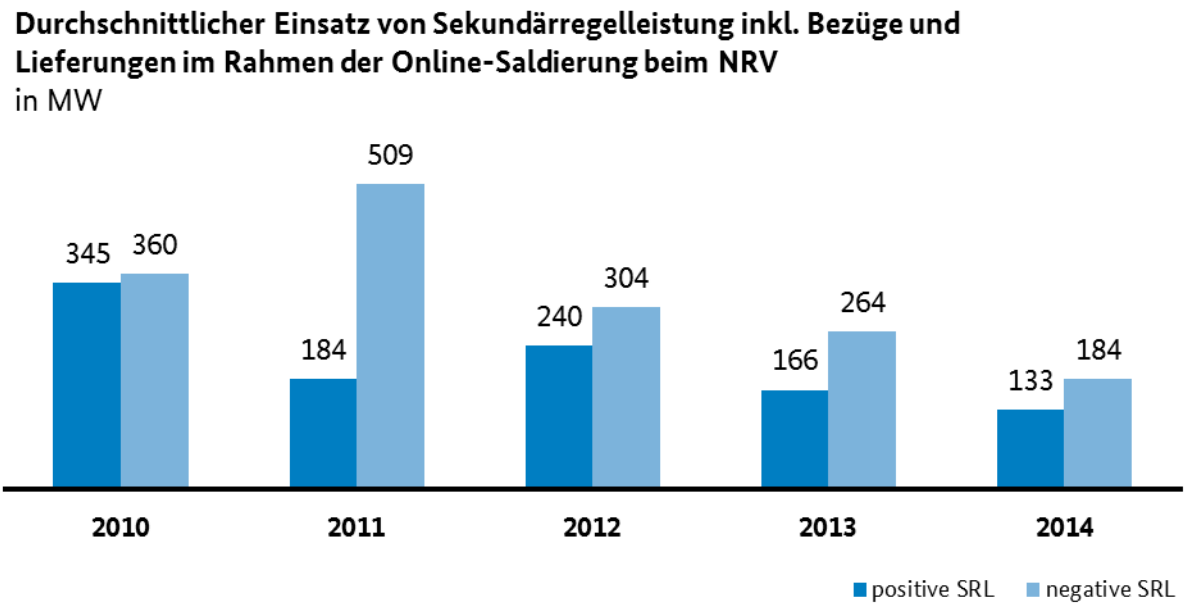



Abbildung 47: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV

## 3. Einsatz der vorgehaltenen Minutenreserveleistung

Auch die Einsatzhäufigkeit der MRL hat sich im Jahr 2014 erneut reduziert. Mit insgesamt 7.660 Abrufen beträgt der Rückgang gut 61 Prozent gegenüber dem Vorjahreswert. Dies ist insbesondere auf die Reduzierung des negativen MRL-Einsatzes zurückzuführen. Im Jahr 2014 wurde die negative MRL insgesamt 3.495-mal angefordert (2013: 8.187). Die Einsatzhäufigkeit der positiven MRL belief sich im Berichtsjahr 2014 in Summe auf 3.715 Abrufe (2013: 4.294).

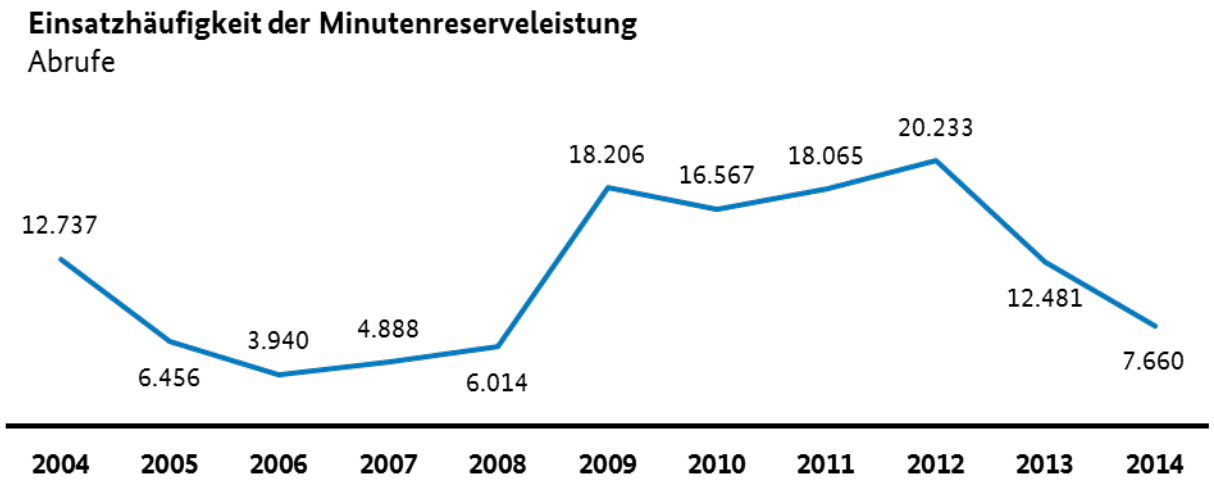



Abbildung 48: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung

Der Einsatz der positiven und negativen MRL hat sich dabei – mit Ausnahme der positiven MRL bei 50Hertz – in allen vier Regelzonen gleichermaßen reduziert.

**Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MRL) innerhalb der vier deutschen Regelzonen**
Anzahl der Abrufe

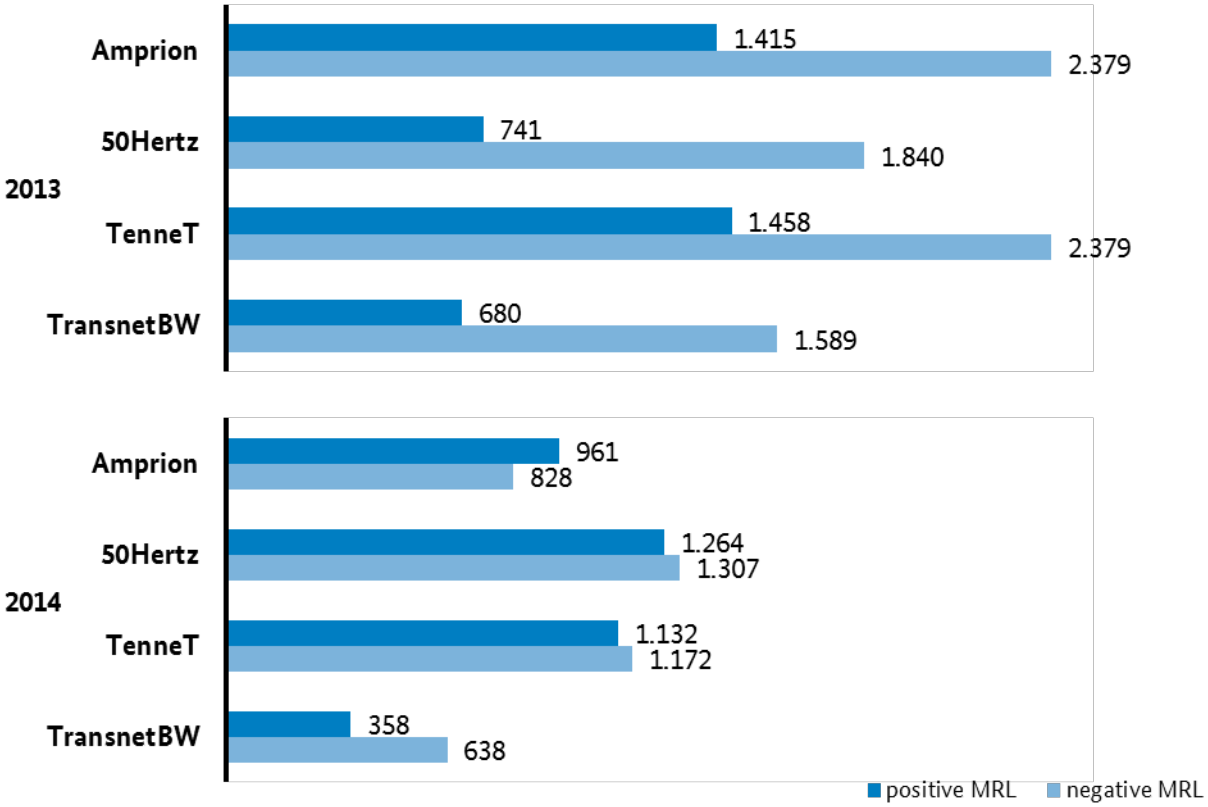



Abbildung 49: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MRL) innerhalb der vier deutschen Regelzonen 2013 und 2014

Die bei einem Abruf von positiver MRL durchschnittlich angeforderte Leistung ist mit rund 262 MW im Berichtsjahr 2014 im Mittel höher als im Jahr 2013 (201 MW). Mit rund 288 MW eingesetzter negativer MRL im Jahr 2014 stieg die durchschnittlich angeforderte Leistung im Vergleich zum Vorjahr 2013 (215 MW) ebenfalls an. Im Jahresmittel wurden 2014 jeweils etwa 11 Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen positiven und negativen MRL eingesetzt. Hierbei ist allerdings, wie bei der SRL, zu beachten, dass in einigen Viertelstunden des Jahres die vorgehaltene MRL nahezu vollständig abgerufen werden musste, so dass sich auch hier der ausgeschriebene Bedarf insgesamt bestätigt.

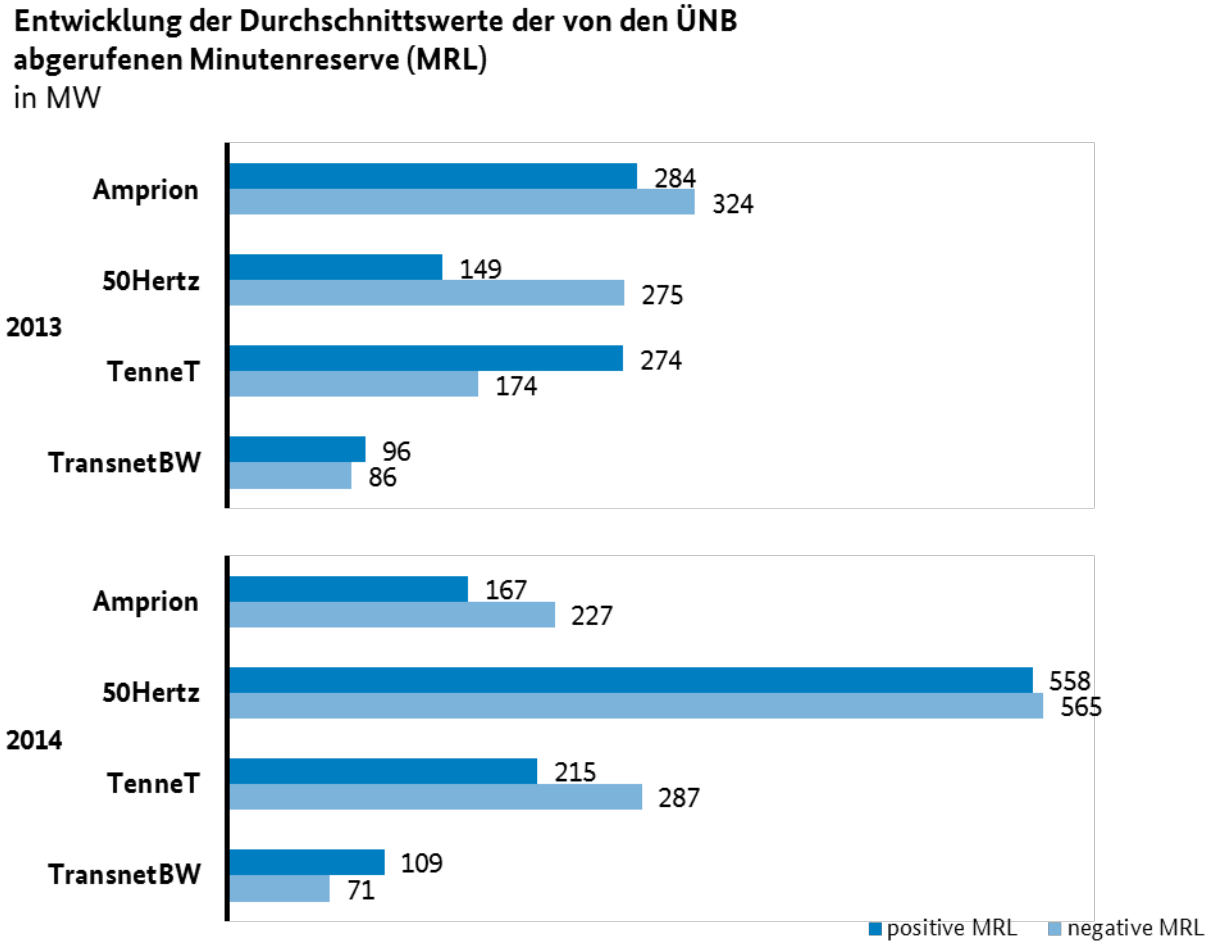



Abbildung 50: Entwicklung der Durchschnittswerte der 2013 und 2014 von den ÜNB abgerufenen Minutenreserve (MRL)

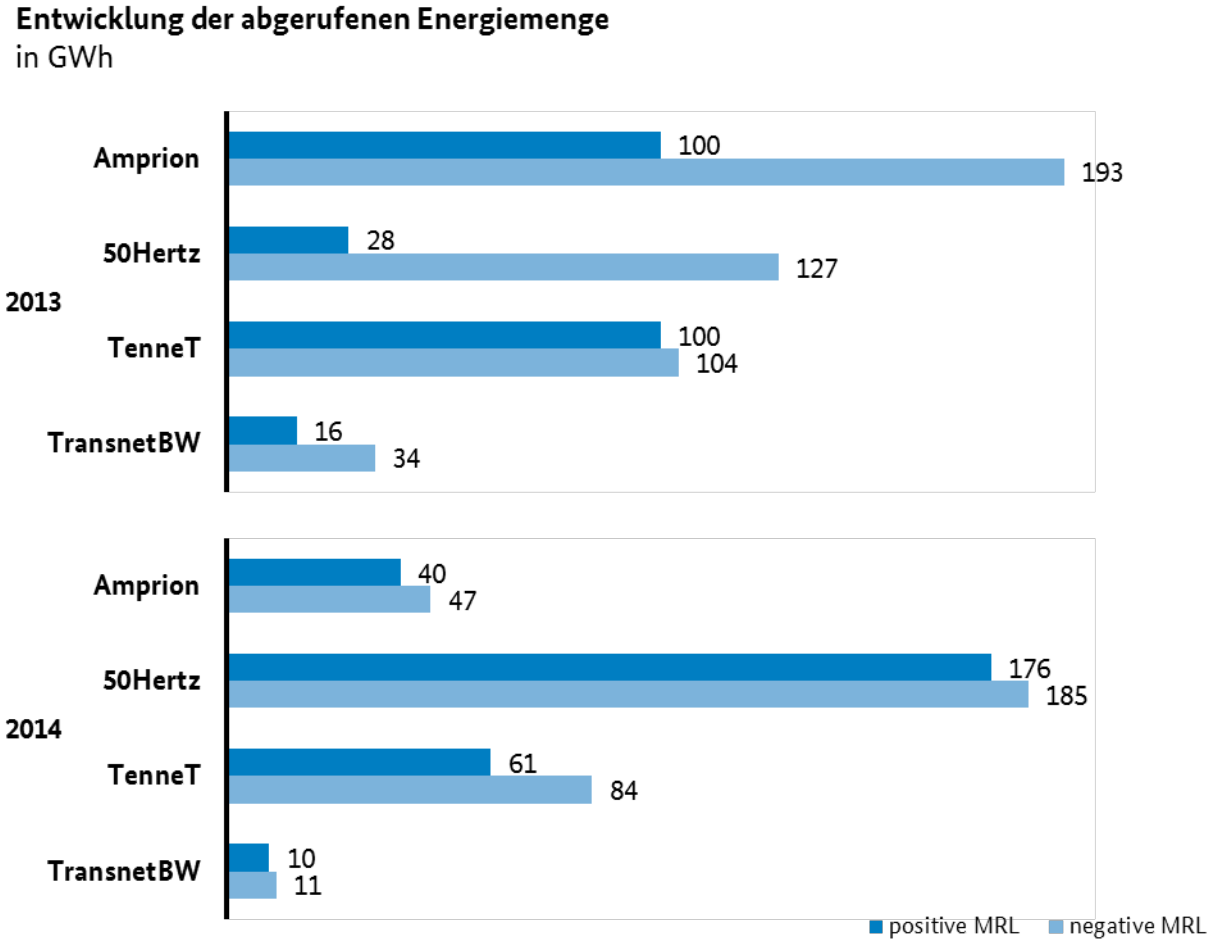



Abbildung 51: Entwicklung der abgerufenen Energiemenge 2013 und 2014

Insgesamt wurde für positive MRL im Jahr 2014 eine Energiemenge in Höhe von 287 GWh (2013: 244 GWh) und für negative MRL eine Energiemenge in Höhe von 327 GWh (2013: 458 GWh) eingesetzt. Der im Vorjahr festgestellte Trend einer Verschiebung der eingesetzten Minutenreservearbeit von negativ zu positiv hat sich im Berichtsjahr 2014 damit nicht bestätigt. Im Jahr 2014 haben sich die eingesetzten Energiemengen der MRL wieder einander angenähert.

In der folgenden Abbildung ist der durchschnittliche Einsatz der SRL und MRL je Kalendermonat für den Zeitraum von 2009 bis 2014 dargestellt. Zusätzlich wurde ein Periodenmittelwert ermittelt. Eine Periode beginnt jeweils mit einer Veränderung des NRV (Gründung sowie Beitritt von Amprion). Anhand der Abbildung lässt sich das seit Januar 2011 erzielte Einsparpotenzial des NRV in Bezug auf die Regelarbeit erkennen. Verdeutlicht werden auch die rückläufige Entwicklung der insgesamt durchschnittlich eingesetzten Leistung der SRL und MRL sowie eine Verringerung der Volatilität über den Zeitablauf.

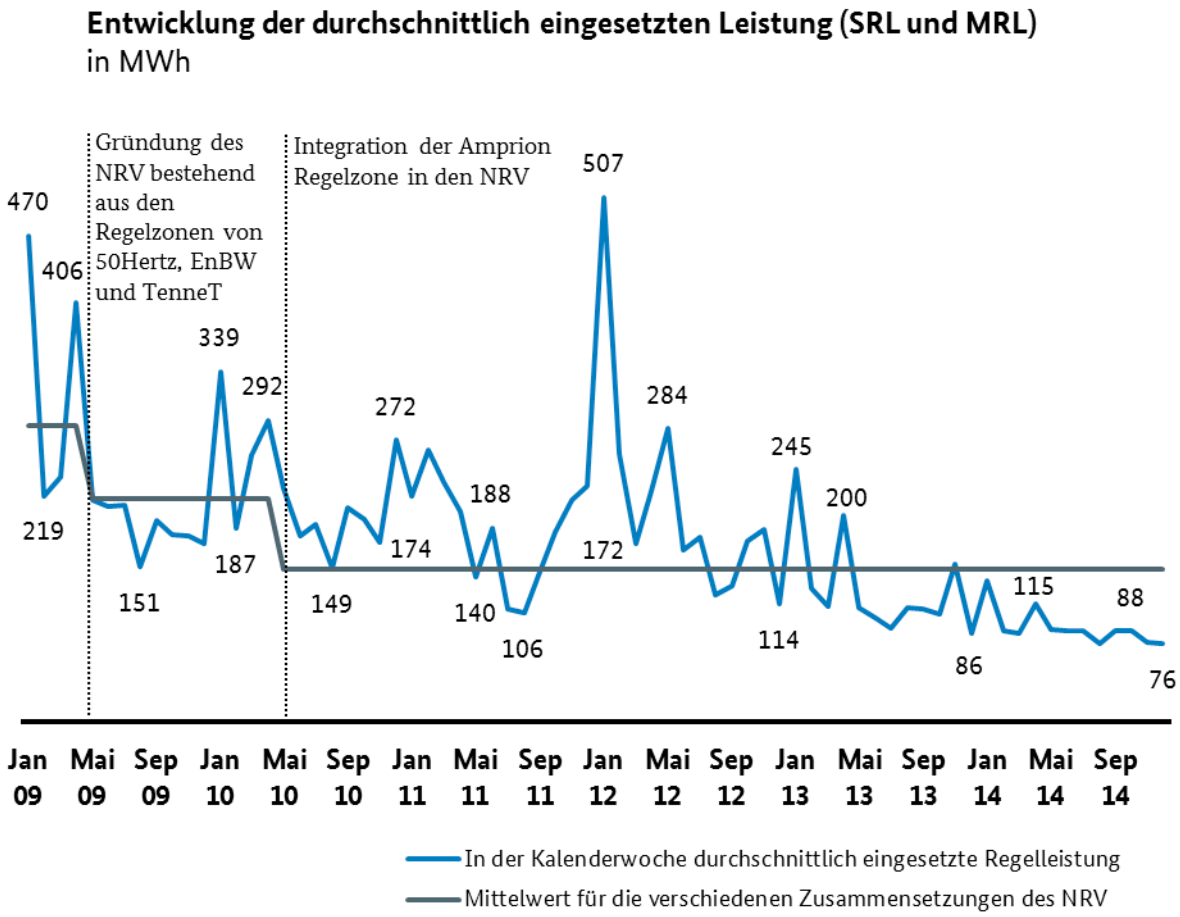



Abbildung 52: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Leistung der SRL und MRL

## 4. Sonderereignis: Sonnenfinsternis 20. März 2015

Eine Herausforderung für die Systemstabilität im Stromnetz während des Winters 2014/2015 war die partielle Sonnenfinsternis über Europa am 20. März 2015. Wegen des Rückgangs der solaren Einstrahlung ab ca. 9:30 Uhr und der gegen 12:00 Uhr wiederkehrenden Einstrahlung, waren starke Schwankungen der Stromproduktion aus Photovoltaikanlagen in Abhängigkeit vom Bedeckungsgrad des Himmels erwartet worden.[30] Deshalb wurden von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern in Abstimmung mit den europäischen Übertragungsnetzbetreibern zahlreiche Maßnahmen ergriffen. Insbesondere wurde das Volumen der vorgehaltenen Regelleistung deutlich erhöht, um die stark schwankende Photovoltaik-Einspeisung bei Bedarf auszugleichen. Zudem wurde die personelle Besetzung der Netzleitstellen der Übertragungsnetzbetreiber erhöht.

Bei überwiegend klarem Himmel wurden in der Zeit nach der größten Bedeckung steile Gradienten in der Einspeisung von über 4.000 MW pro Viertelstunde (10:15-10:30 Uhr) gemessen (vgl. Abbildung 53).

[30] Vgl. z.B.: Studie der Hochschule für Wirtschaft und Technik Berlin: "Einfluss der Sonnenfinsternis im März 2015 auf die Solarstromerzeugung in Deutschland"

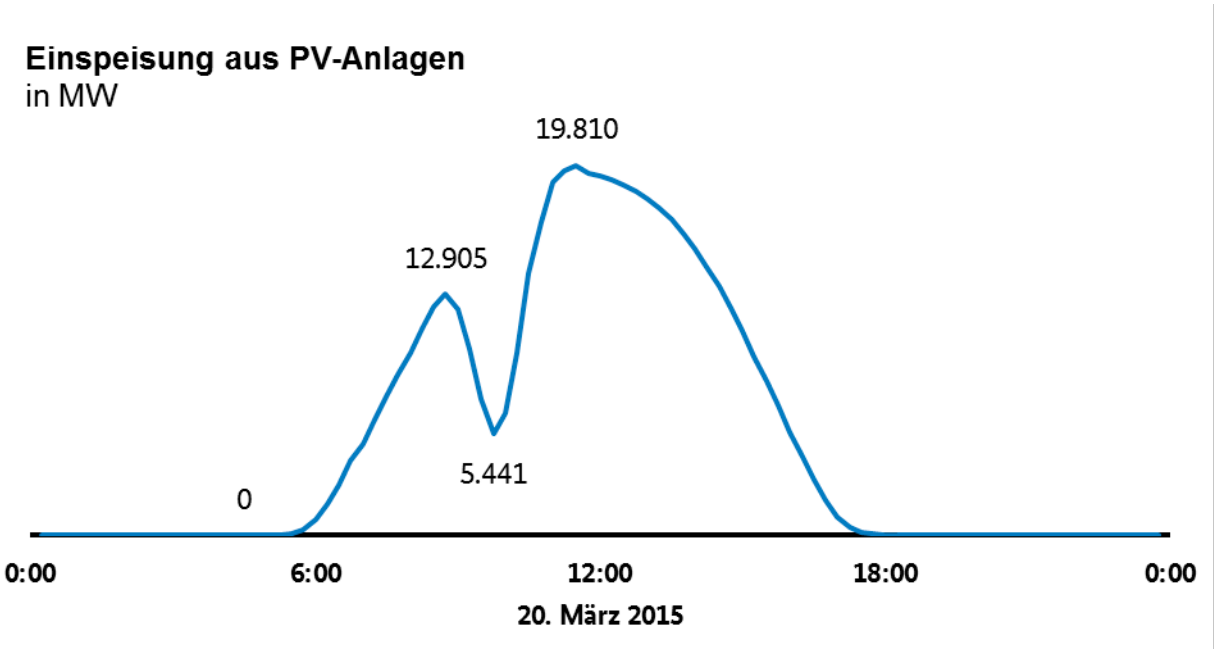



Abbildung 53: Verlauf der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen am 20. März 2015 von 0:00 bis 24:00 Uhr in MW. (Daten: ENTSO-E[31])

Es gelang dem Markt, den Rückgang und die Wiederkehr der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen auszugleichen, so dass nur ein verhältnismäßig geringer Einsatz von Regelenergie und vertraglich gebundenen abschaltbaren Lasten notwendig wurde.

[31] transparency.entsoe.eu

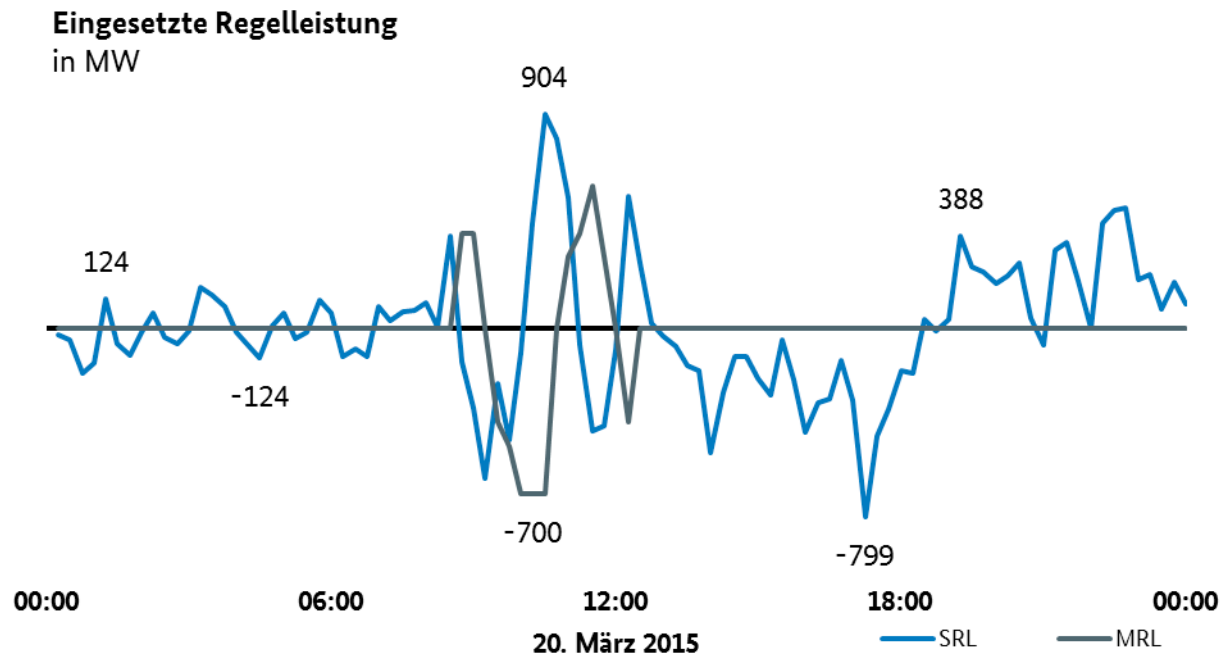



Abbildung 54: Am 20. März 2015 eingesetzte Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) (Daten: Übertragungsnetzbetreiber[32])

## 5. Ausgleichsenergie

Zum 1. Dezember 2012 wurde durch Festlegung der Bundesnetzagentur die Reform des Ausgleichsenergiepreissystems wirksam. Ziel ist es, die Anreize zur ordnungsgemäßen Bewirtschaftung der Bilanzkreise zu erhöhen, um systemrelevante Bilanzkreisungleichgewichte zu vermeiden. Solche waren beispielsweise im Februar 2012 aufgetreten.

Der maximale Ausgleichsenergiepreis im NRV stieg im Berichtsjahr 2014 deutlich auf 5.998,41 Euro/MWh an.[33] Insgesamt traten 2014 zwölfmal Maximalwerte von über 2.000 Euro/MWh auf.

[32] www.netztransparenz.de

[33] Im Bereich der sog. „Nulldurchgänge“ bei einem nahezu ausgeglichenen NRV (Mengensaldo der abgerufenen Regelenergie im NRV ist nahe Null), können durch die angewandte mathematische Formel hohe Preise entstehen. Der Ausgleichenergiepreis wird in diesen Fällen auf den höchsten Arbeitspreis eines in dieser Viertelstunde aktivierten Regelarbeitsangebots begrenzt. Wenn von den Anbietern entsprechend hohe Arbeitspreise geboten werden, entstehen trotz Kappung diese hohen Ausgleichsenergiepreise.

**Maximale Ausgleichsenergiepreise**

| Jahr | NRV in Euro/MWh |
|---|---|
| 2010 | 600,90 |
| 2011 | 551,60 |
| 2012 | 1.501,20 |
| 2013 | 1.608,20 |
| 2014 | 5.998,41 |

Tabelle 32: Maximale Ausgleichsenergiepreise 2010 bis 2014

Der durchschnittliche viertelstündliche Preis für Ausgleichsenergie im NRV lag im Jahr 2014 im Falle eines positiven Regelzonensaldos (Unterspeisung) bei rund 75,42 Euro/MWh und im Falle eines negativen Regelzonensaldos (Überspeisung) bei rund -24,22 Euro/MWh. Der durchschnittliche Ausgleichsenergiepreis liegt somit etwa 128 Prozent[34] über dem Durchschnittspreis im Intraday-Handel des Jahres 2014. Im Vergleich zu 2013 ist im Jahr 2014 ein erneuter Rückgang des durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreises bei Unterspeisung zu beobachten. Zugleich ist der Durchschnittspreis bei Überspeisung weiter gefallen.

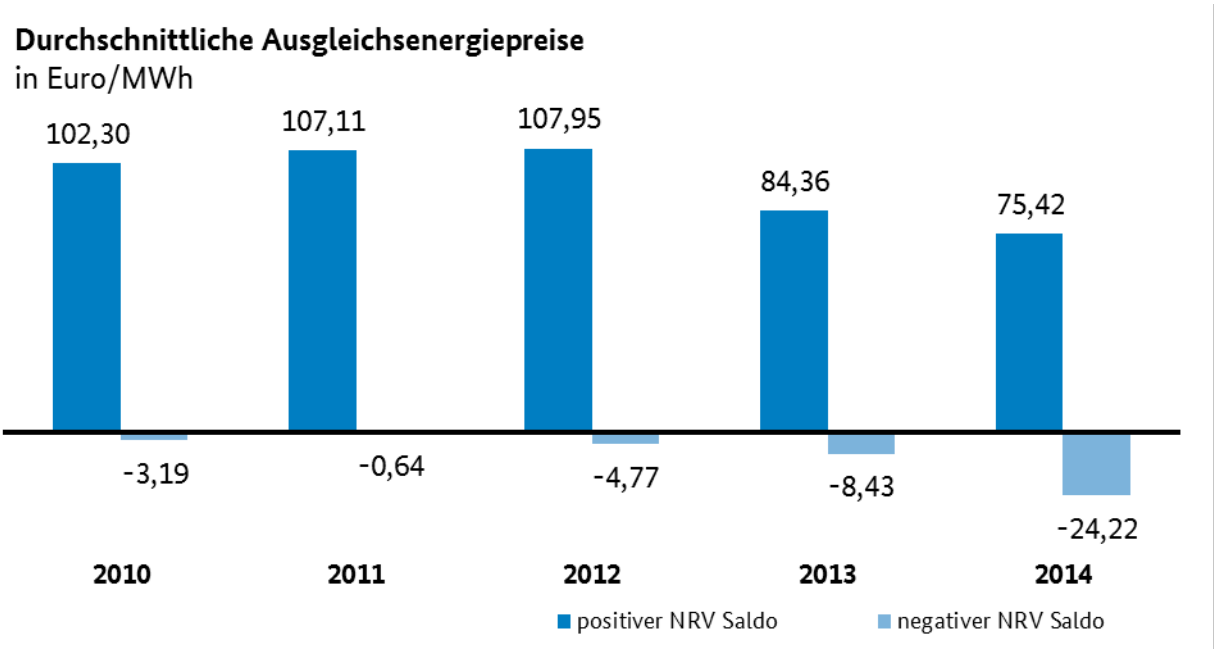



Abbildung 55: Durchschnittliche Ausgleichsenergiepreise 2010 bis 2014

Im Folgenden ist die Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise der Jahre 2013 und 2014 im NRV dargestellt. Wie in den Vorjahren ist im Jahr 2014 bei einem negativen Regelzonensaldo eine Häufung der

[34] Gemessen am durchschnittlichen Preis des EPEX Spot Intrayday-Handels von 33,14 Euro/MWh für das Jahr 2014.

Ausgleichsenergiepreise um 0 Euro/MWh zu erkennen. Darüber hinaus sind im Jahr 2014 bei einem positiven Regelzonensaldo Preise zwischen 40 und 90 Euro/MWh häufiger aufgetreten.

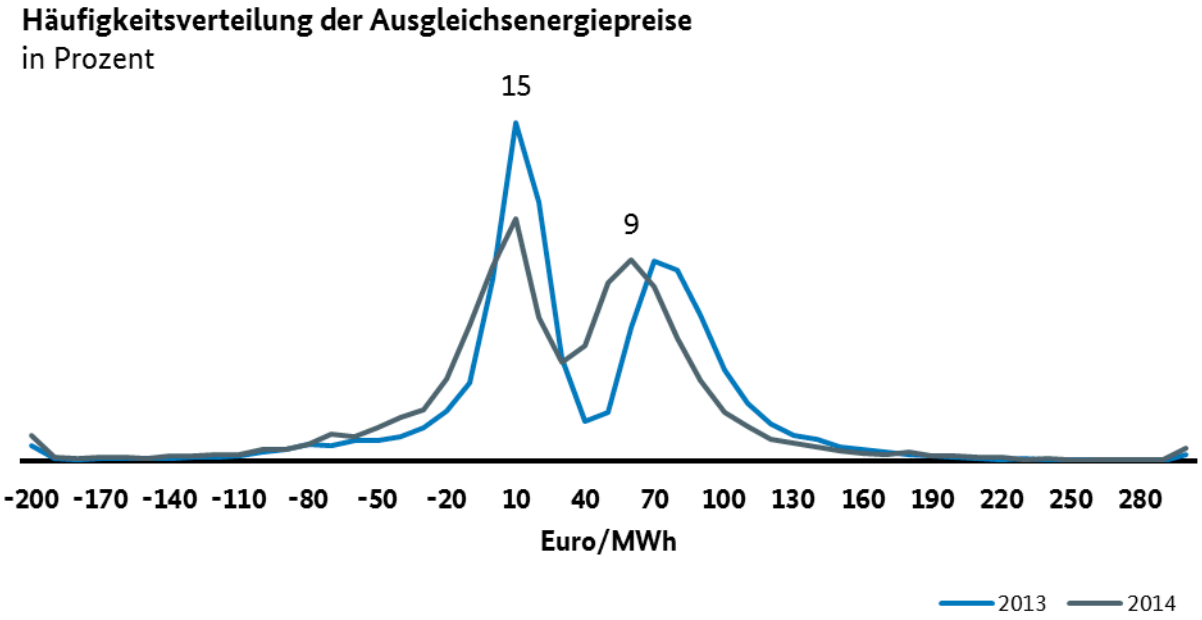



Abbildung 56: Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise 2012 und 2013

## 6. Untertägiger Handel

Gemäß § 5 Abs. 1 StromNZV sind Fahrplananmeldungen bis spätestens 14:30 Uhr möglich. Das bedeutet, dass die Bilanzkreisverantwortlichen den ÜNB die geplanten Elektrizitätsliefergeschäfte und Elektrizitätshandelsgeschäfte für den Zeitraum des folgenden Tages bis zum nächsten Werktag (auf Basis von viertelstündigen Werten) mitzuteilen haben. Um es den Bilanzkreisverantwortlichen zu ermöglichen, auf kurzfristige Änderungen der Angebots- und Nachfragesituation zu reagieren, gibt es die Möglichkeit, Fahrpläne auch untertägig anzupassen. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Anzahl und des Volumens der untertägigen Fahrplanänderungen im Berichtsjahr 2014.

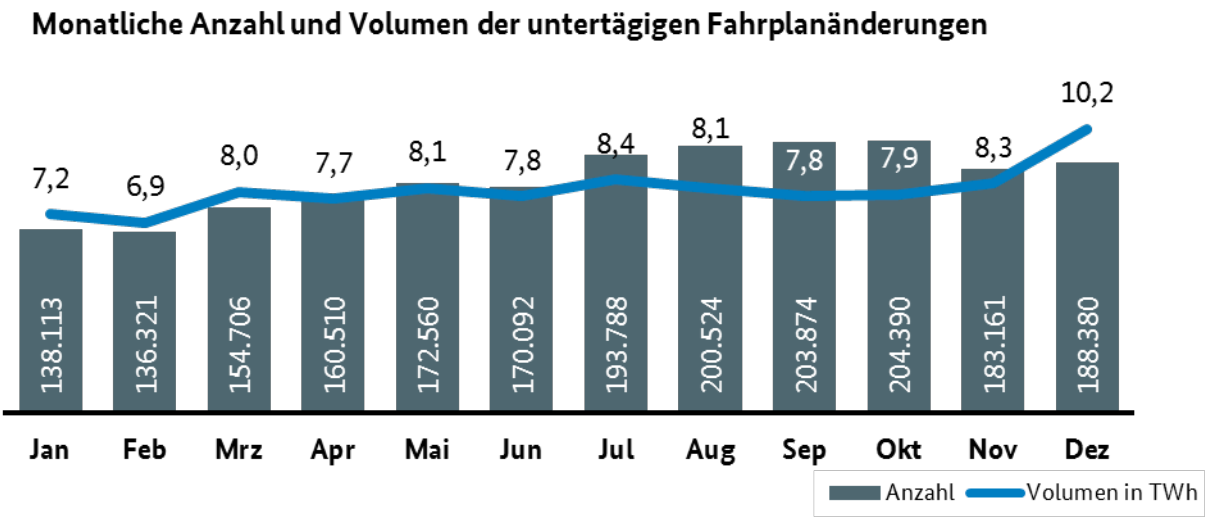



Abbildung 57: Monatliche Anzahl und Volumen der untertägigen Fahrplanänderungen im Jahr 2014

Fahrplanänderungen machten im Berichtsjahr 2014 ein Gesamtvolumen von 96,5 TWh (2013: 75,5 TWh) bei einer Gesamtanzahl von 2.106.419 Fahrplanänderungen (2013: 1.286.752) aus. Dabei wurden im Durchschnitt 175.000 Fahrplanänderungen pro Monat durchgeführt. Der höchste Wert lag bei 204.390 Änderungen im Monat Oktober 2014, der niedrigste bei 136.321 im Monat Februar 2014. Die gegenüber dem Vorjahr (sowohl anzahl- als auch volumenmäßig) abermals starke Zunahme der untertägigen Fahrplanänderungen lässt sich unter anderem durch die zunehmende intermittierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien erklären, die häufig einen untertägigen Ausgleich über den Intraday-Handel erforderlich macht.

## 7. Internationale Erweiterung des Netzregelverbundes

In den vergangenen Jahren ist die Ausweitung von Modul 1 des deutschen Netzregelverbunds (NRVs), welches einen gegenläufigen Abruf von Sekundärregelleistung in verschiedenen Regelzonen vermeidet, durch die deutschen ÜNB kontinuierlich vorangetrieben worden. So existiert mittlerweile mit den Ländern Dänemark (seit Oktober 2011), Niederlande (seit Februar 2012), Schweiz (seit März 2012), Tschechien (seit Juni 2012), Belgien (seit Oktober 2012) und Österreich (seit April 2014) eine Kooperation zur Vermeidung eines „Gegeneinanderregelns“. Eine Teilnahme weiterer Länder am internationalen NRV ist wünschenswert und wird durch die Bundesnetzagentur unterstützt.

Im Rahmen des internationalen NRVs werden die Leistungsungleichgewichte und damit der Bedarf an Sekundärregelleistung der teilnehmenden Regelzonen automatisch erfasst und physikalisch saldiert (sogenanntes „Imbalance Netting“). Dabei liefern ÜNB, deren Regelzone einen Überschuss an Energie aufweist, Energie an die Regelzonen, die einen Mangel an Energie aufweisen. Für den notwendigen Energieaustausch werden keine grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten reserviert. Die Energie wird höchstens bis zu der nach Handelsschluss des Intraday-Markts noch zur Verfügung stehenden freien Restkapazität an der Grenze ausgetauscht.

Durch die Vermeidung eines „Gegeneinanderregelns“ konnten im internationalen NRV bereits Kosteneinsparungen in Höhe von insgesamt rund 200 Millionen Euro realisiert werden. Da das Konzept der physikalischen Saldierung von Leistungsungleichgewichten auch hohe Wohlfahrtsgewinne für Gesamteuropa

verspricht, sieht der Netzkodex Regelenergie („Electricity Balancing“) vor, dass „Imbalance Netting“ künftig durch alle europäischen Übertragungsnetzbetreiber verbindlich zu implementieren ist.

# E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration

Im Jahr 2014 war Deutschland, wie auch in den Jahren zuvor, die Drehscheibe für den Stromaustausch im zentralen Verbundsystem. Die mittlere verfügbare Übertragungskapazität zu den angrenzenden Ländern hat sich im Jahr 2014 nur leicht verändert. Gegenüber 2013 sind die gemittelten Import- und Exportkapazitäten um 0,3 Prozent auf 21.193 MW gestiegen. Im Jahr 2013 war sie gegenüber 2012 noch um 2,8 Prozent gesunken.

Das im Jahr 2014 insgesamt über die Grenzen gehandelte Volumen im realisierten Stromaustausch ist von 86,3 TWh (2013) auf 83,8 TWh leicht gesunken. Dies entspricht einer Verringerung um 2,9 Prozent. In diesem Gesamtsaldo spiegelt sich ein Rückgang der Importe von 26,95 TWh (2013) auf 24,66 TWh (-8,5 Prozent) wider. Die Exporte blieben mit 59,43 TWh (2013) auf 59,17 TWh (-0,4 Prozent) nahezu unverändert. Im Ergebnis war ein Anstieg des deutschen Exportsaldos von vormals 32,49 TWh in 2013 auf 34,52 TWh in 2014 zu beobachten, welches einem Plus von 6,3 Prozent entspricht.

## 1. Mittlere verfügbare Übertragungskapazität

Eine große Rolle für den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt spielt die Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Mitgliedstaaten. Zur Ermittlung der mittleren verfügbaren Übertragungskapazität wurden, soweit verfügbar, die Jahres-Durchschnittswerte der jeweiligen stündlichen Network Transfer Capacity (NTC) -Werte der ÜNB herangezogen. Lücken wurden durch durchschnittliche NTC-Werte gemäß Berechnungsformeln von ENTSO-E ergänzt[35].

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

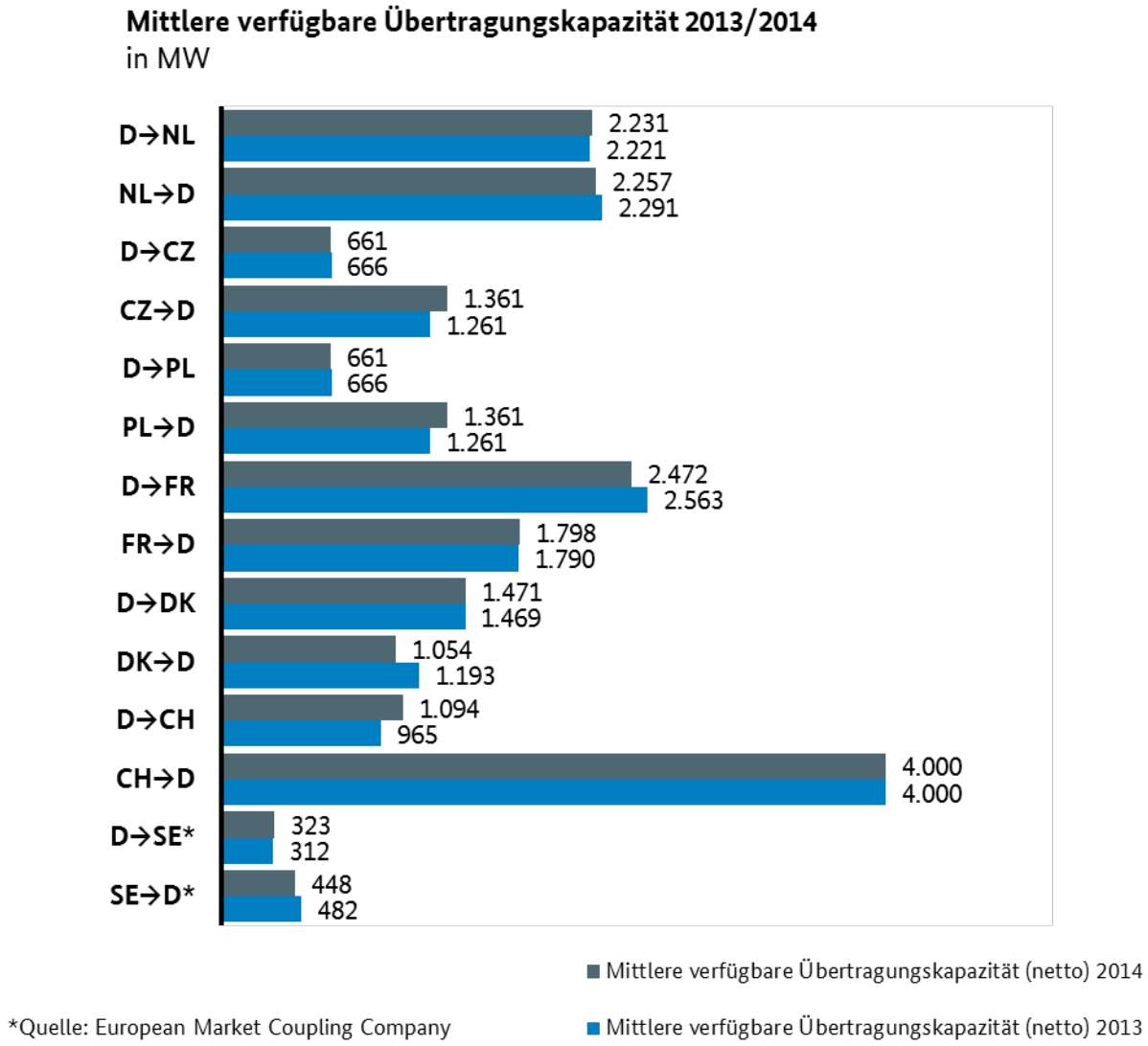



Abbildung 58: Entwicklung der mittleren verfügbaren Übertragungskapazität

Die Importkapazitäten haben sich besonders an der polnischen, tschechischen, schwedischen sowie der dänischen Grenze verändert. Die gemittelte Importkapazität verringerte sich an der dänischen Grenze um 11,6 Prozent sowie an der schwedischen Grenze um 7,1 Prozent. Eine Zunahme ist an der polnischen und tschechischen Grenze mit jeweils 8 Prozent zu verzeichnen.

Veränderungen wiesen auch die Exportkapazitäten auf. An der französischen Grenze fielen die Kapazitäten um 3,5 Prozent, während die Kapazitäten an der schwedischen Grenze um 3,5 Prozent anstiegen. Den größten Anstieg verzeichnete die Schweiz mit 13,4 Prozent.

Gründe für die Veränderungen der Kapazitäten sind unter anderem technische Ausfälle und Wartungsarbeiten der Übertragungsnetzleitungen. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind gehalten, die Wartung und Reparatur von Leitungen so schnell und effektiv wie möglich zu bewerkstelligen, um einen reibungslosen Stromaustausch mit dem Ausland zu gewährleisten. Die mittlere verfügbare Übertragungskapazität über alle deutschen Grenzkuppelstellen hinweg ist von insgesamt 21.137 MW im Jahr

2013 um 0,3 Prozent auf 21.193 MW (Import- und Exportkapazitäten) im Jahr 2014 gestiegen. In der folgenden Abbildung sind sämtliche Werte tabellarisch zusammengefasst.[36]

**Entwicklung der Importkapazität**

| | Mittlere verfügbare Übertragungskapazität (netto) 2013 in MW | Mittlere verfügbare Übertragungskapazität (netto) 2014 in MW | Veränderung in Prozent |
|---|---|---|---|
| NL → D | 2.291,1 | 2.257,2 | -1,5 |
| PL → D | 1.260,6 | 1.361,2 | 8,0 |
| CZ → D | 1.260,6 | 1.361,2 | 8,0 |
| FR → D | 1.790,5 | 1.798,5 | 0,5 |
| DK → D | 1.192,5 | 1.054,2 | -11,6 |
| CH → D | 4.000,0 | 4.000,0 | 0,0 |
| SE → D | 481,7 | 447,6 | -7,1 |
| Gesamt | 12.277,0 | 12.279,7 | 0,0 |

Tabelle 33: Entwicklung der Importkapazität von 2013 zu 2014

**Entwicklung der Exportkapazität**

| | Mittlere verfügbare Übertragungskapazität (netto) 2013 in MW | Mittlere verfügbare Übertragungskapazität (netto) 2014 in MW | Veränderung in Prozent |
|---|---|---|---|
| D → NL | 2.220,7 | 2.231,2 | 0,5 |
| D → PL | 665,7 | 660,6 | -0,8 |
| D → CZ | 665,7 | 660,6 | -0,8 |
| D → FR | 2.562,9 | 2.472,2 | -3,5 |
| D → DK | 1.468,7 | 1.471,5 | 0,2 |
| D → CH | 964,7 | 1.094,2 | 13,4 |
| D → SE | 312,4 | 323,3 | 3,5 |
| Gesamt | 8.860,8 | 8.913,5 | 0,6 |

Tabelle 34: Entwicklung der Exportkapazität von 2013 zu 2014

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

## 2. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Verbundaustauschfahrpläne

Die realisierten Verbundaustauschfahrpläne sind für die Betrachtung der Nettostrombilanz an den einzelnen Außengrenzen und an der Gesamtheit der deutschen Grenzen entscheidend.

Diese bilden Erzeugungsüberschüsse bzw. Nachfrageknappheiten ab und folgen damit den Regeln des Marktes. Die nachfolgende Abbildung zeigt die im Jahr 2014 an den deutschen Grenzen realisierten Verbundaustauschfahrpläne.

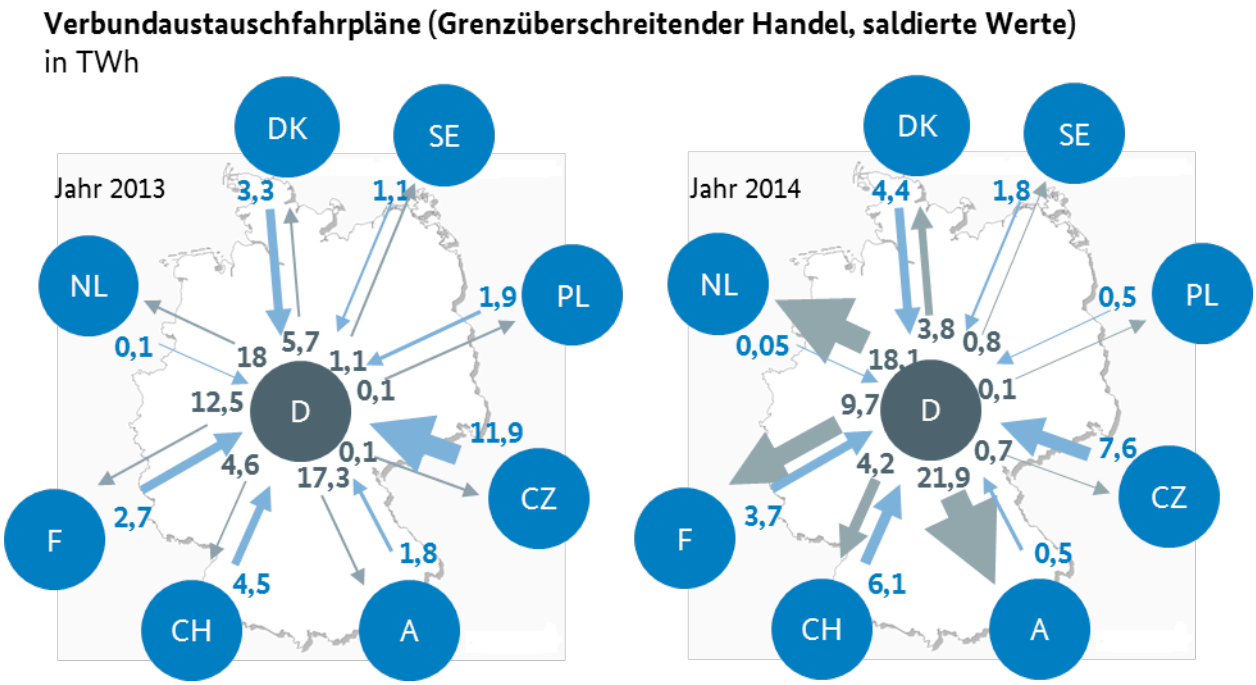



Abbildung 59: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel)

Die Zunahme der Exporte in 2014 geht einher mit der Zunahme der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie sinkenden Preisen an der deutschen Strombörse. Der durchschnittliche EPEX Day-Ahead Spotpreis verringerte sich im Jahr 2014 auf 32,76 Euro für die Megawattstunde. Im Jahr 2013 lag der durchschnittliche Preis bei 37,78 Euro. In den folgenden Abbildungen sind sämtliche Werte nochmals tabellarisch zusammengefasst.[37]

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

**Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen**
in TWh

| | Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2013 | verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2013 | Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2014 | verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2014 |
|---|---|---|---|---|
| NL → D | 0,3 | 0,1 | 0,4 | 0,1 |
| PL → D | 0,5 | 1,9 | 0,1 | 0,5 |
| CZ → D | 9,4 | 11,6 | 6,3 | 7,6 |
| FR → D | 11,8 | 2,7 | 14,8 | 3,7 |
| DK → D | 3,2 | 3,3 | 4,5 | 4,4 |
| CH → D | 3,7 | 4,5 | 4,6 | 6,1 |
| AT → D | 5,7 | 1,8 | 4,1 | 0,5 |
| SE → D | 1,1 | 1,1 | 1,8 | 1,8 |

Tabelle 35: Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen

**Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen**
in TWh

| | Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2013 | verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2013 | Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2014 | verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2014 |
|---|---|---|---|---|
| D → NL | 24,6 | 18,0 | 24,3 | 18,1 |
| D → PL | 5,5 | 0,1 | 9,2 | 0,1 |
| D → CZ | 2,5 | 0,1 | 3,8 | 0,7 |
| D → FR | 1,2 | 12,5 | 0,8 | 9,7 |
| D → DK | 5,8 | 5,7 | 4,0 | 3,8 |
| D → CH | 11,7 | 4,6 | 11,5 | 4,2 |
| D → AT | 14,4 | 17,3 | 14,5 | 21,9 |
| D → SE | 1,0 | 1,1 | 0,8 | 0,8 |

Tabelle 36: Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen

**Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse**
in TWh

| | Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2013 | verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2013 | Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2014 | verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2014 |
|---|---|---|---|---|
| Import | 35,8 | 26,9 | 36,4 | 24,7 |
| Export | 66,5 | 59,4 | 68,9 | 59,2 |
| Saldo | 30,7 | 32,5 | 32,5 | 34,5 |

Tabelle 37: Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse

**Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels**

| | 2013 | | 2014 | |
|---|---|---|---|---|
| | in TWh | Handel in Euro | in TWh | Handel in Euro |
| Export | 59,44 | 2.197.629.995,34 | 59,17 | 1.900.557.809,92 |
| Import | 26,95 | 1.052.899.357,22 | 24,66 | 839.647.858,29 |
| Saldo | 32,49 | 1.144.730.638,12 | 34,52 | 1.060.909.951,63 |
| Erlöse Exporte in Euro/MWh | | 36,98 | | 32,12 |
| Kosten Importe in Euro/MWh | | 39,07 | | 34,05 |

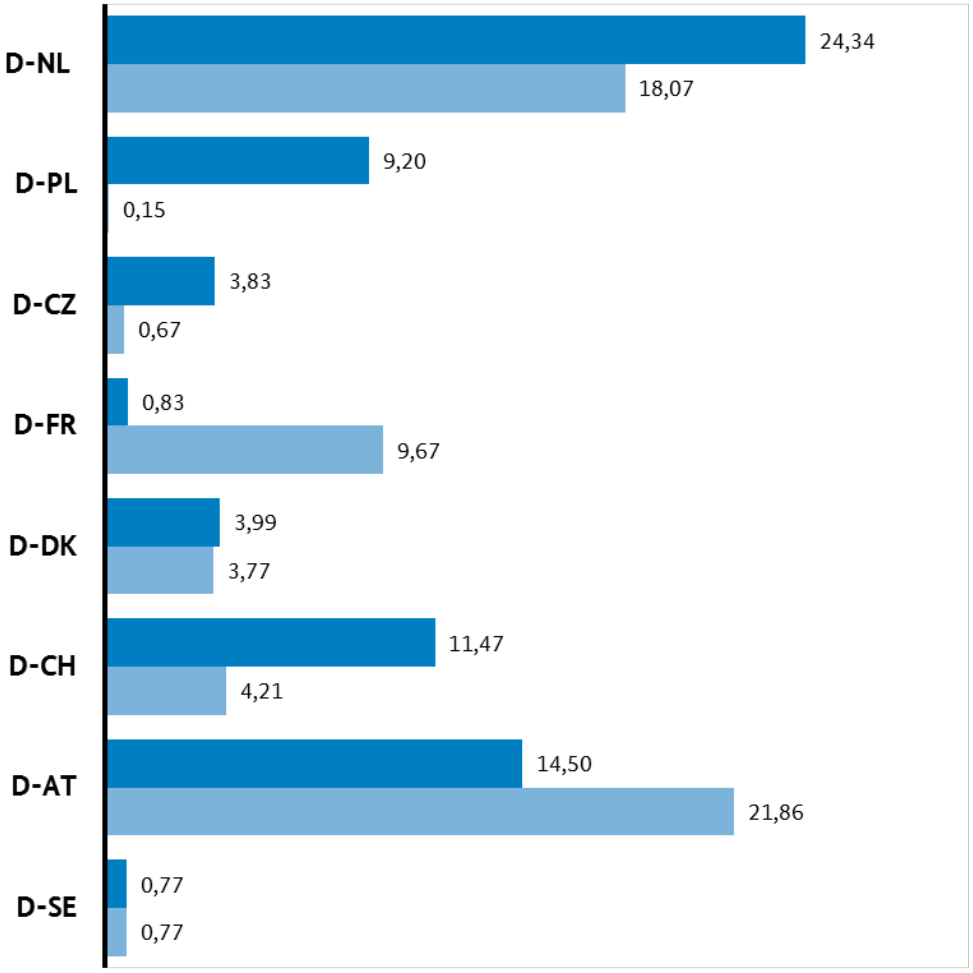
Tabelle 38: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels[38]

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

[38] Die Bundesnetzagentur legt für die Bewertung der Exporte und Importe, die in jeder Stunde geltenden Spotmarktpreise an der Strombörse EPEX Spot zu Grunde. Wir gehen davon aus, dass Strom nur dann importiert wird, wenn die deutschen Preise höher als im Ausland sind und Strom nur dann exportiert wird, wenn der Strom billiger als im Ausland ist. Wir unterstellen insoweit marktrationales Verhalten dahingehend, dass auch längerfristige Kontrakte nur dann durch tatsächliche Exporte oder Importe erfüllt werden, wenn das aktuelle Preisniveau einen entsprechenden Anlass gibt.

Die in der nachfolgenden Abbildung dargestellten tatsächlichen physikalischen Lastflüsse weichen von den Fahrplänen an den Grenzen ab.[39]

**Jahressummen der grenzüberschreitenden Exportlastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne 2014**
in TWh




Quelle: deutsche Übertragungsnetzbetreiber, Plausibilisierung erfolgte durch die Bundesnetzagentur

Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2014

Handelsfluss2014

Abbildung 60: Jahressummen der grenzüberschreitenden Lastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne 2014

Deutschland, Österreich und Luxemburg bilden ein gemeinsames Marktgebiet, in dem Strom ohne Beschränkungen gehandelt werden kann, daher sind diese Grenzen in der Betrachtung unter I.E.1 nicht

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

enthalten. Aktuelle Entwicklungen bieten aber Anlass, den Stromhandel zwischen Deutschland und Österreich ausführlicher zu bewerten. Die Energiewende und der Ausbau der Erneuerbaren Energien führten in Deutschland zu fallenden Börsenstrompreisen. Als Resultat stiegen Österreichs Stromimporte aus Deutschland von 2010 bis 2014 von 7,3 TWh auf 21,9 TWh stark an. Auch die Exportspitzen in einzelnen Stunden haben mittlerweile Werte von über 7 GW erreicht. Unter der Annahme, dass die Übertragungskapazität (NTC) von Deutschland nach Österreich auf 5.500 MW[40] beschränkt wäre, zeigt sich, dass dieser Wert an 254 Stunden im Jahr 2014 übertroffen wurde. Dies entspricht 2,9 Prozent der 8.760 Stunden des Jahres.

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Handelsfluss (Tageshöchstwert) von Deutschland nach Österreich im Verhältnis zu einem angenommenen NTC von 5.500 MW.

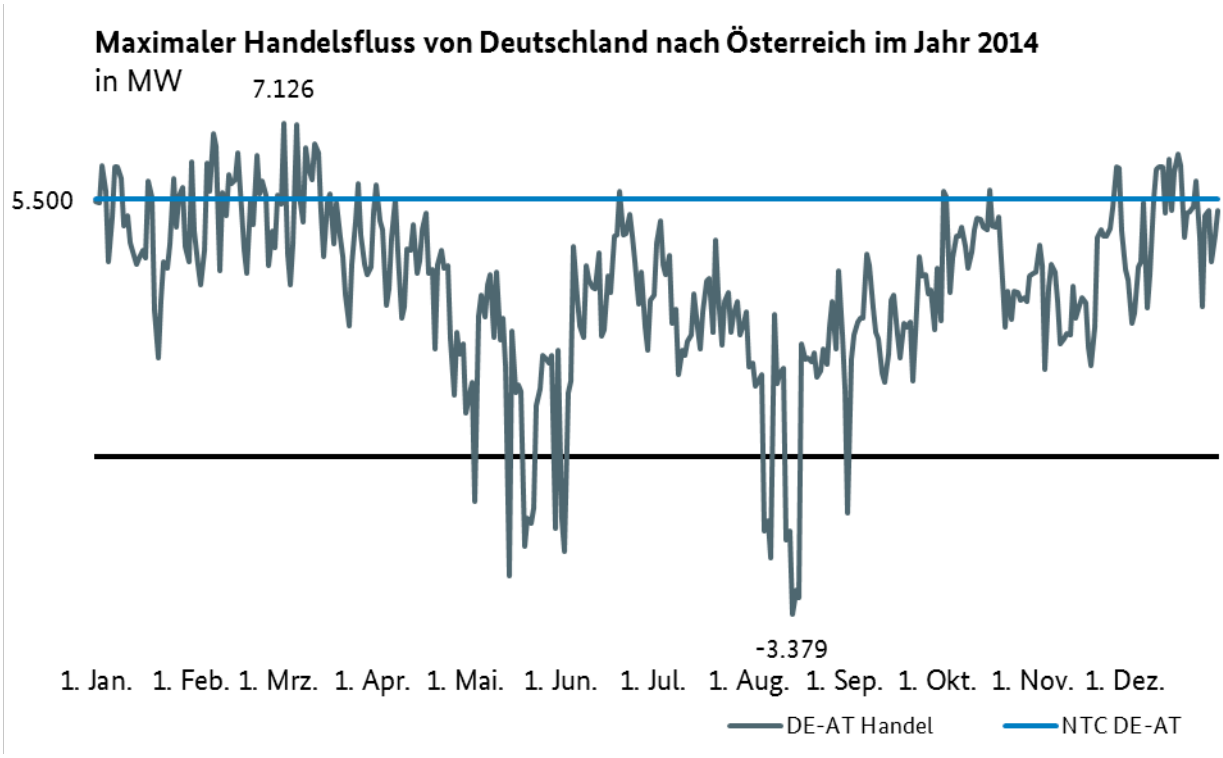



Abbildung 61: Maximaler Handelsfluss im Verhältnis zum theoretischen NTC 2014[41]

## 3. Ungeplante Flüsse

Grundsätzlich sollte die Betrachtung der Importe und Exporte alleine die zwischen den Ländern gehandelten Strommengen betreffen. Hiervon zu unterscheiden ist die Betrachtung, über welche Leitungen die gehandelten Strommengen tatsächlich (physikalisch) geflossen sind und ob dabei Stromflüsse als Ringflüsse

[40] Wert aus dem Netzentwicklungsplan 2014.

[41] Negative Exporthandelsflüsse entsprechen Importe von Österreich nach Deutschland.

oder Transite ggf. über Drittstaaten verlaufen.[42] Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die ungeplanten Stromflüsse von Deutschland zu seinen Nachbarländern und wieder zurück.

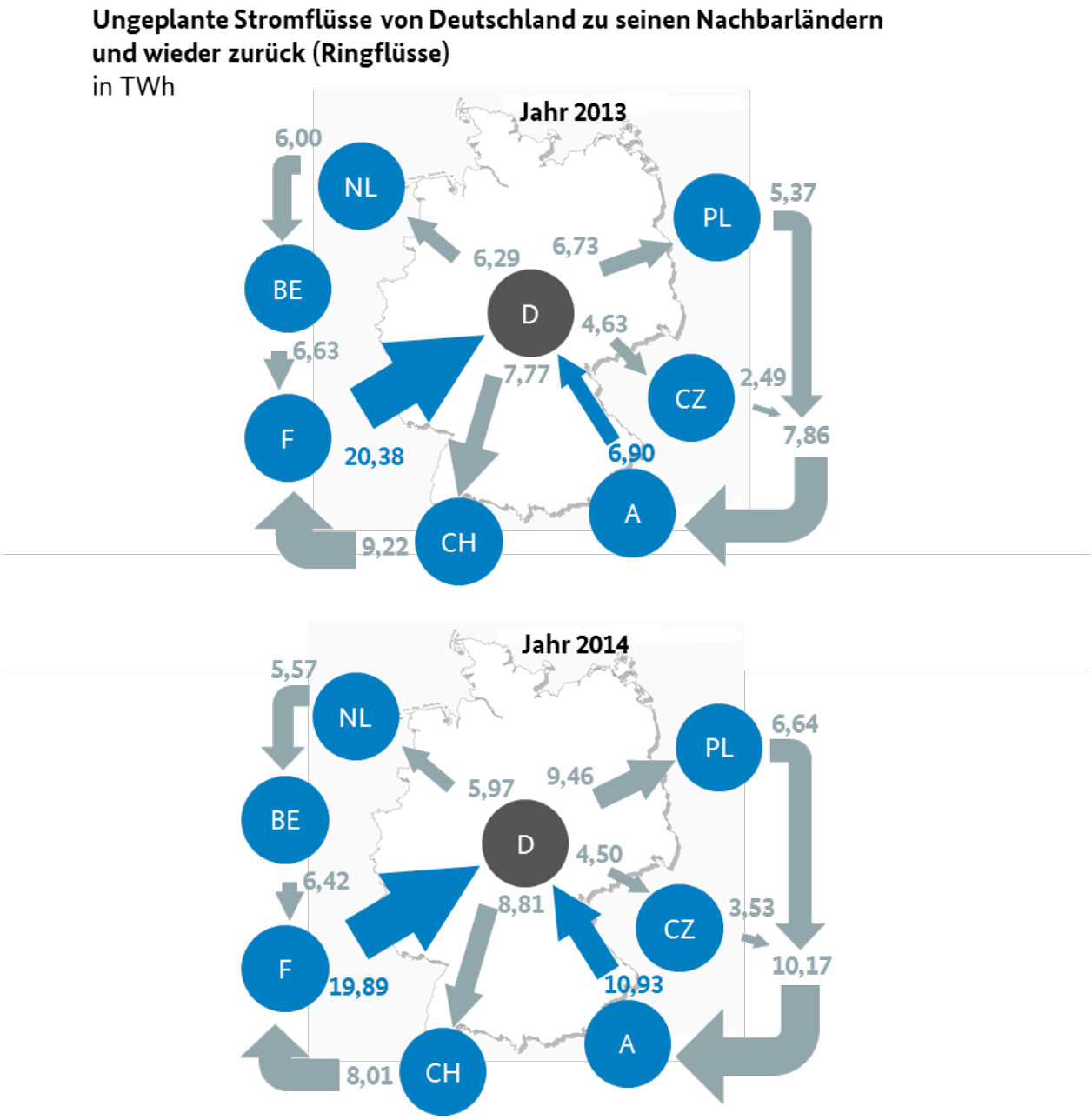



Abbildung 62: Ungeplante Stromflüsse von Deutschland zu seinen Nachbarländern und wieder zurück (Ringflüsse)

[42] Die Bundesnetzagentur verwendet für die Ermittlung der Werte ausschließlich die Verbundaustauschfahrpläne der ÜNB (Handelsflüsse). Für die öffentlich diskutierten Fragestellungen sind die Fahrpläne die sinnvollere Größe, da sie die Handelsaktivitäten widerspiegeln. Die physikalischen Flüsse beruhen dagegen auf einer Vielzahl von Faktoren, beispielsweise auch auf Ringflüssen von deutsch-deutschen Handelsgeschäften, die physikalisch über ausländische Netze transportiert werden.

Strom nimmt, wie in den Darstellungen veranschaulicht wird, aufgrund physikalischer Gesetzmäßigkeiten stets den Weg des geringsten Widerstandes.

Stromhandel zwischen verschiedenen Marktgebieten führt unausweichlich zu mehr oder minder hohen ungeplanten Stromflüssen. Durch das hohe Transportaufkommen bei derzeit noch vergleichsweise geringen Fortschritten beim Netzausbau sind auch die Nachbarländer Deutschlands davon betroffen. Damit das Problem der ungeplanten Stromflüsse nicht zu instabilen Netzen im Ausland führt, beteiligt sich Deutschland aktiv an verschiedenen Maßnahmen, die diese Problematik analysieren und lösen können. Erste Schritte zur Eindämmung der ungeplanten Stromflüsse wurden bereits unternommen. So wurde mit dem virtuellen Phasenschieber an der deutsch-polnischen Grenze ein grenzüberschreitendes Redispatch-Regime etabliert, mittels dem die Systemsicherheit in Polen und Deutschland erhöht wird. In einem nächsten Schritt werden an den Grenzen zu Polen und Tschechien physikalische Phasenschieber-Transformatoren installiert, die dabei helfen werden, den in Deutschland erzeugten und in der Gebotszone Deutschland-Österreich verbrauchten Strom vorrangig durch die eigenen Netze fließen zu lassen.

## 4. Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse

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

ACER veröffentlicht jährlich einen Bericht zur Umsetzung des ITC-Mechanismus („Report to the European Commission on the implementation of the ITC mechanism“) gemäß Punkt 1.4 des Annex Teil A der Verordnung (EU) Nr. 838/2010. Die aktuellen Zahlen für das ITC-Jahr 2014 lauten wie folgt: Die vier deutschen ÜNB erhielten für Verlustenergie und die Bereitstellung der Infrastruktur Kompensationen in Höhe von 7,65 Mio. Euro und mussten im Gegenzug Beiträge in Höhe von 6,74 Mio. Euro leisten. Im Saldo bedeutet das einen Betrag von 0,91 Mio. Euro (2013: 13,21 Mio. Euro), den die deutschen ÜNB netto als Kompensationszahlungen aus dem ITC-Mechanismus erhalten haben. Damit war Deutschland im ITC-Jahr 2014 erneut ein Nettoempfänger von Zahlungen aus dem ITC-Fonds. Der starke Rückgang der Nettoerlöse um gut 93 Prozent gegenüber dem ITC-Jahr 2013 ist im Wesentlichen auf die internationale Preisentwicklung bei der Verlustenergie und die Zunahme des deutschen Stromexports zurückzuführen.

**Kompensationszahlungen aus dem ITC-Mechanismus für die deutschen ÜNB**
in Mio. Euro

| 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|---|---|---|---|
| 20,97 | 26,79 | 13,21 | 0,91 |

Tabelle 39: Kompensationszahlungen aus dem ITC-Mechanismus für die deutschen ÜNB

## 5. Marktkopplung der europäischen Stromgroßhandelsmärkte

Die Schaffung eines europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts ist erklärtes Ziel der Europäischen Union. Nach Punkt 3.2. des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 (sog. Stromhandelsverordnung) soll damit schrittweise in einzelnen Regionen Europas begonnen werden.

Im Februar 2014 wurden die Day-Ahead-Märkte der jeweils gekoppelten Regionen Zentralwesteuropa (Österreich, Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande) und Nordwesteuropa (Dänemark, Finnland, Norwegen, Schweden) sowie Estland, Litauen, Lettland, Vereinigtes Königreich und Polen über das SwePol-Kabel miteinander verbunden. Im Mai 2014 folgten Spanien und Portugal. Damit sind bereits dreiviertel des europäischen vortägigen Strommarktes erfolgreich gekoppelt. Der nächste bedeutende Schritt für die Schaffung des europäischen Strombinnenmarktes wurde mit der Ankopplung der italienischen Grenzen zu Österreich, Frankreich und Slowenien im Februar 2015 erreicht.

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

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

## 6. Lastflussbasierte Kapazitätsallokation

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

Nach der erfolgreichen Einführung der Marktkopplung in Zentralwesteuropa im Herbst 2010 wurde die Umsetzung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethode begonnen. 2014 wurden die Arbeiten durch die Projektpartner fortgesetzt. Am 20. Mai 2015 konnte dann die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung in der CWE-Region erfolgreich starten. Die ersten Ergebnisse bestätigen die in den Tests erwarteten steigenden Übertragungskapazitäten und als eine Folge davon eine höhere Preiskonvergenz zwischen den teilnehmenden Staaten.

Neben Zentralwesteuropa wird derzeit ebenfalls in Zentralosteuropa an der Einführung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethode gearbeitet. Hier wird nach aktueller Planung mit dem Start voraussichtlich im Jahr 2018 gerechnet. In der Folge sollen beide Regionen verbunden werden.

Daher ist es bereits heute wichtig, die Arbeit in den beiden Regionen gut zu koordinieren, um die Kompatibilität sicherzustellen. Insbesondere geht es dabei um die Identifizierung der gemeinsamen Standards in beiden Regionen, die Erstellung eines gemeinsamen Ablaufplans zur Umsetzung, die Begleitung des regionenübergreifenden Harmonisierungsprozesses und die Erstellung des Abschlussberichts nach erfolgreichem Zusammenschluss der Märkte.

# 7. Verordnung für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement

Am 14. August 2015 ist mit der CACM-Leitlinie das im Strombereich erste verbindliche Regelungsinstrument auf Grundlage der Stromhandelsverordnung in Kraft getreten. Im Einzelnen werden Vorgaben für die Ausgestaltung der Engpassbewirtschaftungsmethoden für die Kapazitätsvergabe im Day-Ahead und Intraday Handel getroffen. Zudem wird bestimmt, nach welcher Methode die Berechnung grenzüberschreitender Stromtransportkapazitäten zu erfolgen hat.

Des Weiteren wird festgelegt, dass im Day-Ahead-Handel die Kapazitäten implizit, also zeitgleich mit dem Stromhandelsgeschäft abgewickelt werden. Dies soll im Wege einer Preiskopplung basierend auf einem einheitlichen Algorithmus erfolgen. Der Intraday-Handel soll ebenfalls grundsätzlich implizit organisiert werden. Daneben können aber auch weiterhin explizite Vergaben stattfinden, sofern die betreffenden Regulierungsbehörden dies verlangen. Die Intraday-Kapazitäten sollen auf einer Plattform gebündelt und mit den Orderbüchern der Börsen verknüpft werden, um den impliziten Handel zu ermöglichen. Im täglichen Prozess werden zusätzlich zum kontinuierlichen grenzüberschreitenden Handel regionale Auktionen ermöglicht.

Für die Kapazitätsberechnung im Day-Ahead- und im Intraday-Bereich ist zukünftig ein lastflussbasiertes Verfahren einzuführen, welches die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten abhängig von den handelsseitigen Transaktionen und den kritischen Netzelementen ermittelt.

Die Verordnung sieht Genehmigungen durch die nationalen Regulierungsbehörden vor, die sich auf die von den ÜNB bzw. Strommarktbetreiber (nominated electricity market operators; „NEMOs“) entwickelten Methoden beziehen. Dabei steht den Regulierungsbehörden das Recht zu, Änderungen an den zur Genehmigung vorgelegten Methoden zu fordern. Zudem sind in der CACM-Leitlinie für die wichtigsten Handelszeitpunkte eindeutige und harmonisierte Vorgaben enthalten, so dass ein einheitlicher Zeitrahmen für die Handelsgeschäfte entsteht.

Bereits vor Inkrafttreten der CACM-Leitlinie wurden in den etablierten regionalen Initiativen des Stromsektors unterschiedliche Umsetzungsprojekte (sog. „early implementation projects“) hinsichtlich der in der Rahmenleitlinie und dem Entwurf der Verordnung von ENTSO-E angelegten Modelle begonnen. Diese bauen zum Teil auf Projekten in den entsprechenden Regionen auf, die bereits vor 2010 begonnen worden sind.

## 7.1 Early Implementation Cross Border Intraday Project

Das sog. Cross Border Intraday Projekt (kurz: XBID Projekt) wurde bereits im Februar 2007 begonnen. Damals war es noch ein Projekt der Region Zentralwesteuropa. Mittlerweile beschränkt sich das Projekt nicht mehr nur auf diese Region, sondern umfasst als Region „Nordwesteuropa Plus“ das Gebiet der folgenden Mitgliedstaaten der EU und des EWR: Deutschland, Frankreich, Niederlande, Belgien, Luxemburg, Österreich, Vereinigtes Königreich, Dänemark, Schweden, Finnland, Norwegen, Spanien und Italien. Die Schweiz nimmt

mit Beobachterstatus ebenfalls an dem Projekt teil. Ihre aktive Beteiligung hängt nach der CACM-Leitlinie allerdings davon ab, dass sie zum einen die wichtigsten Teile des stromwirtschaftsrechtlichen acquis unionaire der Europäischen Union übernimmt und zum anderen einen völkerrechtlichen Vertrag mit dieser abschließt. In diesem soll die Zusammenarbeit zwischen ihr und der EU im Strombereich, also insbesondere die institutionellen Fragen, geklärt werden.

Das XBID Projekt hat anfänglich erhebliche Verzögerungen erlitten. Diese sind insbesondere darauf zurückzuführen, dass sich die beteiligten Strombörsen anfangs nicht auf einen gemeinsamen IT-Provider, der mit dem Design und der Entwicklung der Handelsplattform beauftragt werden sollte, einigen konnten. Im Jahre 2014 und in der ersten Jahreshälfte 2015 hat das Projekt allerdings Fortschritte gemacht. So haben sich die Projektparteien, zu denen neben den Übertragungsnetzbetreibern aus den besagten Mitgliedstaaten auch die Strombörsen APX/BelPex, EPEX SPOT, GME, Nord Pool Spot und OMIE gehören, auf den Abschluss des Vertrages mit dem im Jahre 2013 ausgewählten IT-Provider Deutsche Börse AG (DBAG) geeinigt. DBAG obliegt damit das Design und die Entwicklung der sog. XBID-Plattform. Mittels dieser Plattform, die aus einem Kapazitätsmanagementmodul und einem einheitlichen Orderbuch bestehen wird, sollen die lokalen Stromhandelssysteme der Strombörsen sowie die verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten der Übertragungsnetzbetreiber jeweils gebündelt und sodann miteinander verknüpft werden. Auf diese Weise wird ermöglicht, Stromhandelsangebote in einer Gebotszone mit Stromhandelsnachfragen in einer anderen Gebotszone der Region kontinuierlich und implizit miteinander abzugleichen, sofern hinreichende grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten für die Abwicklung der Handelsgeschäfte zur Verfügung stehen. Um die Bündelung der Orderbücher und der Kapazitätskalkulationen bewerkstelligen zu können, wird seitens der Projektparteien parallel zur Entwicklung der zentralen XBID-Plattform an der Entwicklung lokaler Implementierungslösungen (Local Implementation Projects) gearbeitet. Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen ihrer Mitarbeit in den zuständigen Arbeitsgruppen und Entscheidungsgremien von ACER daran mitgewirkt, dass die Projektparteien sich insoweit einigen und die vertraglichen Grundlagen für das Projekt finalisieren. Die Fertigstellung der XBID Plattform wird für das Jahr 2016 und die finale Inbetriebnahme nach dem Durchlaufen der Testphase für das Jahr 2017 erwartet.

## 7.2 Early Implementation Bidding Zone Review

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

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

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

Neu-Konfigurationen der Gebotszonengestaltung untersucht. Die Evaluierung bezieht sich dabei vorrangig auf die Kriterien Netzsicherheit, Markteffizienz und Stabilität der Gebotszonen.

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

Aus deutscher Sicht ist der Prozess zu begrüßen, da die viel diskutierte Frage zur Gebotszonenänderung gerade im Hinblick auf die deutsch-österreichische Gebotszone erstmals durch ein strukturiertes Verfahren auf europäischer Ebene untersucht wird.

Im Rahmen einer vorgezogenen teilweisen Umsetzung (sog. early implementation) wird im Vorgriff auf die CACM-Leitlinie das vorstehend beschriebene Verfahren zur Evaluierung der jeweils aktuellen Gebotszonengestaltung bereits freiwillig angewendet.

## 8. Netzkodex zur langfristigen Kapazitätsvergabe

Im Bereich der langfristigen Kapazitätsvergabe (d.h. der Jahres- und Monatskapazitäten) wurde auf Grundlage der gleichen Rahmenleitlinie wie für die CACM Verordnung ein separater Netzkodex entwickelt. Nach Abschluss der öffentlichen Konsultationen wurde im Oktober 2013 die finale Version des Netzkodex an ACER übergeben. In begründeten Stellungnahmen hat ACER begonnen, ENTSO-E noch vorhandene sachliche Abweichungen im Netzkodex zu den vorgegebenen Rahmenrichtlinien aufzuzeigen und eine zügige Umsetzung einzufordern. Die Überarbeitung des Netzkodex wurde 2014 fortgesetzt. 2015 wurde das Komitologieverfahren der Europäischen Kommission begonnen.

Für die langfristige Kapazitätsvergabe ist vorgesehen, an jeder Grenze physische oder finanzielle Übertragungsrechte einzurichten. Zudem soll eine die europäische Gemeinschaft umfassende Plattform für den Sekundärhandel mit langfristig erworbenen Transportrechten aufgesetzt werden.

Daneben sollen die Regeln für den Haftungsübergang bei kurzfristigen Einkürzungen der vergebenen Kapazitäten harmonisiert werden.

## 9. Netzkodizes zu Netzanschlussbestimmungen für Erzeuger, HGÜ-Anlagenbetreiber, Verteilernetzbetreiber und Verbraucher

Für die Realisierung des europäischen Binnenmarkts für Strom und aus Gründen der Netzstabilität ist es wichtig, möglichst vereinheitlichte Netzanschlussbedingungen für jene Marktteilnehmer zu schaffen, die ihre Anlagen an das Stromnetz anschließen. Zu diesen Marktakteuren gehören Betreiber von Erzeugungsanlagen ebenso wie Betreiber von HGÜ-Leitungen, Betreiber von großen Strom verbrauchenden Einheiten (etwa energieintensive Industrieunternehmen) und Anbieter von Lastmanagement ebenso wie

Verteilernetzbetreiber. Mit der Verabschiedung von unmittelbar in allen Mitgliedstaaten geltenden EU-Verordnungen werden insoweit einheitlich geltende Rahmenbedingungen geschaffen. So sehen die drei Netzkodizes einheitliche Anforderungen an die Frequenzhaltung, an die Fähigkeit zum Durchfahren eines Fehlers („Fault-Ride-Through"-Fähigkeit), Anforderungen an die Netzwiederherstellung, Blindleistungsanforderungen und Maßgaben für die Nachfragesteuerung („Demand Side Response") vor, um nur einige Beispiele zu nennen.

In den Jahren 2014 und 2015 wurden vor diesem Hintergrund umfangreiche Überarbeitungen an den drei Netzkodizes vorgenommen. Dabei konnten eine Reihe von Zweifeln hinsichtlich der regulatorischen Vorschriften für alle Netzanschlusskodizes ausgeräumt werden. Dies mündete schließlich darin, dass am 26. Juni 2015 die Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger im Rahmen des Komitologieverfahrens seitens der Mitgliedstaaten der Europäischen Union einstimmig angenommen werden konnte. Nach Durchlaufen des Kontrollverfahrens vor dem Europäischen Parlament und dem Rat der Europäischen Union wird dieser Netzkodex aller Voraussicht nach zum Ende des Jahres 2015 in Kraft treten. Am 11. September 2015 wurde die Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für HGÜ-Systeme und für an das Gleichstromnetz angebundene Windkraftanlagen verabschiedet. Am 16. Oktober 2015 schließlich durchlief auch der Entwurf der Kommission zu der Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Verbrauchseinheiten das Komitologieverfahren und wurde dort von den Mitgliedstaaten angenommen. Mit dem Inkrafttreten dieser beiden Netzkodizes kann im ersten Quartal des Jahres 2016 gerechnet werden.

## 10. Netzkodex Regelenergie

Im Dezember 2013 hat der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E den von ihm erstellten Netzkodex Regelenergie („Electricity Balancing") bei ACER zur inhaltlichen Prüfung eingereicht. Da die anschließende Analyse von ACER ergab, dass der Netzkodex in einigen Punkten nicht mit der von ACER entwickelten Rahmenleitlinie Regelenergie vereinbar war, wurde der Netzkodex im Sommer 2014 von ENTSO-E überarbeitet und im September 2014 erneut ACER zur Prüfung vorgelegt. Im November 2014 wurde ENTSO-E zudem von ACER aufgefordert, im Rahmen einer frühzeitigen Umsetzung unverzüglich mit der Entwicklung wichtiger Elemente des Netzkodex Regelenergie zu beginnen, um die Zeit bis zum Inkrafttreten des Netzkodex effektiv zu nutzen.

Der Netzkodex Regelenergie zielt darauf ab, die heute noch weitgehend national organisierten Märkte für Regelenergie in Europa zu integrieren. Durch eine Harmonisierung der Regelenergieprodukte und eine Angleichung der Regeln für den Regelenergieeinsatz werden der grenzüberschreitende Regelenergieaustausch innerhalb Europas erleichtert und der Wettbewerb zwischen Regelenergieanbietern gefördert. Insbesondere soll es auch Lastmanagement und Erneuerbaren Energien erleichtert werden, am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Zudem soll die Existenz funktionsfähiger Day-Ahead- und Intraday-Märkte gewährleistet werden. Damit versetzt der Netzkodex die ÜNB in die Lage, vorhandene Ressourcen künftig noch effektiver zu nutzen, wodurch die Kosten für die Regelenergievorhaltung und den Einsatz von Regelenergie sinken. Gleichzeitig wird die Versorgungssicherheit in Europa gestärkt.

Im Juli 2015 hat ACER der Europäischen Kommission empfohlen, den Netzkodex Regelenergie zu verabschieden, allerdings unter Berücksichtigung zahlreicher Änderungsvorschläge gegenüber der von ENTSO-E im September 2014 vorgelegten Version. Die Änderungsvorschläge zielen darauf ab, die Integration der europäischen Regelenergiemärkte zu erleichtern sowie Rechtsklarheit zu schaffen und die

Durchsetzbarkeit zu verbessern. Bevor der Netzkodex Regelenergie über das sogenannte Komitologieverfahren in eine europäische Verordnung mit allgemeiner Gültigkeit und unmittelbarer Wirksamkeit in den Mitgliedstaaten überführt wird, plant die Europäische Kommission, den Netzkodex zunächst umfassend zu prüfen und dabei die Ergebnisse der Konsultation zum neuen europäischen Strommarkt-Design zu berücksichtigen. Die Bundesnetzagentur wird sich innerhalb von ACER auch weiterhin maßgeblich an der Weiterentwicklung der europäischen Regelenergiemärkte beteiligen und den Implementierungsprozess des Netzkodex Regelenergie aktiv begleiten.

# F Großhandel

Funktionierenden Großhandelsmärkten kommt eine entscheidende Bedeutung für den Wettbewerb im Elektrizitätsbereich zu. Dabei spielen Spotmärkte, auf denen kurzfristig benötigte bzw. nicht benötigte Strommengen beschafft bzw. abgesetzt werden können, und Terminmärkte, die u.a. eine mittel- und langfristige Absicherung von Preisrisiken 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) sind Strombörsen von zentraler Bedeutung. Elektrizitätsbörsen schaffen einen verlässlichen Handelsplatz und liefern zugleich wichtige Preissignale für Marktteilnehmer auch in anderen Bereichen der Elektrizitätswirtschaft.

Die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte ist im Jahr 2014 auf hohem Niveau stabil geblieben. Während es im börslichen Terminhandel erneut zu erheblichen Volumenzuwächsen kam, waren die über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina rückläufig. Die durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise sind im Jahr 2014 weiter gesunken. Im Vergleich zum Vorjahr verringerten sich die durchschnittlichen Spotmarktpreise an der EPEX SPOT um rund 13 Prozent und die Terminkontrakte für das Folgejahr notierten an der EEX im Mittel um rund 10 Prozent niedriger.

## 1. Börslicher Großhandel

Die Betrachtung des börslichen Stromhandels bezieht sich, wie in den vergangenen Berichtsjahren, auf das Marktgebiet Deutschland / Österreich und die Börsenplätze in Leipzig (EEX), Paris (EPEX SPOT) und Wien (EXAA). Die Börsen haben sich an der Datenerhebung im Energie-Monitoring in diesem Jahr erneut beteiligt. Da für Deutschland und Österreich ein gemeinsames Liefergebiet besteht, werden die einzelnen Stromkontraktarten („Produkte“) an allen drei Börsen mit für die beiden Länder jeweils einheitlichen Börsenpreisen gehandelt („eine Preiszone“). Die European Energy Exchange AG (EEX) bietet Stromprodukte im Terminhandel an, die EPEX SPOT SE und die EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG (EXAA) Stromprodukte im Spotmarktbereich[43]. Darüber hinaus ermöglicht auch die Nord Pool Spot AS den Stromhandel mit Lieferort Deutschland,[44] dieser Börsenplatz wird aber im Folgenden nicht näher dargestellt.

Die Börsen haben sich als wichtige Handelsplätze etabliert. Die Zahl der an den Börsen für den Stromhandel im Marktgebiet Deutschland / Österreich zugelassenen Teilnehmer befindet sich seit mehreren Jahren auf stabilem Niveau. Zum Stichtag 31. Dezember 2014 wurden an allen drei Börsenplätzen neue Höchstwerte erreicht.

---

[43] Zwischen EEX und EPEX SPOT bestehen gesellschaftsrechtliche Verbindungen, die zum 1. Januar 2015 umstrukturiert worden sind. Die EEX ist nunmehr indirekte Mehrheitsaktionärin der EPEX SPOT; siehe Pressemitteilung von EEX und Powernext SA vom 21. Oktober 2014.

[44] Die Nord Pool Spot bietet Intraday-Handel mit Lieferort Deutschland (Handelsvolumen 2014 rund 1 TWh) sowie den Handel von Market-Coupling-Produkten für Deutschland an (je von und nach Schweden bzw. Dänemark).

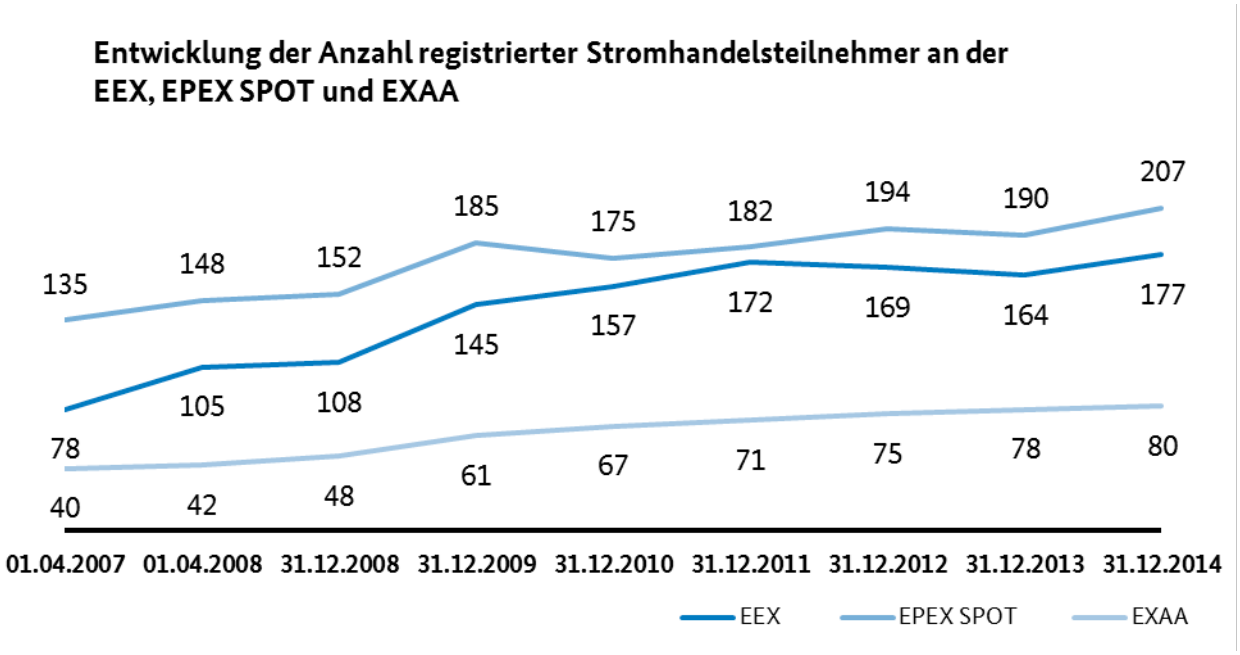



Abbildung 63: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an der EEX, EPEX SPOT und EXAA

Nicht jedes im Großhandel tätige Unternehmen bedarf eines eigenen Zugangs zur Börse, um die Möglichkeiten der Börse zu nutzen. Unternehmen können vielmehr auch auf Dienstleistungsangebote börslich registrierter Händler zurückgreifen. Die Befragung der Großhändler und Lieferanten in der Datenerhebung bestätigt, dass hiervon in relevantem Umfang Gebrauch gemacht wird. Größere Konzerne bündeln ihre Handelsaktivitäten oftmals in einer Konzerngesellschaft, die über eine entsprechende Börsenregistrierung verfügt. Nach den Kategorien, nach denen die EPEX SPOT bzw. die EEX ihre Börsenteilnehmer klassifizieren, ergibt sich folgendes Teilnehmerspektrum:

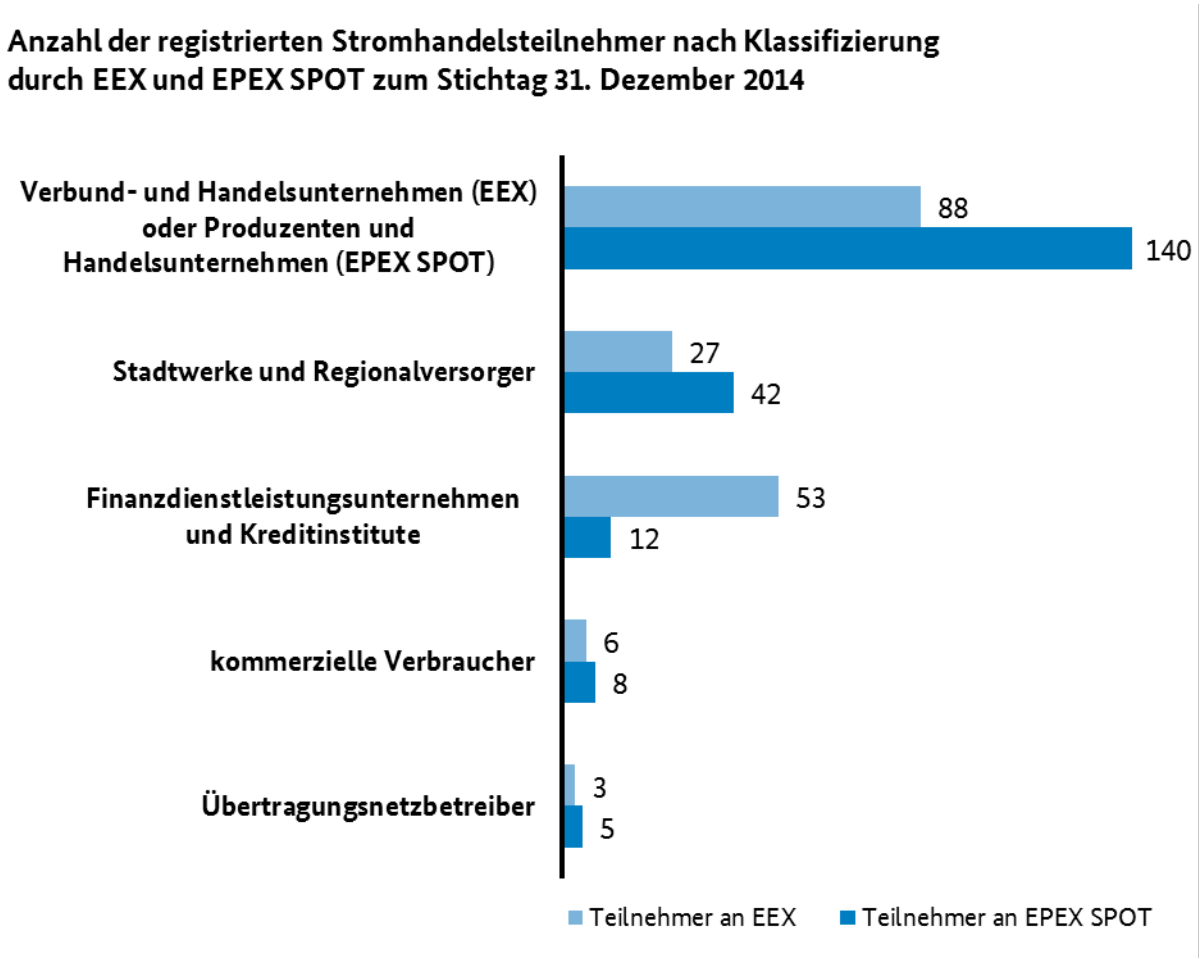



Abbildung 64: Anzahl der registrierten Stromhandelsteilnehmer nach Klassifizierung durch EEX und EPEX SPOT zum Stichtag 31. Dezember 2014

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

### 1.1 Spotmärkte

An börslichen Spotmärkten wird Strom am Vortag (Day-Ahead) und mit kürzeren Vorlaufzeiten (Intraday) gehandelt. Von den hier betrachteten Spotmärkten EPEX SPOT und EXAA bieten beide vortäglichen Handel an, die EPEX SPOT darüber hinaus auch den kontinuierlichen Intraday-Handel. Die physische Erfüllung der Kontrakte (Stromlieferung) ist an beiden börslichen Spotmärkten in die österreichische Regelzone (APG) und in die deutschen Regelzonen (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) möglich.

Die Day-Ahead-Auktion an der EPEX SPOT findet täglich um 12 Uhr statt (Veröffentlichung des finalen Ergebnisses ab 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 10:20 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.

Eine wichtige Neuerung im Berichtszeitraum ist die Einführung von Auktionen für Viertelstundenkontrakte sowohl an der EXAA als auch an der EPEX SPOT. Seit September 2014 werden in der Day-Ahead-Auktion der EXAA neben Einzelstunden und Blöcken simultan auch Viertelstunden gehandelt. Im Unterschied hierzu führte die EPEX SPOT im Dezember 2014 eine von der 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 (Ergebnis ab 15:10 Uhr). Alle 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 Lieferungen am Folgetag und um 16:00 Uhr für die 15-Minuten-Perioden. Die EPEX SPOT hat die Mindestvorlaufzeit im Intraday-Handel verkürzt. Seit Juli 2015 können die Stromkontrakte für die deutschen Regelzonen und innerhalb der österreichischen Regelzone bis 30 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden.[45] Am 1. Oktober 2015 ist der kontinuierliche Intraday-Handel für 15-Minuten-Perioden auf Österreich (Regelzone APG) ausgeweitet worden.[46]

Die Erweiterung der Handelsmöglichkeiten um Viertelstundenkontrakte und die Verkürzung der Mindestvorlaufzeiten trägt insbesondere der gestiegenen Einspeisung von Strom aus dargebotsabhängigen (erneuerbaren) Quellen Rechnung. So wurde z. B. ein Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz) Börsenteilnehmer auch an der EXAA, als diese den Handel mit Viertelstundenkontrakten einführte.[47] Ein weiteres Produkt zur Marktintegration Erneuerbarer Energien im börslichen Spotmarktbereich ist der an der EXAA handelbare Grünstrom.[48]

### Handelsvolumina

Im Berichtsjahr 2014 betrug das Volumen des Day-Ahead-Handels an der EPEX SPOT 263 TWh, was einem Zuwachs von rund 17 TWh entspricht. Das Volumen des Intraday-Handels ist erneut gestiegen, und zwar auf 26,4 TWh (wovon 0,5 TWh auf den Lieferort Österreich entfallen). Das Volumen des Day-Ahead-Marktes an der EXAA ist im Berichtsjahr 2014 mit 7,8 TWh (wovon rund 60 Prozent auf die deutschen Regelzonen entfielen) stabil geblieben.

---

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

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

[47] Vgl. http://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/handelsteilnehmer (abgerufen am 27. August 2015)

[48] Das Handelsvolumen des in 2012 eingeführten Produkts betrug im Jahr 2014 rund 24 GWh.

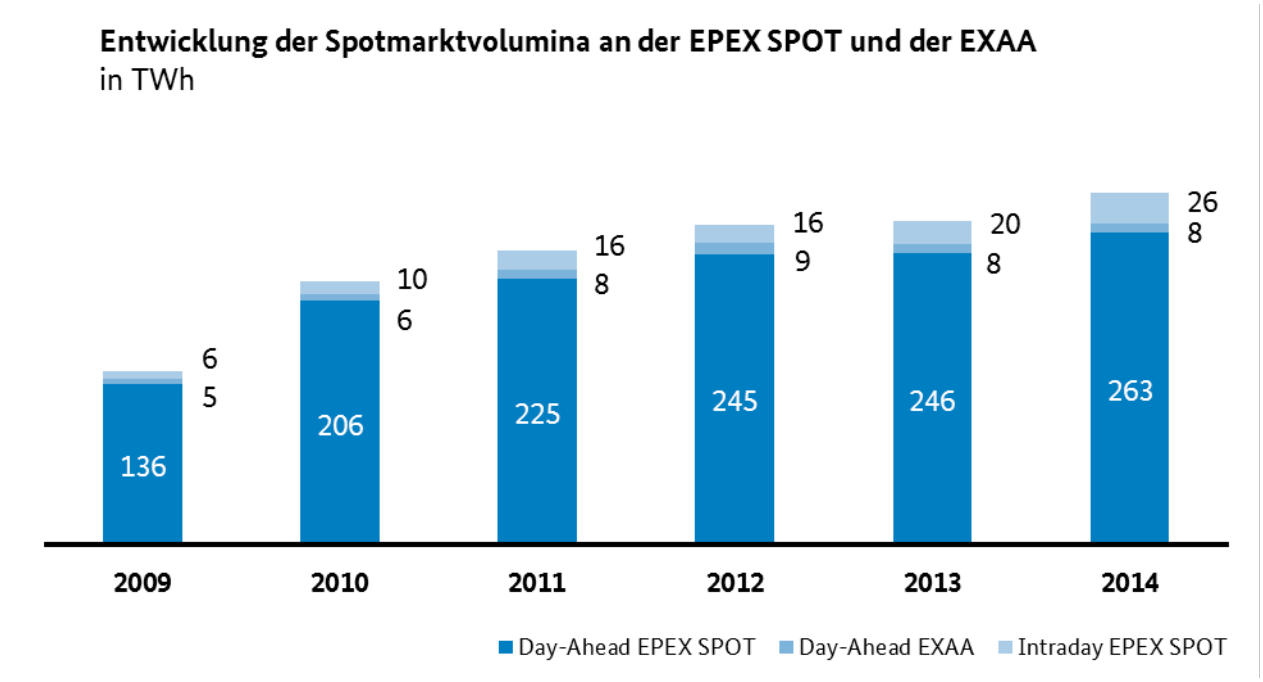



Abbildung 65: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA

### Anzahl der aktiven Teilnehmer

Auch bei der Anzahl der an den beiden Börsenplätzen aktiven Teilnehmer sind keine starken 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 Mittel waren 163 Teilnehmer (in 2013: 156 Teilnehmer) und damit rund 79 Prozent (gegenüber 82 Prozent in 2013) aller registrierten Teilnehmer je Handelstag aktiv. Die durchschnittliche Anzahl aktiver Käufer (125 in 2014 und 122 in 2013) bzw. Verkäufer (121 in 2014 und 118 in 2013) ist erneut leicht gestiegen. Die Zahl der Netto-Käufer je Handelstag (Saldo zugunsten „Kauf") liegt mit 83 Teilnehmern in 2014 auf dem Niveau der Vorjahre (81 in 2013; 83 in 2012). Bei der Zahl der Netto-Verkäufer (Saldo zugunsten „Verkauf") hat sich die ansteigende Tendenz fortgesetzt; die Anzahl ist von 68 in 2012 und 75 in 2013 weiter auf 80 im Jahr 2014 gestiegen.

An der EXAA gilt ein registrierter Teilnehmer als „aktiv", wenn mindestens ein Gebot (Kauf oder Verkauf) ausgeführt worden ist, und zwar bezogen auf jeden Liefertag.[49] Im Mittel waren rund 40 (Vorjahr: 39) Teilnehmer und damit erneut etwa die Hälfte aller registrierten Teilnehmer je Liefertag aktiv. Über 70 Prozent aller Teilnehmer an der EXAA (57 gegenüber 52 in 2013) verfügen über Handelskonten in den deutschen Regelzonen. Im Mittel wurden von knapp 25 (in 2013: zwanzig) Teilnehmern je Liefertag Gebote in die deutschen Regelzonen ausgeführt.

[49] 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.

### Preisabhängigkeit der Gebote

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

Der relativ hohe Anteil preisunabhängiger Gebote an der EPEX SPOT ist im Berichtsjahr gestiegen. Im Jahr 2014 waren 77 Prozent der ausgeführten Kaufgebote preisunabhängig (gegenüber 70-73 Prozent in 2011-2013). Bei den ausgeführten Verkaufsgeboten lag der Anteil preisunabhängiger Gebote mit rund 73 Prozent in etwa auf dem Vorjahresniveau von 72 Prozent (2011 und 2012 betrug der Anteil noch 82-83 Prozent).

**Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT**

| | **Ausgeführte Verkaufsgebote 2014** | | **Ausgeführte Kaufgebote 2014** | |
|---|---|---|---|---|
| | Volumen in TWh | Anteil | Volumen in TWh | Anteil |
| **Preisunabhängige Gebote** | 191,27 | 72,7% | 201,45 | 76,6% |
| davon durch ÜNB | 50,50 | | 0,49 | |
| davon physisch erfüllte Phelix Futures | 48,48 | | 69,92 | |
| davon sonstige | 92,29 | | 131,05 | |
| **Preisabhängige Gebote i. w. S.** | 71,65 | 27,3% | 61,47 | 23,4% |
| davon Blöcke | 12,85 | | 4,39 | |
| davon Marktkopplungskontakte | 28,49 | | 9,36 | |
| davon preisabhängige Gebote i. e. S. | 30,31 | | 47,72 | |
| **Gesamt** | 262,92 | 100% | 262,92 | 100% |

Tabelle 40: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2014

Auf Verkäuferseite spielt die Vermarktung der EEG-Mengen durch die Übertragungsnetzbetreiber eine wichtige Rolle, die erneut fast vollständig (zu 99,8 Prozent) preisunabhängig erfolgte.[50] Allerdings ist die von den ÜNB vermarktete Menge mit rund 51 TWh weiter gesunken (2013: 55 TWh, 2012: 70 TWh). Die Menge der Gebote an der EPEX SPOT zur physischen Erfüllung von Phelix Futures ist sowohl verkaufsseitig (um 14 TWh) als auch auf der Käuferseite (um 7 TWh) gestiegen.

An der EXAA verteilen sich die ausgeführten Gebote nach Preisabhängigkeit in einem entgegengesetzten Verhältnis. An der EXAA werden beim Kauf 69 Prozent (5,4 TWh) und beim Verkauf 79 Prozent (6,2 TWh) der Gebote an preisliche Bedingungen geknüpft. Die EXAA führt den im Vergleich zu EPEX SPOT höheren Anteil preislimitierter Gebote auf den um rund zwei Stunden früheren Auktionspunkt zurück.[51]

### Preisniveau

Der für das Marktgebiet Deutschland/ Österreich gebräuchlichste Preisindex für den Spotmarkt ist der von der EEX/ 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 9 bis 20 (d.h. 8:00 – 20:00 Uhr) bildet. Die EXAA veröffentlicht den bEXAbase und den bEXApeak, die sich auf die entsprechenden Einzelstunden (für das gleiche Marktgebiet) beziehen.

Die durchschnittlichen Spotmarktpreise sind im Jahr 2014 weiter gesunken. Der Durchschnittswert des Phelix-Day-Base fiel von 37,78 Euro/MWh auf 32,76 Euro/MWh, d.h. um rund 13 Prozent, und damit auf das niedrigste Niveau seit 2007. Auch der Phelix-Day-Peak lag mit einem Wert von 36,80 Euro/MWh nahezu 14 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Die Differenz zwischen Phelix-Day-Base und Phelix-Day-Peak ist seit 2008 stetig gesunken und betrug im Jahr 2014 4,0 Euro/MWh. Somit lag der Phelix-Day-Peak in 2014 im Mittel nur noch 12 Prozent über dem Phelix-Day-Base (zum Vergleich: 28 Prozent in 2007).

---

[50] Die ÜNB sind nach § 1 Abs. 1 AusglMechAV 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.

[51] Dies sei zugleich Ursache für eine höhere Korrelation der EXAA-Preisergebnisse mit OTC-Preisen. Vgl. EXAA Geschäftsbericht 2014, S. 23.

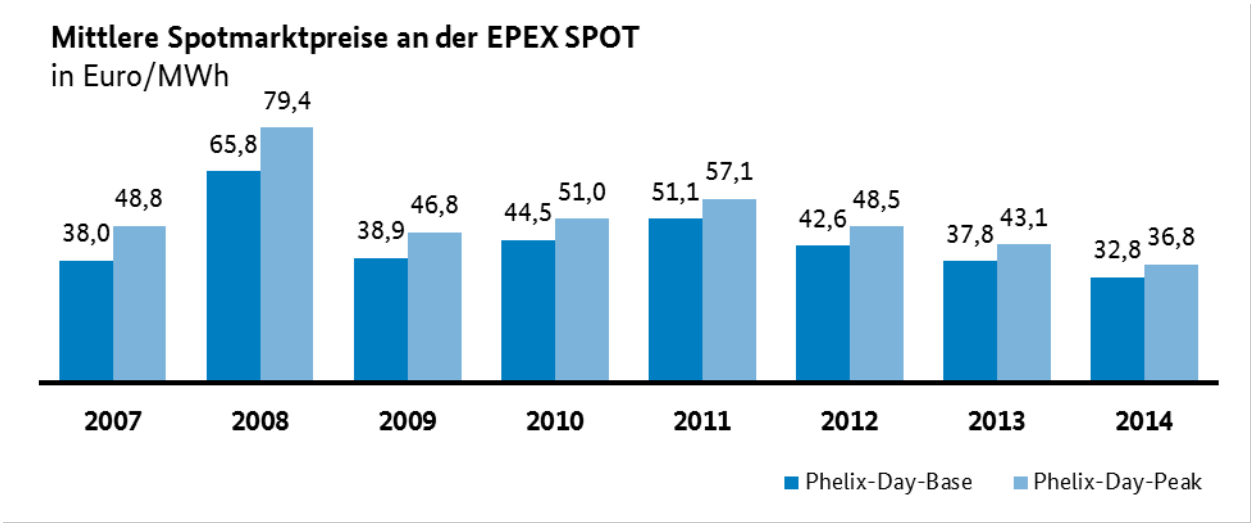



Abbildung 66: Mittlere Spotmarktpreise an der EPEX SPOT

Die Indizes bEXA und Phelix liegen für das Jahr 2014 – wie in den Vorjahren - dicht beieinander. Anders als im Vorjahr ergaben sich 2014 bei den Day-Ahead-Auktionen an der EPEX SPOT (Phelix) im Jahresmittel niedrigere Strompreise als an der EXAA (bEXA).

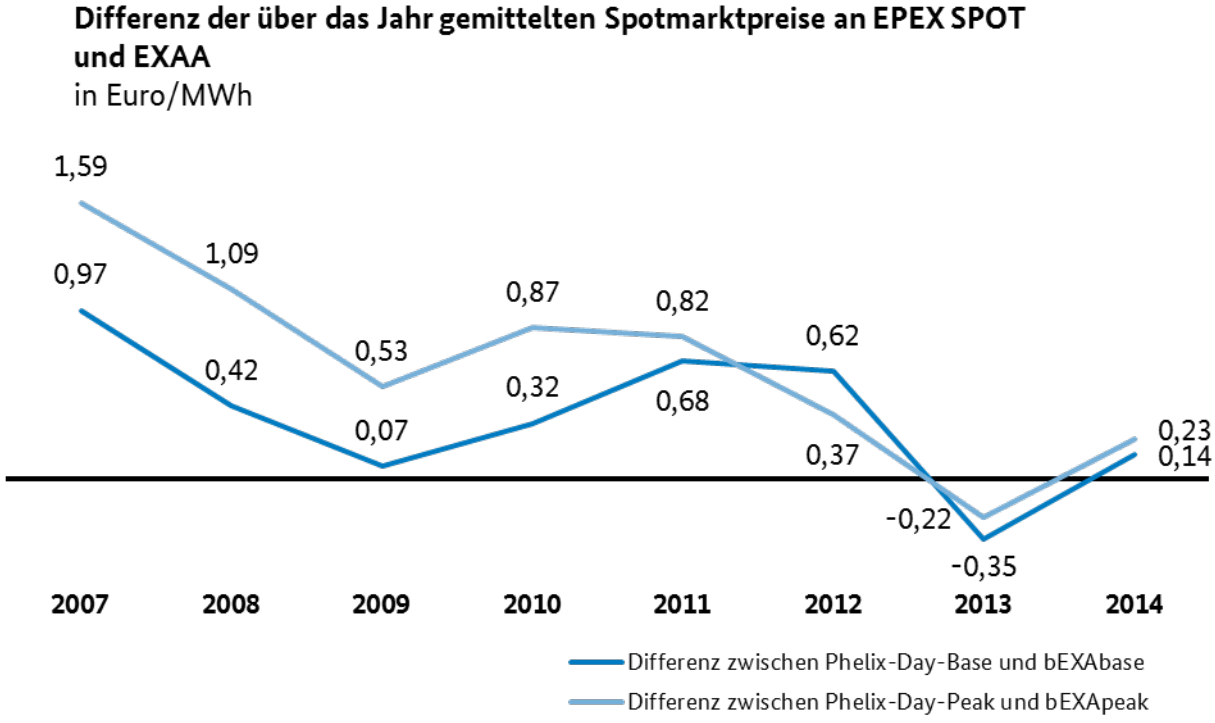



Abbildung 67: Differenz der über das Jahr gemittelten Spotmarktpreise an EPEX SPOT und EXAA

### Preisstreuung

Die tagesgemittelten Spotmarktpreise weisen wie in den Vorjahren eine erhebliche Streuung auf. Abbildung 68 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. Ferner sind in den Sommermonaten tendenziell niedrigere Preise zu verzeichnen als in den Wintermonaten. Der in der Abbildung nicht dargestellte bEXAbase folgt dem gleichen Muster.

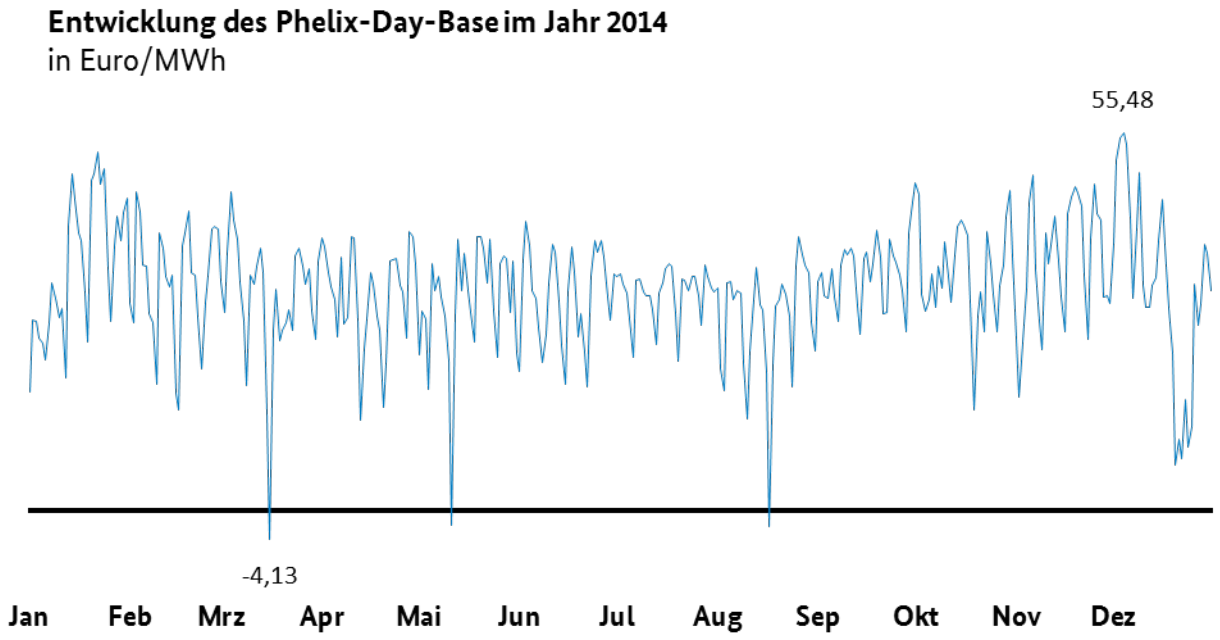



Abbildung 68: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2014

Bei den base- und peak-Preisen an der EPEX SPOT war 2014 - im Unterschied zur Entwicklung im Vorjahr - eine Abnahme der Streuung zu beobachten. Die Spannweite der mittleren 50 Prozent der größensortierten Phelix-Day-Base-Werte betrug 2014 9,69 Euro/MWh und ist im Vergleich zu 2013 um 38 Prozent gesunken.[52] Die entsprechende Peak-Spanne ist um 42 Prozent gesunken. Die Spannen der mittleren 80 Prozent der größensortierten Werte haben sich um 30 Prozent (base) bzw. 23 Prozent (peak) verringert. Beim Phelix-Day-Base und Phelix-Day-Peak ist es in 2014 dreimal zu negativen Werten gekommen (am 16. März mit dem Minimum aller Werte, sowie am 11. Mai und 17. August).

Insgesamt ist festzustellen, dass sich die tagesgemittelten Spotmarktpreise 2014 auf durchschnittlich niedrigerem Niveau und innerhalb einer geringeren Spanne bewegten.

[52] 2014: Obergrenze 38,00 Euro/MWh – Untergrenze 28,31 Euro/MWh = Spannweite 9,70 Euro/MWh.
2013: Obergrenze 46,88 Euro/MWh – Untergrenze 31,23 Euro/MWh = Spannweite 15,65 Euro/MWh.

**Preisspannen des Phelix-Day-Base und des Phelix-Day-Peak**

| | **Mittlere 50 Prozent**<br>Spanne der 25 bis 75 Prozent der größensortierten Werte in Euro/MWh | **Mittlere 80 Prozent**<br>Spanne der 10 bis 90 Prozent der größensortierten Werte in Euro/MWh | **Extremwerte**<br>Niedrigster und höchster Wert in Euro/MWh |
|---|---|---|---|
| Phelix Day Base 2012 | 37,65 – 49,21 | 29,82 – 52,82 | -56,87 – 98,98 |
| Phelix Day Base 2013 | 31,23 – 46,88 | 23,66 – 52,81 | -6,28 – 62,89 |
| Phelix Day Base 2014 | 28,31 – 38,00 | 22,29 – 42,71 | -4,13 – 55,48 |
| Phelix Day Peak 2012 | 41,38 – 56,03 | 30,33 – 60,91 | 10,94 – 129,94 |
| Phelix Day Peak 2013 | 34,44 – 54,42 | 24,76 – 62,28 | -18,99 – 80,50 |
| Phelix Day Peak 2014 | 30,98 – 42,51 | 22,82 – 51,69 | -17,59 – 69,39 |

Tabelle 41: Preisspannen des Phelix-Day-Base und des Phelix-Day-Peak in den Jahren 2012 bis 2014

An der EXAA lässt sich Ähnliches beobachten. Die Spannenober- und -untergrenzen von bEXAbase und bEXApeak sind im Vergleich zum Vorjahr überwiegend gesunken und die Spannweiten haben sich sämtlich verringert. Die prozentualen Veränderungen der Spannweiten entsprechen (mit Ausnahme der nur um ein Prozent gesunkenen Spannweite zwischen den Extremwerten) denen beim Phelix-Day-Base und Phelix-Day-Peak.

**Preisspannen des bEXAbase und des bEXApeak in den Jahren**

| | **Mittlere 50 Prozent**<br>Spanne der 25 bis 75 Prozent der größensortierten Werte in Euro/MWh | **Mittlere 80 Prozent**<br>Spanne der 10 bis 90 Prozent der größensortierten Werte in Euro/MWh | **Extremwerte**<br>Niedrigster und höchster Wert in Euro/MWh |
|---|---|---|---|
| bEXAbase 2012 | 37,75 – 48,74 | 29,24 – 53,03 | 5,07 – 85,66 |
| bEXAbase 2013 | 30,75 – 46,56 | 23,80 – 51,33 | 1,10 – 60,62 |
| bEXAbase 2014 | 28,52 – 37,92 | 23,27 – 42,56 | 4,15 – 55,86 |
| bEXApeak 2012 | 41,72 – 55,90 | 29,06 – 62,02 | 10,01 – 108,00 |
| bEXApeak 2013 | 34,25 – 54,51 | 23,14 – 61,73 | 4,80 – 76,40 |
| bEXApeak 2014 | 30,61 – 42,76 | 23,69 – 51,51 | -1,75 – 69,17 |

Tabelle 42: Preisspannen des bEXAbase und des bEXApeak in den Jahren 2012 bis 2014

## 1.2 Terminmärkte

An der EEX sind für das Marktgebiet Deutschland/ Österreich Terminkontrakte (Futures) mit standardisierten Fälligkeiten handelbar, die den Phelix zum Vertragsgegenstand (Basiswert) haben. Für spezifische Phelix Futures können grundsätzlich auch Optionen gehandelt werden; an der EEX kam es aber – wie in den letzten Jahren –nicht zu entsprechenden Transaktionen. Eine Neuerung im Terminmarkt ist der seit September 2015 mögliche Handel mit Cap-Futures (für Wochenkontrakte), die im Hinblick auf den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien im Markt zur Absicherung von Preisspitzen gedacht sind.[53]

Im folgenden Abschnitt wird ausschließlich auf die börslichen Transaktionsvolumina ohne OTC-Clearing abgestellt (zum OTC-Clearing siehe Kapitel I.F.2.3).

### Handelsvolumen

Die börslichen Handelsmengen von Phelix Futures sind nach dem erheblichen Anstieg im Vorjahr (um 50 Prozent von 2012 mit 445 TWh auf 669 TWh in 2013) im Berichtsjahr 2014 erneut gestiegen, und zwar um 21 Prozent auf 812 TWh. Die Zahl der aktiven Teilnehmer am Terminmarkt der EEX (ohne OTC-Clearing) betrug im Jahr 2014 im Durchschnitt 53 je Handelstag.

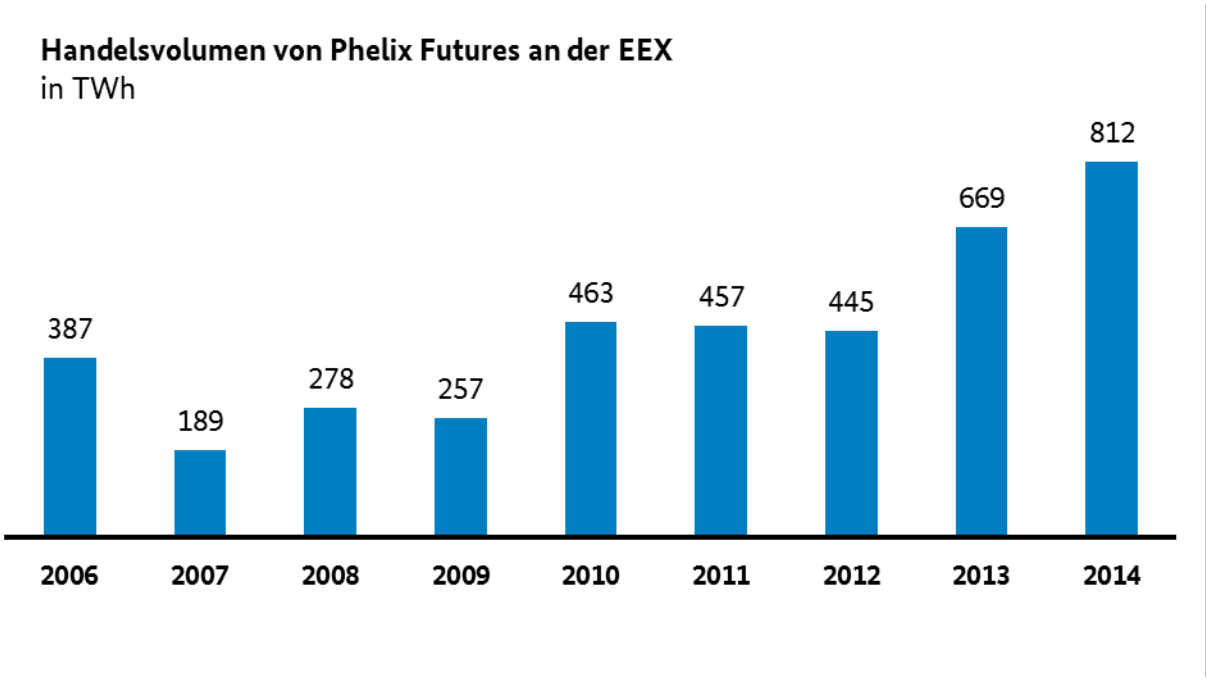



Abbildung 69: Handelsvolumen von Phelix Futures an der EEX

Der Terminhandel konzentrierte sich im Jahr 2014 erneut vorrangig auf Kontrakte, die das Folgejahr (2015) als Erfüllungsjahr haben (rund 57 Prozent der gesamten Handelsmenge). Den zweitgrößten Anteil stellt der Handel für das Berichtsjahr (2014) mit ca. 18 Prozent. Der Handel für das 2. Folgejahr (2016) machte rund

[53] Vgl. Pressemitteilung der EEX vom 14. September 2015.

14 Prozent des Kontraktvolumens aus. Der Handel für 2017 (7,8 Prozent) sowie für die weiteren Jahre (2,9 Prozent) tritt demgegenüber zurück.

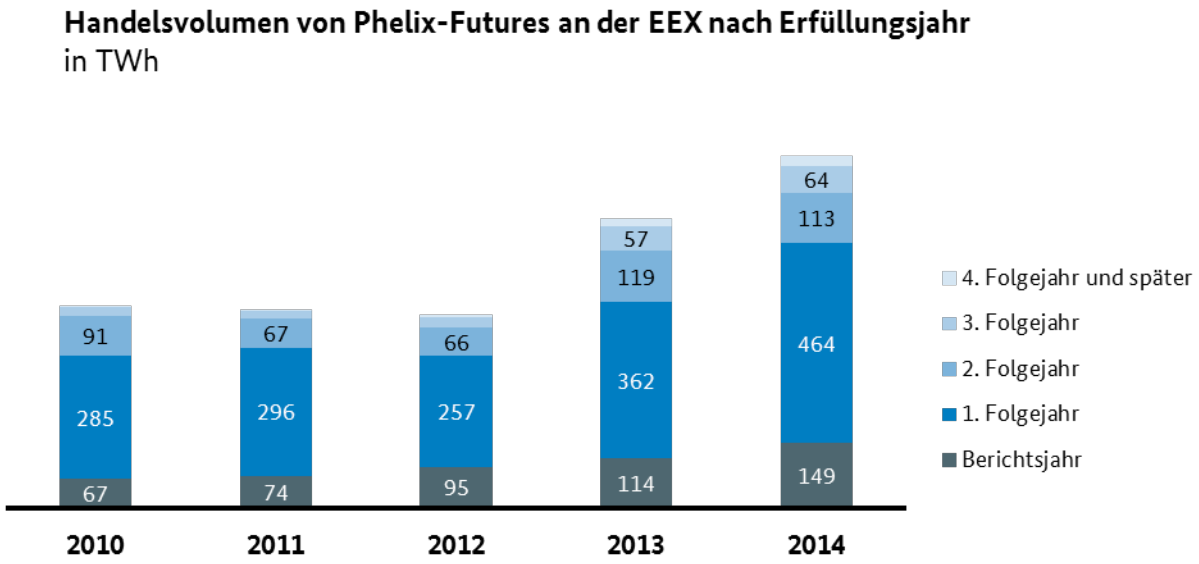



Abbildung 70: Handelsvolumen von Phelix-Futures an der EEX nach Erfüllungsjahr

### 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 Baseload-Future auf eine konstante und durchgehende Lieferrate (alle Stunden, alle Tage) bezieht, umfasst der Peakload-Future die Stunden von 08:00 Uhr bis 20:00 Uhr für die Tage Montag bis Freitag.

Die Preise der Jahresfutures sind im Verlauf des Berichtsjahres 2014 weiter gesunken. Sowohl für den Baseload-Future als auch für den Peakload-Future lagen die Werte stets unter den Preisen der entsprechenden Handelstage des Vorjahres. Der Peak-Preis nahm stärker ab als der Base-Preis. Dementsprechend sank der Preisunterschied zwischen Phelix-Base-Year-Future-2014 und Phelix-Peak-Year-Future-2014 im Jahresverlauf von 11,07 Euro/MWh auf 8,68 Euro/MWh.

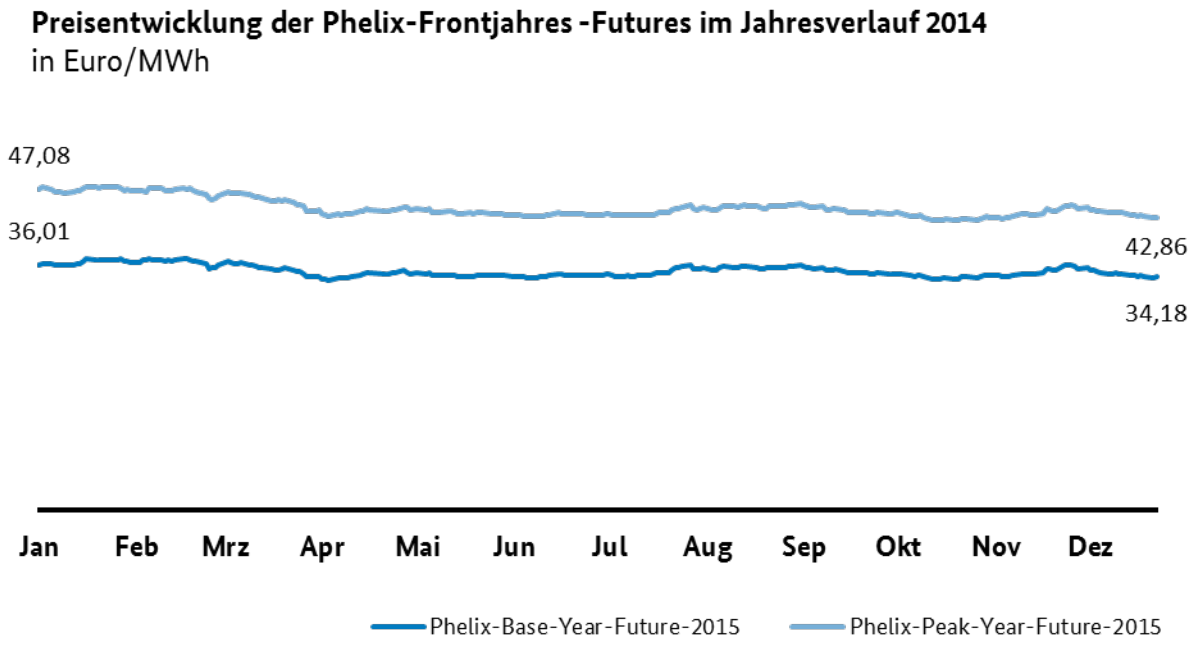



Abbildung 71: Preisentwicklung der Phelix-Frontjahresfutures im Jahresverlauf 2014

Aus den von der EEX an den einzelnen Handelstagen festgestellten Preisen der Frontjahresfutures 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).

Die Jahresmittelwerte der Phelix-Frontjahres-Future-Preise sind gegenüber dem Vorjahr erneut gefallen. Mit 35,09 Euro/MWh im Jahresmittel 2014 ist der Phelix-Base-Year-Future gegenüber dem Vorjahr (2013: 39,08 Euro/MWh) um 3,99 Euro/MWh und damit um gut 10 Prozent gesunken. Beim Phelix-Peak-Frontjahres-Future belief sich der Preis im Jahresmittel auf 44,40 Euro/MWh. Die Verringerung gegenüber dem Vorjahr (2013: 49,67 Euro/MWh) beträgt 5,27 Euro/MWh und damit knapp 11 Prozent. Im Vergleich zum historischen Höchststand im Jahr 2008 hat sich der Frontjahres-Base-Preis halbiert.

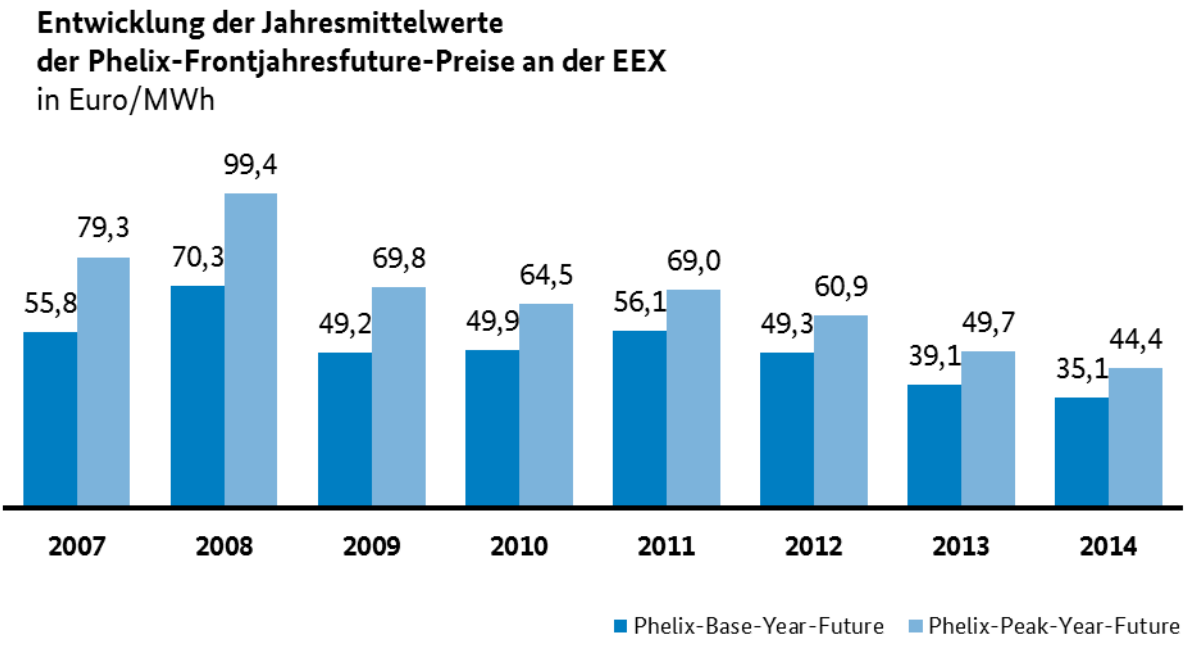



Abbildung 72: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-Frontjahresfuture-Preise an der EEX

Wie im Vorjahr betrug die jahresgemittelte Preisdifferenz zwischen Base- und Peakprodukt rund 27 Prozent. Während der Peak-Preis im Zeitraum 2007-2009 mehr als 40 Prozent über dem Base-Preis lag, betrug dieser Unterschied seit dem Jahr 2010 nur noch zwischen 23 und 29 Prozent. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Preisdifferenz absolut betrachtet von 10,59 Euro/MWh (2013) auf 9,31 Euro/MWh (2014) gefallen.

## 1.3 Anteile verschiedener Börsenteilnehmer am Handelsvolumen

### Anteil der Market Maker

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

Im Berichtszeitraum waren am Terminmarkt der EEX für Phelix-Futures die gleichen vier Unternehmen als Market Maker aktiv wie in den Vorjahren: E.ON Global Commodities SE, EDF Trading Limited, RWE Supply & Trading GmbH und Vattenfall Energy Trading GmbH. Der Anteil der Market Maker am Kaufvolumen bzw. Verkaufsvolumen von Phelix Futures betrug jeweils rund 32 Prozent. Dies entspricht dem Vorjahresniveau. 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 die vier Unternehmen ggf. außerhalb ihrer Funktion als Market Maker gehandelt haben. Zusätzlich zu Vereinbarungen mit Market Makern unterhält die EEX Verträge mit Handelsteilnehmern, die sich in einem individuell vereinbarten

Umfang zur Liquiditätsstärkung verpflichten. Auf diese Unternehmen entfielen im Jahre 2014 sowohl beim Kauf als auch beim Verkauf in Summe rund 9 Prozent des Handelsvolumens.

Am Day-Ahead-Markt der EXAA waren im Berichtszeitraum drei Market Maker aktiv. In 2014 betrug der kumulierte Anteil von Transaktionen, die die Unternehmen in ihrer Funktion als Market Maker tätigten, am Kaufvolumen der Day-Ahead-Auktion 1,8 Prozent (2013: 3,6 Prozent) und am Verkaufsvolumen 7,8 Prozent (2013: 5,2 Prozent).

### Anteil der Übertragungsnetzbetreiber

Nach der Ausgleichsmechanismusverordnung sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, die gemäß der festen EEG-Einspeisevergütung an die ÜNB weitergereichten EEG-Mengen auf dem Spotmarkt einer Strombörse zu veräußern. Aus diesem Grund entfällt verkaufsseitig ein hoher Anteil des Spotmarktvolumens auf die ÜNB.

Der Anteil der ÜNB am Day-Ahead-Verkaufsvolumen der EPEX SPOT ist weiter rückläufig. Er betrug im Berichtsjahr 2014 21 Prozent gegenüber 23 Prozent in 2013 (2012: 28 Prozent; 2011: 38 Prozent). Die Vermarktungsmengen der ÜNB sind auch absolut betrachtet zurückgegangen. Das börsliche Day-Ahead-Verkaufsvolumen der ÜNB lag in 2014 bei rund 50,5 TWh (2013: 56,3 TWh, 2012: 69,3 TWh, 2011: 87,2 TWh).

Dieser Rückgang liegt daran, dass sich eine zunehmende Zahl von EEG-Anlagen-Betreibern für die Direktvermarktung entschieden hat. Hierdurch hat die Inanspruchnahme der EEG-Einspeisevergütung – trotz insgesamt gestiegener EEG-Mengen – abgenommen, so dass sich das von den ÜNB zu vermarktende Volumen entsprechend verringert hat.[54]

Auf Käuferseite entfällt nur ein sehr geringes Spotmarktvolumen auf die ÜNB. Auch auf den Terminmärkten tätigen die ÜNB nur wenige Transaktionen.

### Anteil der umsatzstärksten Teilnehmer

Die Betrachtung des Handelsvolumens, das auf die umsatzstärksten Teilnehmer entfällt, gibt einen Eindruck davon, in welchem Maße der Börsenhandel konzentriert ist. Neben den großen Stromerzeugungsunternehmen zählen zu den umsatzstarken Teilnehmern Finanzinstitute und am Spotmarkt Übertragungsnetzbetreiber. Für den Vergleich der Werte im Zeitablauf ist darauf hinzuweisen, dass sich die Zusammensetzung der jeweiligen (z. B. fünf) umsatzstärksten Teilnehmer über die Jahre verändern kann, so dass sich der kumulierte Umsatzanteil nicht notwendigerweise auf die gleichen Unternehmen bezieht. Ferner wird hier keine Konzernbetrachtung vorgenommen, d.h. Umsätze eines Konzerns werden nicht aggregiert, sofern ein Konzern über mehrere Teilnehmerregistrierungen verfügt.[55]

Im Berichtsjahr ist der Anteil der fünf umsatzstärksten Käufer am Day-Ahead-Handelsvolumen der EPEX SPOT von 40 Prozent auf 46 Prozent deutlich gestiegen und hat einen neuen Höchstwert erreicht. Auf der Verkäuferseite hat sich der entsprechende Anteil im Vergleich zum Vorjahr nicht verändert. Der kumulierte

---

[54] Siehe hierzu im Einzelnen Abschnitt I.B.2.4

[55] In aller Regel verfügen Konzerne nur über eine Teilnehmerregistrierung.

Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer betrug im Jahr 2014 erneut rund 39 Prozent, was im Verhältnis zu den Jahren vor 2013 ein niedriger Wert ist. Die vormals verkaufsseitig höheren Anteile gehen überwiegend auf die zu diesem Zeitpunkt höheren Verkaufsvolumina der Übertragungsnetzbetreiber zurück.

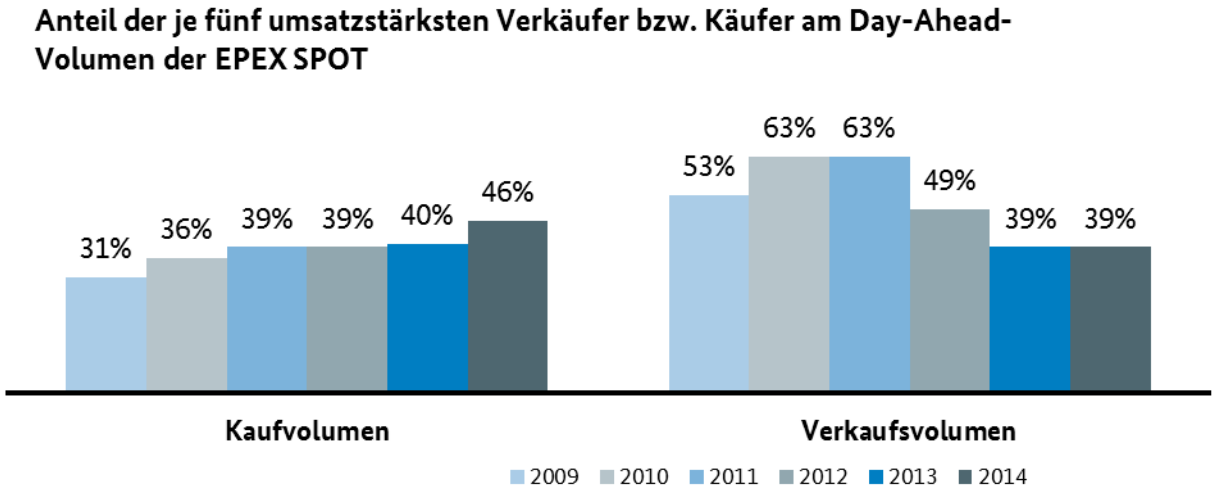



Abbildung 73: Anteil der je fünf umsatzstärksten Verkäufer bzw. Käufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT

An der EXAA als weiterem Börsenplatz für Day-Ahead-Auktionen entspricht der Anteil der umsatzstärksten Teilnehmer in etwa dem Vorjahresniveau. Die Anteile der drei umsatzstärksten Teilnehmer betrug in 2014 über das Verkaufs- bzw. Kaufvolumen gemittelt 24 Prozent (2013: 23 Prozent). Bei Erweiterung auf die fünf umsatzstärksten Teilnehmer ergibt sich ein Anteil von 35 Prozent in 2014 (2013: 32 Prozent).

An der EEX beträgt der Anteil sowohl der fünf umsatzstärksten Käufer von Phelix Futures (ohne OTC-Clearing) als auch der fünf umsatzstärksten Verkäufer rund 44 Prozent. Dies entspricht einer Steigerung von je vier Prozentpunkten gegenüber dem Vorjahr 2013.

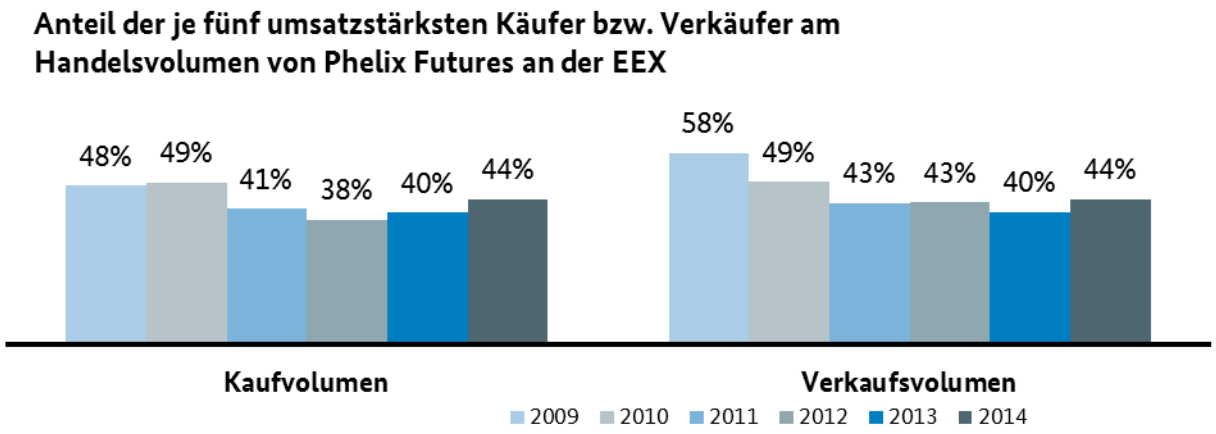



Abbildung 74: Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Handelsvolumen von Phelix Futures an der EEX

### Verteilung des Handelsvolumens nach börslicher Teilnehmerklassifizierung

Die Strombörsen ordnen die bei ihnen registrierten Teilnehmer jeweils einer Teilnehmergruppe zu. Das auf diese Teilnehmergruppen entfallende Transaktionsvolumen wird im Folgenden nicht nach Kauf und Verkauf getrennt dargestellt, sondern nur die jeweils für Kauf und Verkauf gemittelten Anteile. Die Darstellung der Anteile am Spotmarktvolumen bezieht sich auf das um Marktkopplungskontrakte (Importe und Exporte) reduzierte Transaktionsvolumen.

**Gemittelte Anteile der Teilnehmergruppen der EPEX SPOT bzw. der EEX am Verkaufs- bzw. Kaufvolumen 2014**

| | EPEX SPOT | EEX |
|---|---|---|
| Verbund- und Handelsunternehmen (EEX) bzw. Produzenten und Handelsunternehmen (EPEX SPOT) | 72% | 63% |
| Finanzdienstleistungs- und Kreditinstitute | 9% | 33% |
| Übertragungsnetzbetreiber | 11% | < 1% |
| Stadtwerke und Regionalversorger | 8% | 4% |
| kommerzielle Verbraucher | 1% | 1% |

Tabelle 43: Gemittelte Anteile der Teilnehmergruppen der EPEX SPOT bzw. der EEX am Verkaufs- bzw. Kaufvolumen 2014

## 2. Bilateraler Großhandel

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

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

Eine spezielle Funktion hat das sog. OTC-Clearing an der Börse. OTC-Handelsgeschäfte können an der Börse registriert werden, womit das Handelsrisiko der Parteien abgesichert wird.[56].Das OTC-Clearing stellt eine Schnittstelle zwischen dem börslichen und dem nichtbörslichen Stromgroßhandel dar.

Im Berichtsjahr wurde für den Bereich des bilateralen Großhandels erneut eine Erhebung bei den einzelnen Teilnehmern am OTC-Handel (vgl. Kapitel I.F.2.1) und bei verschiedenen Brokerplattformen (vgl. Kapitel I.F.2.2) durchgeführt. Darüber hinaus wurden Daten zum OTC-Clearing an der EEX abgefragt (vgl. Kapitel I.F.2.3). Auf Grundlage dieser drei Erhebungen kann für das Berichtsjahr 2014 im bilateralen Stromgroßhandel erneut ein stabil hohes Liquiditätsniveau festgestellt werden.

## 2.1 Großhändlererhebung

Im Rahmen des diesjährigen Monitorings wurden Daten von Unternehmen zu ihren bilateralen (außerbörslichen) Handelsaktivitäten im Jahr 2014 erhoben. Die Abfrage erfolgte wie in den Vorjahren auf Ebene der einzelnen Gesellschaften und umfasste sowohl Käufe als auch Verkäufe. Unabhängig davon, ob die Unternehmen ggf. nur als Käufer oder nur als Verkäufer tätig waren, werden diese im Folgenden als „Großhändler“ bezeichnet.

In Abgrenzung zum Einzelhandel werden unter Elektrizitäts-Großhandel im Rahmen dieser Abfrage alle Elektrizitätslieferverträge bzw. Elektrizitätshandelsgeschäfte mit physischer oder finanzieller Erfüllung in eigenem Namen verstanden, bei denen der Käufer die betroffenen Elektrizitätsmengen nicht selbst verbraucht, und die keine Systemdienstleistungen zum Gegenstand haben. Anzugeben waren nur außerbörsliche Transaktionen - inkl. der über Brokerplattformen vermittelten Transaktionen - mit Lieferort Deutschland.

Nach dieser Definition sind grundsätzlich auch Verträge zwischen zwei Gesellschaften eines Konzerns „Großhandels“-Geschäfte. Da solchen konzerninternen Transaktionen in der Regel kein wechselseitiger Auswahlprozess zu Grunde liegt, wurden die Unternehmen, wie bereits im Vorjahr, darum gebeten, den Anteil der konzerninternen Transaktionen gesondert auszuweisen. Der Ausfüllgrad ist gegenüber dem letzten Jahr (Einführung der Frage) gestiegen. In der Gesamtbetrachtung der Angaben erscheinen die als konzernintern angegebenen Mengen weiterhin zu niedrig.[57]

Für das Berichtsjahr 2014 haben 740 Gesellschaften (Vorjahr: 683; 2012: 590) Mengenangaben zu ihren außerbörslichen Stromgroßhandelsgeschäften getätigt. Auch wenn die Beteiligung der Unternehmen an der Erhebung weiter gestiegen ist, können mit dieser Abfrage nicht alle Handelsteilnehmer bzw. –mengen erfasst werden. Insbesondere ist davon auszugehen, dass einige (mengen-)relevante Unternehmen mit Sitz im Ausland an der Erhebung nicht teilnehmen. Viele Stromlieferanten haben außerdem keine Angaben zu ihren

[56] Die EEX bezeichnet diese Dienstleistung inzwischen nicht mehr als „OTC-Clearing“, sondern als „Trade Registration“.

[57] Viele Großhändler mittlerer Größe weisen Konzernstrukturen auf und haben in der Abfrage ausschließlich „konzernexterne“ Mengen angegeben. Zwar ist diese Angabe nach den im Fragebogen getroffenen Definitionen auf Ebene jedes einzelnen Unternehmens plausibel. Überraschend war aber die Häufigkeit, mit der ausschließlich „konzernexterne“ Mengen angegeben wurden.

im bilateralen Handel eingekauften Mengen gemacht.[58] Aus diesen Gründen ist von einer höheren bilateral gehandelten Elektrizitätsmenge auszugehen, als sich aus der Summe der erhobenen Einzelangaben ergibt.

Die Auswertung der Mengenangaben der 740 Gesellschaften zu den im Jahr 2014 abgeschlossenen Großhandelsgeschäften hat folgende Ergebnisse erbracht:

**Volumen der im Jahr 2014 außerbörslich abgeschlossenen Stromgroßhandelsverträge gemäß Großhändlererhebung**

| Erfüllungszeitraum | Außerbörsliche Elektrizitäts-Großhandelsmengen in TWh | | davon konzernintern in TWh | |
|---|---|---|---|---|
| | Kauf | Verkauf | Kauf | Verkauf |
| Intraday | 13 | 16 | 8 | 9 |
| Day-Ahead | 200 | 118 | 120 | 46 |
| 2-6 Tage | 86 | 82 | 30 | 20 |
| 2014, mind. 7 Tage | 903 | 759 | 221 | 119 |
| 2015 | 2.168 | 2.042 | 481 | 437 |
| 2016 | 652 | 613 | 204 | 183 |
| 2017 | 311 | 302 | 127 | 126 |
| 2018 und später | 61 | 58 | 26 | 27 |
| **Summe** | **4.394** | **3.990** | **1.217** | **967** |

Tabelle 44: Volumen der im Jahr 2014 außerbörslich abgeschlossenen Stromgroßhandelsverträge gemäß Großhändlererhebung

Die in der Tabelle dargestellten Summenwerte bewegen sich ungefähr auf dem Niveau der entsprechenden Werte der Vorjahreserhebung. Die Abweichungen gegenüber den Vorjahreswerten liegen unterhalb der Erhebungsgenauigkeit.[59]

Die Verteilung des bilateralen Handelsvolumens auf die verschiedenen Erfüllungszeiträume entspricht in etwa dem Bild des börslichen Handels: Über die Hälfte der Großhandelsgeschäfte bezieht sich auf das Folgejahr (2015). Knapp ein Viertel entfällt auf spätere Zeiträume (2016 und darauf folgende Jahre). Der Handel

[58] Auch dies kann nach den im Fragebogen getroffenen Definitionen auf Ebene jedes einzelnen Unternehmens plausibel sein. Rückfragen an Lieferanten, die keine Großhandelsmengen angegeben hatten, haben aber ergeben, dass – neben der konzerninternen Beschaffung – häufig eine Beschaffung über einen selbständigen Dienstleister oder über eine Einkaufsgemeinschaft erfolgt.

[59] Unschärfen entstehen neben Ausfüllfehlern insbesondere durch Veränderungen im Kreis der teilnehmenden Unternehmen. So haben sich 2014 mehr kleinere Unternehmen beteiligt, während einzelne Unternehmen mit Sitz im Ausland nicht erreicht wurden, die im Vorjahr noch relativ hohe Mengen angegeben hatten.

für das laufende Jahr (einschließlich der Kurzfristgeschäfte) macht ein gutes Viertel des Volumens aus. Bei den kurzfristigen Handelsgeschäften dominieren Day-Ahead-Kontrakte.[60]

Die an Großhändler gerichtete Abfrage zu Mengen war in diesem Jahr erneut durch Fragen zu qualitativen Aspekten des Stromgroßhandels ergänzt. Dabei bestätigten sich die Ergebnisse des Vorjahres: 72 Unternehmen gaben an, Brokerplattformen für Termingeschäfte zu nutzen (Vorjahr: ebenfalls 72), und 60 Großhändler für Spotgeschäfte (Vorjahr: 68). Die Unternehmen gaben nicht nur in der Gesamtschau ein breites Spektrum an Dienstleistern an. Vielmehr nutzen die einzelnen Unternehmen in der Regel jeweils mehrere Broker. Nur eine geringe Anzahl von Unternehmen gab an, bei den getätigten OTC-Geschäften anschließend von der Möglichkeit des OTC-Clearings an einer Börse Gebrauch zu machen. Rund 100 Unternehmen gaben an, Strom auch an Börsen zu kaufen oder verkaufen.[61] Diese Unternehmen gaben überwiegend an, mehrere Börsenplätze[62] zu nutzen.

## 2.2 Brokerplattformen

Aufgrund der Grenzen der direkten Erhebung bei den Handelsteilnehmern werden im Monitoring auch Betreiber von Brokerplattformen zu den von ihnen vermittelten Kontrakten befragt. Handelsvermittler (sog. Broker) spielen im bilateralen Stromgroßhandel eine erhebliche Rolle. Viele Broker stellen zur Unterstützung ihres Vermittlungsgeschäfts eine elektronische Plattform bereit.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Großhandel haben sich insgesamt zwölf Broker beteiligt (Vorjahr: elf), von denen elf (Vorjahr: zehn) im Berichtsjahr Stromhandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland vermittelten. Das von ihnen vermittelte Volumen betrug im Jahr 2014 insgesamt rund 4.946 TWh gegenüber 5.930 TWh im Vergleich zum Vorjahr, und ist somit um rund 17 Prozent gesunken.[63] Nach Angaben der London Energy Brokers´ Association (LEBA) ist das von ihren Mitgliedern vermittelte Handelsvolumen im Jahresvergleich um ca. 18 Prozent gesunken.[64]

Bei einem Vergleich des Gesamtvolumens von 4.946 TWh mit den Werten der Großhändlerbefragung ist zu beachten, dass die Brokerabfrage nicht nach Verwendungszweck differenziert, d.h. den Volumenangaben liegen in einem wohl geringen, aber nicht näher quantifizierbaren Umfang auch Verträge mit (industriellen) Letztverbrauchern zu Grunde. Auf der anderen Seite kann für die von Brokern vermittelten Verträge davon ausgegangen werden, dass es sich durchweg um nicht-konzerninterne Transaktionen handelt.

Auch bei den von Brokerplattformen vermittelten Geschäften stellen Kontrakte für das Folgejahr weiterhin den klaren Schwerpunkt des Stromhandels dar (55 Prozent), gefolgt von den Aktivitäten für das laufende Jahr

---

[60] Die Abfrage der Werte zum Spothandel orientiert sich für die Abgrenzung von Intraday und Day-Ahead an der zeitlichen Einteilung im börslichen Bereich. Einige der befragten Unternehmen gaben an, dass sie die Spothandelsmengen nur ungefähr nach diesen festen zeitlichen Grenzen zuordnen können.

[61] Enthalten sind allerdings auch einige wenige Angaben zur (nur) vermittelten Börsennutzung.

[62] EEX, EPEX SPOT, EXAA, Nord Pool Spot

[63] Auf die Brokerplattform, die sich in diesem Jahr zusätzlich an der Erhebung beteiligt hat, entfiel im Jahr 2014 ein Volumenanteil von deutlich unter 1 Prozent.

[64] Siehe https://www.leba.org.uk/assets/monthly_vol_reports/LEBA Prozent20Energy Prozent20Volume Prozent20Report Prozent20December Prozent202014.pdf (abgerufen am 18. August 2015).

(24 Prozent). Auf kurzfristige Transaktionen mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche entfallen nur geringe Volumina. Diese Verteilung der Erfüllungszeiträume entspricht der des Vorjahres.

**Volumen des Stromhandels über elf Brokerplattformen im Jahr 2014 nach Erfüllungszeitraum**

| Erfüllungszeitraum | Handelsmengen in TWh | Anteil |
|---|---|---|
| Intraday | 0 | 0% |
| Day-Ahead | 100 | 2% |
| 2-6 Tage | 96 | 2% |
| 2014, mind. 7 Tage | 1.185 | 24% |
| 2015 | 2.726 | 55% |
| 2016 | 618 | 12% |
| 2017 | 200 | 4% |
| 2018 und später | 20 | 0% |
| **Summe** | **4.946** | **100%** |

Tabelle 45: Volumen des Stromhandels über elf Brokerplattformen im Jahr 2014 nach Erfüllungszeitraum

## 2.3 OTC-Clearing

Das sog. OTC-Clearing an der Börse hat eine spezielle Funktion für den bilateralen Großhandel. Beim börslichen Handel wird die Börse bzw. deren Clearing-Haus zum Vertragspartner der Handelsteilnehmer, so dass die Börse das Kontrahenten-Ausfallrisiko (Counterpart-Risiko) innehat. Das Ausfallrisiko kann im bilateralen Handel durch verschiedene Maßnahmen zwar reduziert oder abgesichert, aber nicht völlig ausgeschlossen werden.

Mittels des Clearings für OTC-Geschäfte wird das Counterpart-Risiko auf die Börse bzw. deren Clearing-Haus verlagert. Mit der börslichen Registrierung sorgen die Vertragspartner dafür, dass ihr Kontrakt im Weiteren wie ein börslich zustande gekommenes Geschäft behandelt wird, d.h. die beiden Parteien stellen sich so, als ob sie jeweils ein entsprechendes Terminmarktprodukt an der Börse gekauft bzw. verkauft hätten. Das OTC-Clearing stellt somit eine Schnittstelle zwischen dem börslichen und dem nichtbörslichen Stromgroßhandel dar.

Die EEX, bzw. deren Clearing-Haus European Commodity Clearing AG (ECC), ermöglicht das OTC-Clearing[65] für alle Terminmarktprodukte, die an der EEX auch für den Börsenhandel zugelassen sind.

Das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-Terminkontrakten an der EEX lag in 2014 mit 557 TWh in etwa auf Vorjahresniveau. Da das OTC-Clearing eine (nachträgliche) Gleichstellung mit an der Börse

[65] In der neueren Terminologie der EEX wird für das OTC-Clearing der Begriff „Trade Registration“ benutzt.

abgeschlossenen Terminkontrakten bewirkt, ist es sinnvoll, die Entwicklung des OTC-Clearing-Volumens auch im Kontext des börslichen Terminmarktvolumens zu betrachten. In Summe sind die Volumina von Börsenterminhandel und OTC-Clearing langfristig gesehen relativ konstant geblieben; es war jedoch für 2014, wie schon im Vorjahr, ein neuer Höchstwert des Gesamtvolumens zu verzeichnen. Die seit dem Jahr 2008 zu beobachtende Verlagerung der Anteile am Gesamtvolumen weg vom OTC-Clearing hin zu börslich abgeschlossenen Terminkontrakten hat sich im Berichtsjahr fortgesetzt. Während das OTC-Clearing-Volumen gegenüber dem Vorjahr stagnierte, nahm der Börsenhandel erneut zu.

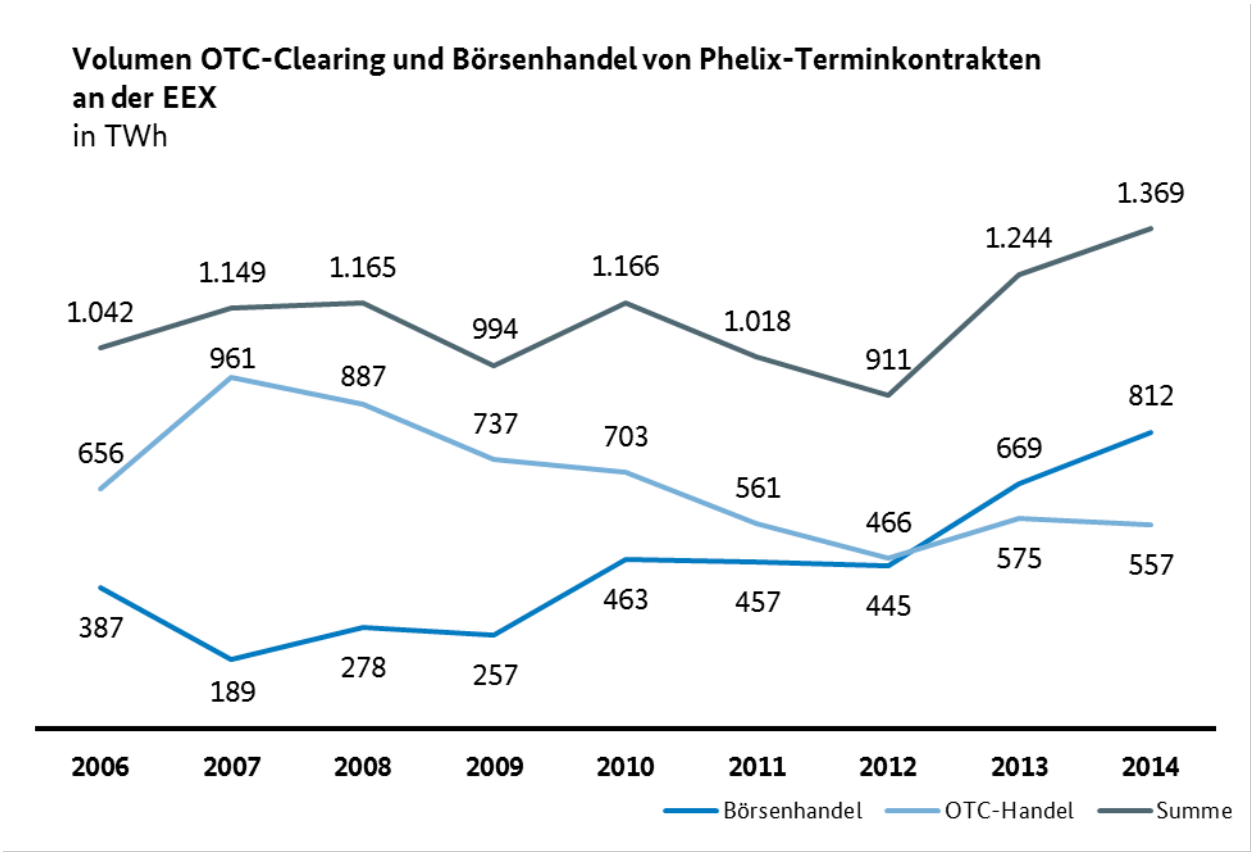



Abbildung 75: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-Terminkontrakten an der EEX

Konstanz im Umfang des OTC-Clearings impliziert nicht notwendigerweise, dass das gesamte OTC-Handelsvolumen sich auf dem gleichen Niveau wie im Vorjahr bewegt. Nach Angaben der London Energy Brokers´ Association (LEBA) schwankt der Anteil der geclearten Verträge im Zeitverlauf. Das von den LEBA-Mitgliedern (nicht nur an der EEX) zum Clearing registrierte Volumen für „German Power“ betrug nach LEBA-Angaben im Jahr 2014 557 TWh, was einem Anteil von rund 13 Prozent an den von den LEBA-Mitgliedern insgesamt vermittelten OTC-Verträgen entsprach. Demgegenüber betrugen die entsprechenden Werte in 2013 ca. 10 Prozent (534 TWh) und in 2012 ca. 7 Prozent (377 TWh).[66]

[66] Vgl. http://www.leba.org.uk/pages/index.cfm?page_id=59, abgerufen am 18. August 2015. Das gesamte von den LEBA-Mitgliedern vermittelte Volumen von „German Power“ betrug 5.395 TWh (2012), 5.302 TWh (2013) und 4.367 TWh (2014).

Phelix-Optionen spielten im Börsenhandel an der EEX keine Rolle, d.h. es kam im Berichtsjahr - wie im Vorjahr - nicht zu solchen Transaktionen. Dagegen hat das OTC-Clearing von außerbörslich vereinbarten Phelix-Optionen praktische Bedeutung. Im Berichtsjahr 2014 haben Phelix-Optionen am OTC-Clearing einen Anteil von 33 TWh oder 6 Prozent, d.h. 524 TWh (94 Prozent) des OTC-Clearings entfallen auf Phelix-Futures. Das Volumen des OTC-Clearings von Optionen ist gegenüber dem Umfang des Vorjahres (2013: 37 TWh oder 6,5 Prozent) leicht gesunken.

Die Verteilung der im Jahr 2014 bei der EEX zum OTC-Clearing registrierten Mengen auf die verschiedenen Erfüllungszeiträume weist eine ähnliche Struktur auf wie in den Vorjahren. Die Hälfte des Volumens (50 Prozent) entfiel auf Kontrakte für das nächste Jahr (2015). Rund 31 Prozent betrafen das Berichtsjahr 2014 selbst. Auf das übernächste Jahr (Handel für 2016) entfielen rund 15 Prozent. Spätere Erfüllungszeiträume machen nur einen geringen Anteil von 4 Prozent aus.

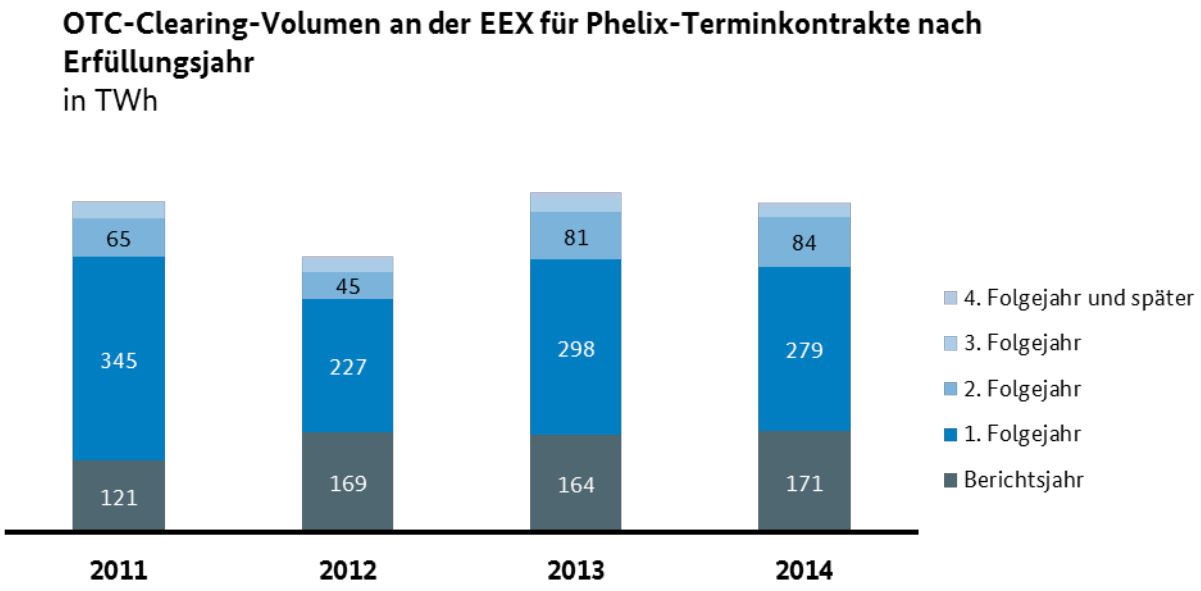



Abbildung 76: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr

Der größte Teil des OTC-Clearing-Volumens von Phelix Futures an der EEX entfällt auf einige wenige Brokerplattformen. Auf die fünf Unternehmen, die im Jahr 2014 die höchsten Volumina zum OTC-Clearing anmeldeten, entfielen je rund 70 Prozent aller Käufe und Verkäufe. Sowohl im Kauf als auch im Verkauf handelte es sich bei vier der fünf Unternehmen um Brokerplattformen.

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 2014 lediglich 0,02 TWh.

# G Einzelhandel

## 1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

Bei der Betrachtung des Endkundenmarktes im Elektrizitätsbereich ist es von Interesse, wie der Markt der Lieferanten grundlegend strukturiert ist und wie viele Anbieter am Markt aktiv sind. Die Auswertung umfasst Datenmeldungen von 1.100 Lieferanten zu den von ihnen versorgten Zählpunkten. Diese verdeutlicht, dass in absoluten Zahlen die meisten Lieferanten recht wenige Zählpunkte beliefern. Für die Analyse wurden dabei die Angaben der Lieferanten als Meldungen einzelner juristischer Personen ohne die Berücksichtigung von Konzernzugehörigkeiten und Unternehmensverflechtungen betrachtet. Ca. 81 Prozent aller am Monitoring beteiligten Unternehmen fällt in die Gruppe von Lieferanten, die jeweils unter 30.000 Zählpunkte beliefern. Dies sind mit knapp 7,1 Mio. Zählpunkten nur etwa 14 Prozent aller gemeldeten Zählpunkte.[67] 7,7 Prozent aller Lieferanten versorgen jeweils über 100.000 Zählpunkte. Diese Gruppe umfasst jedoch ca. 35,8 Mio. Zählpunkte und somit etwa 73 Prozent aller von den Lieferanten gemeldeten Zählpunkte. Demnach sind auf Lieferantenseite mehrheitlich Unternehmen aktiv, deren Kundenstamm sich aus einer verhältnismäßig geringen Anzahl von Zählpunkten zusammensetzt. Rund 85 große Lieferanten (einzelne juristische Personen) beliefern hingegen absolut gesehen die meisten Zählpunkte.

[67] Insgesamt wurden von den Lieferanten 49,2 Mio. versorgte Zählpunkte von Letztverbrauchern gemeldet.

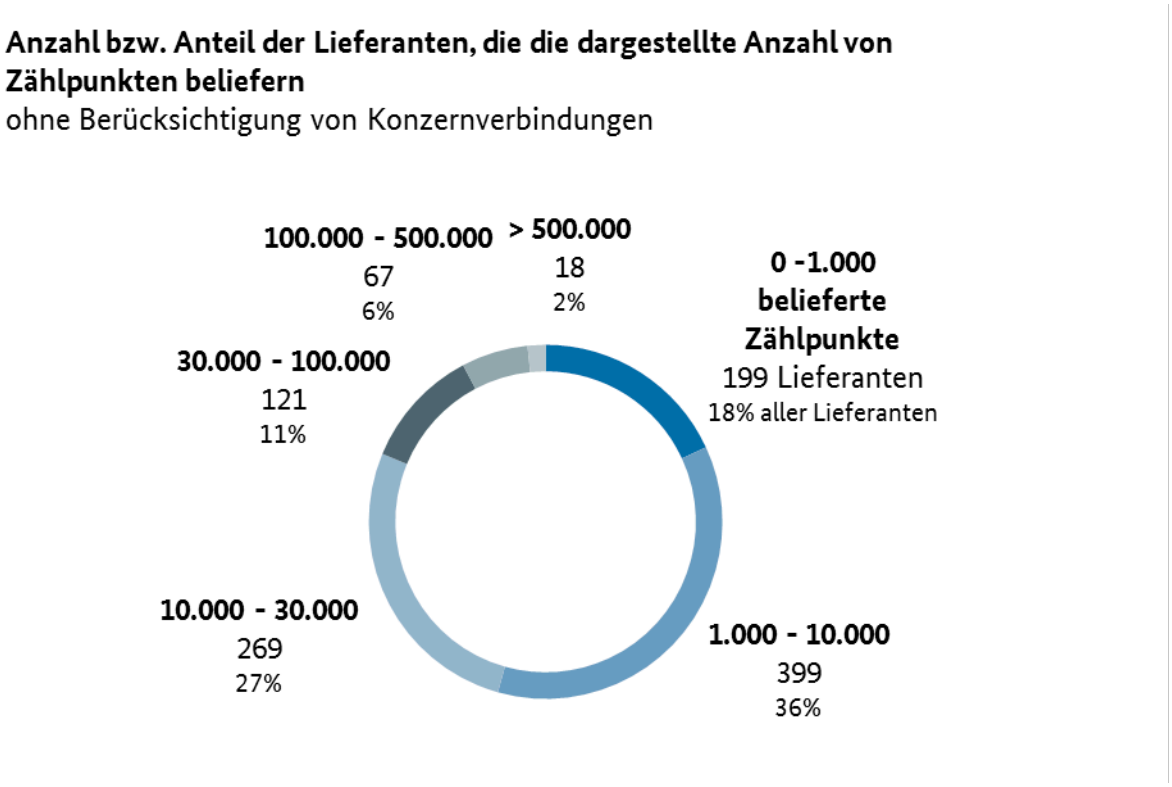



Abbildung 77: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Zählpunkte[68]

Die Möglichkeiten für Elektrizitätskunden, zwischen einer Vielzahl von Lieferanten (einzelne juristische Personen) wählen zu können, haben sich im Vergleich zum Vorjahr 2013 abermals vergrößert. Eine Auswertung der Angaben von 793 Verteilnetzbetreibern zur Anzahl der Lieferanten, die die im jeweiligen Netzgebiet angeschlossenen Verbraucher beliefern, kommt zu folgenden Ergebnissen: In fast 82 Prozent aller Netzgebiete (649 Netzgebiete) waren 2014 mehr als 50 Anbieter aktiv. Im Jahr 2007 lag dieser Wert noch bei knapp einem Viertel (165 Netzgebiete). Inzwischen sind in rund der Hälfte der Netzgebiete mehr als 100 Lieferanten tätig, während dieser Wert zwei Jahre zuvor noch bei 33 Prozent (259 Netzgebiete) lag. Im bundesweiten Durchschnitt kann ein Letztverbraucher in seinem Netzgebiet zwischen 106 Anbietern wählen (2013: 97), für Haushaltskunden liegt der Wert bei 91 Anbietern (2013: 80). Eine große Anzahl von Lieferanten ist jedoch nicht automatisch mit einem hohen Wettbewerbsgrad gleichzusetzen. Viele Lieferanten bieten Tarife in mehreren Netzgebieten an, ohne dabei eine nennenswerte Anzahl an Kunden außerhalb des eigenen Grundversorgungsgebiets zu akquirieren.

[68] Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

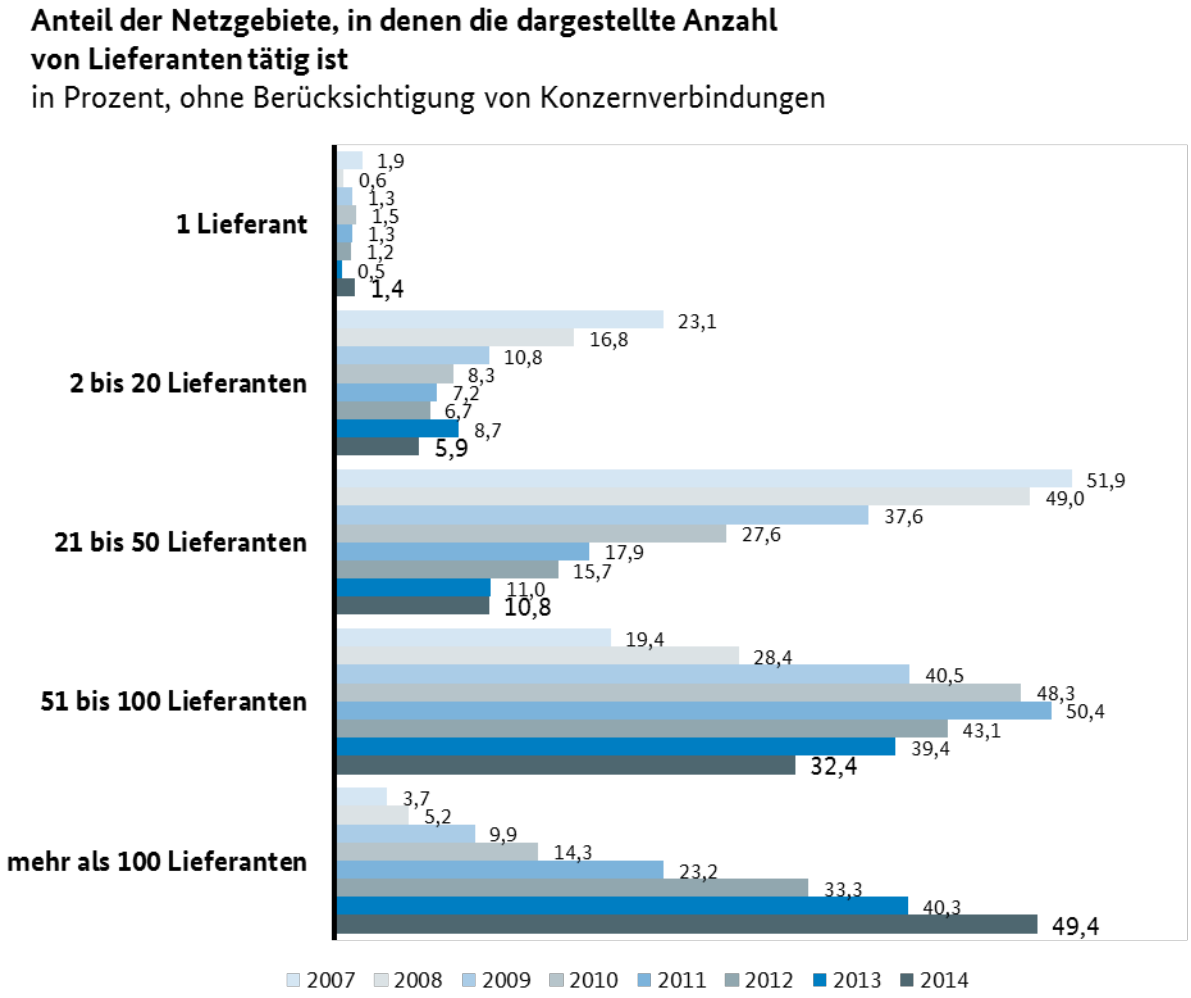



Abbildung 78: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist

Die Lieferanten wurden zudem zur Anzahl der Netzgebiete, in denen sie Letztverbraucher mit Elektrizität beliefern befragt. Die Auswertung der Datenmeldung von 992 Lieferanten zeigt, dass die relative Mehrheit der einzelnen juristischen Personen nur regional tätig ist. 55 Prozent der Lieferanten beliefern maximal zehn Netzgebiete, 16 Prozent sogar nur ein einziges. 23 Prozent der Unternehmen sind in 11-50 Netzgebieten tätig, zwölf Prozent in 51-250 Netzgebieten. 56 Lieferanten, d.h. rund sechs Prozent aller Lieferanten (einzelne juristische Personen), beliefern Kunden in mehr als 500 Netzgebieten. Dieser Wert kann näherungsweise als die Zahl bundesweit tätiger Lieferanten angenommen werden. Im bundesweiten Durchschnitt beliefert ein Lieferant Kunden in rund 75 Netzgebieten (2013: 71).

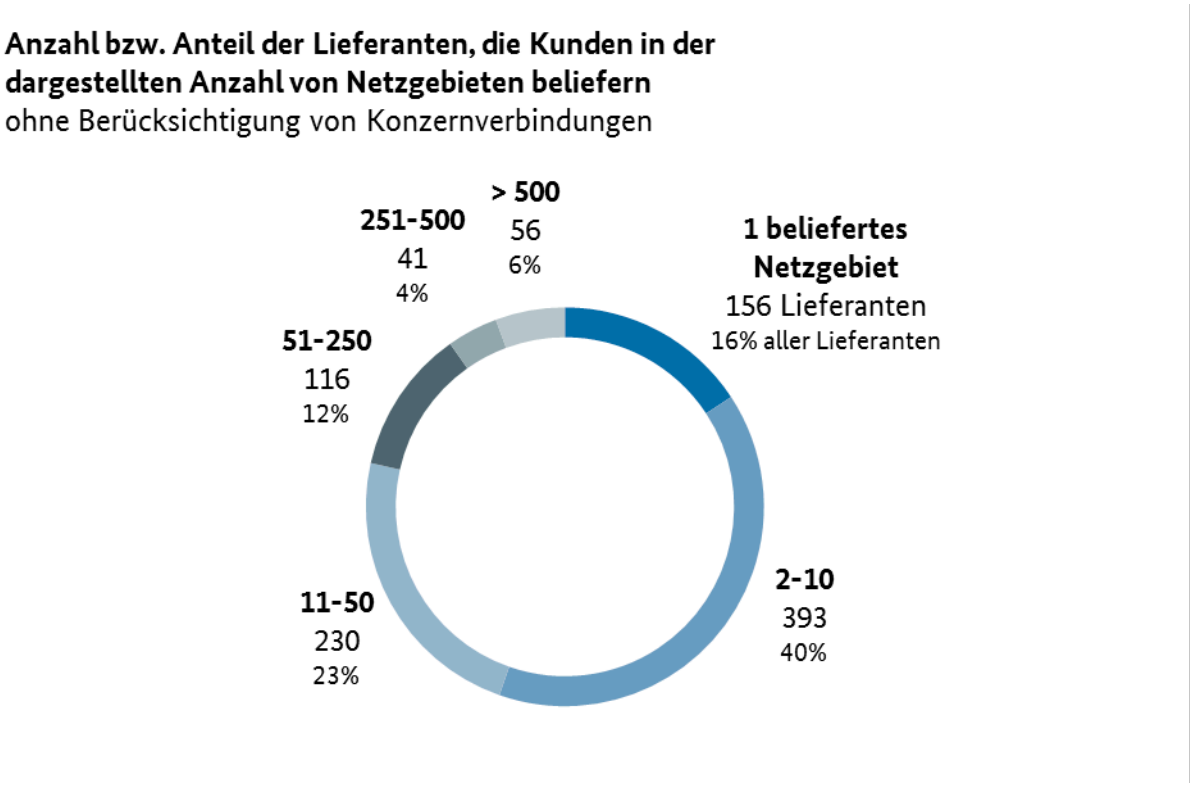



Abbildung 79: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete[69]

## 2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Wechselquoten und Wechselprozesse sind wesentliche Indikatoren für die wettbewerbliche Entwicklung. Die Erhebung solcher Kennzahlen ist jedoch mit verschiedenen Schwierigkeiten verbunden, so dass sich entsprechende Abfragen auf Daten beschränken müssen, die dem tatsächlichen Wechselverhalten möglichst nahe kommen.

Im Monitoring werden Daten zu Vertragsstrukturen und Lieferantenwechsel mit den Fragebögen 2 und 3 (Marktrolle Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber) sowie Fragebogen 4 (Marktrolle Lieferant) differenziert für verschiedene Kundengruppen erhoben.

Die Stromletztverbraucher werden nach Art der Verbrauchserfassung in Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) und Kunden ohne registrierende Leistungsmessung unterschieden. Bei den Kunden ohne Leistungsmessung wird die zeitliche Verteilung des Verbrauchs über ein Standardlastprofil geschätzt (SLP-Kunden).

Daneben können die Stromletztverbraucher in Haushalts- und Nicht-Haushaltskunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden wird im EnWG nach qualitativen Merkmalen definiert.[70] Bei allen übrigen

[69] Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Kunden handelt es sich um Nicht-Haushaltskunden. Zu den Nicht-Haushaltskunden zählen insbesondere Kunden aus den Bereichen Industrie, Gewerbe, Dienstleistungen, Landwirtschaft und öffentliche Verwaltung.

Die nach Fragebogen 4 erhobenen Stromabgabemengen der Lieferanten an alle Letztverbraucher betrugen im Jahr 2014 rund 428 TWh.[71] Hiervon entfielen ungefähr 268 TWh auf RLM-Kunden und 160 TWh auf SLP-Kunden (inklusive 14 TWh Heizstrom). Bei den SLP-Kunden handelt es sich überwiegend um Haushaltskunden. An die Gruppe der Haushaltskunden wurden im Jahr 2014 rund 123 TWh abgegeben.

Im Monitoring wird erhoben, wie sich die Abgabemengen an verschiedene Letztverbrauchergruppen auf die folgenden drei Vertragskategorien

- Grundversorgungsvertrag,
- Sondervertrag mit dem Grundversorger und
- Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist

verteilen.

Die Kategorie Grundversorgungsverträge schließt für die Zwecke dieser Auswertung Energielieferungen in der Ersatzversorgung (§ 38 EnWG) sowie Zweifelsfälle ein.[72] Als Sondervertrag beim Grundversorger wird die Belieferung außerhalb eines Grundversorgungsvertrages bezeichnet. Die Auswertungen nach diesen drei Kategorien lassen Rückschlüsse dahingehend zu, inwieweit die Bedeutung der Grundversorgung bzw. der Grundversorgerstellung seit der Energiemarktliberalisierung abgenommen hat. Die entsprechenden Zahlen sind aber nicht unmittelbar als „kumulierte Netto-Wechselzahlen seit der Liberalisierung“ zu interpretieren. Hierbei ist insbesondere zu beachten, dass hinsichtlich des Vertragspartners im Monitoring auf die juristische Person abgestellt wird, so dass ein Vertrag mit einem anderen Konzernunternehmen des Grundversorgers zur Kategorie „Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist zählt.[73]

Darüber hinaus wurde im Rahmen der Fragebögen 2 und 3 (Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber) für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele Lieferantenwechsel im Sinne des Monitoring im Jahr 2014 stattgefunden haben. Der Begriff des Lieferantenwechsels beschreibt im Monitoring den Vorgang, dass die Messstelle eines Letztverbrauchers (Zählpunkt) einem neuen Lieferanten zugeordnet wird. Ein- und Auszüge stellen nach der Definition grundsätzlich keinen Lieferantenwechsel dar, für den Bereich der

---

[70] Nach § 3 Nr. 22 EnWG sind Haushaltskunden Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen.

[71] Abweichungen zwischen der gesamten Elektrizitätsabgabe an Letztverbraucher von 430 TWh bzw. 428 TWh (Summe der Abgabemenge der Lieferanten nach Letztverbraucherkategorien und der Summe der Abgabemengen an SLP- sowie RLM-Kunden) erklären sich aus einem leicht abweichenden Ausfüllgrad der entsprechenden Fragen im Fragebogen 4.

[72] Neben den Haushaltskunden fallen auch die von Ersatzversorgung betroffenen Letztverbraucher i. d. R. unter den Grundversorgungtarif, § 38 EnWG. Im Monitoring sollen Lieferanten die Kategorie „Grundversorgung“ auch für Fälle unklarer Zuordnung nutzen.

[73] Weitere Unschärfen können z. B. dadurch entstehen, dass es zu einem Wechsel des örtlichen Grundversorgers kommt.

Haushaltskunden wird aber zusätzlich erhoben, wie viele Kunden bereits bei Einzug einen anderen Lieferanten als den lokalen Grundversorger wählten („Wechsel bei Einzug“). Auch bei dieser Auswertung ist zu berücksichtigen, dass die Abfrage auf den Wechsel der beliefernden juristischen Person abstellt. Eine konzerninterne Umschichtung von Lieferverträgen auf eine andere Konzerngesellschaft ist für den Netzbetreiber nicht oder nur mit erheblichem Aufwand von einem kundenseitig initiierten Lieferantenwechsel zu trennen und wird daher ebenfalls als Lieferantenwechsel gezählt. Das gleiche gilt bei Insolvenz des bisherigen Lieferanten oder bei einer Kündigung durch den Lieferanten („unfreiwilliger Lieferantenwechsel“). Das tatsächliche Ausmaß der vom Kunden initiierten Wechselvorgänge ist daher niedriger als die so ermittelten Lieferantenwechsel-Werte. Es kann aus dieser Zahl auch nicht abgelesen werden, ob der Lieferant z. B. Preissenkungen oder andere Verbesserungen vorgenommen hat, um ein Abwandern seiner Kunden zu verhindern.

## 2.1 Nicht-Haushaltskunden

### Vertragsstruktur

Die Abgabemengen an Nicht-Haushaltskunden entfallen überwiegend auf Abnehmer mit registrierender Leistungsmessung (RLM), d.h. die Stromentnahme wird in hoher zeitlicher Auflösung erfasst („Lastgang“). RLM-Kunden zeichnen sich durch einen hohen Verbrauch aus,[74] d.h. es handelt sich zumeist um Industriekunden oder andere verbrauchsstarke Nicht-Haushaltskunden.

Zum Berichtsjahr 2014 haben rund 985 Stromlieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Zählpunkten und Ausspeisemengen bei RLM-Kunden (mit Abnahmeort in Deutschland) getätigt (Vorjahr: 925). Unter den 985 Stromlieferanten bestehen in vielen Fällen Konzernverbindungen, so dass diese Zahl nicht mit der Anzahl der Wettbewerber gleichzusetzen ist.

Insgesamt belieferten diese Unternehmen im Jahr 2014 RLM-Kunden an rund 359.000 Zählpunkten mit knapp 268 TWh Strom (Vorjahr: 281 TWh an 342.000 Zählpunkten). Die Belieferung erfolgte zu über 99 Prozent durch Sonderverträge. Die Belieferung von RLM-Kunden im Rahmen der Grund- bzw. Ersatzversorgung ist atypisch, aber nicht ausgeschlossen. An RLM-Kunden in der Grund-/Ersatzversorgung wurden etwa 0,8 TWh Strom geliefert, dies entspricht rund 0,3 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden.

Wie im Vorjahr entfielen von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden ca. 34 Prozent auf Sonderverträge mit dem Grundversorger (im Jahr 2014 verteilt auf etwa 47 Prozent aller Zählpunkte) und rund 66 Prozent auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem örtlich zuständigen Grundversorger (verteilt auf ca. 51 Prozent aller Zählpunkte). Die Werte zeigen erneut, dass der Grundversorgerstellung für RLM-Kunden im Strombereich nur noch eine geringe praktische Bedeutung zukommt.

[74] Nach § 12 StromNZV ist eine RLM i. d. R. erforderlich ab einer jährlichen Entnahme von 100 MWh.

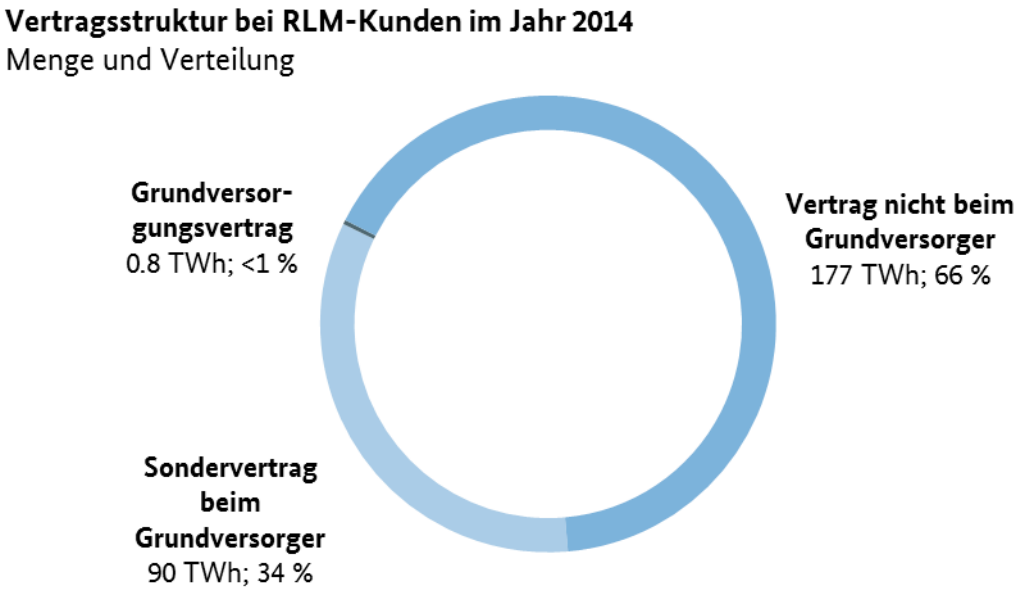



Abbildung 80: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2014

### Lieferantenwechsel

Im Rahmen der Fragebögen 2 und 3 (Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber) wurde für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele Lieferantenwechsel (gemäß den im Monitoring getroffenen Definitionen, s.o.) im Jahr 2014 stattgefunden haben und welche Verbrauchsmengen auf diese Kunden entfielen. Bei der Abfrage wurde nach drei Verbrauchskategorien unterschieden: In die Verbrauchskategorie von über 2 GWh/Jahr fallen typischerweise Industriekunden, und in die Verbrauchskategorie von 10 MWh/Jahr bis 2 GWh/Jahr verschiedenste Nicht-Haushaltskunden, während es sich in der Verbrauchskategorie bis 10 MWh/Jahr um Haushaltkunden i.S.v. § 3 Nr. 22 EnWG handelt. Die Erhebung erbrachte folgende Ergebnisse:

**Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2014**

| Letztverbraucher-kategorie | Anzahl der Zählpunkte, bei denen die beliefernde juristische Person im Jahr 2014 wechselte | Anteil an allen Zählpunkten der Verbrauchs-kategorie im Jahr 2014 | Entnahmemenge an den Zählpunkten, bei denen der Lieferant im Jahr 2014 wechselte | Anteil an Gesamtentnahme-menge der Verbrauchs-kategorie im Jahr 2014 |
|---|---|---|---|---|
| > 2 GWh/Jahr | 2.627 | 12,3% | 25,3 TWh | 10,4% |
| 10 MWh/Jahr – 2 GWh/Jahr | 203.504 | 9,5% | 15,1 TWh | 12,1% |
| <10 MWh/Jahr | 2.902.558 | 6,1% | 7,9 TWh | 6,6% |

Tabelle 46: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2014

Im Verbrauchsband von über 10 MWh/Jahr befinden sich fast ausschließlich Nicht-Haushaltskunden.[75] Über die beiden Verbrauchskategorien von über 10 MWh/Jahr hinweg betrachtet, lag die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2014 bei rund 11,0 Prozent. Im Vergleich zum Vorjahreswert entspricht dies einem Absinken um 1,1 Prozentpunkte. Diese Veränderung liegt im Bereich der Schwankungen der Vorjahre. Seit 2006 sind im Bereich der Nicht-Haushaltskunden in etwa konstante Wechselquoten festzustellen. Im Rahmen dieser Abfrage wird nicht untersucht, welcher Anteil der Nicht-Haushaltskunden im Laufe mehrerer Jahre den Lieferanten mehrfach, einmal oder überhaupt nicht wechselt. Die Wechselquoten der Nicht-Haushaltskunden liegen weiterhin über den Wechselquoten der Haushaltskunden.

[75] Bei überwiegendem Eigenverbrauch im Haushalt gilt ein Letztverbraucher auch dann als Haushaltskunde, wenn der Verbrauch 10 MWh im Jahr übersteigt; § 3 Nr. 22 EnWG. Dies kommt zum Beispiel bei Heizstromkunden in Betracht.

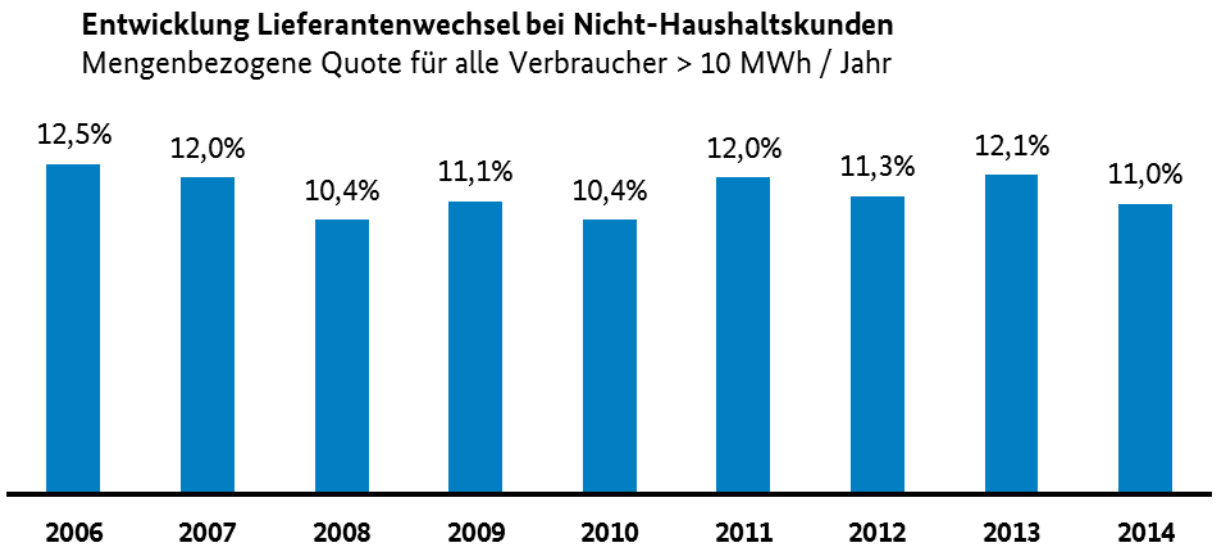



Abbildung 81: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

## 2.2 Haushaltskunden

### Vertragsstruktur

Die Daten aus dem Monitoring 2015, bezogen auf die Abgabemengen für die Belieferung von Haushaltskunden, ergeben, dass im Berichtsjahr 2014 eine relative Mehrheit von 43,2 Prozent der Haushaltskunden einen Sondervertrag beim lokalen Grundversorger abgeschlossen hat (2013: 45 Prozent). Der Anteil der Haushaltskunden in der klassischen Grundversorgung beläuft sich auf 32,8 Prozent. Damit ist der Anteil der grundversorgten Kunden gegenüber dem Vorjahr erneut zurückgegangen (2013: 34,1 Prozent). 24 Prozent aller Haushaltskunden werden inzwischen von einem anderen Unternehmen als dem örtlichen Grundversorger beliefert (2013: 20,9 Prozent). Der Anteil der Kunden, die nicht mehr mit dem Grundversorger in einem Vertragsverhältnis stehen, ist dementsprechend abermals gestiegen. Noch insgesamt ca. 76 Prozent aller Haushalte (2013: 79 Prozent) werden durch den Grundversorger beliefert (im Rahmen der Grundversorgung oder eines Sondervertrages). Die nach wie vor starke Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten hat damit im Berichtsjahr ein weiteres Mal abgenommen.

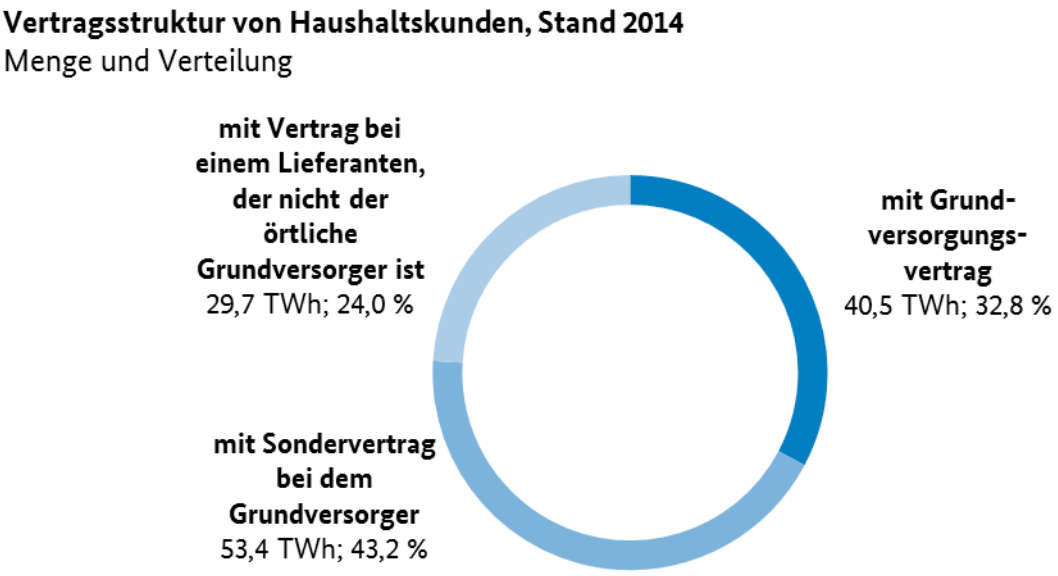



Abbildung 82: Vertragsstruktur von Haushaltskunden

Ein Standardlastprofil (SLP), als Vereinfachung der Verbrauchserfassung, findet bei Kunden Anwendung, bei denen der zeitliche Verlauf der abgenommenen Ausspeiseleistung nicht erfasst wird. Ein SLP ist grundsätzlich nur für Stromkunden vorgesehen, die jährlich bis maximal 100 MWh aus dem Stromverteilernetz entnehmen (§ 12 StromNZV). Zu den SLP-Kunden zählen überwiegend Haushaltskunden. Die rund 1.100 Lieferanten (Einzelunternehmen), die im Monitoring für das Jahr 2014 Angaben zu Zählpunkten und Abgabemengen getätigt haben, gaben insgesamt rund 160 TWh an SLP-Kunden (inkl. 14 TWh Heizstrom) an 48,8 Mio. SLP-Zählpunkten ab (inkl. 2,1 Mio. Heizstrom-Zählpunkte). Hiervon entfielen mit ca. 123 TWh rund 77 Prozent auf den Bereich der Haushaltskunden.

Im Bereich der Belieferung von SLP-Kunden (ohne Heizstrom) entfallen 43 TWh (etwa 30 Prozent) auf Grundversorgungsverträge, 62 TWh (43 Prozent) auf Sonderverträge beim Grundversorger und 41 TWh (etwa 28 Prozent) auf Sonderverträge mit einer anderen juristischen Person.

SLP-Kunden mit höherem Verbrauch haben wesentlich häufiger einen Sondervertrag als SLP-Kunden mit geringerem Verbrauch. Bei den Grundversorgungskunden beträgt der mittlere Jahresverbrauch je Zählpunkt (Median) 2.200 kWh/Jahr, während im Bereich der Sonderverträge (ohne Heizstrom) der entsprechende Wert über 3.600 kWh/Jahr liegt.

Unter den rund 1.100 Lieferanten (Ebene Einzelunternehmen) haben etwa 780 eine Position als Grundversorger inne. Viele dieser Lieferanten haben nur relativ geringe Kundenzahlen: 662 dieser Grundversorger beliefern weniger als 50.000 SLP-Zählpunkte, davon 344 weniger als 10.000 SLP-Zählpunkte.

**Lieferantenwechsel**

Zur Ermittlung der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden, wurden die VNB nach Menge und Anzahl der Wechsel an den Zählpunkten sowie nach der Wahl des Lieferanten im Rahmen von Umzügen in ihrem Netzbereich befragt. Im Vergleich zum Vorjahr 2013 ist die gesamte Zahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden inklusive der Wechsel bei Einzug) von 3,6 Mio. auf fast 3,8 Mio. angestiegen. Diese

Entwicklung ist sowohl das Ergebnis einer höheren Zahl von Wechseln bei Einzügen (+71.000) als auch einer gestiegenen Zahl von Wechseln, die nicht im Zusammenhang mit einem Umzug stehen (+108.000).

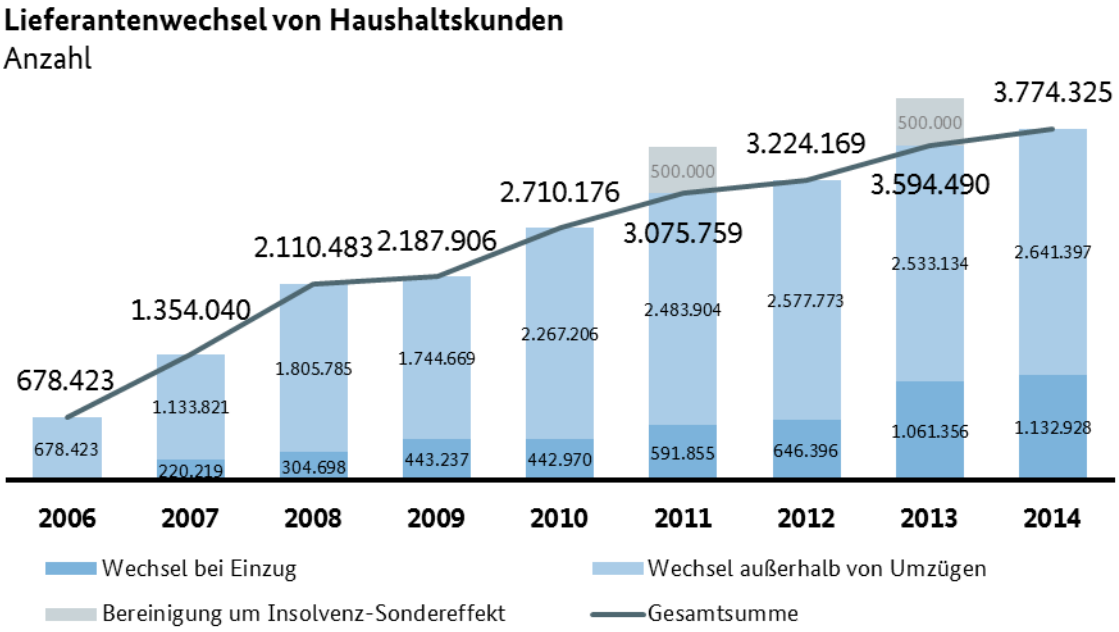



Abbildung 83: Anzahl Lieferantenwechsel von Haushaltskunden

Bei der Betrachtung der Entwicklung der Lieferantenwechsel im Zeitablauf von 2006 bis 2014 sind für die Jahre 2011 und 2013 Sondereffekte im Zuge zweier Insolvenzen großer Discount-Stromlieferanten zu beachten. Die betroffenen Kunden sind zunächst in die Ersatzversorgung und darauffolgend, sofern sie keinen erneuten, aktiven Wechsel vorgenommen haben, in die Grundversorgung bei dem örtlich zuständigen Grundversorger überführt worden. Es ist (auch unter Berücksichtigung der aus dem Monitoring vorliegenden Zahlen) von geschätzt jeweils 500.000 betroffenen Kunden auszugehen. Definitionsgemäß ist ein solcher untypischer Vorgang als Wechsel erfasst, obwohl ihm keine Kundenentscheidung zum Wechsel des Versorgers zugrunde liegt. Es ist deshalb sachgerecht, den gut abschätzbaren Anteil an durch die Insolvenz „erzwungenen Wechseln“ herauszurechnen. Bei einer Bereinigung der Wechselzahlen aus den Jahren 2011 und 2013 um die ca. je 500.000 insolvenzbedingten Wechsel wird das Bild der angestiegenen Zahl von Wechselvorgängen außerhalb von Umzügen für diese Jahre entsprechend korrigiert. Die detaillierte Entwicklung unter Berücksichtigung der Sondereffekte der Insolvenzen 2011 und 2013 sind der folgenden Tabelle zu entnehmen:

**Lieferantenwechselzahlen bei Haushaltskunden**

| Veränderung zum Vorjahr | Bereinigung[1] um Insolvenz-Sondereffekt | | ohne Bereinigung des Insolvenz-Sondereffektes | |
|---|---|---|---|---|
| | absolut | prozentual | absolut | prozentual |
| 2008-2009 | -61.117 | -9,1 | -61.117 | -9,1 |
| 2009-2010 | 522.538 | 30 | 522.538 | 30 |
| 2010-2011 | 216.698 | 9,6 | 716.698 | 31,6 |
| 2011-2012 | 93.869 | 3,8 | -406.131 | -13,6 |
| 2012-2013 | -44.639 | -1,7 | 455.361 | 17,8 |
| 2013-2014 | 108.263 | 4,3 | 108.263 | 4,3 |

[1] Bei der bereinigten Betrachtung wurden von den Wechselzahlen des Jahres 2011 und 2013 pauschal 500.000 Wechsel abgezogen.

Tabelle 47: Veränderungen Lieferantenwechselzahlen bei Haushaltskunden außerhalb von Umzügen (mit und ohne Bereinigung um Insolvenz-Sondereffekte)

Für das Jahr 2014 wurden insgesamt rund 2.641.000 Wechsel außerhalb von Umzügen berechnet. Dies entspricht einem Anteil von ca. 5,6 Prozent der Haushaltskunden und bedeutet einen Anstieg der Wechselzahlen von etwa 4,3 Prozent zum Vorjahr. Die auf die Wechsel bezogene Menge liegt bei etwa 8,2 TWh, was absolut betrachtet einen leichten Rückgang gegenüber dem im Vorjahr ermittelten Wert von 8,4 TWh ausmacht. Da jedoch der Stromverbrauch im Jahr 2014 insgesamt zurückgegangen ist, liegt die anteilige Wechselquote außerhalb von Umzügen mit etwa 6,8 Prozent der Gesamtentnahmemenge von Haushaltskunden auf dem Vorjahresniveau (2013: 6,7 Prozent).

Neben der dargestellten Entwicklung der Wechselzahlen von Haushaltskunden außerhalb von Umzügen, ist die Anzahl der Haushaltskunden, die im Rahmen eines Einzuges in eine neue Wohnung direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben auf ca. 1.132.000 angestiegen. Die bei Einzügen gemeldeten Lieferantenwechselmengen entsprechen mit 2,4 TWh dem Wert des Vorjahres.

**Insolvenzbereinigte Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Betrachtung von Wechselvorgängen bei Einzügen**

| Kategorie | 2014: Lieferanten-wechsel in TWh | Anteil an Gesamt-entnahmemenge (120,2 TWh) in Prozent | 2014: Lieferanten-wechsel Anzahl | Anteil an Gesamtanzahl Haushaltskunden in Prozent |
|---|---|---|---|---|
| Haushaltskunden, die ohne Umzug den Lieferanten gewechselt haben | 8,2 | 6,8 | 2.641.397 | 5,6 |
| Haushaltskunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben | 2,4 | 2 | 1.132.928 | 2,4 |
| Gesamt | 10,6 | 8,8 | 3.774.325 | 8,0 |

Tabelle 48: Insolvenzbereinigte Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Betrachtung von Wechselvorgängen bei Einzügen[76]

Bei einer gemeinsamen Betrachtung der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Wechsel bei Einzügen, ergeben sich für das Jahr 2014 insgesamt rund 3,8 Mio. Wechsel mit einem Gesamtvolumen von 10,6 TWh. Dies entspricht einer mengen- und anzahlmäßigen Wechselquote von 8,8 bzw. 8,0 Prozent. Damit liegt die mengenbezogene Quote abermals leicht über der anzahlbezogenen Quote. Dies dürfte damit zusammenhängen, dass ein hoher Elektrizitätsverbrauch eines Haushaltskunden dessen Wechselbereitschaft positiv beeinflusst. Die durchschnittliche Verbrauchsmenge von wechselnden Haushaltskunden beträgt im Jahr 2014 ca. 3.100 kWh. Haushaltskunden, die über die Grundversorgung beliefert werden, weisen im Gegensatz dazu einen Durchschnittsverbrauch von nur ca. 2.200 kWh auf.

# 3. Unterbrechungsandrohungen und Unterbrechungen, Bargeld- oder Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen

## 3.1 Versorgungsunterbrechungen

Zum Berichtsjahr 2014 hat die Bundesnetzagentur abermals Erhebungen zu angebotenen Tarifen durchgeführt und Netzbetreiber sowie Stromlieferanten zu Unterbrechungsandrohungen, Unterbrechungsbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Versorgungsunterbrechungen nach § 19 Abs. 2 Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV) sowie den damit verbundenen Kosten befragt. In die folgende Auswertung sind die Angaben von 739 VNB und 887 Lieferanten eingeflossen.

[76] Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

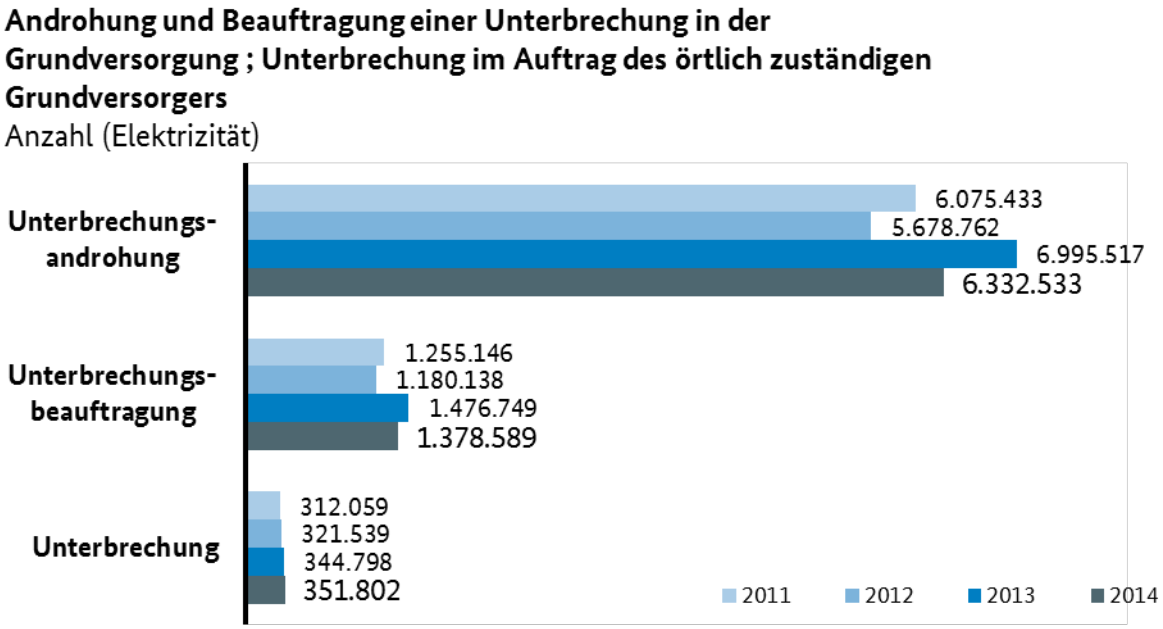



Abbildung 84: Androhung und Beauftragung einer Unterbrechung in der Grundversorgung; Unterbrechung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers (Elektrizität)[77]

Gemäß der StromGVV hat der Grundversorger das Recht, die Versorgung insbesondere bei Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in Höhe von mindestens 100 Euro sowie nach entsprechender Androhung zu unterbrechen. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Zahl der im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers durchgeführten Unterbrechungen nur leicht auf 351.802 angestiegen. Insgesamt wurden etwa 7.000 Unterbrechungen an Zählpunkten mehr durchgeführt als im Vorjahr. Das Ergebnis beruht auf den Angaben der Verteilnetzbetreiber, die letztendlich die Unterbrechung im Auftrag des Lieferanten vornehmen. Gemessen an der Gesamtzahl aller im Monitoring erfassten Zählpunkte auf Verteilnetzbetreiberebene in Deutschland beträgt die Marktabdeckungsquote dieser Frage rund 98,2 Prozent.

Gleichzeitig wurden die Lieferanten befragt, wie häufig sie im Berichtsjahr 2014 eine Unterbrechung der Versorgung aufgrund der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung angedroht oder beim zuständigen Netzbetreiber beauftragt haben. Die Unternehmen gaben an, insgesamt knapp 6,3 Mio. Sperrungen gegenüber Haushaltskunden angedroht zu haben. Aus den Unternehmensdaten geht hervor, dass bei Vorliegen der übrigen gesetzlichen Voraussetzungen des § 19 StromGVV im Durchschnitt bei einem Rückstand von 121 Euro eine Sperrung angedroht wurde. Von den knapp 6,3 Mio. Sperrandrohungen mündeten jedoch nur ca. 1,4 Mio. in eine Beauftragung einer Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber.

Letztendlich sind von den Netzbetreibern 351.802 Unterbrechungen von Haushaltskunden im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers tatsächlich durchgeführt worden. Der Anteil der Unterbrechungen an der Gesamtzahl aller Haushaltskunden in Deutschland liegt somit bei etwa 0,75 Prozent. Insgesamt hat sich das im Monitoringbericht 2014 dargestellte Verhältnis zwischen Unterbrechungsandrohungen,

[77] Bei den für das Jahr 2011 erhobenen Daten ist zu beachten, dass einige Lieferanten zu den Unterbrechungsandrohungen und den Unterbrechungsbeauftragungen nur Schätzwerte angeben konnten.

Unterbrechungsbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Versorgungsunterbrechungen etwas verschoben. Von den gut 6,3 Mio. Unterbrechungsandrohungen mündeten ca. 22 Prozent in einem Unterbrechungsauftrag. Bei knapp sechs Prozent der ca. 6,3 Mio. Unterbrechungsandrohungen wurde die Versorgung tatsächlich durch den Netzbetreiber unterbrochen. Gemäß Angaben der Lieferanten lag das Verhältnis zwischen den absoluten Unterbrechungen und der Anzahl der davon betroffenen Haushaltskunden im Berichtsjahr 2014 bei 1 zu 0,94. Dies bedeutet, dass schätzungsweise 6 Prozent der Unterbrechungen auf Mehrfachsperrungen derselben Kunden zurückzuführen sind.

Für die Durchführung einer Sperrung berechneten die Netzbetreiber ihren Kunden durchschnittlich Kosten in Höhe von 47 Euro, wobei die Spannbreite der tatsächlich berechneten Kosten zwischen 12 und 146 Euro lag. Für eine Wiederherstellung der Versorgung eines Zählpunktes von Haushaltskunden wurden bei einer Spannbreite von 10 bis 132 Euro durchschnittlich 50 Euro in Rechnung gestellt.

## 3.2 Bargeld- und Chipkartenzähler

Im Monitoringverfahren 2015 wurden für das Berichtsjahr 2014 erstmalig Informationen zu Vorkassesystemen nach § 14 StromGVV wie Bargeld- oder Chipkartenzähler erhoben. Diese an die Verteilnetzbetreiber und Lieferanten gerichtete Abfrage brachte dabei folgende Ergebnisse: Im Verlauf des Jahres 2014 waren in 354 Netzgebieten bei rund 17.300 Entnahmestellen von Haushaltskunden entsprechende Vorkassesysteme im Auftrag des Grundversorgers installiert. Dies entspricht gerade einmal 0,04 Prozent aller Zählpunkte von Haushaltkunden in Deutschland. In rund 4.800 Fällen wurde im Kalenderjahr 2014 ein Bargeld- oder Chipkartenzähler neu eingebaut, in rund 3.000 Fällen wurde ein solcher Zähler wieder ausgebaut.

## 3.3 Tarife und Kündigungen

Nach § 40 Abs. 5 EnWG haben Lieferanten für Letztverbraucher von Elektrizität, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife anzubieten. Im Berichtsjahr 2014 boten lediglich ca. 10 Prozent der Lieferanten lastvariable Tarife an. Etwa 74 Prozent der Lieferanten boten tageszeitabhängige Tarife[78] an, darüber hinaus boten rund 13 Prozent noch weitere Tarife an.

Nach § 40 Abs. 3 EnWG sind Lieferanten ebenfalls verpflichtet, Letztverbrauchern auch eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anzubieten. Die Nachfrage der Letztverbraucher nach derartigen Abrechnungen ist im Berichtsjahr 2014 nach wie vor gering. 143 Unternehmen meldeten insgesamt rund 14.000 Kundenanfragen nach unterjährigen Abrechnungen. Trotz der vergleichsweise immer noch geringen Gesamtzahl ist darauf hinzuweisen, dass die Nachfrage nach diesen Abrechnungen im Vergleich zum Vorjahr zugenommen hat (2013: 133 Unternehmen, 11.600[79] Anfragen).

Trotz der dargestellten, relativ hohen Anzahl von Unterbrechungsandrohungen und Sperrbeauftragungen trennen sich nur wenige Lieferanten tatsächlich von ihren Kunden. Im Berichtsjahr 2014 haben Lieferanten

[78] Darunter fallen insbesondere Tarife für Heizstrom und Wärmepumpenstrom.

[79] Die ursprünglich im Montoringbericht 2014 veröffentlichte Zahl wurde nachträglich korrigiert.

gegenüber ihren Kunden insgesamt ca. 150.000 Kündigungen ausgesprochen. Der durchschnittliche Zahlungsrückstand eines Kunden lag im Falle einer Kündigung bei rund 162 Euro.

Sperrungen erfolgen regelmäßig nur in der Grundversorgung. Eine Kündigung in der Grundversorgung ist nur unter engen Voraussetzungen möglich. Hierzu darf keine Grundversorgungspflicht bestehen oder die Voraussetzungen einer Unterbrechung müssen wiederholt vorgelegen haben. Bei Sonderverträgen sind Sperrungen und deren Androhung dagegen selten, da eine Kündigung für den Lieferanten das einfachere und kostengünstigere Mittel darstellt.

## 4. Preisniveau

Im Rahmen des Monitoring sind Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Strom beliefern, zu den Einzelhandelspreisen ihres Unternehmens am 1. April 2015 für drei Abnahmefälle befragt worden. Die drei Abnahmefälle stellen auf einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh, 50 MWh und 24 GWh ab. Mit diesen Verbrauchswerten handelt es sich um einen Haushaltskunden sowie zwei Abnahmefälle von Nicht-Haushaltskunden.

Der Gesamtpreis wurde bei den Unternehmen jeweils in ct/kWh abgefragt, wobei auch die verbrauchsunabhängigen Preiskomponenten (Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis, o. ä.) in den Gesamtpreis einzurechnen waren. Darüber hinaus sollten die einzelnen Preisbestandteile aufgeschlüsselt werden, die zwar vom Lieferanten nicht beeinflussbar sind, sich aber von Netzgebiet zu Netzgebiet unterscheiden können, wie insbesondere Netzentgelte, Konzessionsabgabe und Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb. Schließlich waren für den Gesamtpreis die bundeseinheitlichen Umlagen und Steuern zu berücksichtigen, d.h. die Umsatzsteuer, die Stromsteuer und die Umlagen nach dem EEG, KWKG und § 19 Abs. 2 StromNEV sowie für Offshore-Haftung und abschaltbare Lasten. Nach Abzug der „Durchlaufposten“ vom Gesamtpreis verbleibt der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der insbesondere Strombeschaffungskosten, Vertriebskosten, sonstige Kosten und die Marge umfasst.

Sowohl beim Gesamtpreis als auch bei den Preisbestandteilen sollten die Lieferanten jeweils ihren „durchschnittlichen“ Preis für die drei Abnahmefälle angeben. Einige der befragten Unternehmen haben erneut darauf hingewiesen, dass sie aufgrund ihrer überörtlichen Tätigkeit bzw. einer kundenindividuellen Preisgestaltung nicht in der Lage seien, entsprechende Durchschnittswerte anzugeben. Einzelne Unternehmen haben gesondert kenntlich gemacht, dass sie wegen der Vielzahl der Tarife und/oder der Vielzahl betroffener Netze einen bestimmten Tarif als für das Unternehmen repräsentativ ausgewählt haben.

Für den geringsten Abnahmefall von 3.500 kWh/Jahr („Haushaltskunde“) wurden die einzelnen Preisbestandteile für drei unterschiedliche Vertragstypen (siehe auch Seite 182) abgefragt:

- Grundversorgungsvertrag,
- Sondervertrag mit dem Grundversorger und
- Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Die Ergebnisse der Lieferantenbefragung werden im Folgenden nach Kundenkategorie bzw. Abnahmefall gegliedert dargestellt. Um langfristige Entwicklungstendenzen aufzeigen zu können, werden die Ergebnisse

jeweils mit den Vorjahreswerten verglichen. Bei dem Vergleich der Stichtagswerte zum 1. April 2015 bzw. 1. April 2014 ist zu beachten, dass Veränderungen der berechneten Mittelwerte teilweise unterhalb des mit der Erhebungssystematik verbundenen Fehlerbereichs liegen. Eine statistisch signifikante Aussage, ob der jeweilige Preis(-bestandteil) im Vergleich zum 1. April 2014 gestiegen oder gesunken ist, ist damit nicht verbunden.

Adressaten der Preisfragen waren wie im Vorjahr (jedoch abweichend zu den früheren Preiserhebungen im Monitoring) auch Nicht-Grundversorger. Die Preisfragen für die Abnahmefälle 50 MWh/Jahr und 24 GWh/Jahr bezogen sich das zweite Jahr in Folge nur auf die Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Strombedarf im Bereich des betreffenden Abnahmefalls haben.

## 4.1 Nicht-Haushaltskunden

**Abnahmefall 24 GWh/Jahr („Industriekunde“)**

Bei Abnehmern mit einem Jahresverbrauch im Bereich von 24 GWh handelt es sich ausschließlich um leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden), i.d.R. um Industriekunden. Bei dieser Kundengruppe spielt die Vielfalt der vertraglichen Gestaltungsmöglichkeiten eine bedeutende Rolle. Die Lieferanten legen grundsätzlich keine Tarifgruppen für Abnehmer im Verbrauchsbereich des Abnahmefalls von 24 GWh/Jahr zu Grunde, sondern unterbreiten kundenindividuelle Angebote. So steht etwa der Kunde mit Vollversorgung neben dem Kunden, für den die verhandelte Abnahmemenge (in der hier relevanten Größenordnung) nur Teil seines Beschaffungsportfolios ist. Oftmals werden die Lieferpreise mit den Großhandelspreisen indiziert. In manchen Fällen obliegt die Netzentgeltabrechnung mit dem Netzbetreiber dem Kunden selbst. Solche Vertragsmodelle können im Extremfall soweit reichen, dass der „Lieferant“ im wirtschaftlichen Ergebnis für den Kunden nur die Dienstleistung des Bilanzkreismanagements anbietet. Im Falle der größten Stromverbraucher sind somit die Übergänge vom Einzelhandel zum Großhandel fließend.

Eine große Bedeutung für den individuellen Preis eines Industriekunden haben spezielle gesetzliche Regelungen zur möglichen Reduktion bestimmter Preisbestandteile. Diese Regelungen zielen überwiegend auf eine Preisreduktion für stromintensive Unternehmen ab. Je nachdem, welche Vergünstigungen für ein Unternehmen in der Kategorie des Abnahmefalls von 24 GWh/Jahr maximal möglich sind, ergeben sich stark unterschiedliche Belastungen durch nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile und entsprechende Auswirkungen auf den individuellen Preis. Bei der Preisabfrage wurde jedoch die Annahme vorgegeben, dass für den betreffenden Kunden keine dieser Vergünstigungsmöglichkeiten einschlägig ist (§§ 63 ff. EEG, § 19 Abs. 2 StromNEV, § 9 Abs. 7 Satz 3 KWKG, §§ 17 f. EnWG).

Der Abnahmefall mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh wurde mit einer Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden (Jahreshöchstlast 4.000 kW; Versorgung in Mittelspannung 10 oder 20 kV) definiert. Angesprochen waren nur solche Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 10 GWh und 50 GWh haben. Aufgrund dieser Kundenmerkmale geht es grundsätzlich um einen begrenzten Kreis von Lieferanten. Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 212 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 208 Lieferanten). Mehr als die Hälfte dieser 212 Lieferanten hat weniger als zehn Kunden mit einem Verbrauch von über 24 GWh/Jahr.

Anhand dieser Angaben wurden jeweils die (arithmetischen) Mittelwerte des Gesamtpreises und der einzelnen Preisbestandteile berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Form von Spannen ausgewertet. Die Untergrenze der Spannenangabe bezieht sich auf das sog. 10-Prozent-Perzentil, die

Obergrenze auf das 90-Prozent-Perzentil. Dies bedeutet, dass jeweils die mittleren 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte innerhalb der genannten Spanne liegen. Die Auswertung hat folgende Ergebnisse erbracht:

**Preisniveau am 1. April 2015 für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr ohne Vergünstigungen**

| | **Streuung** zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh | **Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh |
|---|---|---|
| **Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile** | | |
| Nettonetzentgelt | 1,25 - 2,90 | 2,06 |
| Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb | 0,00 - 0,04 | 0,06[1] |
| Konzessionsabgabe | 0,11 – 0,11 | 0,12[2] |
| EEG-Umlage | 6,17 | 6,17 |
| weitere Umlagen[3] | 0,16 | 0,16 |
| Stromsteuer | 2,05 | 2,05 |
| **Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)** | 3,35 - 5,48 | 4,19 |
| **Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)** | 13,45 - 16,48 | 14,80 |

[1] Über 90 Prozent der Lieferanten haben zum Messwesen einen Wert von 0,04 ct/kWh oder weniger angegeben. Da einige wenige Lieferanten einen deutlich höheren Wert angegeben haben, beträgt das arithmetische Mittel mehr als 0,04 ct/kWh.
[2] Rund 90 Prozent der Lieferanten haben eine Konzessionsabgabe von 0,11 ct/kWh angegeben. Da einige wenige Lieferanten einen deutlich höheren Wert angegeben haben, beträgt das arithmetische Mittel mehr als 0,11 ct/kWh.
[3] KWKG (0,051 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,057 ct/kWh), Offshore-Haftung (0,046 ct/kWh) und abschaltbare Lasten (0,006 ct/kWh)

Tabelle 49: Preisniveau am 1. April 2015 für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr ohne Vergünstigungen

Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil hat sich im arithmetischen Mittel erneut verringert, und zwar von 4,61 ct/kWh auf 4,19 ct/kWh, d.h. um 0,42 ct/kWh (Vorjahresveränderung: Absinken um 0,82 ct/kWh).[80] Kaum gesunken sind die Umlagen. Sie betrugen insgesamt 6,33 ct/kWh (davon EEG-Umlage

[80] Bei einem Vergleich dieser Mittelwerte sind die o.g. Streuungsangaben zu berücksichtigen.

6,17 ct/kWh) und somit 0,10 ct/kWh weniger als im Vorjahr. Dagegen ist das mittlere Nettonetzentgelt von 1,86 ct/kWh um 0,20 ct/kWh auf 2,06 ct/kWh gestiegen. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt. und ohne Reduktionsmöglichkeiten) in Höhe von 14,80 ct/kWh liegt um 0,31 ct/kWh unter dem arithmetischen Mittel der im Vorjahr erhobenen Werte.

Definitionsgemäß war bei diesen Preisangaben zu unterstellen, dass der (Industrie-)Kunde mit einem Verbrauch von 24 GWh/Jahr keine der gesetzlichen Vergünstigungsmöglichkeiten in Anspruch nehmen kann. In dem so definierten Abnahmefall entfallen vom Gesamtpreis insgesamt 10,61 ct/kWh, d.h. rund 72 Prozent, auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind. Wenn hingegen Stromverbraucher die Voraussetzungen der in den entsprechenden Verordnungen und Gesetzen vorgesehenen Regelungen erfüllen, ergeben sich Reduzierungen bei den Netzentgelten, der Konzessionsabgabe, bei der Stromsteuer sowie bei den Umlagen nach EEG, KWKG, § 19 StromNEV und § 17f EnWG. Im Falle einer Erfüllung all dieser Reduktionsmöglichkeiten könnte der vom Lieferanten nicht beeinflussbare Preisbestandteil von über 10 ct/kWh auf unter 1 ct/kWh sinken.[81]

Die wichtigste Reduktionsmöglichkeit betrifft die EEG-Umlage. Sie kann bei einem Jahresverbrauch von 24 GWh – je nach Einzelfall - um bis zu 95 Prozent reduziert werden; die mögliche Reduktionshöhe hängt nach § 64 EEG von mehreren Faktoren ab. Das Nettonetzentgelt kann gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV um bis zu 80 Prozent reduziert werden.[82] Die Stromsteuer kann nach § 9a StromStG vollständig erlassen, erstattet oder vergütet werden. In Bezug auf den Gesamtpreis quantitativ weniger bedeutsame Vergünstigungsmöglichkeiten betreffen die Konzessionsabgabe nach § 2 Abs. 4 S. 1 KAV sowie die Umlagen nach § 9 KWKG und § 17f EnWG. Im Rahmen des Energie-Monitorings wird nicht erhoben, in welchem Umfang die einzelnen Reduktionsmöglichkeiten in der Praxis bei Industriekunden tatsächlich Anwendung finden. Auch vor diesem Hintergrund sind Aussagen über „den“ durchschnittlichen Industriekundenpreis anhand der Monitoring-Daten nicht möglich.

[81] Die Anspruchsvoraussetzungen sind für die verschiedenen Reduktionsmöglichkeiten unterschiedlich ausgestaltet. Im Rahmen des Monitorings wird nicht erhoben, ob es in der Praxis Fälle gibt, in denen alle maximalen Reduktionsmöglichkeiten ausgeschöpft werden (können).

[82] Die noch höheren Reduktionsmöglichkeiten nach § 19 Abs. 2 S. 3 StromNEV sind für den Abnahmefall nicht einschlägig, da dieser mit 6.000 Benutzungsstunden definiert wurde.

**Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr zum 1. April 2015**

| | **In der Preisabfrage angenommener bzw. erhobener Wert** in ct/kWh | **Mögliche mögliche Reduktion um:** in ct/kWh | **Dann verbleibender Betrag:** in ct/kWh |
|---|---|---|---|
| EEG-Umlage | 6,17 | -5,86 | 0,31 |
| Stromsteuer | 2,05 | -2,05 | 0,00 |
| Nettonetzentgelt | 2,06 | -1,65 | 0,41 |
| weitere Umlagen | 0,16 | -0,07 | 0,09 |
| Konzessionsabgabe | 0,12 | -0,12 | 0,00 |
| **Summe** | **10,56** | **-9,75** | **0,81** |

Tabelle 50: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr zum 1. April 2015

**Abnahmefall 50 MWh/Jahr („Gewerbekunde“)**

Der im Folgenden betrachtete Abnahmefall eines Jahresverbrauchs von 50 MWh wurde mit einer Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden (Jahreshöchstlast 50 kW; Versorgung in Niederspannung 0,4 kV) definiert, was z. B. dem Abnahmeprofil eines Gewerbekunden entsprechen kann. Der Jahresverbrauch von 50 MWh beträgt das 14fache des Abnahmefalls 3.500 kWh („Haushaltskunde“) und zwei Tausendstel des Abnahmefalls 24 GWh/Jahr. Da es sich hier um einen mäßigen Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich kleinere Rolle als beim Abnahmefall 24 GWh/Jahr. Die Lieferanten sollten eine plausible Abschätzung auf Basis der am 1. April 2015 geltenden Konditionen für die Abrechnung ihrer Kunden mit einer dem Abnahmefall ähnlichen Abnahmestruktur vornehmen. Angesprochen waren dabei Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 10 MWh und 100 MWh haben. Der Abnahmefall betrifft eine Verbrauchsmenge, die unter dem Schwellenwert von 100 MWh liegt, ab dem der Netzbetreiber grundsätzlich eine registrierende Leistungsmessung vorzusehen hat. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass bei dem gewählten Abnahmefall häufig eine Verbrauchserfassung über ein Standard-Lastprofil erfolgt.

Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 827 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 763). Anhand dieser Angaben wurden jeweils die (arithmetischen) Mittelwerte des Gesamtpreises und der einzelnen Preisbestandteile berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Form von Spannen ausgewertet, innerhalb derer jeweils die mittleren 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte liegen. Die Auswertung hat folgende Ergebnisse erbracht.

**Preisniveau am 1. April 2015 für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr**

| | **Streuung** zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh | **Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh | **Anteil am Gesamtpreis** |
|---|---|---|---|
| **Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile** | | | |
| Nettonetzentgelt | 4,10 - 6,83 | 5,44 | 25% |
| Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb | 0,04 – 1,20 | 0,33 | 2% |
| Konzessionsabgabe | 0,11 – 1,59 | 0,97 | 4% |
| EEG-Umlage | 6,17 | 6,17 | 29% |
| Weitere Umlagen[1] | 0,45 | 0,45 | 2% |
| Stromsteuer | 2,05 | 2,05 | 10% |
| **Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)** | 4,24 - 7,90 | 6,08 | 28% |
| **Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)** | 19,12 - 23,60 | 21,47 | |

[1] KWKG (0,254 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,237 ct/kWh), Offshore-Haftung (-0,051 ct/kWh) und abschaltbare Lasten (0,006 ct/kWh)

Tabelle 51: Preisniveau am 1. April 2015 für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr

Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag hat sich erneut verringert, und zwar von 6,39 ct/kWh im Mittel auf 6,08 ct/kWh (Vorjahr: Rückgang um 0,90 ct/kWh).[83] Die Umlagen sind insgesamt um 0,15 ct/kWh gesunken, während das Nettonetzentgelt um 0,09 ct/ kWh angestiegen ist. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) in Höhe von 21,47 ct/kWh liegt um 0,39 ct/kWh unter dem arithmetischen Mittel des im Vorjahr erhobenen Wertes (21,86 ct/kWh). Bei diesem Abnahmefall entfallen somit durchschnittlich rund 72 Prozent des Gesamtpreises auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind (Netzentgelte, Messwesen, Umlagen, Stromsteuer und Konzessionsabgabe). Nur rund 28 Prozent betreffen Preiselemente mit Raum für unternehmerische Entscheidungen.

[83] Bei einem Vergleich dieser Mittelwerte sind die o.g. Streuungsangaben zu berücksichtigen.

## 4.2 Haushaltskunden

Im Folgenden werden die Endkundenpreise für Haushaltskunden als mengengewichtete Mittelwerte[84] für einen typischen Abnahmefall (Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV)) für die relevanten Vertragsverhältnisse betrachtet. Daraus ergeben sich Auswertungen für den Durchschnittspreis in der

- Grundversorgung,
- Sondervertrag mit dem Grundversorger und
- Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Darüber hinaus wird ein über alle Tarifkategorien mengengewichteter Gesamtpreis ermittelt.[85]

Nach vielen Jahren mit starken Preissteigerungen ist, nach einer Abschwächung des Anstiegs im Vorjahr, im Jahr 2015 erstmals der Aufwärtstrend gebrochen und die Preise sind gesunken. Der Preis hat sich gegenüber dem Vorjahr 2014 in allen Abnahmegruppen – Grundversorgung, Sondervertrag beim Grundversorger, Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht örtlicher Grundversorger ist – reduziert.

Für die Kategorie der Grundversorgung haben 660 Unternehmen Angaben zu Tarifen und Mengen im Monitoring 2015 gemacht. Basierend auf diesen Datenmeldungen wurde für den 1. April 2015 ein mengengewichteter Durchschnittspreis von 30,08 ct/kWh ermittelt.[86] So liegt der Preis für Kunden in der Grundversorgung um ca. 1,4 Prozent bzw. 0,42 ct/kWh unter dem Wert des Vorjahres mit Stichtag 1. April 2014 und befindet sich auf demselben Niveau wie im Jahr 2013. Damit ist dies die erste Preissenkung seit dem Start der Datenerhebung im Jahr 2006. Innerhalb von neun Jahren ist der Preis von ursprünglich 18,89 ct/kWh um 11,19 ct/kWh angestiegen. Dies entspricht einem Zuwachs von ca. 59 Prozent. Der detaillierte Verlauf der mengengewichteten Durchschnittspreise in der Grundversorgung kann der folgenden Abbildung entnommen werden.

---

[84] Im Bereich der Haushaltskunde werden die Gesamtpreise inklusive der Umsatzsteuer ausgewiesen, sämtliche Einzelpreisbestandteile exklusive Umsatzsteuer.

[85] Alle Mengengewichtungen des Preisstandes zum 1. April werden mit den Abgabemengen des jeweiligen Lieferanten im Vorjahr berechnet (z.B. Gewichtung Preisstand 1. April 2015 mit Abgabemenge 2014).

[86] Der arithmetische Mittelwert liegt um ca. 0,37 ct/kWh unter dem mengengewichteten Ergebnis.

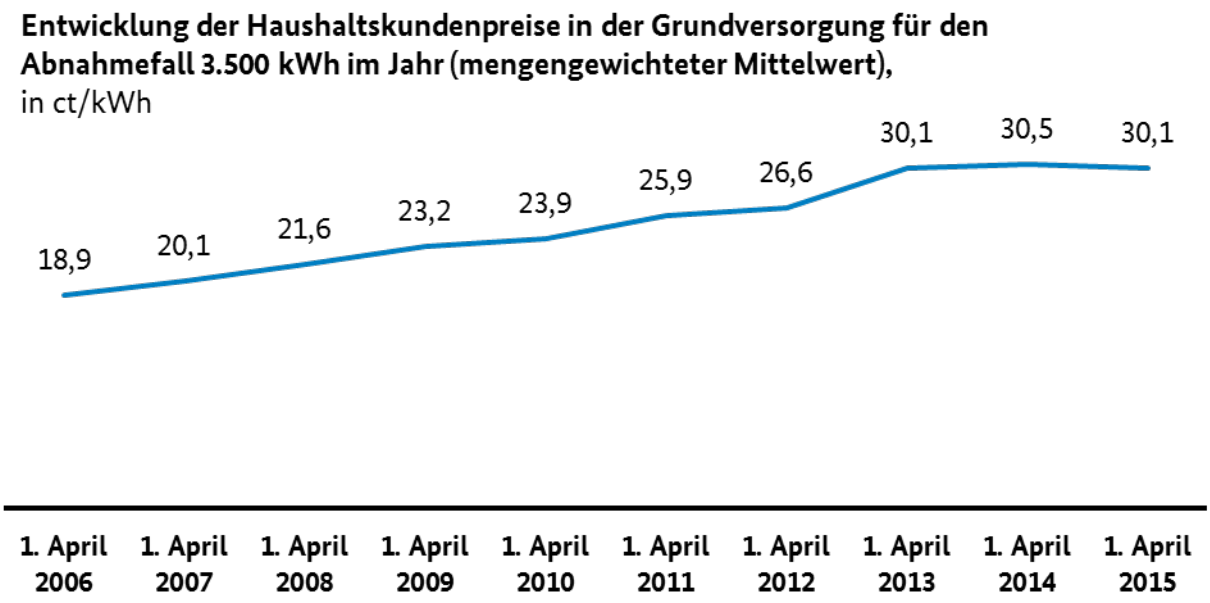



Abbildung 85: Entwicklung der Haushaltskundenpreise für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh in der Grundversorgung von 2006 bis 2015 (mengengewichteter Mittelwert)

Für die Vertragskategorie „Sondervertrag beim Grundversorger“ haben 633 Lieferanten Angaben zu Tarifen und Mengen übermittelt. Basierend auf diesen Datenmeldungen wurde für den 1. April 2015 ein mengengewichteter Durchschnittspreis von 28,96 ct/ kWh inkl. USt. ermittelt.[87] Damit liegt der Preis für Kunden, die ihr Vertragsverhältnis beim Grundversorger auf einen Sondervertrag umgestellt haben, um knapp ein Prozent bzw. 0,36 ct/kWh unter dem Wert aus dem Jahr 2014. Auch in dieser Tarifkategorie ist dies die erste Preissenkung seit dem Beginn der Abfrage im Jahr 2007. Innerhalb von acht Jahren ist der Preis um 9,02 ct/kWh angestiegen. Dies entspricht einem Zuwachs von 45 Prozent. Der Verlauf der mengengewichteten Durchschnittspreise bei einem Sondervertrag mit dem Grundversorger kann anhand der folgenden Abbildung nachvollzogen werden.

[87] Der arithmetische Mittelwert liegt um ca. 0,74 ct/kWh unter dem mengengewichteten Ergebnis.

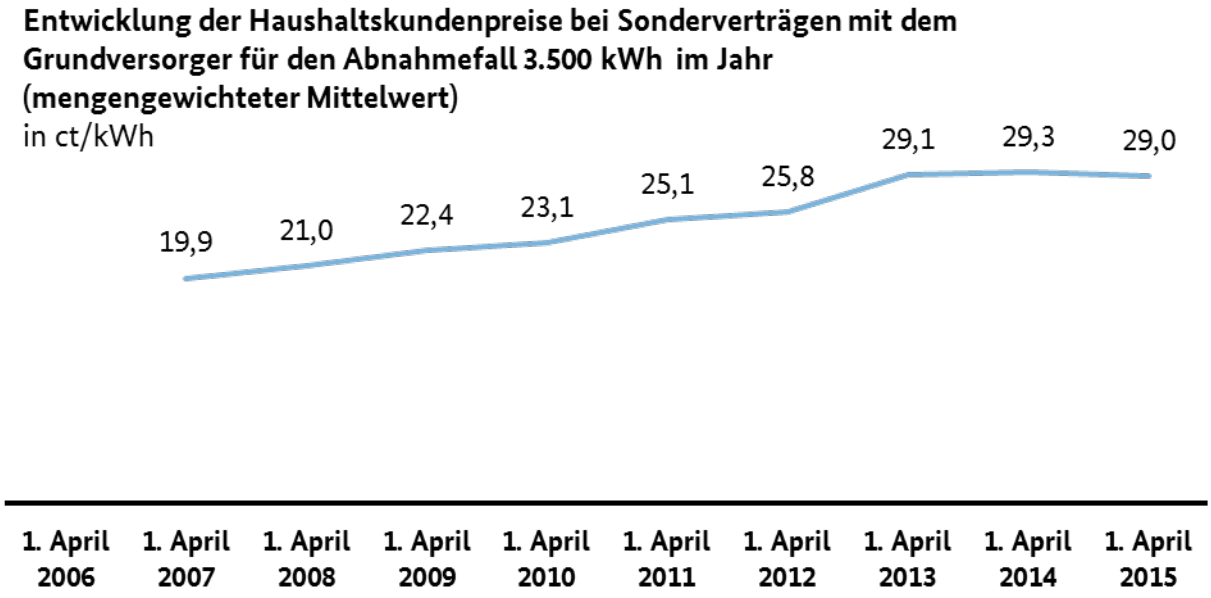



Abbildung 86: Entwicklung der Haushaltskundenpreise für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh bei Sonderverträgen mit dem Grundversorger von 2007 bis 2015 (mengengewichteter Mittelwert)

Für die Kategorie von Vertragsverhältnissen, die nicht mit dem örtlichen Grundversorger abgeschlossen werden, haben 659 Unternehmen Angaben zu Tarifen und Mengen gemacht. Basierend auf diesen Datenmeldungen wurde für den 1. April 2015 ein mengengewichteter Durchschnittspreis von 27,85 ct/kWh inkl. USt. Ermittelt.[88] So liegt der Preis für Kunden von einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, um gut 1,5 Prozent bzw. 0,44 ct/kWh unter dem Wert des Vorjahres. Damit ist dies auch in dieser Tarifkategorie die erste Preissenkung seit dem Beginn der Abfrage im Jahr 2008. Innerhalb von sieben Jahren ist der Preis um 6,99 ct/kWh angestiegen. Dies entspricht einem Zuwachs von 34 Prozent. Der detaillierte Verlauf der mengengewichteten Durchschnittspreise kann der nachstehenden Abbildung entnommen werden.

[88] Der arithmetische Mittelwert liegt um ca. 0,34 ct/kWh über dem mengengewichteten Ergebnis.

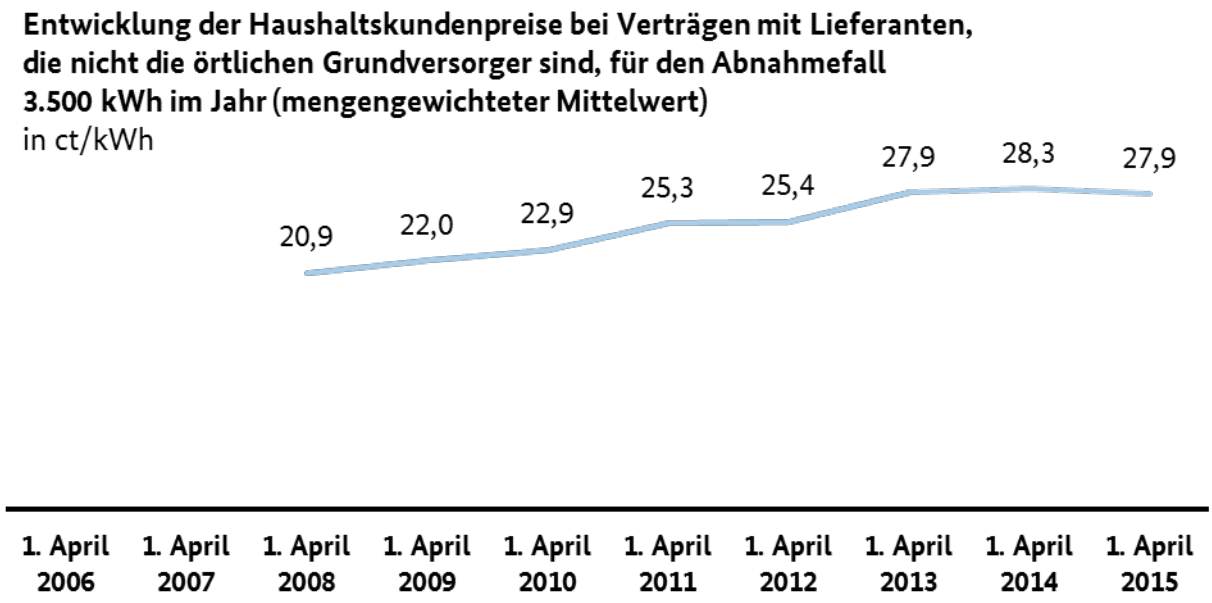



Abbildung 87: Entwicklung der Haushaltskundenpreise für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh bei Verträgen mit Lieferanten, die nicht die örtlichen Grundversorger sind, von 2008 bis 2015 (mengengewichteter Mittelwert)

Ein direkter Vergleich der drei Tarifkategorien, Grundversorgungsvertrag, Sondervertrag mit dem Grundversorger und Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht örtlicher Grundversorger ist verdeutlicht, dass die Grundversorgung bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh nach wie vor die zumeist teuerste Versorgungsart darstellt. Gleichwohl ist ein direkter Vergleich nur eingeschränkt möglich, da Grundversorgungskunden einen signifikant niedrigeren Jahresverbrauch aufweisen als Sondervertragskunden. Während Kunden in der Grundversorgung im Jahr 2013 im Mittel rund 2.210 kWh verbrauchten, lag der durchschnittliche Verbrauch von Sondervertragskunden beim Grundversorger und Kunden von Nicht-Grundversorgern mit rund 3.039 kWh um ca. 38 Prozent darüber.

Niedrigere Preise können Haushaltskunden weiterhin durch den Abschluss eines Sondervertrags oder einen Lieferantenwechsel erzielen, wobei der Lieferantenwechsel i. d. R. die günstigere Alternative darstellt. Der Vergleich der Mittelwerte der drei Kategorien seit 2008 zeigt, dass die Grundversorgung bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh durchgehend die teuerste Kategorie des Elektrizitätsbezugs für Haushaltskunden ist. Die Kategorie Sondervertrag beim Grundversorger ist über die betrachtete Zeit in jedem Jahr günstiger als die Grundversorgung. Die Wahl eines anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger ist ebenfalls im Mittel über den gesamten Zeitraum günstiger als die der Grundversorgung. In sieben von acht der betrachteten Jahre liegt der mittlere Preis bei einer Belieferung durch einen Nicht-Grundversorger – mehr oder weniger deutlich – unter jenem der Kategorie Sondervertrag beim Grundversorger.

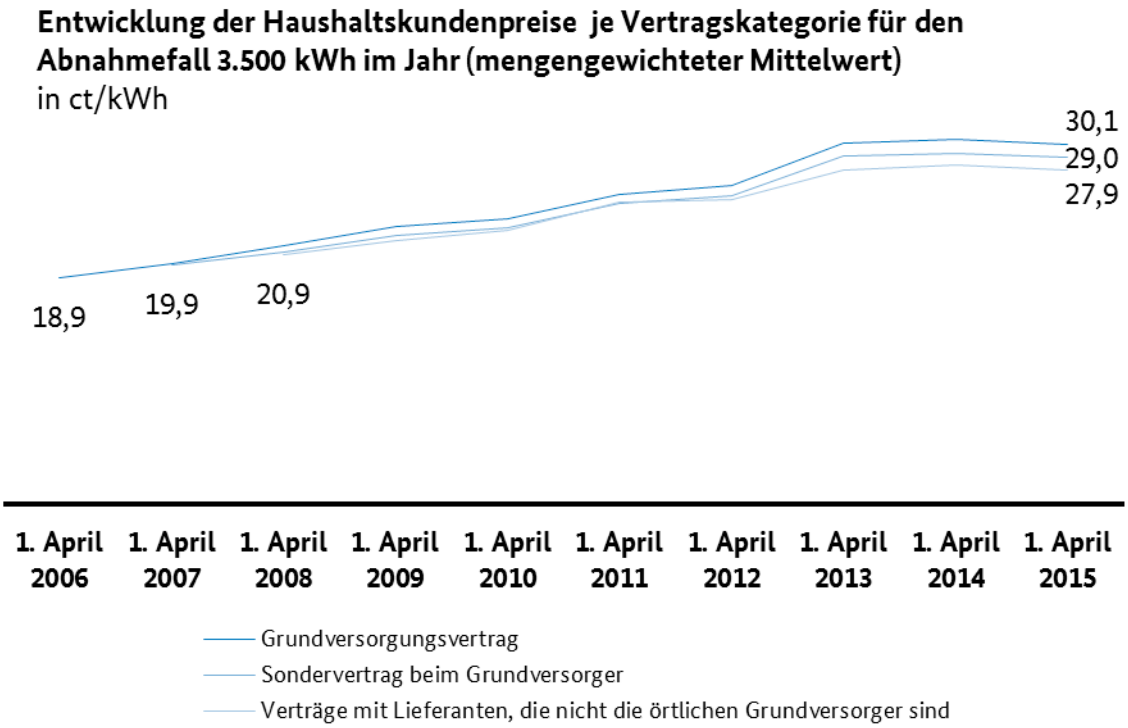



Abbildung 88: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie 2006 bis 2015 (mengengewichtete Mittelwerte je Tarif)

Auch bei den Haushaltskunden bezog sich die Befragung der Grundversorger auf den Gesamtpreis und die einzelnen Preisbestandteile. Da bestimmte Preisbestandteile gesetzlich festgelegt (Umlagen, Stromsteuer) oder für das Netzgebiet geregelt (Nettonetzentgelt) sind, ist eine wesentliche Variable im Vergleich zwischen Grundversorgung, Sondervertrag beim Grundversorger und Verträgen mit Lieferanten, die nicht die örtlichen Grundversorger sind, der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil („Energiebeschaffung und Vertrieb, sonstige Kosten und Marge“). Hierzu konnten Angaben von Lieferanten wie folgt ausgewertet werden:

- 660 Grundversorgung,
- 633 Sondervertag beim Grundversorger,
- 659 Lieferanten, der nicht örtlicher Grundversorger ist.

In die nachfolgende Darstellung sind diese Angaben eingeflossen.

Zum 1. April 2015 liegt der durchschnittliche mengengewichtete Preis der Tarifkategorie Lieferant, der nicht der örtliche Grundversorger ist, 2,23 ct/kWh bzw. sieben Prozent unter dem Preis der Grundversorgung. Werden hingegen die ungewichteten Durchschnittspreise verglichen, beträgt die Differenz lediglich 1,52 ct/kWh bzw. fünf Prozent. Die Differenz zwischen Grundversorgung und Sondervertrag beim Grundversorger liegt (mengengewichtet) bei 1,12 ct/kWh bzw. einem Unterschied von vier Prozent. Zwischen Sondervertrag beim Grundversorger und Lieferant, der nicht der örtliche Grundversorger ist, beträgt die Differenz mengengewichtet 1,11 ct/kWh bzw. vier Prozent. Die preislichen Unterschiede zwischen den

Vertragskategorien finden sich insbesondere in der unterschiedlichen Höhe des von den Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils (u. a. Energiebeschaffung und den Vertrieb) wieder.

In der Grundversorgung liegt der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil, der u. a. Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb enthält, für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh zum 1. April 2015 mit mengengewichteten 8,41 ct/kWh um 30 Prozent über dem Durchschnittswert in der Kategorie Lieferant, der nicht der örtliche Grundversorger ist, für welche aus den Datenmeldungen mengengewichtet durchschnittlich 6,51 ct/kWh errechnet wurden. Im Jahr 2014 betrug die Differenz zwischen den beiden Kategorien noch 31 Prozent. Beim Sondervertrag mit dem lokalen Grundversorger werden im mengengewichteten Durchschnitt 7,43 ct/kWh (Vorjahr: 7,70 ct/ kWh) als Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge beziffert. Damit liegt der betreffende Preisbestandteil in dieser Kategorie 12 Prozent unter dem der Grundversorgung. Bei einem direkten Vergleich dieser Werte sind – über die unterschiedlichen Verbrauchswerte hinaus – weitere Unterschiede zwischen den drei Kundengruppen zu bedenken. So weisen Grundversorgungsverträge kürzere Kündigungsfristen und ein im Durchschnitt höheres Zahlungsausfallrisiko auf. Auch solche Risikokosten sind in dem vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteil enthalten. Schließlich ist die mit der Erhebungs- und Auswertungssystematik verbundene Ungenauigkeit zu berücksichtigen. Eine detaillierte Übersicht über die Entwicklung ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

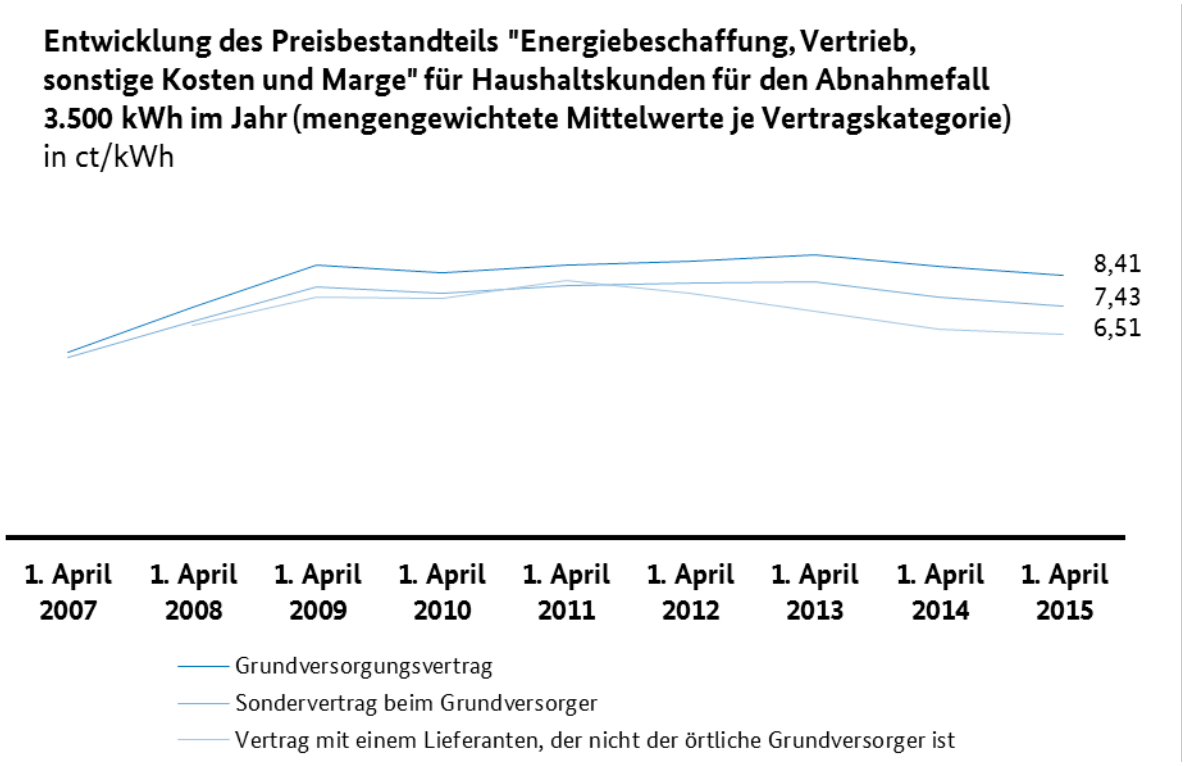



Abbildung 89: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge“ für Haushaltskunden für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh 2007 bis 2015 (mengengewichtete Mittelwerte je Vertragskategorie)

Der Vergleich des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils („Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge“) in den drei Vertragskategorien verdeutlicht, dass dieser Preisbestandteil bei Lieferanten, die nicht die örtlichen Grundversorger sind, seit dem Jahr 2011 gefallen ist. Erneut sind in diesem Jahr, wie

auch schon im Jahr 2013 und 2014, in allen drei Vertragsverhältnissen die vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile gesunken.

Die Strompreise für Haushaltskunden setzen sich neben den Kosten für Beschaffung und Vertrieb aus Netzentgelten, Umlagen, Steuern und Abgaben zusammen. Die einzelnen Preisbestandteile der verschiedenen Vertragskategorien werden in der nachfolgenden Tabelle abgebildet.

**Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden je Vertragskategorie für den Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr**

| Haushaltskunden (mengengewichtet) 1. April 2015 in ct/kWh | Grund-versorgungstarif | Sondervertrag beim Grundversorger | Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist |
|---|---|---|---|
| Nettonetzentgelt | 5,88 | 5,97 | 6,00 |
| Entgelt für Abrechnung | 0,32 | 0,33 | 0,36 |
| Entgelte für Messung | 0,08 | 0,08 | 0,10 |
| Entgelte für Messstellenbetrieb | 0,23 | 0,23 | 0,24 |
| Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge | 8,41 | 7,43 | 6,51 |
| Konzessionsabgabe | 1,68 | 1,64 | 1,53 |
| Umlage nach EEG | 6,17 | 6,17 | 6,17 |
| Umlage nach KWKG | 0,25 | 0,25 | 0,25 |
| Umlage nach § 19 StromNEV | 0,24 | 0,24 | 0,24 |
| Umlage Offshore-Haftung | -0,05 | -0,05 | -0,05 |
| Umlage für abschaltbare Lasten | 0,01 | 0,01 | 0,01 |
| Stromsteuer | 2,05 | 2,05 | 2,05 |
| Umsatzsteuer | 4,80 | 4,62 | 4,45 |
| Gesamt | 30,08 | 28,96 | 27,85 |

Tabelle 52: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh je Vertragskategorie zum 1. April 2015

Sonderverträge können neben dem Gesamtpreis eine Reihe weiterer Merkmale aufweisen, mithilfe derer Lieferanten in Wettbewerb um den Kunden treten. Dabei kann es sich um Merkmale handeln, die dem Kunden Sicherheit bieten (z. B. Preisstabilitätsgarantie) oder aber dem Lieferanten (z. B. Vorauskasse,

Mindestvertragslaufzeit), wobei ein entsprechender Ausgleich zwischen den Vertragspartnern an anderer Stelle (Gesamtpreis) erfolgt.

Zu solchen Elementen sind die Lieferanten gesondert befragt worden. Dabei sind Mindestvertragslaufzeit oder Preisstabilitätsgarantie besonders häufig vertreten. Die Bindungsfristen betragen bei Sonderverträgen im Durchschnitt elf Monate. Eine Preisstabilität wird bei Sonderverträgen im Mittel über 15 Monate angeboten.

Die nachstehende Tabelle zeigt einen Überblick der verschiedenen Sonderbonifikationen und Sonderregelungen, die von den Elektrizitätslieferanten angeboten werden:

## Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden

| Stand 1. April 2015 | Haushaltskunden | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Sondervertrag beim Grundversorger | | Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist | |
| | Anzahl Tarife | Durchschnitt-licher Umfang | Anzahl Tarife | Durchschnitt-licher Umfang |
| Mindestvertragslaufzeit | 351 | 10 Monate | 408 | 11 Monate |
| Preisstabilität | 294 | 15 Monate | 364 | 14 Monate |
| Vorauskasse | 61 | 11 Monate | 46 | 11 Monate |
| einmalige Bonuszahlung | 89 | 54 Euro | 156 | 61 Euro |
| Kaution | 6 | - | 2 | - |
| andere Bonifikationen und Sonderregelungen | 96 | - | 107 | - |

Tabelle 53: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden 2015

Die Anzahl (unterschiedlich kombinierbarer) preisbildender Elemente erschwert die Vergleichbarkeit der Tarife, deren Vielfalt wettbewerbsrelevant ist. Im Folgenden wird ein einzelner Durchschnittspreis für alle Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh als Kennzahl dargestellt. Dafür wird ein über alle Tarifkategorien mengengewichteter Mittelwert berechnet, indem die Einzelpreise der drei Vertragskategorien mit ihrer jeweiligen Elektrizitätsabgabemenge gewichtet werden. Für den Stichtag 1. April 2015 errechnet sich daraus ein durchschnittlicher Preis von 29,11 ct/kWh. Die detaillierte Zusammensetzung der einzelnen Preisbestandteile stellt sich wie folgt dar.

**Durchschnittliches mengengewichtetes Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden für den Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr über alle Vertragskategorien**

| Haushaltskunden (mengengewichtet) 1. April 2015 in ct/kWh | über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh | Anteil am Gesamtpreis in Prozent |
|---|---|---|
| Nettonetzentgelt | 5,94 | 20,4 |
| Entgelt für Abrechnung | 0,33 | 1,1 |
| Entgelte für Messung | 0,09 | 0,3 |
| Entgelte für Messstellenbetrieb | 0,23 | 0,8 |
| Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge | 7,57 | 26,0 |
| Konzessionsabgabe | 1,63 | 5,6 |
| Umlage nach EEG | 6,17 | 21,2 |
| Umlage nach KWKG | 0,25 | 0,9 |
| Umlage nach § 19 StromNEV | 0,24 | 0,8 |
| Umlage Offshore-Haftung | -0,05 | -0,2 |
| Umlage für abschaltbare Lasten | 0,01 | 0,0 |
| Stromsteuer | 2,05 | 7,0 |
| Umsatzsteuer | 4,65 | 16,0 |
| Gesamt | 29,11 | 100 |

Tabelle 54: Durchschnittliches, über alle Vertragskategorien mengengewichteten Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh zum 1. April 2015

Bei der Betrachtung der prozentualen Aufteilung der einzelnen Preisbestandteile ergibt sich die nachstehende Darstellung.

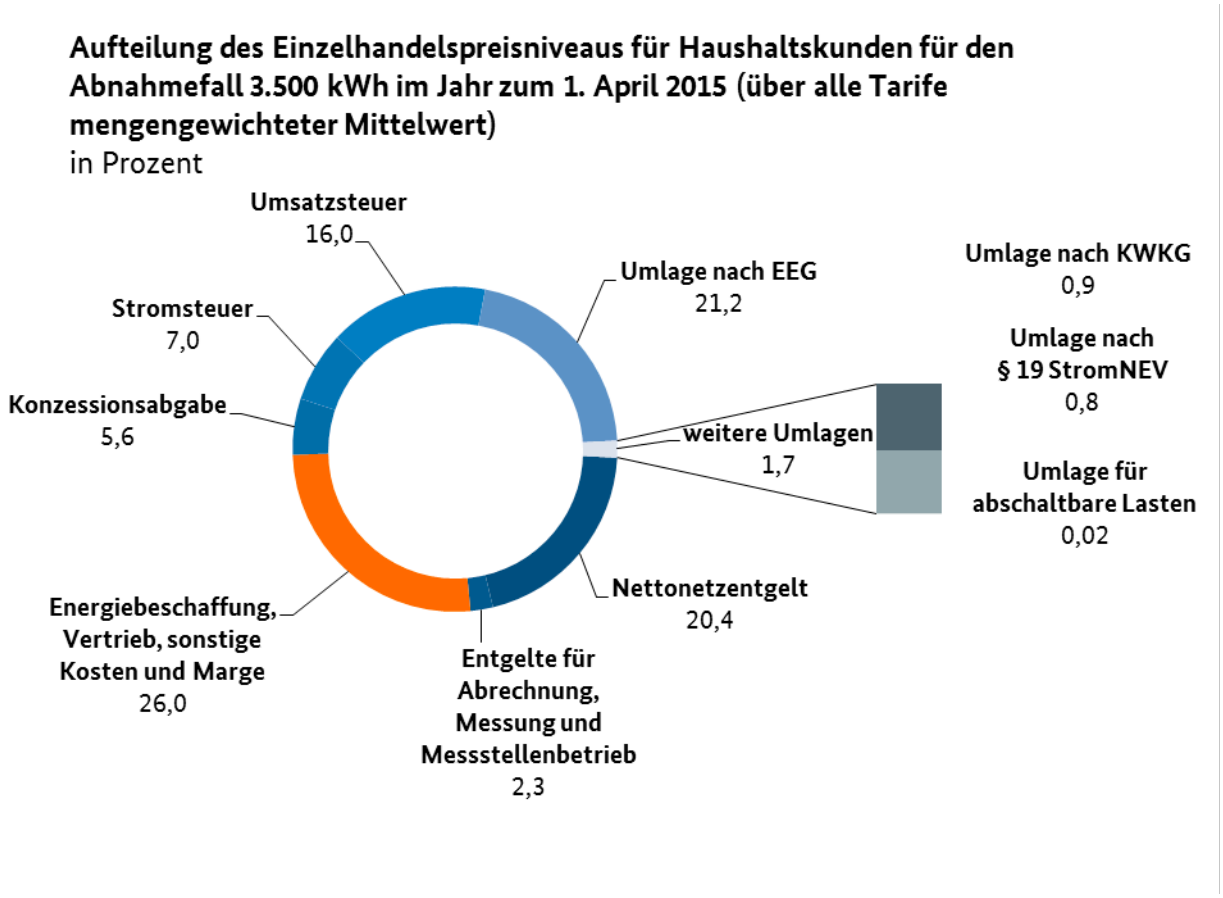



Abbildung 90: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert) für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh zum 1. April 2015[89]

Das Nettonetzentgelt (ohne USt.) kommt auf einen Anteil von 20,4 Prozent am gesamten Elektrizitätspreis (inkl. USt.) für Haushaltskunden. Die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb betragen 2,3 Prozent des Gesamtpreises. Auf die Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb entfallen 26 Prozent. Die Steuern (Strom- und Umsatzsteuer) summieren sich auf einen Anteil von 23 Prozent, die Summe aller Umlagen und Abgaben (Umlagen nach EEG, KWKG, § 19 StromNEV und abschaltbare Lasten sowie Konzessionsabgabe) auf ca. 28,5 Prozent. Die EEG-Umlage hat hieran mit 21,2 Prozent den weitaus größten Anteil. Umlagen, Steuern und Abgaben betragen in Summe über 51 Prozent des durchschnittlichen Elektrizitätspreises für Haushaltskunden.

Nachfolgend ist die Veränderung des über alle Tarife mengengewichteten Strompreises von 1. April 2014 auf 1. April 2015 für die Abnahmemenge 3.500 kWh/a dargestellt. Der Strompreis sinkt dieses Jahr leicht um knapp 1,5 Prozent (-0,42 ct/kWh) und liegt damit erstmals seit Beginn der Datenerhebung im Jahr 2006 fast einen halben Cent unter dem Wert des Jahres 2014. Die leichte Senkung des Strompreises ergibt sich hauptsächlich dadurch, dass der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil um 0,29 ct/kWh gesunken ist. Zusätzlich änderte sich die Offshore-Haftungsumlage in diesem Jahr. Durch eine zu hohe Prognose im letzten Jahr, werden in diesem Jahr die zu viel gezahlten Umlagen in Höhe von knapp 468 Mio. Euro an die

[89] Der orange eingefärbte Bestandteil stellt den vom Lieferanten beeinflussbaren Anteil dar.

Letztverbraucher der Kategorie A[90] zurückgezahlt. Hierdurch ergibt sich eine Entlastung beim Strompreis von -0,051 ct/ kWh. Damit sinkt die Offshore-Haftungsumlage im Jahresvergleich um ca. 0,3 ct/ kWh und kompensiert damit den Anstieg anderer Umlagen (§19 StromNEV und KWKG).

[90] Letztverbrauchergruppe A: Strommengen von Letztverbrauchern für die jeweils ersten 1.000.000 kWh je Abnahmestelle

**Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2014 zum 1. April 2015 für Haushaltskunden für den Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr**

| | über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh | Veränderung in Bezug auf die Höhe des Preisbestandteils | |
|---|---|---|---|
| | | in ct/kWh | in Prozent |
| Nettonetzentgelt | 5,94 | 0,08 | 1 |
| Entgelt für Abrechnung | 0,33 | 0,00 | -1 |
| Entgelte für Messung | 0,09 | -0,01 | -9 |
| Entgelte für Messstellenbetrieb | 0,23 | -0,01 | -3 |
| Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge | 7,57 | -0,29 | -4 |
| Konzessionsabgabe | 1,63 | 0,03 | 2 |
| Umlage nach EEG | 6,17 | -0,07 | -1 |
| Umlage nach KWKG | 0,25 | 0,08 | 43 |
| Umlage nach § 19 StromNEV | 0,24 | 0,15 | 158 |
| Umlage Offshore-Haftung | -0,05 | -0,30 | -120 |
| Umlage für abschaltbare Lasten | 0,01 | 0,00 | -33 |
| Stromsteuer | 2,05 | 0,00 | 0 |
| Umsatzsteuer | 4,65 | -0,07 | -1 |
| Gesamt | 29,11 | -0,42 | -1 |

Tabelle 55: Entwicklung des über alle Tarife mengengewichteten Preisniveaus für Haushaltskunden

Im Anschluss wird die Entwicklung der wesentlichen Preisbestandteile des mengengewichteten Elektrizitätspreises für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh dargestellt. Zunächst erfolgt eine Betrachtung der Netzentgelte. Nach einer Periode des Absinkens bis 2011 sind die Netzentgelte[91] im Jahr 2015 abermals leicht gestiegen. Der Anstieg beträgt 0,8 Prozent (+0,05 ct/kWh) gegenüber dem Vorjahr 2014. In einer Betrachtung über acht Berichtsjahre ist die Höhe der Netzentgelte um 0,25 ct/kWh bzw. knapp vier Prozent gestiegen. Diese Betrachtung umfasst die Netzentgelte ohne Umlage nach § 19 StromNEV in Höhe von 0,24 ct/kWh.[92]

Die Netzentgeltbestandteile für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb sind im Vergleich zum Jahr 2014 erneut um 0,02 ct/kWh gesunken. Seit dem Jahr 2009 sind diese Preisbestandteile um insgesamt 0,2 ct/kWh gesunken. Prozentual gesehen betragen die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb im Jahr 2015 insgesamt ca. zehn Prozent der Netzentgelte. Das Nettonetzentgelt beträgt ca. 90 Prozent der Netzentgelte.

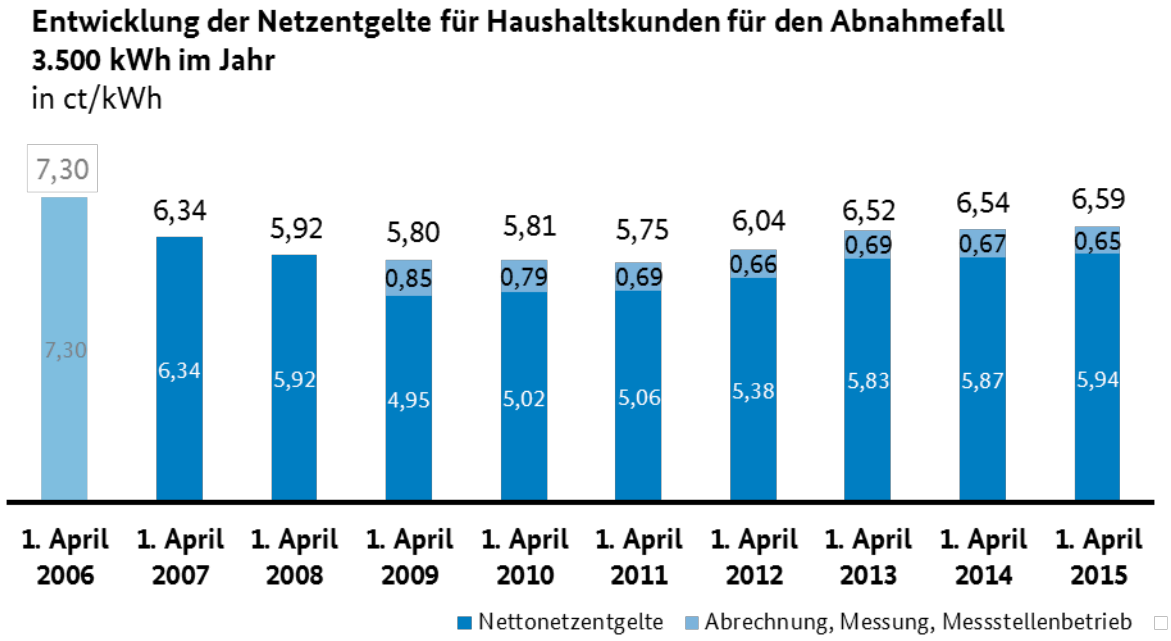



Abbildung 91: Entwicklung Netzentgelte für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh 2006[93] bis 2015[94]

[91] Nettonetzentgelt inkl. Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb.

[92] Die Umlage nach § 19 Strom NEV war im Jahr 2011 noch in den Netzentgelten berücksichtigt und wird seit dem Jahr 2012 separat ausgewiesen.

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

Im Anschluss erfolgt eine Übersicht über die Entwicklung der übrigen Preisbestandteile des über alle Tarifkategorien mengengewichteten Haushaltskundenpreises. Der Netzentgeltanteil (inkl. Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb) am Elektrizitätspreis ist seit dem Jahr 2011 stetig angestiegen. Bei den Abgaben und Steuern sind insbesondere im Zeitraum 2010-2014 deutliche Steigerungen zu erkennen. Diese scheinen sich in diesem Jahr erstmals zu stabilisieren und weisen einen etwas geringeren Anteil als im Vorjahr auf. Der Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge ist im Zeitraum 2009 bis 2013 im Wesentlichen stabil geblieben, während von 2007 bis 2009 ein Anstieg zu verzeichnen war. Im Jahr 2014 sanken die vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile deutlich um fast sechs Prozentpunkte. Nun konnte zwischen dem 1. April 2014 und dem 1. April 2015 ein weiterer Rückgang um fast 4 Prozent (-0,29 ct/kWh) festgestellt werden. Dieser Rückgang könnte insbesondere mit den weiterhin sinkenden Großhandelspreisen zusammenhängen (vgl. Kapitel I.F ab Seite 154). Diese wirken sich jetzt offenbar auf die Haushaltskundenpreise in allen drei Vertragsverhältnissen aus.

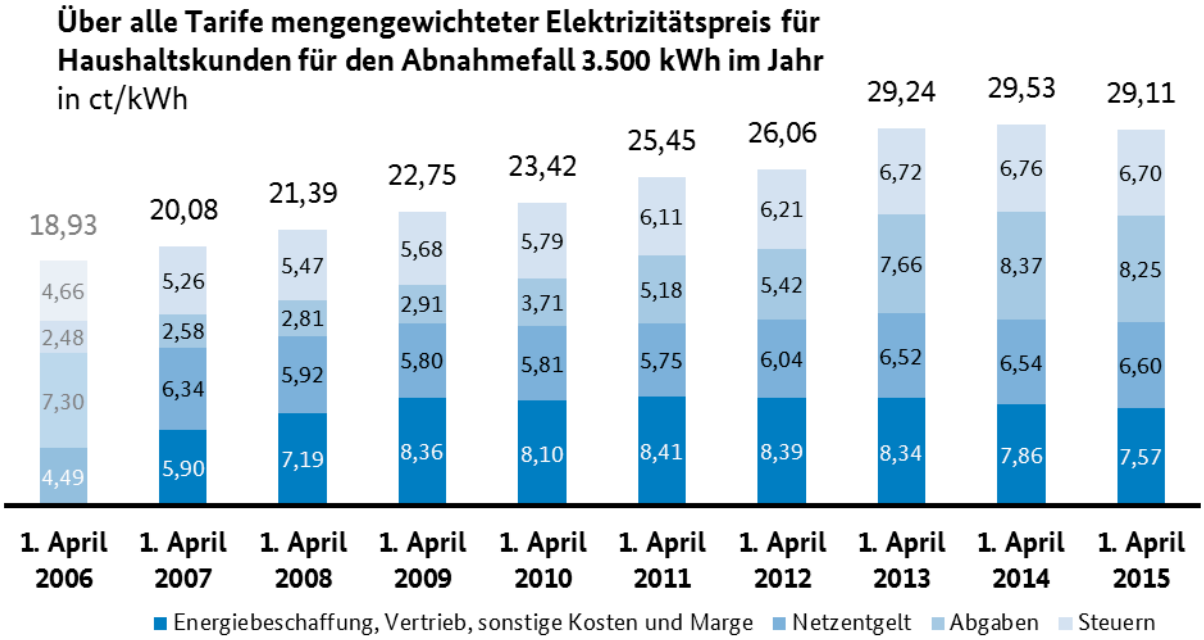



Abbildung 92: Über alle Tarife mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh 2006[95] bis 2015[96]

---

[94] Für den Zeitraum 2006 bis 2008 wurde der Preisbestandteil „Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb“ nicht separat erhoben und ist daher in den Nettonetzentgelten enthalten.

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

[96] Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Unter den Steigerungen im Bereich der Umlagen fällt insbesondere die EEG-Umlage ins Gewicht. Die EEG-Umlage dient dem Ausgleich zwischen den bei den ÜNB anfallenden EEG-Kosten (insbesondere den Vergütungszahlungen für Anlagenbetreiber) und den Erlösen der EEG-Vermarktung durch die ÜNB am Spotmarkt. Die Höhe der Umlage wird jährlich von den ÜNB zum 15. Oktober für das folgende Kalenderjahr bekannt gegeben. Die Bundesnetzagentur kontrolliert deren ordnungsgemäße Ermittlung. Für das Jahr 2015 ist die EEG-Umlage auf 6,17 ct/kWh gesunken. Dies liegt insbesondere darin begründet, dass das EEG-Konto zum 30. September 2014 einen Überschuss von über 1,3 Milliarden Euro zu verzeichnen hatte. Dieser wurde bei der Neuberechnung berücksichtigt und ergab somit eine leichte Senkung. Durch den überproportional starken Anstieg der EEG-Umlage in den letzten Jahren, ist auch ihr Anteil am Elektrizitätspreis stetig gewachsen. In diesem Jahr ist die EEG-Umlage, erstmals seit ihrer Einführung, geringfügig gesunken. Der Anteil am Gesamtstrompreis liegt weiterhin bei 21 Prozent. Im Jahr 2010 betrug die Höhe der EEG-Umlage noch 2,05 ct/kWh und ihr Anteil am Gesamtpreis 8,8 Prozent. Der detaillierte Verlauf der Entwicklung kann der nachfolgenden Abbildung entnommen werden.

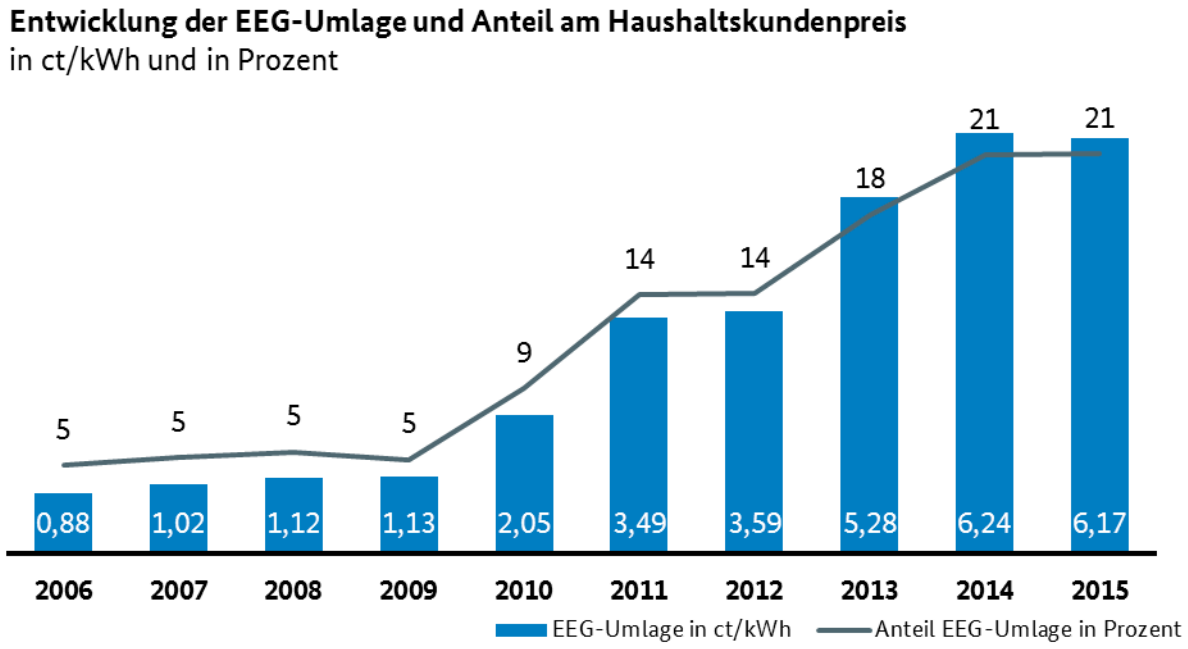



Abbildung 93: Entwicklung EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis 2006 bis 2015 (über alle Tarife mengengewichtete Mittelwerte)

Im Folgenden wird die Entwicklung des Preisbestandteils Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge für die Jahre 2006 bis 2015 dargestellt.[97] Betrug im Vorjahr der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil noch 7,86 ct/kWh und somit 27 Prozent des mengengewichteten Gesamtpreises, ist er in diesem Jahr um 0,29 ct/kWh auf 7,57 ct/kWh gesunken und bildet damit einen Anteil von 26 Prozent des über alle Tarife mengengewichteten Gesamtelektrizitätspreises. Der Anteil des Gesamtpreises, der unternehmerischen Entscheidungen des Lieferanten zugänglich ist, ist damit erneut gefallen. Dadurch und

[97] Durch eine Änderung der Abfrage bei den Lieferanten erfolgt seit dem Jahr 2014 keine getrennte Ausweisung der Einzelpreisbestandteile für Energiebeschaffung und Vertrieb mehr.

durch die etwas niedrigeren staatlich determinierten Preisbestandteile, sind in diesem Jahr die Elektrizitätspreise für Haushaltskunden erstmals in allen drei Vertragsverhältnissen gesunken. In der folgenden Abbildung ist der Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge für die Jahre 2006 bis 2015 dargestellt.

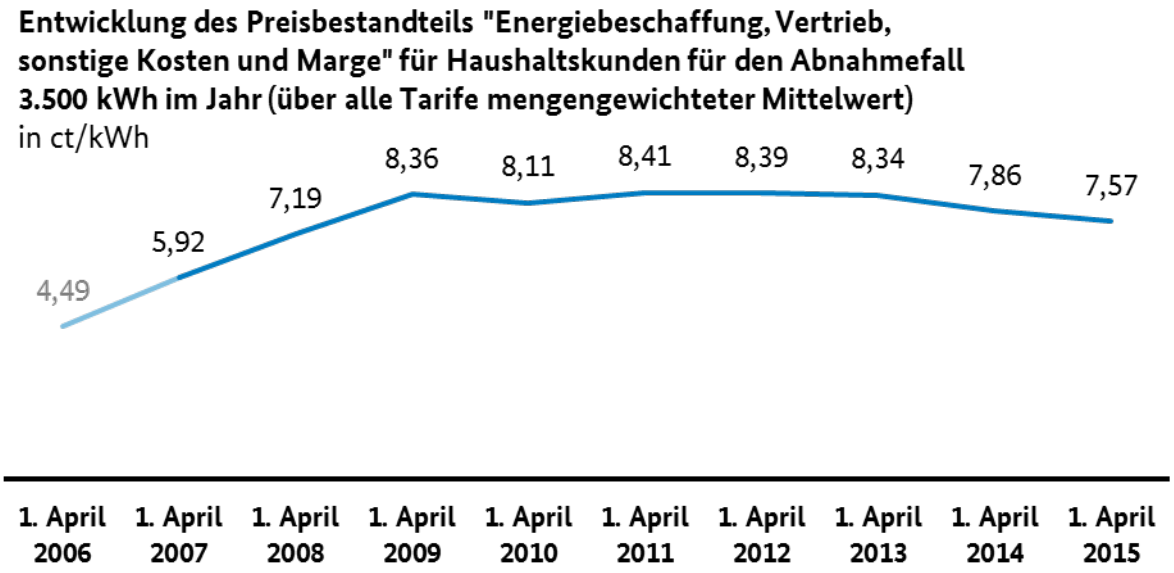



Abbildung 94: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge“ für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh 2006[98] bis 2015[99] (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert)

## 5. Heizstrom

Im diesjährigen Monitoring wurden erneut Daten zur Vertragsstruktur, zum Lieferantenwechsel und zum Preisniveau im Bereich des Heizstroms (Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen) sowohl bei Lieferanten als auch bei Verteilernetzbetreibern erhoben.

Aufgrund der milden Witterung im Berichtsjahr 2014 ist der Heizstromverbrauch im Vergleich zum Vorjahr spürbar zurückgegangen. Nach den Mengenangaben von insgesamt 846 Heizstromlieferanten haben diese im Berichtsjahr Kunden an knapp 2,1 Mio. Zählpunkten mit etwa 13,6 TWh Heizstrom beliefert. Dies entspricht im Mittel einer Belieferung mit knapp 6.600 kWh je Zählpunkt im Jahr 2014. Im Vorjahr ergab sich hingegen noch ein Wert von gut 7.800 kWh je Zählpunkt (15,7 TWh an 2,0 Mio. Zählpunkten).

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

[99] Seit dem Jahr 2012 werden die Angaben zur Energiebeschaffung bei den Lieferanten erhoben. Für die Jahre 2006 bis 2011 fand eine Berechnung auf Basis erhobener Beschaffungsmengen und Preisdaten der EEX statt. Aufgrund des Methodenwechsels sind die Daten ab dem Jahr 2012 nur mit einer gewissen Einschränkung mit den Vorjahren vergleichbar.

Auf die Abgabe an Nachtspeicherheizungen entfiel nach den Angaben der Lieferanten eine Elektrizitätsmenge von knapp 11,6 TWh. Im Mittel sind an den 1,7 Mio. Nachtspeicher-Zählpunkten rund 6.800 kWh/Jahr abgegeben worden. Dem steht eine Abgabemenge an Wärmepumpen von gut 2,0 TWh an rund 355.000 Zählpunkten gegenüber; es ergibt sich daraus ein Mittel von rund 5.700 kWh/Jahr. Der überwiegende Verbrauchsanteil entfällt auf Nachtspeicherheizungen (85 Prozent der Abgabemenge und 83 Prozent der Zählpunkte). Der Anteil von Wärmepumpen spielt weiterhin eine untergeordnete Rolle (17 Prozent der Zählpunkte und 15 Prozent der Abgabemenge). Fast alle Heizstromanbieter beliefern sowohl Nachtspeicherkunden als auch Wärmepumpenkunden. Einige Lieferanten haben angegeben, dass sie keine genaue Aufteilung der Mengen und Zählpunkte auf Nachtspeicherheizungen einerseits und Wärmepumpen andererseits vornehmen können[100] und haben dementsprechend die Aufteilung geschätzt oder den Gesamtwert nur in eine der beiden Kategorien eingetragen. 769 der 846 Heizstromlieferanten machten Mengen-/Zählpunktangaben sowohl für Nachtspeicher als auch für Wärmepumpen.

Die im Rahmen der Befragung der Verteilernetzbetreiber erhobenen Verbrauchsmengen und Zählpunktsummen entsprechen ungefähr den Ergebnissen der Lieferantenbefragung. Nach den Angaben von 722 Verteilernetzbetreibern wurde im Jahr 2014 an knapp 2,0 Mio. Zählpunkten (Nachtspeicher und Wärmepumpen) insgesamt 12,4 TWh Heizstrom abgegeben.

## 5.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Wie in den Vorjahren wurden die Lieferanten gefragt, wie sich ihre Heizstromabgabe auf Netzgebiete verteilt, in denen sie Grundversorger sind bzw. nicht Grundversorger sind. Die Abfrage bezieht sich auf den Grundversorgerstatus der beliefernden juristischen Person, so dass Konzernverbindungen nicht berücksichtigt werden (siehe dazu ausführlicher: Abschnitt I.G.2). Anders als im Abschnitt I.G.2 wird bei der Auswertung für Heizstrom im Falle der Belieferung durch den örtlichen Grundversorger keine Unterscheidung nach den Kategorien „Grundversorgungsvertrag“ vs. „Sondervertrag beim Grundversorger“ vorgenommen, da es sich bei Heizstromlieferungen nach Auffassung des Bundeskartellamtes stets um Sonderverträge handelt.[101]

Der Anteil der Heizstromkunden, die im Jahr 2014 von einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger beliefert wurden, hat sich im Vergleich zum Vorjahr fast verdoppelt. Im Jahr 2014 wurden rund 4,3 Prozent der Heizstrom-Zählpunkte (72.000 Nachtspeicher und 18.000 Wärmepumpen) nicht (mehr) durch den örtlichen Grundversorger beliefert. Etwa 770 GWh, d.h. 5,7 Prozent der gesamten Heizstromabgabe, entfielen im Jahr 2014 auf andere Lieferanten als den Grundversorger. Im Vorjahr lagen diese Anteile noch bei rund 2,4 Prozent (Zählpunkte) bzw. 2,3 Prozent (Mengen).

---

[100] Als Grund hierfür wurde u.a. genannt, dass vertriebsseitig keine (preisliche) Differenzierung zwischen Nachtspeichern und Wärmepumpen erfolge.

[101] Vgl. Bundeskartellamt, Heizstrom – Überblick und Verfahren, September 2010, S. 9-10.

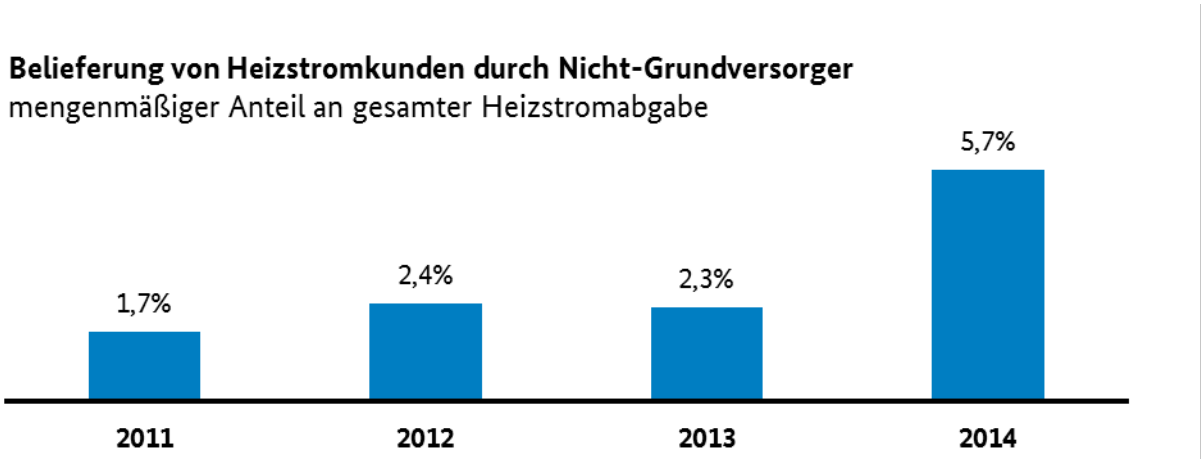



Abbildung 95: Anteil der Heizstromabgabe durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversoger

Die Lieferantenwechselzahlen sind im Heizstrombereich gemäß den Angaben der Verteilernetzbetreiber erheblich gestiegen. Danach fanden im Berichtsjahr an rund 43.000 Heizstromzählpunkten Lieferantenwechsel statt (Vorjahr: knapp 24.000); auf diese Zählpunkte entfiel in 2014 eine Heizstrommenge von rund 290 GWh. Dies entspricht einer Wechselquote von 2,3 Prozent (nach Entnahmemenge) bzw. 2,2 Prozent (nach Zählpunkten). Im Jahr 2013 lag die Wechselquote nach Zählpunkten bei 1,5 Prozent und im Jahr 2009 bei 0,5 Prozent.

Von den 722 Verteilernetzbetreibern, die Heizstrommengen angegeben haben, haben 418 auch Lieferantenwechselzahlen gemeldet. Diese 418 Verteilernetzbetreiber repräsentieren rund 95 Prozent der Heizstrommengen und -zählpunkte aller 722 Verteilernetzbetreiber (11,8 TWh bzw. 1,9 Mio. Zählpunkte). Von den übrigen 304 Verteilernetzbetreibern (d.h. Verteilernetzbetreiber mit Angaben zu Heizstrommengen, aber ohne Angaben zu Heizstromwechsel) wiesen die meisten weniger als 150 Heizstromzählpunkte aus.[102]

Die Wechselquoten differieren je nach Netzgebiet. Bei der mengenbezogenen Wechselquote pro Verteilernetzbetreiber liegen die mittleren 80 Prozent der größensortierten Werte zwischen 0,3 Prozent und 6,4 Prozent (Auswertung bezieht sich auf die Gruppe der 418 VNB).

Nachdem es im Heizstrombereich über viele Jahre kaum Lieferantenwechsel gab, ist nun eine signifikante Zunahme der Wechselaktivitäten zu verzeichnen. In den letzten beiden Jahren hat sich die Transparenz für Endkunden erhöht und das Angebot bundesweit tätiger Heizstromanbieter verbreitert (vgl. Monitoringbericht 2014, S. 176). Verbraucher können inzwischen die lokal verfügbaren Anbieter einfacher auffinden, z. B. durch Internetportale, Verbraucherzeitschriften oder Informationen von Verbraucherzentralen. Gleichwohl liegen die Wechselquoten im Heizstrombereich noch weit unter den Wechselquoten bei Haushaltsstrom und bei Nicht-Haushaltskunden.

[102] Eine Reihe von Verteilernetzbetreibern wies auch darauf hin, dass für sie im Heizstrombereich keine oder nur Einzeldaten auswertbar seien.

## 5.2 Preisniveau

Die Preisabfrage, die sich in den Vorjahren nur auf Nachtspeichertarife bezog, wurde im diesjährigen Monitoring um Wärmepumpentarife erweitert. Erhoben wurde das Preisniveau zum Stichtag 1. April 2015. Die Lieferanten sollten dabei auf einen Jahresverbrauch von 7.500 kWh abstellen. Die folgende Auswertung stützt sich im Bereich Nachtspeicherheizung auf die Preisangaben von 751 Lieferanten (Vorjahr: 694) und im Bereich Wärmepumpe auf 719 Preisangaben.

Nach den Angaben liegt der Gesamtpreis für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung 7.500 kWh/Jahr zum 1. April 2015 im arithmetischen Mittel bei 20,42 ct/kWh (einschließlich Umsatzsteuer), was ungefähr dem Vorjahresniveau entspricht (20,62 ct/kWh). Der Gesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpe liegt im arithmetischen Mittel bei 21,37 ct/kWh (einschließlich Umsatzsteuer), d.h. knapp 1 ct/kWh höher als bei Nachtspeichern.

## Preisniveau am 1. April 2015 Nachtspeicherheizung mit 7.500 kWh/Jahr

| | **Streuung** zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben (in ct/kWh) | **Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh | **Anteil am Gesamtpreis** |
|---|---|---|---|
| **Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile** | | | |
| Nettonetzentgelt | 1,50 - 3,40 | 2,42 | 12% |
| Messwesen (Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb) | 0,24 - 0,68 | 0,45 | 2% |
| Konzessionsabgabe | 0,11 - 0,97 | 0,43 | 2% |
| EEG-Umlage | 6,17 | 6,17 | 30% |
| Weitere Umlagen[1] | 0,45 | 0,45 | 2% |
| Stromsteuer | 2,05 | 2,05 | 10% |
| Umsatzsteuer | 2,89 - 3,68 | 3,26 | 16% |
| **vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)** | 3,39 - 7,19 | 5,19 | 25% |
| **Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)** | 18,09 - 23,07 | 20,42 | |

[1] KWKG (0,254 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,237 ct/kWh), Offshore-Haftung (-0,051 ct/kWh) und abschaltbare Lasten (0,006 ct/kWh)

Tabelle 56: Preisniveau am 1. April 2015 für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit 7.500 kWh/Jahr

Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der Beschaffungskosten, Vertriebskosten, sonstige Kosten und die Marge enthält, bewegt sich bei Nachtspeicherheizungen mit 5,19 ct/kWh auf Vorjahresniveau (5,24 ct/kWh). Zum 1. April 2012 bzw. 1. April 2013 hatte der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil im Mittel noch 5,72 ct/kWh bzw. 5,8 ct/kWh betragen. Der zum 1. April 2015 erstmalig erhobene Wert für Wärmepumpen ist mit 5,63 ct/kWh geringfügig höher als bei Nachtspeicherheizungen. Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil beträgt beim Abnahmefall Nachtspeicherheizung weiterhin nur rund 25 Prozent des Gesamtpreises inkl. Umsatzsteuer.

Rund 60 Prozent entfallen auf Steuern, Umlagen und Konzessionsabgabe. Im Vergleich zum letzten Jahr ist die Summe der fixen Umlagen um 0,15 ct/kWh gesunken. Bei der Konzessionsabgabe gilt nach Auffassung des Bundeskartellamtes grundsätzlich ein Wert von 0,11 ct/kWh, da es sich bei Heizstromlieferungen um Sonderverträge handelt.[103] Dennoch gaben auch in der diesjährigen Erhebung einige Lieferanten Werte von über 0,11 ct/kWh an. Ursache hierfür können Mischabrechnungen sein, wenn Heizstrom und Haushaltsstrom nicht über zwei getrennte Zähler erfasst wird, aber auch Fehleintragungen oder Fehlfestsetzungen.

Die erhobenen Durchschnittswerte für Netzentgelte und Messwesen entsprechen für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung ungefähr den Vorjahreswerten. Die Netzentgelte für eine Heizstrombelieferung betragen damit weiterhin weniger als die Hälfte der Netzentgelte für eine Belieferung mit Haushaltsstrom.

[103] Vgl. Bundeskartellamt, Heizstrom – Überblick und Verfahren, September 2010, S. 9-10.

**Preisniveau am 1. April 2015 Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr**

| | **Streuung** zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben (in ct/kWh) | **Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh | **Anteil am Gesamtpreis** |
|---|---|---|---|
| **Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile** | | | |
| Nettonetzentgelt | 1,50 - 4,43 | 2,69 | 13% |
| Messwesen (Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb) | 0,25 - 0,71 | 0,45 | 2% |
| Konzessionsabgabe | 0,11 - 1,32 | 0,52 | 2% |
| EEG-Umlage | 6,17 | 6,17 | 29% |
| weitere Umlagen[1] | 0,45 | 0,45 | 2% |
| Stromsteuer | 2,05 | 2,05 | 10% |
| Umsatzsteuer | 3,00 - 3,88 | 3,41 | 16% |
| **vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)** | 3,41 - 7,71 | 5,63 | 26% |
| **Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)** | 18,79 - 24,28 | 21,37 | |

[1] KWKG (0,254 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,237 ct/kWh), Offshore-Haftung (-0,051 ct/kWh) und abschaltbare Lasten (0,006 ct/kWh)

Tabelle 57: Preisniveau am 1. April 2015 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr

# 6. Ökostromsegment

Die im Rahmen des Monitoring 2015 befragten Lieferanten haben über die Lieferungen von Ökostrom an Letztverbraucher Auskunft gegeben. Bedingt durch einen Fehler in der Datenerhebung sind in diesem Jahr keine Angaben zur Anzahl der belieferten Kunden sowie den Abgabemengen von Ökostrom an Haushalskunden für das Jahr 2014 vorhanden. Aus diesem Grund werden die Preisangaben in diesem Kapitel als arithmetische Mittelwerte dargestellt, wodurch ein direkter Vergleich mit den mengengewichteten Werten aus vorangegangenen Monitoringberichten nicht möglich ist. Daher werden die Preise zum 1. April 2015 den arithmetischen Mittelwerten zum 1. April 2014 gegenübergestellt.

**Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher 2013**

| Kategorie | | Gesamte Elektrizitätsabgabe | Gesamte Ökostromabgabe | Anteil der Abgabemenge und der Zählpunkte von Ökostrom in Prozent |
|---|---|---|---|---|
| Haushaltskunden | TWh | 124,1 | 20,8 | 16,7 |
| | Anzahl Zählpunkte | 43.968.870 | 7.447.754 | 17,0 |
| Weitere Letztverbraucher | TWh | 331,9 | 27,5 | 8,3 |
| | Anzahl Zählpunkte | 4.125.176 | 673.225 | 16,3 |
| Gesamt | TWh | 456,1 | 48,3 | 10,6 |
| | Anzahl Zählpunkte | 48.093.883 | 8.120.979 | 17,0 |

Tabelle 58: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher 2013[104]

Die enthaltenen Angaben, Tabellen und Grafiken zu Abgabemengen und Zählpunkte in diesem Bericht geben den Datenstand des Jahres 2013 wieder. Mit dem Monitoringbericht 2016 werden die Daten hierzu wieder enthalten sein sowie um eine Rückschau auf das Jahr 2014 ergänzt.

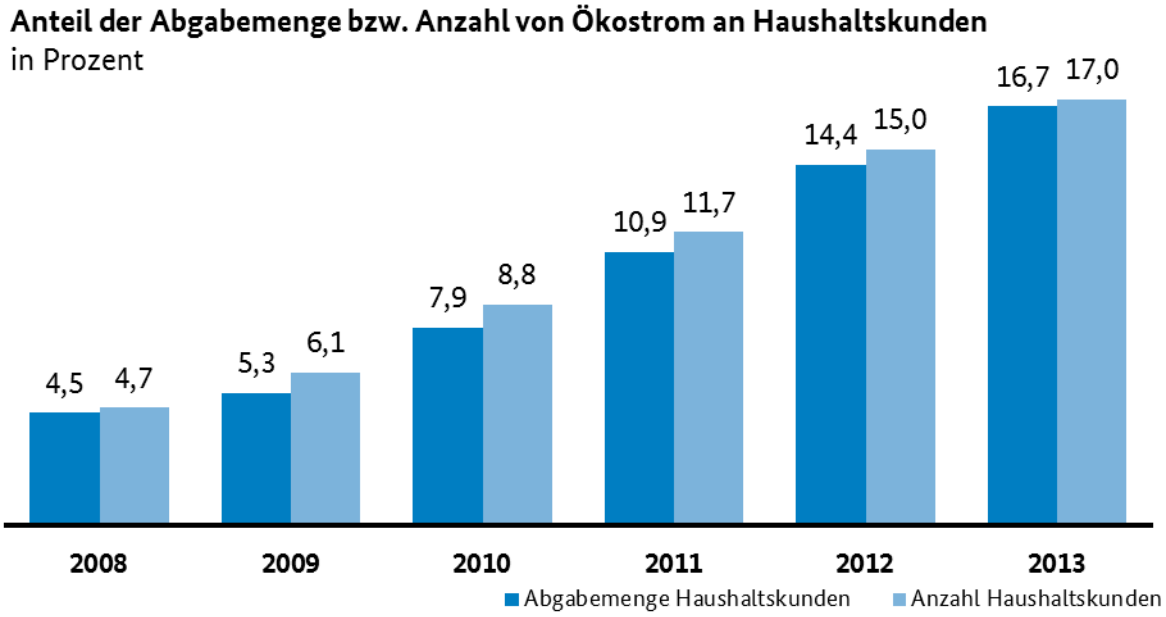



Abbildung 96: Anteil der Abgabemengen bzw. Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden 2013[105]

[104] Durch einen Fehler in der Datenerhebung sind in diesem Jahr keine aktuellen Angaben zur Anzahl der belieferten Kunden sowie den Abgabemengen von Ökostrom an Haushalskunden für das Jahr 2014 vorhanden. Abgebildet sind die Daten aus dem Jahr 2013.

Die Meldungen von 740 Unternehmen, welche Angaben zu Tarifen im Monitoring 2015 gemeldet haben, liegen der nachfolgenden Auswertung zu Grunde. In der Tabelle sind die Preisbestandteile für Ökostrom für einen typischen Abnahmefall (Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV)) abgebildet.

[105] Durch einen Fehler in der Datenerhebung sind in diesem Jahr keine aktuellen Angaben zur Anzahl der belieferten Kunden sowie den Abgabemengen von Ökostrom an Haushalskunden für das Jahr 2014 vorhanden. Abgebildet sind die Daten aus dem Jahr 2013.

**Arithmetisch gemitteltes Einzelhandelspreisniveau von Haushaltskunden für den Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr für Ökostrom**

| Stand 1. April 2015 | Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh | Anteil am Gesamtpreis in Prozent |
|---|---|---|
| Nettonetzentgelt | 5,89 | 20,5 |
| Entgelt für Abrechnung | 0,31 | 1,1 |
| Entgelte für Messung | 0,09 | 0,3 |
| Entgelte für Messstellenbetrieb | 0,28 | 1,0 |
| Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge | 7,45 | 25,9 |
| Konzessionsabgabe | 1,48 | 5,1 |
| Umlage nach EEG | 6,17 | 21,5 |
| Umlage nach KWKG | 0,25 | 0,9 |
| Umlage nach § 19 StromNEV | 0,24 | 0,8 |
| Umlage Offshore-Haftung | -0,05 | -0,2 |
| Umlage für abschaltbare Lasten | 0,01 | 0,0 |
| Stromsteuer | 2,05 | 7,1 |
| Umsatzsteuer | 4,59 | 16,0 |
| Gesamt | 28,75 | 100 |

Tabelle 59: Durchschnittliches arithmetisch gemitteltes Einzelhandelspreisniveau von Haushaltskunden für Ökostrom zum 1. April 2015 bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh

Aus der Aufstellung der einzelnen Preisbestandteile ergibt sich für den Haushaltskunden in Deutschland bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh ein arithmetisch gemittelter Gesamtpreis von 28,75 ct/kWh. Damit liegt der Preis für den Ökostrombezug 0,42 ct/kWh bzw. 1,5 Prozent unter dem arithmetisch gemittelten

Gesamtpreis aus dem Vorjahr (29,18 ct/kWh).[106] Auch beim Bezug von Ökostrom bestätigt sich also der Trend sinkender Preise wie in den drei verschiedenen Vertragsverhältnissen beim Bezug von konventionellem Strom.

Bei der Betrachtung der prozentualen Aufteilung der einzelnen Preisbestandteile ergibt sich die nachstehende Darstellung.

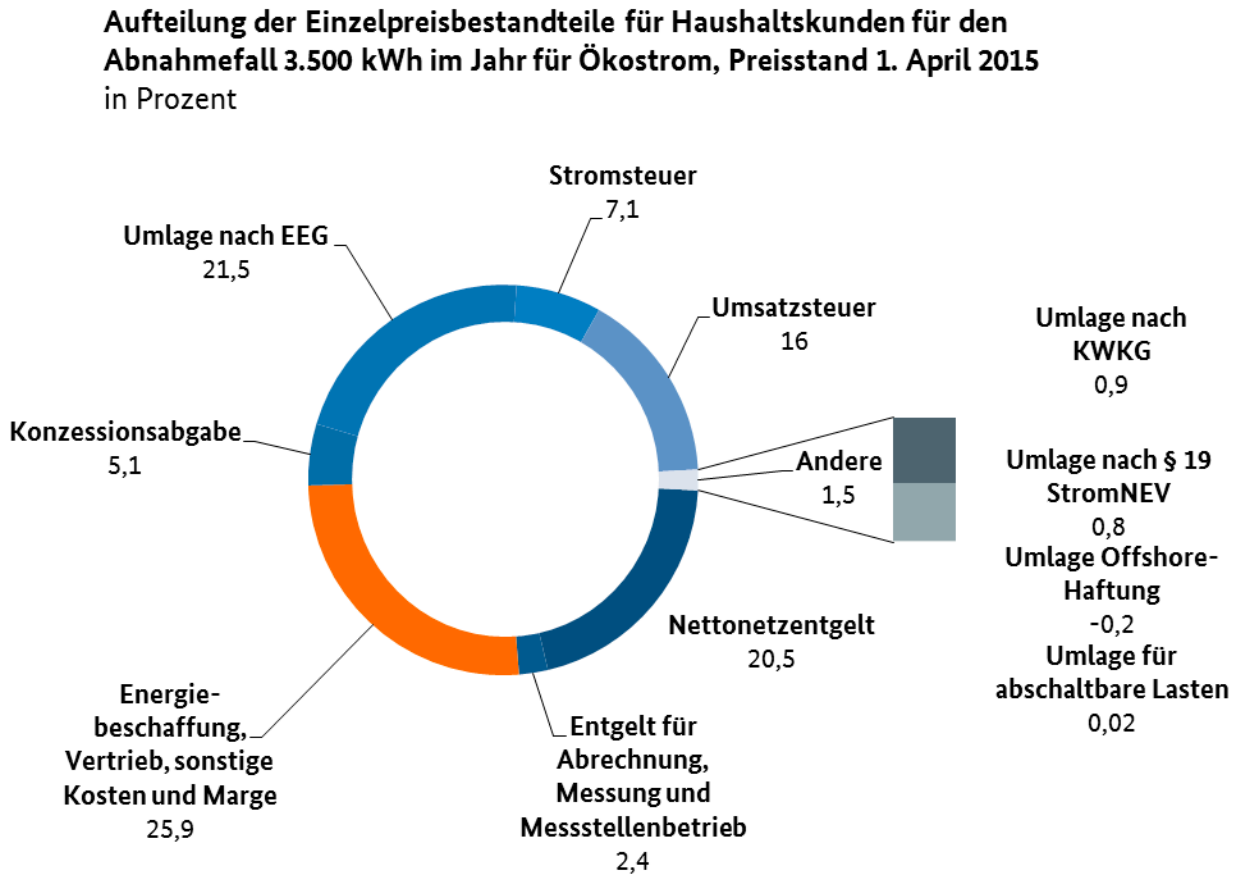



Abbildung 97: Aufteilung der Einzelpreisbestandteile für Ökostrom für Haushaltskunden bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh

Die größte Position in den Preisbestandteilen bildet hier der Block Energiebeschaffung und Vertrieb, sonstige Kosten und Marge mit einem prozentualen Anteil von ca. 26 Prozent am Gesamtpreis. Betrachtet man für diesen Preisbestandteil die arithmetischen Mittelwerte der Jahre 2014 und 2015, so ergibt sich eine leichte Minderung von 7,72 ct/kWh zum 1. April 2014 auf 7,45 ct/kWh am 1. April 2015. Dies entspricht einer Absenkung des Preisbestandteils um 0,28 ct/kWh bzw. fast vier Prozent.

[106] Nachträgliche Berechnung des arithmetischen Mittelwertes aus dem Jahr 2014 aufgrund fehlender Daten zu Abgabemengen im Bereich Ökostrom im Jahr 2015.

Wie auch beim konventionellen Elektrizitätsbezug, bieten die Lieferanten von Ökostrom eine Reihe von Sonderbonifikationen und –regelungen für Haushaltskunden an, welche sich preismindernd auswirken können. Auch hier werden am häufigsten die Festlegung einer Mindestvertragslaufzeit oder eine Garantie auf Preisstabilität offeriert. In Bezug zum Vorjahr hat sich die Anzahl der Tarife mit einer Mindestvertragslaufzeit, Preisstabilität und einmaligen Bonuszahlungen um mehr als zehn Prozent erhöht. Tarife mit Vorauskasse oder Kaution bleiben in diesem Jahr auf ähnlich niedrigem Niveau und weisen eine Erhöhung um vier bzw. zwei Anbieter auf.

**Sonderbonifikationen und –regelungen 1. April 2015**

| | Haushaltskunden (Ökostrom) | |
|---|---|---|
| | **Anzahl Tarife** | **Durchschnittlicher Umfang** |
| Mindestvertragslaufzeit | 406 | 10 Monate |
| Preisstabilität | 329 | 14 Monate |
| Vorauskasse | 45 | 11 Monate |
| einmalige Bonuszahlungen | 117 | 53 Euro |
| Kaution | 4 | - |
| andere Bonifikationen und Sonderregelungen | 105 | - |

Tabelle 60: Sonderbonifikationen und -regelungen für Haushaltskunden (Ökostrom) 2015

# 7. Europäischer Strompreisvergleich

Eurostat, das statistische Amt der Europäischen Union, veröffentlicht für jedes Halbjahr Stromletztverbraucherpreise, wie sie in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten von Haushaltskunden und Nicht-Haushaltskunden durchschnittlich entrichtet wurden. Die Veröffentlichung umfasst für die einzelnen Verbrauchsgruppen jeweils (i) einen Preis inkl. aller Steuern, Abgaben und Umlagen, (ii) einen Preis ohne erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen („Netto-Preis"), sowie (iii) einen Preis ohne Steuern, Abgaben und Umlagen („abgabenbereinigter Preis"). Darüber hinaus veröffentlicht Eurostat jeweils für das zweite Halbjahr eine Aufteilung des abgabenbereinigten Preises in einerseits Netzentgelte und andererseits den vom Lieferanten beeinflussbaren Restbetrag („Energie und Versorgung"), der die Strombeschaffungskosten, Vertriebskosten, sonstige Kosten und die Marge enthält. Eurostat erhebt die Daten nicht selbst, sondern greift auf Datenzulieferungen von nationalen Stellen zurück. Vorgaben zur Klassifizierung, Auswertung und Darstellung der Preisdaten zielen darauf ab, europaweite Vergleichbarkeit herzustellen.[107] Gleichwohl obliegt die Wahl der Erhebungsmethodik den Mitgliedstaaten (vgl. RL 2008/92/EG, Anhang I h), so dass insoweit nationale Unterschiede bestehen. So lagen z. B. den deutschen

[107] Siehe hierzu im Einzelnen: http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/methodology/prices

Strompreisangaben für das Jahr 2014 Preismeldungen von 24 Industriekundenlieferanten und 28 Haushaltskundenlieferanten zu Grunde.[108]

## 7.1 Nicht-Haushaltskunden

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden veröffentlicht Eurostat Preisstatistiken für sieben verschiedene Verbrauchsgruppen, die sich nach der Höhe des Jahresverbrauchs unterscheiden („Verbrauchsbänder"). Von diesen Verbrauchsbändern wird im Folgenden beispielhaft die Kategorie Jahresverbrauch „zwischen 20 GWh und 70 GWh" dargestellt. Der Abnahmefall 24 GWh/Jahr („Industriekunde"), für den im Monitoring spezifische Preisdaten erhoben werden (vgl. Kapitel I.G.4.1), liegt in diesem Verbrauchsbereich.

Bei Kunden im Verbrauchsbereich 20-70 GWh/Jahr handelt es sich zumeist um Industriekunden. Diese können die jeweilige nationale Umsatzsteuer regelmäßig in Abzug bringen, so dass für den europäischen Vergleich der Gesamtpreis um die Umsatzsteuer bereinigt wird. Über die Umsatzsteuer hinaus gibt es aufgrund nationaler Besonderheiten z.T. weitere Steuern, Abgaben und Umlagen, die für diese Kundengruppe erstattungsfähig sind, und die daher nach der Eurostat-Systematik – wie die Umsatzsteuer – ebenfalls vom Bruttopreis abgezogen werden. Gerade für deutsche Industriekunden sind solche Reduktionsmöglichkeiten von entscheidender Bedeutung für den individuell anfallenden Netto-Strompreis (siehe im Einzelnen Kapitel I.G.4.1).

Nach den Eurostat-Daten bestehen europaweit erhebliche Strompreisunterschiede für Industriekunden. Zypern weist mit 16,33 ct/kWh die höchsten Netto-Preise aus, Schweden mit 5,33 ct/kWh die niedrigsten. Der europäische Durchschnitt beträgt 9,37 ct/kWh. Hiervon entfallen 2,13 ct/kWh auf nicht erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen, und 7,24 ct/kWh auf Netzentgelte und den vom Lieferanten beeinflussbaren Restbetrag („Energie und Versorgung").

Der abgabenbereinigte Preis liegt für Deutschland mit 6,27 ct/kWh deutlich (rund 1 ct/kWh) unter dem europäischen Mittelwert. Der abgabenbereinigte Preis für Großbritannien beträgt mit 11,76 ct/kWh fast das Doppelte. Der Wert von 6,27 ct/kWh setzt sich zusammen aus 1,68 ct/kWh Netzentgelte und 4,59 ct/kWh „Energie und Versorgung". Die Preiskomponente „Energie und Versorgung" entspricht fast genau dem im Monitoring für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr zum 1. April 2014 erhobenen Wert (vgl. Monitoringbericht 2014, S. 154).

Ob deutsche Industriekunden im Verbrauchsband 20 - 70 GWh/Jahr im europäischen Vergleich überdurchschnittliche oder unterdurchschnittliche Nettopreise bezahlen, hängt entscheidend von der individuellen Höhe der nicht erstattungsfähigen Umlagen, Steuern und Abgaben ab. Im betreffenden Verbrauchsband kann deren Höhe zwischen 0,63 ct/kWh und 8,60 ct/kWh variieren (vgl. Monitoringbericht 2014, S. 155). Um anhand einer Stichprobenerhebung einen Durchschnitt der im betreffenden Verbrauchsband tatsächlich bezahlten Nettopreise anzugeben, müssen zahlreiche Annahmen über die im Durchschnitt in Anspruch genommenen Reduktionsmöglichkeiten getroffen werden. In der von Eurostat veröffentlichten Dokumentation werden die entsprechenden Annahmen für die deutschen

[108] Vgl. Eurostat, Electricity Prices – Price Systems 2014, S. 21 http://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/42201/Electricity-prices-Price-systems-2014.pdf; abgerufen am 14. September 2015.

Industriekundenpreise jedoch nicht aufgeführt.[109] Der für Deutschland im Verbrauchsband 20 - 70 GWh/Jahr angegebene Wert der durchschnittlichen Höhe der nicht erstattungsfähigen Umlagen, Steuern und Abgaben beträgt 4,90 ct/kWh. Dadurch ergibt sich für Deutschland ein Nettopreis von 11,17 ct/kWh, der über dem europäischen Durchschnittswert (9,37 ct/kWh) liegt. Die für Deutschland angegebene Höhe der nicht erstattungsfähigen Steuern, Abgaben und Umlagen (4,90 ct/kWh) beträgt mehr als das Doppelte des europäischen Durchschnitts (2,13 ct/kWh).

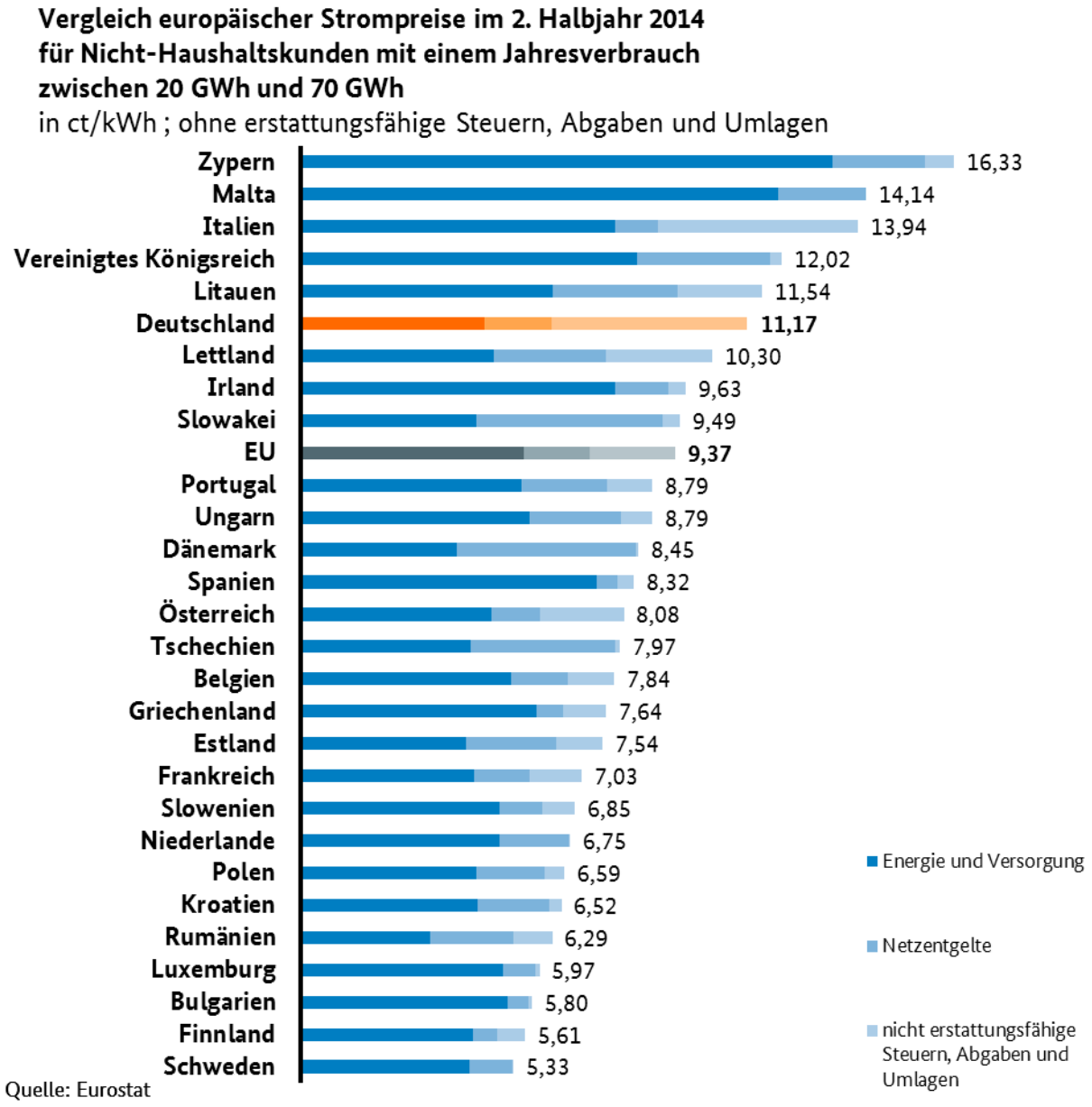



Abbildung 98: Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2014 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh

[109] Vgl. Eurostat, Electricity Prices – Price Systems 2014, S. 19-22.

## 7.2 Haushaltskunden

Eurostat betrachtet im Bereich der Haushaltskunden fünf verschiedene Verbrauchsbänder. Die Verbrauchsmengen deutscher Haushaltskunden entfallen überwiegend auf die mittlere Kategorie mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh. Auch der Abnahmefall 3.500 kWh/Jahr, für den im Monitoring spezifische Preisdaten erhoben werden (vgl. Kapitel I.G.4.2), liegt in diesem Verbrauchsband. Dementsprechend wird im Folgenden der europaweite Vergleich für das mittlere Verbrauchsband dargestellt. Haushaltskunden können sich in aller Regel keine der anfallenden Umlagen, Steuern und Abgaben erstatten lassen, so dass für diese Kunden der Gesamtpreis inkl. Umsatzsteuer relevant ist.

Europaweit bestehen hohe Unterschiede zwischen den Strompreisen für Haushaltskunden. Deutschland weist mit 29,74 ct/kWh den zweithöchsten Preis der 28 EU-Mitgliedstaaten auf. Die deutschen Preise sind rund 45 Prozent höher als im EU-Durchschnitt (20,52 ct/kWh). Nur in Dänemark sind die Haushaltskundenpreise noch höher als in Deutschland. Der für Deutschland angegebene Wert entspricht ungefähr dem im Monitoring zum 1. April 2014 ermittelten Durchschnittspreis von 29,53 ct/kWh (vgl. Monitoringbericht 2014, S. 170).

Der im Vergleich zu anderen Mitgliedstaaten hohe Preis in Deutschland geht auf einen höheren Anteil an Umlagen, Steuern und Abgaben zurück. Im EU-Durchschnitt entfallen 6,55 ct/kWh auf Umlagen, Steuern und Abgaben, während dieser Anteil in Deutschland mit 15,34 ct/kWh mehr als doppelt so hoch ausfällt. Dagegen liegt der um alle Steuern, Umlagen und Abgaben bereinigte Preis mit 14,40 ct/kWh im europäischen Mittelfeld (EU-Durchschnitt: 13,97 ct/kWh).

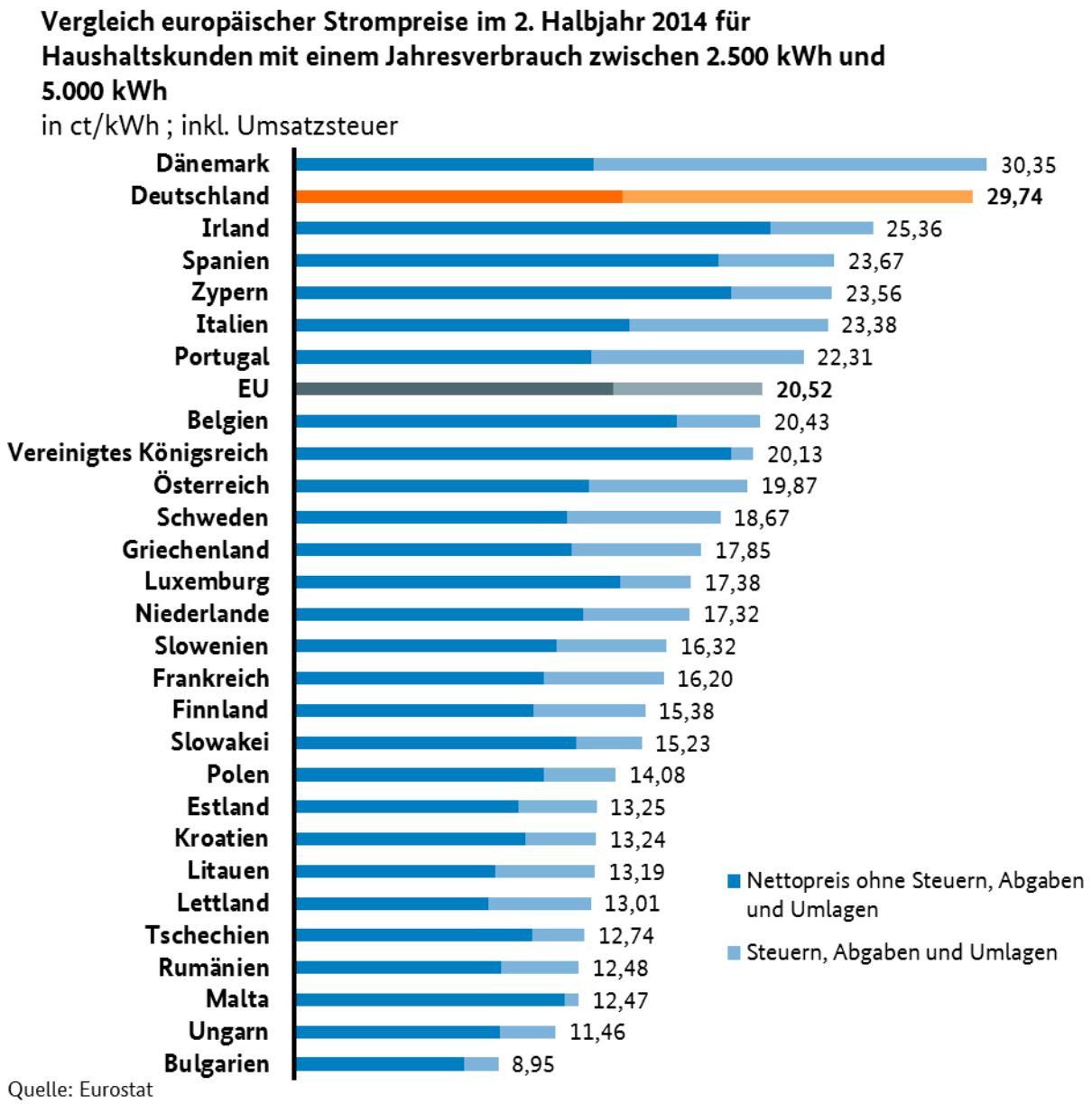



Abbildung 99: Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2014 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh

# H Mess- und Zählwesen

## 1. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber

Die Abfrage für das Monitoring 2015 erfasste 770 Angaben von Netzbetreibern, Lieferanten und dritten, unabhängigen Messstellenbetreibern.

Als Folge der Liberalisierung des Messwesens treten diese Unternehmen wie folgt auf:

**Rolle des Messstellenbetreibers**

| | 2014 | 2013 |
|---|---|---|
| grundzuständige Netzbetreiber | 680 | 598 |
| nicht grundzuständige Netzbetreiber | 34 | 109 |
| davon ausschließlich | 10 | |
| Lieferanten | 40 | 20 |
| davon Lieferanten, die auch als dritter unabhängiger Messstellenbetreiber auftreten | 4 | 3 |
| von Netzbetreibern und Lieferanten unabhängig agierende Messstellenbetreiber | 14 | 22 |

Tabelle 61: Rolle des Messstellenbetreibers

In den Netzgebieten von 738 Verteilnetzbetreibern übernehmen unter anderem dritte Messstellenbetreiber die Tätigkeit des Messstellenbetriebes. Dabei ergibt sich unabhängig von der Netzgröße folgende Verteilung.

**Verteilung der Verteilnetze nach Anzahl der dritten Messstellenbetreiber**

| | Anzahl der dritten Messstellenbetreiber | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | bis 5 | bis 10 | bis 20 | bis 30 | bis 40 | über 40 |
| Anzahl der Netze | 265 | 245 | 178 | 32 | 14 | 4 |

Tabelle 62: Verteilung der Verteilnetze nach Anzahl der dritten Messstellenbetreiber

Unabhängig von der Netzgröße werden im Durchschnitt im Verteilnetz neun dritte Messstellenbetreiber in einem Verteilnetzgebiet tätig. Das Maximum liegt bei 92 dritten Messstellenbetreibern.

In den Verteilnetzen werden an 203.703 Zählpunkten dritte Messstellenbetreiber tätig, was einem Anteil von 0,4 Prozent an der Gesamtzahl an Zählpunkten in diesen Netzen entspricht. Die folgende Darstellung veranschaulicht die Verteilung der Zählpunkte, bei denen dritte Messstellenbetreiber tätig werden, im Verhältnis zu allen Zählpunkten im Netzgebiet. Auffällig dabei ist, dass das Bild, das sich aus dieser Verteilung ergibt, sehr homogen mit nur wenigen Ausnahmen ist.

**Anteil von dritten Messstellenbetreibern in den Verteilnetzgebieten**

| | Anteil der Zählpunkte mit Messstellenbetrieb durch Dritte zu allen Zählpunkten im Netzgebiet | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | bis 1 Prozent | bis 5 Prozent | bis 10 Prozent | bis 15 Prozent | bis 20 Prozent | über 20 Prozent |
| Anzahl der Netze | 677 | 24 | 7 | 1 | 0 | 5 |

Tabelle 63: Anteil von dritten Messstellenbetreibern in den Verteilnetzgebieten

## 2. Anforderungen gem. § 21 b ff. EnWG

Im EnWG ist der verpflichtende Einbau von intelligenten Messsystemen beschrieben, wenn bestimmte Voraussetzungen erfüllt sind und die technische Möglichkeit gegeben ist. Die Anzahl der Zählpunkte, die unter die Anforderung a) fallen, ist um ca. 30.000 Zählpunkte im Vergleich zum Vorjahr angestiegen (+8 Prozent). Die Zählpunkte, die die Anforderung b) erfüllen, sind um die fast identische Zahl gesunken (-1 Prozent). Die unter c) fallenden Zählpunkte sind im Vergleich zum Vorjahr[110] um ca. 20.000 Zählpunkte angestiegen. Das entspricht einem Plus von etwa 14 Prozent. In der folgenden Tabelle sind die Zählpunkte dargestellt, die jeweils die Anforderungen erfüllen:

[110] Die Anzahl der Pflichteinbaufälle in c) „Anlagenbetreiber nach dem EEG oder dem KWKG bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 Kilowatt“ für das Berichtsjahr 2013 wurde nachträglich korrigiert auf 147.503.

### Pflichteinbaufälle nach § 21c EnWG

| Anforderung | Zählpunkte |
|---|---|
| a) Gebäude, die neu an das Energieversorgungsnetz angeschlossen werden oder einer größeren Renovierung unterzogen werden | 385.775 |
| b) Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch größer 6.000 kWh | 4.505.664 |
| c) Anlagenbetreiber nach dem EEG oder KWKG bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als sieben kW | 167.971 |

Tabelle 64: Pflichteinbaufälle nach § 21c EnWG

## 3. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden

### Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich

| Anforderung | Zählpunkte 2014 | Zählpunkte 2013 |
|---|---|---|
| a) elektromechanische Zähler (Wechsel- und Drehstromzähler nach Ferraris-Prinzip) | 45.064.524 | 44.516.072 |
| davon Zwei- bzw. Mehrtarifzähler (Ferraris-Prinzip) | 2.986.830 | 2.923.912 |
| b) elektronische Messeinrichtung (Basiszähler, der nicht kommunikativ angebunden ist) | 4.219.719 | 3.595.451 |
| c) elektronisches Messsystem (bei dem der Basiszähler fernkommunizieren kann, was jedoch nicht den Kriterien des § 21i ff. EnWG entspricht) | 507.349 | 435.281 |
| d) Messsystem, das §§ 21d, 21e EnWG entspricht | 149.563 | 79.940 |

Tabelle 65: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich

Im Haushaltskundensegment (SLP-Kunden), entspricht die Aufteilung der verwendeten Zählertechnik etwa dem Vorjahr. Vor allem werden an ca. 45 Mio. Zählpunkten weiterhin vorwiegend Ferraris-Zähler eingesetzt. Auch die Verwendung von Zwei- und Mehrtarifzählern ist mit nahezu unveränderten 3 Mio. Zählpunkten und einem Anteil von ca. sieben Prozent auf Vorjahresniveau. Die technische Voraussetzung für kommunikative Fernanbindung, so dass eine Fernauslesung stattfinden kann, ist an 507.349 Zählpunkten mit elektronischen Messsystemen, die nicht den Kriterien des § 21 i ff. EnWG entsprechen und an 149.563 Zählpunkten, bei denen die Messsysteme den §§ 21d, 21d EnWG entsprechen, gegeben. In Summe betrifft dies somit 656.912 Zählpunkte im Segment SLP. Für 325.940 Zählpunkte, die fernausgelesen werden, sind in der folgenden Abbildung Anzahl und Verteilung der genutzten Übertragungstechnologien wiedergegeben.

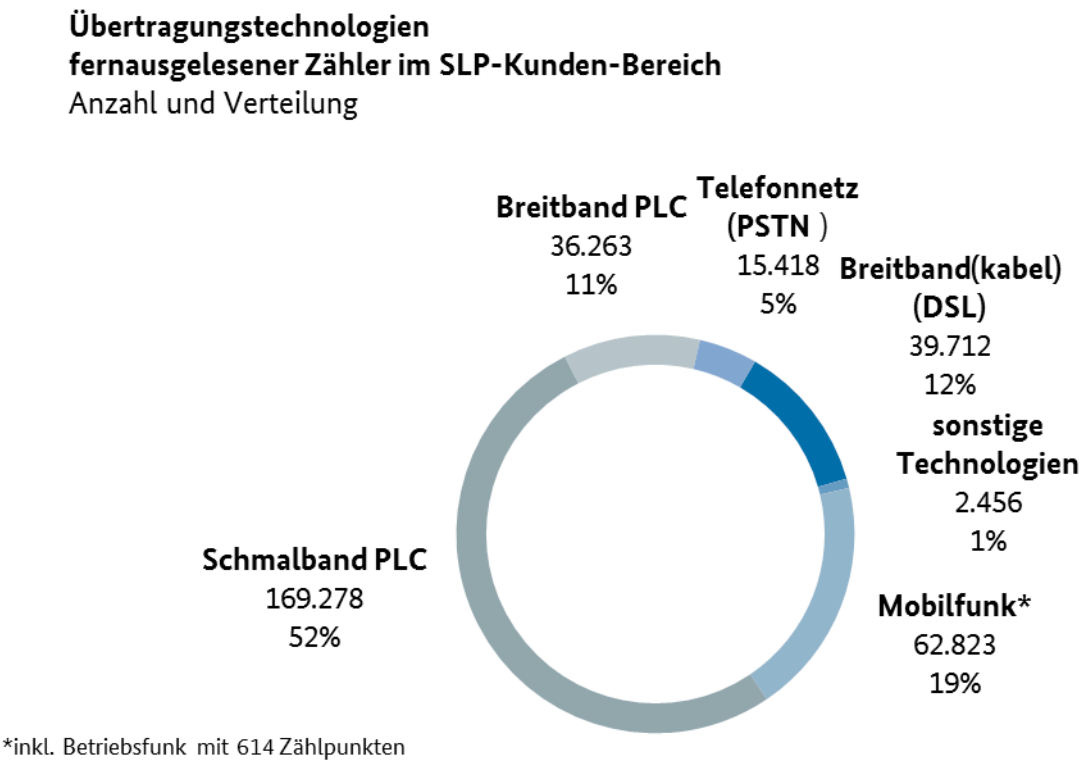



Abbildung 100: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich

Der Anteil der Übertragung über das Stromnetz (PLC) ist zum Vorjahr am stärksten gestiegen (über 38 Prozent). Hierfür ist hauptsächlich der Anstieg der Übertragung durch Schmalband ursächlich. Die PLC-Übertragungstechnologie wird zudem in fast zwei von drei Fällen genutzt. Ebenfalls gestiegen ist der Anteil (29 Prozent) von Anbindungen über Telefonleitungen (PSTN). Gesunken ist dagegen der Anteil der restlichen aufgeführten Übertragungstechnologien. Sowohl DSL- bzw. Breitbandübertragung als auch die Übertragung via Funk (GSM, GPRS, UMTS, LTE) ist anteilig um ca. 35 bis 40 Prozent zurückgegangen.

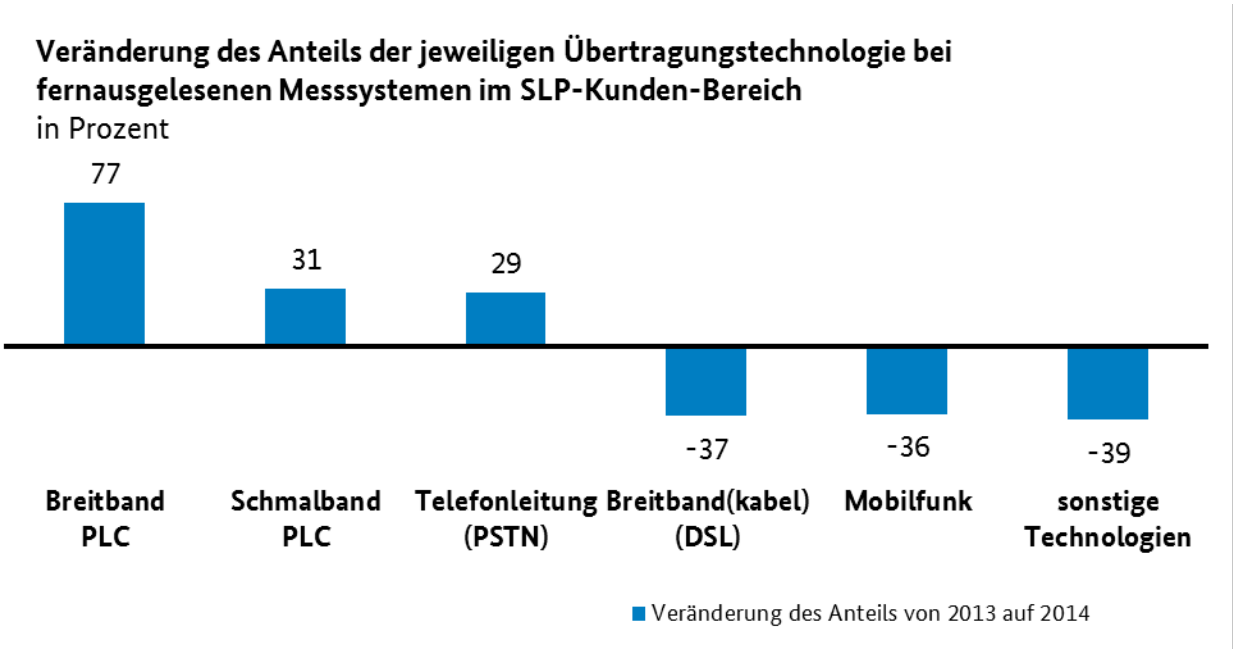



Abbildung 101: Veränderung des Anteils der genutzten Übertragungstechnologie bei fernausgelesenen Messsystemen im SLP-Kunden-Bereich im Vergleich zum Vorjahr

Diese Entwicklung im SLP-Bereich ist eine Fortsetzung der Vorjahresentwicklung. Während die Zahl der Messsysteme, die ihre Übertragung über das Stromnetz realisieren, kontinuierlich steigt, sinkt die Zahl der Zähler, die mittels Funk übertragen.

## 4. Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung

Die Anzahl der mit einer registrierenden Lastgangmessung (RLM) versehenen Letztverbraucher beläuft sich auf 406.423 Zählpunkte im Industrie- und Gewerbekundensektor. Bei der kommunikativen Fernanbindung der Zähler im Segment RLM wurden für 397.113 Zählpunkte die Verteilung (siehe Abbildung 100) der Übertragungstechnologien angegeben.

**Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich**

| Anforderung | Zählpunkte 2014 |
|---|---|
| Zähl- und Messeinrichtungen im RLM-Bereich | 406.423 |
| Messsystem, das §§ 21d, 21e EnWG entspricht | 45.159 |
| Sonstige | 21.199 |

Tabelle 66: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich

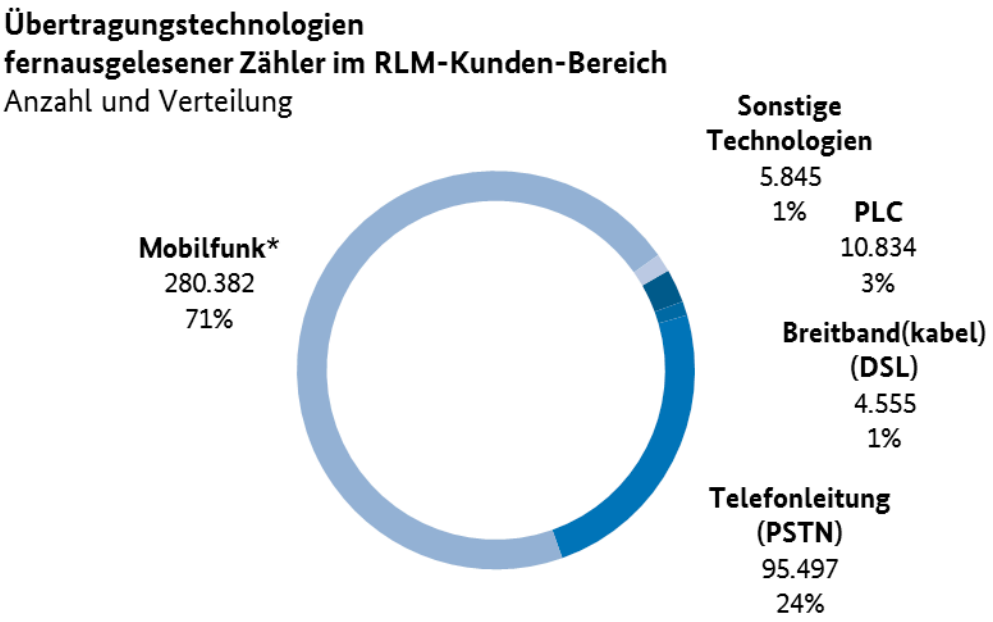



Abbildung 102: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien im RLM-Bereich

Die Veränderung zum Vorjahr bewegt sich bei allen Übertragungstechnologien im einstelligen Prozentbereich. Darüber hinaus ist aus der obigen Grafik ersichtlich, dass im RLM-Bereich neben der Übertragung via Funk (GSM, GPRS, UMTS, LTE) und Telefonleitung (PSTN) die anderen Übertragungstechnologien nur unbedeutend verbreitet sind.

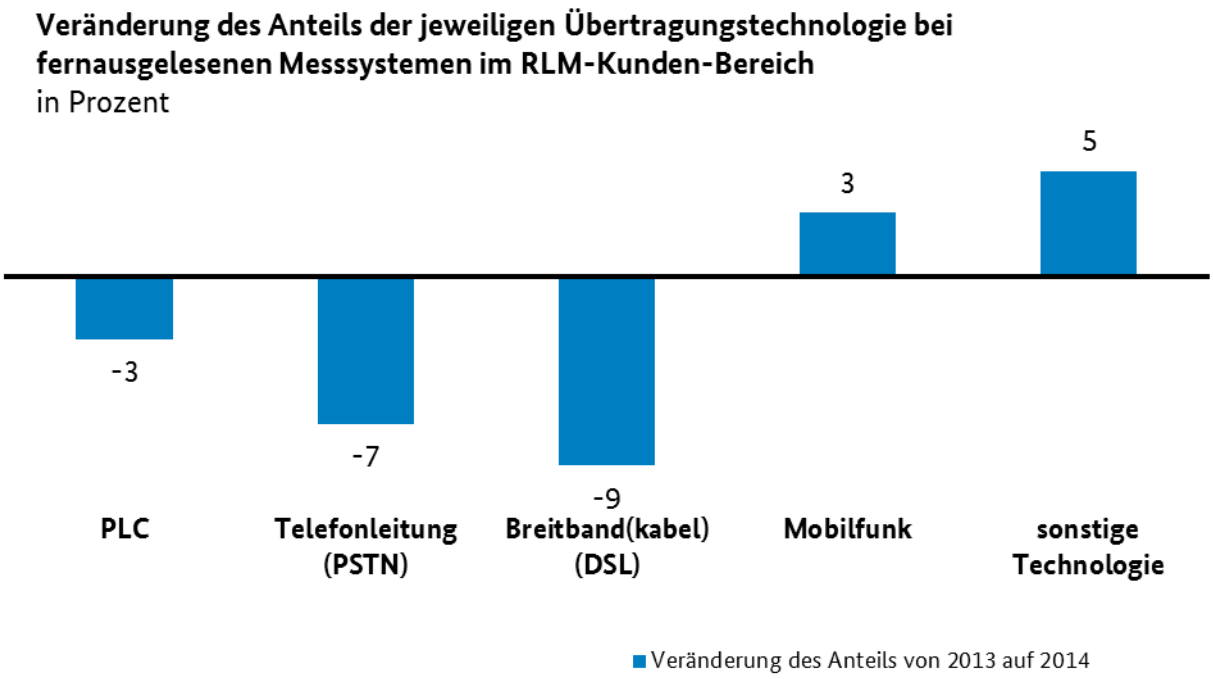



Abbildung 103: Veränderung des Anteils der genutzten Übertragungstechnologie bei fernausgelesenen Messsystemen im RLM-Kunden-Bereich im Vergleich zum Vorjahr

Anders als im SLP-Bereich zeigt die Entwicklung im RLM-Bereich den Schwerpunkt der Übertragung via (Mobil-)Funk. Während der Anteil der Telefonleitungsübertragung sinkt, steigt in einem ähnlichen Verhältnis die Übertragung der Zählerdaten über das Funknetz. Fast drei Viertel der fernausgelesenen Zähler kommunizieren mittlerweile auf diesem Weg.

Der Unterschied dürfte in erster Linie durch die typische Spannungsebene, in der der Zähler an das Netz angeschlossen ist, erklärt werden können. Während dies im SLP-Bereich normalerweise die Niederspannungsebene ist, sind Gewerbe- und Industriekunden im RLM-Bereich üblicherweise an die Mittelspannung oder höher angeschlossen. In der Niederspannung ist eine Datenübertragung jedoch mit geringerem Aufwand verbunden als in den höheren Spannungsebenen. Zudem ist die Datenübertragung ohne Repeater nur gering, so dass ein dichtes Netz mit vielen Zählern (die ebenfalls als Repeater arbeiten können) Voraussetzung für eine Nutzung von PLC ist. Dieses ist im Netzbereich der Haushaltskunden eher gegeben als bei Industrie- oder Gewerbekunden.

Ein zweiter Grund für den Unterschied zwischen SLP- und RLM-Bereich ist der Kostenaspekt. Die Datenübertragung über Stromkabel ist mit weitaus geringeren Kosten verbunden als die Datenübertragung via Funk, so dass dies eine Barriere für die Nutzung im Haushaltskundenbereich sein kann.

## 5. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Die Summe der Investitionen im Zähl- und Messbereich ist im Vergleich zum Vorjahr konstant. Bei den Aufwendungen kam es zu einem leichten Anstieg. Der Vergleich der Plan-Werte für 2014 aus dem letzten Monitoring mit den Ist-Werten aus dem diesjährigen Monitoring zeigt eine starke Abweichung im Investitionsbereich bei Neuinstallation, Ausbau und Erweiterung von ca. -36 Prozent. Auch bei Investitionen

in Erhalt und Erneuerung liegt die Korrektur immerhin bei ca. -17 Prozent. Die Prognose der Aufwendungen deckt sich dagegen nahezu mit der tatsächlichen Realisierung, hier beträgt die Abweichung nur zwei Prozent.

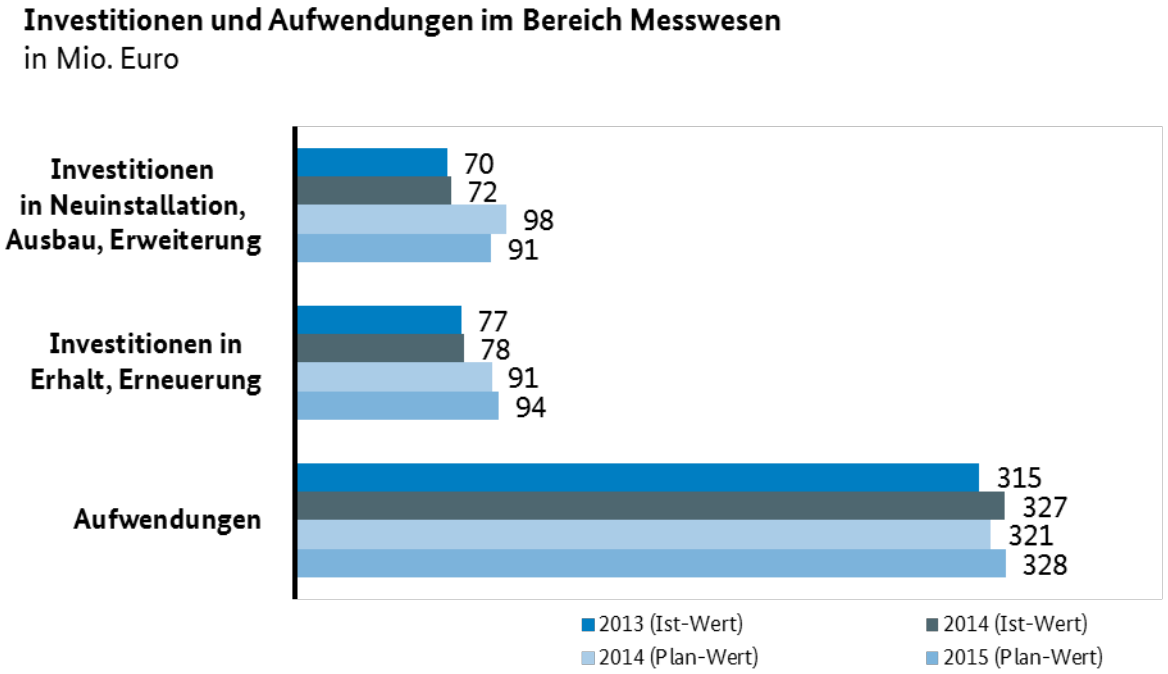



Abbildung 104: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Im Vergleich zum gesamten Investitionsvolumen der VNB bildet sich im Bereich Messwesen ein gegenteiliges Verhalten ab. Hier bleiben die tatsächlichen Investitionen in 2014 hinter den Planwerten von 2014 deutlich zurück, während die gesamten geplanten VNB-Investitionen für 2014 übererfüllt wurden. Auch bei den Aufwendungen gibt es einen merklichen Unterschied zwischen den Aufwendungen im Bereich Messwesen und den gesamten Aufwendungen der VNB. Während im Bereich Messwesen die geplanten und tatsächlichen Investitionen 2014 nahezu deckungsgleich sind, gibt es bei den gesamten Aufwendungen der VNB eine hohe Überschreitung.

Auch beim Vergleich der Plandatenentwicklung gibt es sowohl bei Investitionen als auch bei Aufwendungen Unterschiede. Während die VNB insgesamt ein stark steigendes Investitionsvolumen einplanen und auch die Aufwandsplandaten gegenüber 2014 erhöhen, bleiben die Werte im Messwesen in beiden Bereichen relativ konstant.

# II Gasmarkt

# A Entwicklungen auf den Gasmärkten

## 1. Zusammenfassung

### 1.1 Förderung, Im- & Export sowie Speicher

Im Berichtsjahr 2014 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um 0,59 Mrd. m³ auf nunmehr 9,1 Mrd. m³ zurück. Das entspricht einem Rückgang von 6,1 Prozent gegenüber dem Jahr 2013. Die stetige Abnahme der Erdgasreserven sowie der Produktion ist im Wesentlichen auf den Rückgang der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Die statische Reichweite der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven, rechnerisch der Quotient aus letztjähriger Fördermenge und Reserven, betrug 8,8 Jahre am 1. Januar 2015 und verringerte sich gegenüber dem Jahr 2013 also um fast ein Jahr.

Die Importmenge von Gas nach Deutschland ist von 1.771,7 TWh (2013) auf 1.788,2 (2014) um rund 16,5 TWh (0,9 Prozent) gestiegen. Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland geliefertes Gas sind nach wie vor Russland/ die GUS-Staaten, Norwegen und die Niederlande.

Auch der Export von Gas ist angestiegen. Betrug er 725,8 TWh in 2013, so wurden 852,9 TWh im Jahr 2014 (17,5 Prozent) exportiert. Die Exporte flossen im Wesentlichen nach Tschechien, in die Schweiz, nach Österreich und Frankreich. Die Exporte nach Tschechien haben sich stark erhöht.

Bei Bauarbeiten an der ERM (Erdgasleitung Rhein-Main) ist es am 23.10.2014 in Ludwigshafen-Oppau zu einer Explosion gekommen. Die Pipeline musste temporär außer Betrieb genommen werden. Dieser vergleichsweise sehr große Kapazitätsausfall von 35 Stunden beeinflusst den SAIDI Wert für das Jahr 2014 ganz erheblich. Ohne diesen Unfall beträgt der SAIDI-Wert rund 1,3 Minuten für das Jahr 2014 und liegt damit im langjährigen Mittel der Versorgungsunterbrechungen Gas. Mit Berücksichtigung des Unfalls an der ERM beträgt der SAIDI-Wert 16,8 Minuten, ohne dass man daran eine bundesweite Verschlechterung der Versorgungssicherheit ablesen könnte. Die Zuverlässigkeit der Gasversorgung liegt somit ohne Berücksichtigung des Unfalls bei 99,999 Prozent und mit Berücksichtigung des Unfalls bei 99,996 Prozent.

Insgesamt beträgt das in den Untergrundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen 25,68 Mrd. Nm³ zum 31. Dezember 2014. Davon entfallen 13,30 Mrd. Nm³ auf Kavernenspeicher- und 12,38 Mrd. Nm³ auf Porenspeicheranlagen. Im kurzfristigen Bereich (bis zum 1. Oktober 2015) ist das frei buchbare Arbeitsgasvolumen erneut gesunken, auch die buchbaren Kapazitäten ab 2016/2017 haben leicht abgenommen. Im längerfristigen Bereich hat das buchbare Arbeitsgasvolumen im Vergleich zu den Vorjahren nochmals zugenommen.

Der Gesamtfüllstand der deutschen Erdgasspeicher ist derzeit, im Vergleich zu den vergangenen Jahren niedrig. Dies läge nach Aussagen von Händlern vor allem an der derzeitigen Marktsituation, in der für den Winter hohe Importe aus Russland erwartet würden. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass alle Marktteilnehmer bestrebt sind, das derzeit sehr hohe Versorgungssicherheitsniveau im Gasmarkt zu erhalten.

Der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist relativ stark konzentriert. Die Konzentration ist - nach einem Rückgang in den Vorjahren - im Berichtsjahr angestiegen. Der aggregierte Marktanteil der

drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum 31. Dezember 2014 rund 75 Prozent. Der CR3-Wert ist somit im Vergleich zum 31. Dezember 2013 um 7 Prozentpunkte gestiegen.

## 1.2 Netze

Der Netzentwicklungsplan Gas 2014 wurde der Bundesnetzagentur von den Fernleitungsnetzbetreibern fristgemäß am 1. April 2014 vorgelegt. Unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse hat die Bundesnetzagentur am 17. November 2014 ein Änderungsverlangen an die Fernleitungsnetzbetreiber formuliert. In ihrer Entscheidung hat die Bundesnetzagentur den Fernleitungsnetzbetreibern aufgegeben, fünf der 56 vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2014 herauszunehmen. Der Netzentwicklungsplan Gas 2014 ist am 28. Januar 2015 auf der Internetseite der Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlicht worden.

Am 1. April 2015 haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur den aktuell gültigen Netzentwicklungsplan Gas 2015 vorgelegt. Im Wesentlichen werden die durch die Bundesnetzagentur verbindlich festgestellten Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2014 in den Ergebnissen des Netzentwicklungsplans Gas 2015 fortgeführt. Darüber hinaus sind in der Betrachtung bis 2025 insgesamt 37 neue Ausbaumaßnahmen erforderlich, die in verstärktem Maße auf der Marktraumumstellung (27 neue Maßnahmen) und damit einhergehend auf einem zusätzlichen H-Gas-Bedarf beruhen. Das vorgelegte Dokument wurde von der Bundesnetzagentur vom 14. April bis zum 5. Juni 2015 konsultiert. Unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse hat die Bundesnetzagentur am 1. September 2015 ein Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 an die Fernleitungsnetzbetreiber formuliert. Nicht bestätigt wurden zwei unkonkrete Maßnahmen zur Marktraumumstellung der Fernleitungsnetzbetreiber Open Grid Europe (OGE) sowie der Thyssengas und abgeändert wurde eine Maßnahme der Gasunie Deutschland (GUD).

Nach Berechnungen der Bundesnetzagentur haben die genehmigten Maßnahmen einen Leitungszubau von 810 km und einen Verdichterzubau von 393 MW in den nächsten zehn Jahren zu Folge. Aus den insgesamt 84 Maßnahmen ergibt sich ein Investitionsvolumen von 3,3 Mrd. Euro in den nächsten zehn Jahren. Nach Bekanntgabe des Änderungsverlangens haben die Fernleitungsnetzbetreiber die geforderten Änderungen gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG innerhalb von drei Monaten umzusetzen. Der Netzentwicklungsplan Gas 2015 ist mit Bekanntgabe des Änderungsverlangens gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern verbindlich geworden.

Das Nettonetzentgelt für den Haushaltskunden mit einer Gasabgabemenge von 23.269 kWh bewegt sich seit Jahren auf einem fast gleichbleibenden Niveau und beträgt mit Stand zum 1. April 2015 1,4 ct/kWh. Der Anteil der Netzentgelte (ohne USt.) am Gesamtgaspreis für Haushaltskunden (inkl. USt.) ist mit rund 20 Prozent seit Jahren nahezu unverändert.

Die gesamte Gasausspeisemenge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung in Deutschland verringerte sich im Jahr 2014 gegenüber dem Vorjahr um 127 TWh, was einem Rückgang von 13,7 Prozent entspricht. Insbesondere im Bereich der Haushaltskunden sank die Gasausspeisemenge aufgrund der deutlich wärmeren Temperaturen vor allem im ersten Halbjahr des Jahres 2014 um gut 20 Prozent auf 224,2 TWh. Weiterhin rückläufig ist die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke. Diese nahm 2014 im Vergleich zum Vorjahr um gut 10 TWh bzw. ca. 12 Prozent ab.

Bei der Betrachtung der Anzahl der durch die Verteilernetzbetreiber versorgten Zählpunkte wird deutlich, dass nur 25 der insgesamt 714 Verteilernetzbetreiber die Grenze von 100.000 Zählpunkten überschreiten. Auf diese 25 Verteilnetzbetreiber entfallen ca. 43 Prozent (276 TWh) der gesamten Gasausspeisemenge aller Verteilernetzbetreiber.

### 1.3 Großhandel

Liquide Großhandelsmärkte sind von zentraler Bedeutung für das Marktgeschehen entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Erdgassektor, von der Erdgasbeschaffung bis zur Endkundenversorgung. Liquide Großhandelsmärkte erleichtern Markteintritte und fördern den Wettbewerb um Letztverbraucher.

Im Jahr 2014 hat die Liquidität der deutschen Erdgasgroßhandelsmärkte erneut zugenommen. Im bilateralen Großhandel sind wesentliche Zuwächse zu verzeichnen. Die von Brokerplattformen im Jahr 2014 vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland umfassten ein Gesamtvolumen von rund 3.000 TWh, was einer Steigerung um 15 Prozent entspricht. Das Volumen des börslichen Gashandels hat sich sogar mehr als verdoppelt. Das Bundeskartellamt geht mittlerweile von einem bundesweiten Erdgasgroßhandelsmarkt aus und grenzt diesen nicht mehr netzbezogen oder marktgebietsbezogen ab. Die ausländischen Gasproduzenten handeln inzwischen direkt an den deutschen virtuellen Handelspunkten und die Ferngasgesellschaften haben ihre Sonderstellung in den vergangenen Jahren zunehmend eingebüßt.

Das Berichtsjahr 2014 war von deutlich niedrigeren Gasgroßhandelspreisen geprägt. Die Tagesreferenzpreise der EEX sind im Jahresmittel um rund 22 Prozent gesunken, während der BAFA-Grenzübergangspreis im Durchschnitt um 15 Prozent nachgab. Die Preissenkung wird allgemein der Abnahme des deutschen und europäischen Gasverbrauchs zugeschrieben. Der Verlauf des BAFA-Grenzübergangspreises im Jahr 2014 zeigt deutlich dessen Orientierung an Erdgasbörsenpreisen und bestätigt somit die zurückgegangene Bedeutung der Ölpreiskopplung.

### 1.4 Einzelhandel

Der Trend einer Abkehr vom lokalen Grundversorger hin zu anderen überregional tätigen Gaslieferanten verfestigt sich. Der Anteil der Haushaltskunden, die über einen Sondervertrag durch einen anderen Lieferanten als den Grundversorger beliefert werden, ist um fünf Prozentpunkte gestiegen und beträgt nun 18,8 Prozent. Bei Nicht-Haushaltskunden kommt der Grundversorgerstellung nur noch eine geringe praktische Bedeutung zu. Von der Gesamtabgabemenge an Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) entfielen im Jahr 2014 rund 67 Prozent auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger.

Die mengenbezogene Lieferantenwechselquote lag bei Nicht-Haushaltskunden im Jahr 2014 bei rund 12 Prozent. In den Jahren 2006 bis 2010 sind die Wechselquoten im Bereich der Nicht-Haushaltskunden stark angestiegen. Seit dem Jahr 2010 sind in etwa konstante Wechselquoten festzustellen. Der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden bei Einzug ist in 2014 anzahlmäßig um fast 10 Prozent gestiegen. Im Jahr 2014 haben rund 1 Mio. Haushaltskunden bzw. 8,4 Prozent aller Haushaltskunden ihren Gaslieferanten gewechselt. Dies entspricht den Vorjahreswerten.

Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf den beiden größten Gaseinzelhandelsmärkten inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist. Der kumulierte Marktanteil der drei absatzstärksten Anbieter beträgt auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Gaskunden 32 Prozent und auf

dem bundesweiten Markt für die Belieferung von nicht-leistungsgemessenen Sondervertragskunden (insb. Haushaltskunden) 22 Prozent. Diese Werte liegen deutlich unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung.

Ein Indikator für die Auswahlvielfalt der Gaskunden ist die Anzahl der pro Netzgebiet zur Verfügung stehenden Gaslieferanten. Im Berichtsjahr 2014 hat sich der Trend zu mehr Vielfalt verfestigt. In fast 74 Prozent der Netzgebiete waren 2014 mehr als 50 Gasanbieter aktiv (ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen). In über 22 Prozent der Netzgebiete sind sogar schon mehr als 100 Gasanbieter aktiv.

Die Gasendkundenpreise für Nicht-Haushaltskunden sind erneut gesunken. Dies geht auf eine weitere Absenkung des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils (Beschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge) zurück. Der mittlere Gaspreis für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr ("Industriekunde") liegt mit knapp 3,5 ct/kWh (ohne USt.) zum 1. April 2015 auf dem niedrigsten Niveau seit Beginn der Gaspreiserhebungen im Energie-Monitoring (1. April 2008).

In allen drei Tarifkategorien "Grundversorgung ", „Sondervertrag beim Grundversorger“ und „Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht örtlicher Grundversorger ist“ sind die mengengewichteten Preise geringfügig gesunken. Im Bereich der Belieferung innerhalb der Grundversorgung fiel der mengengewichtete Gaspreis im Vergleich zum 1. April 2014 von 7,20 ct/kWh auf 7,11 ct/kWh (inkl. USt.). Dies entspricht einer Preissenkung um 1 Prozent. Im Bereich der Belieferung durch Nicht-Grundversorger sank das durchschnittliche Preisniveau von 6,39 ct/kWh auf 6,12 ct/kWh. Bei Betrachtung der zeitlichen Entwicklung des Preisbestandteils, der auf Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge entfiel, ist mittlerweile ein in allen drei Vertragskategorien sinkender Trend zu erkennen.

Im europäischen Vergleich zahlen deutsche Haushaltskunden und Nicht-Haushaltskunden weiterhin durchschnittliche Gaspreise.

Die im Gasbereich tatsächlich durchgeführten Unterbrechungen der Belieferung mit Gas aufgrund einer nicht bezahlten Rechnung entsprechen ungefähr dem Vorjahresniveau.

## 2. Marktübersicht

Am Monitoringverfahren 2015 haben sich alle 17 Fernleitungsnetzbetreiber beteiligt. Wie aus der folgenden Tabelle ersichtlich, betrug die Gasnetzlänge des Fernleitungsnetzes zum 31. Dezember 2014 37.580 Kilometer. Die Anzahl der Zählpunkte von Letztverbrauchern im Fernleitungsnetz betrug 571. Die gesamte Ausspeisemenge im Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stand: 31. Dezember 2014) betrug 165 TWh und damit rund 24 TWh oder 12,7 Prozent weniger als im Vorjahr.

Mit Stichtag 13. Juli 2015 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 714 Gasverteilnetzbetreiber registriert, von denen 670 am Monitoringverfahren 2015 teilgenommen haben. Die Gasnetzlänge im Verteilnetz betrug mit Stand 31. Dezember 2014 481.103 Kilometer. Die Anzahl der Zählpunkte von Letztverbrauchern im Gasverteilnetz der teilnehmenden VNB betrug 13,8 Mio. Davon können 12,5 Mio. Zählpunkte Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zugeordnet werden. Die gesamte Ausspeisemenge im Netz dieser Gasverteilnetzbetreiber betrug im Jahr 2014 636,3 TWh und damit rund 103 TWh oder knapp 14 Prozent weniger als im Vorjahr. 224 TWh entfielen auf den Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG.

**Anzahl der Gasnetzbetreiber in Deutschland**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Fernleitungs-netzbetreiber | 5 | 20 | 18 | 18 | 18 | 14 | 17 | 17 | 17 | 17[1] |
| Verteil-netzbetreiber | 734 | 697 | 686 | 712 | 712 | 711 | 739 | 724 | 714 | 714 |
| davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden | 708 | 668 | 659 | 667 | 671 | 678 | 683 | 686 | 689 | 689 |

[1] Mit Beschluss vom 20. Oktober 2015 (Az.BK7-15-091) hat die Beschlusskammer 7 die Zertifizierung der Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH (GOAL) als Transportnetzbetreiberin sowie ihre Benennung als Transportnetzbetreiberin mit Wirkung zum 1. Januar 2015 widerrufen, da durch Verschmelzung der GOAL auf die Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (GUD) erstere nicht mehr existent ist und die GUD die Rechtsnachfolge angetreten hat.

Tabelle 67: Anzahl der Gasnetzbetreiber in Deutschland

Die Netzbetreiber wurden nach der Gesamtlänge ihrer Netze, sowie der Länge unterteilt nach Druckbereichen (Prüfnenndruck in bar) befragt. Hierbei ergab sich folgendes Bild.

**Netzstrukturdaten 2014**

| | FNB | VNB | Summe |
|---|---|---|---|
| Netzbetreiber (Anzahl) | 17[1] | 670 | 687 |
| Druckbereich (in km) | 37.580 | 481.103 | 518.683 |
| davon ≤ 0,1 bar | 0 | 157.287 | 157.287 |
| davon > 0,1 – 1 bar | 1 | 231.602 | 231.603 |
| davon > 1 bar | 37.579 | 92.214 | 129.793 |
| Letztverbraucher (Zählpunkte) | 571 | 13.836.686 | 13.837.257 |
| davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden | 507 | 1.323.387 | 1.323.894 |
| davon Haushaltskunden | 0 | 12.511.854 | 12.511.854 |
| davon Gaskraftwerke | 64 | 1.445 | 1.509 |

[1] Mit Beschluss vom 20. Oktober 2015 (Az.BK7-15-091) hat die Beschlusskammer 7 die Zertifizierung der Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH (GOAL) als Transportnetzbetreiberin sowie ihre Benennung als Transportnetzbetreiberin mit Wirkung zum 1. Januar 2015 widerrufen, da durch Verschmelzung der GOAL auf die Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (GUD) erstere nicht mehr existent ist und die GUD die Rechtsnachfolge angetreten hat.

Tabelle 68: Netzstrukturdaten von 2014

Die Mehrzahl der VNB Gas (589 Unternehmen oder 89 Prozent) verfügt über Netze, welche eine kleine bis mittlere Gasnetzlänge bis 1.000 km aufweisen. 75 VNB besitzen Netze mit einer Gesamtgasnetzlänge von mehr als 1.000 km. Die prozentuale Verteilung der VNB nach verschiedenen Gruppierungen von Gasnetzlängen kann der folgenden Abbildung entnommen werden:

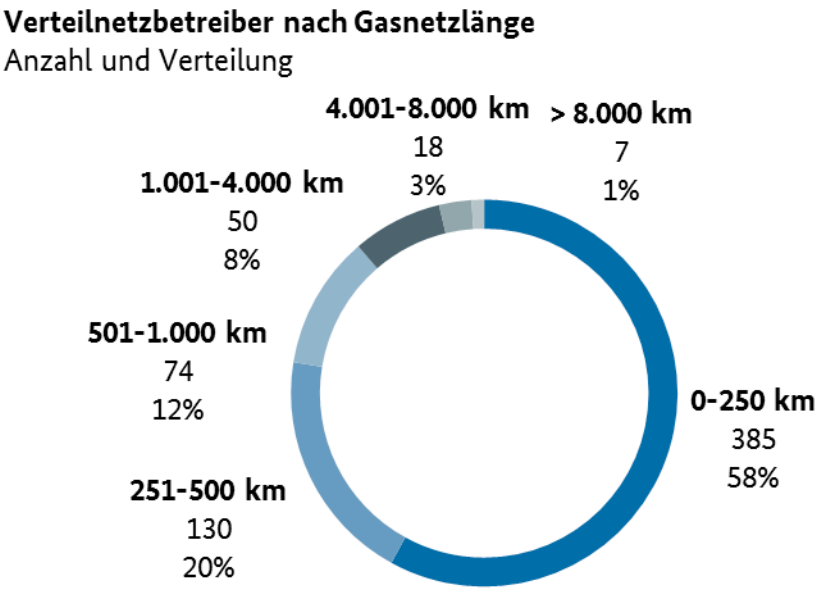



Abbildung 105: Verteilnetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Abfrage VNB Gas

Für die Gasausspeisemenge an Letztverbraucher in den Netzbereichen der erfassten Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber haben sich im Einzelnen die in der nachstehenden Übersicht aufgeführten Werte für das Jahr 2014 ergeben.

**Ausspeisemengen Gas in 2014 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas**

| | Ausspeisemengen FNB in TWh | Anteil an der Gesamtsumme | Ausspeisemengen VNB in TWh | Anteil an der Gesamtsumme |
|---|---|---|---|---|
| ≤ 300 MWh/Jahr | 0,003 | 0,0% | 284,0 | 44,6% |
| > 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr | 0,6 | 0,4% | 108,1 | 17,0% |
| > 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr | 6,6 | 4,0% | 82,2 | 12,9% |
| > 100.000 MWh/Jahr | 126,1 | 76,4% | 115,6 | 18,2% |
| Gaskraftwerke | 31,7 | 19,2% | 46,4 | 7,3% |
| Gesamtsumme | 165,0 | 100% | 636,3 | 100% |

Tabelle 69: Ausspeisemengen Gas Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und Verteilernetzbetreiber (VNB) nach Kategorien gemäß Abfrage FNB und VNB Gas

In der folgenden konsolidierten Übersicht der gesamten Gasausspeisemenge der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber und der Gasabgabemenge der Lieferanten an Letztverbraucher sind Abweichungen zwischen der Ausspeise- und der Abgabemenge zu erkennen. Eine Erklärung für diese Abweichung ist die etwas geringere Marktabdeckung im Bereich der Gaslieferanten. Eine weitere Erklärung ist der Umstand, dass im Bereich der größten Abnehmer (Industriekunden und Gaskraftwerke) im Einzelfall eine Belieferung "an den virtuellen Handelspunkten" erfolgt, während die Lieferantenabfrage im Monitoring auf die Abgabe an Letztverbraucher "an Zählpunkten" abstellt.

## Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2014 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge Gas gemäß Abfrage Lieferanten jeweils nach Kundenkategorien der Letztverbraucher

| | Ausspeisemengen FNB und VNB in TWh | Anteil an der Gesamtsumme | Abgabemengen Lieferanten in TWh | Anteil an der Gesamtsumme |
|---|---|---|---|---|
| ≤ 300 MWh/Jahr | 284,0 | 35,4% | 277,3 | 39,0% |
| > 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr | 108,7 | 13,6% | 100,3 | 14,1% |
| > 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr | 88,8 | 11,1% | 78,7 | 11,1% |
| > 100.000 MWh/Jahr | 241,8 | 30,2% | 202,3 | 28,4% |
| Gaskraftwerke | 78,1 | 9,7% | 52,7 | 7,4% |
| Gesamtsumme | 801,3 | 100% | 711,4 | 100% |

Tabelle 70: Gesamte Ausspeisemengen Gas der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und Verteilernetzbetreiber (VNB) sowie die Abgabemengen der Gaslieferanten nach Kundenkategorien der Letztverbraucher

Die gesamte Gasausspeisemenge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung in Deutschland verringerte sich im Jahr 2014 gegenüber dem Vorjahr um 127 TWh, was einem Rückgang von 13,7 Prozent entspricht. Insbesondere im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG sank die Gasausspeisemenge aufgrund der deutlich wärmeren Temperaturen vor allem im ersten Halbjahr des Jahres 2014 um gut 20 Prozent auf 224,2 TWh. Weiterhin rückläufig ist die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke. Diese nahm 2014 im Vergleich zum Vorjahr um gut 10 TWh bzw. ca. 12 Prozent ab.

Die Struktur des Gasendkundenmarktes ist im Wesentlichen unverändert. Die Summe aller Einspeisepunkte in den Verteilernetzen beträgt 5.937, hiervon dienen 209 Einspeisepunkte nur zur Noteinspeisung.

Bei Betrachtung der Anzahl der durch die Verteilernetzbetreiber versorgten Zählpunkte wird deutlich, dass nur 25 Verteilernetzbetreiber die Grenze von 100.000 Zählpunkten überschreiten. Von den insgesamt durch die Verteilernetzbetreiber belieferten 13,8 Mio. Zählpunkten in Deutschland, werden etwa 45 Prozent der Zählpunkte (6,3 Mio. Zählpunkte) mit ca. 43 Prozent (276 TWh) der gesamten Gasausspeisemenge von den Verteilernetzbetreibern beliefert, die die Grenze von 100.000 Kunden überschritten haben. Ein Großteil (57 Prozent) der in Deutschland tätigen Verteilernetzbetreiber versorgt zwischen 1.000 und 10.000 Gaskunden.

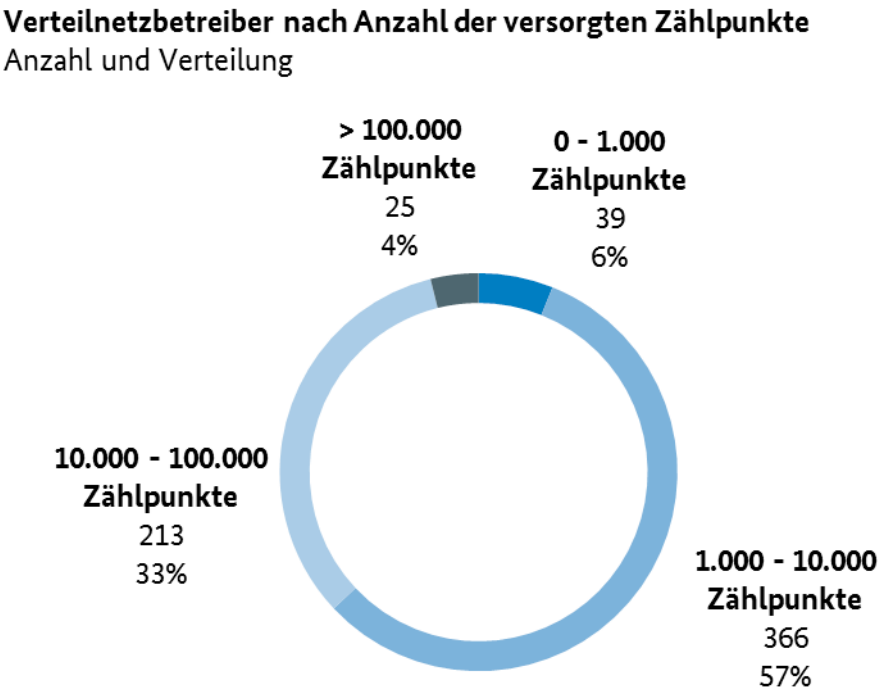



Abbildung 106: Verteilnetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte gemäß Abfrage VNB Gas

# 3. Marktkonzentration

Der Grad der Marktkonzentration ist ein wichtiger Wettbewerbsindikator. Marktanteile bilden einen geeigneten Ausgangspunkt zur Einschätzung von Marktmacht, da sie abbilden, in welchem Umfang die Nachfrage auf dem relevanten Markt im Bezugszeitraum von einem Unternehmen tatsächlich bedient wurde.[111] Zur komprimierten Darstellung der Marktanteilsverteilung – d.h. der Marktkonzentration – werden typischerweise der Herfindahl-Hirschman-Index oder die Marktanteilssumme der drei, vier oder fünf marktanteilsstärksten Wettbewerber verwendet (sog. „concentration ratios", CR3 – CR4 – CR5). Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist die Marktkonzentration.

Im Folgenden werden CR3-Werte (d.h. die Anteilssummen der drei absatzstärksten Anbieter) für den Erdgasspeichermarkt sowie für die beiden größten Erdgasletztverbrauchermärkte dargestellt. Aufgrund der tatsächlichen Marktstruktur in den Bereichen Erdgasspeicher und Erdgaseinzelhandel ist die Kennzahl CR3 hier aussagekräftiger als CR4 oder CR5.

## 3.1 Erdgasspeicher

Das Bundeskartellamt grenzt in seiner Entscheidungspraxis einen sachlich relevanten Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ab, der sowohl Poren- als auch Kavernenspeicher umfasst. In räumlicher Hinsicht hat das Bundeskartellamt diesen Markt zuletzt bundesweit abgegrenzt und hierbei erwogen, ggf. die

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

in Österreich befindlichen Speicher „Haidach“ und „7Fields“ in den Markt einzubeziehen.[112] Bei diesen beiden Speichern handelt es sich um in Österreich in Grenznähe zu Deutschland gelegene Speicher, die unmittelbar oder mittelbar an die deutschen Gasnetze angeschlossen sind. Auch die Europäische Kommission hat zuletzt diese Marktabgrenzungsalternative – und einige weitere Alternativen - in Betracht gezogen und die genaue Abgrenzung im Ergebnis offen gelassen.[113] Für die Zwecke der Konzentrationsdarstellung auf dem Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern werden im Folgenden auch die in Österreich befindlichen Speicher Haidach und 7Fields in die Betrachtung einbezogen. Das Bundeskartellamt bemisst die Marktanteile auf diesem Markt anhand der Speicherkapazitäten (maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen).[114]

In der diesjährigen Erhebung mit dem Fragebogen „Untertageerdgasspeicherbetreiber“ wurde wieder für alle Speicher u.a. das Arbeitsgasvolumen zum Stichtag 31. Dezember 2014 abgefragt. Bei den Speicherbetreibern handelt es sich um insgesamt 24 juristische Personen. Die Konzernzurechnung erfolgte anhand der Dominanzmethode (vgl. hierzu die methodischen Hinweise in Abschnitt I.A.3 S. 34).

Der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist relativ stark konzentriert. Die Konzentration ist - nach einem Rückgang in den Vorjahren - im Berichtsjahr angestiegen. Die an das deutsche Gasnetz angeschlossenen Untertageerdgasspeicher (d.h. inkl. Haidach und 7Fields) verfügten zum 31. Dezember 2014 über ein maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen in Höhe von rund 27,4 Mrd. m³ (Vorjahr: 27,2 Mrd. m³). Das aggregierte Arbeitsgasvolumen der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum 31. Dezember 2014 rund 20,5 Mrd. m³ (Vorjahr: 18,5 Mrd. m³). Der CR3-Wert ist somit von ca. 68 Prozent auf ca. 75 Prozent gestiegen. Der Anstieg resultiert im Wesentlichen aus der Anteilserhöhung der EWE AG an der VNG AG.[115] Da die Beteiligung der EWE an der VNG inzwischen die 50 Prozent-Schwelle überschreitet, waren die Kapazitäten der VNG gemäß der Dominanzmethode zum 31. Dezember 2014 der EWE zuzurechnen. Die Marktanteile sind allerdings asymmetrisch verteilt.[116]

---

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

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

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

[115] Vgl. hierzu die Kapazitätsangaben in Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Oktober 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 237

[116] Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 31.12.2012, B8-116/11 – Gazprom/VNG, Rn. 209 ff.

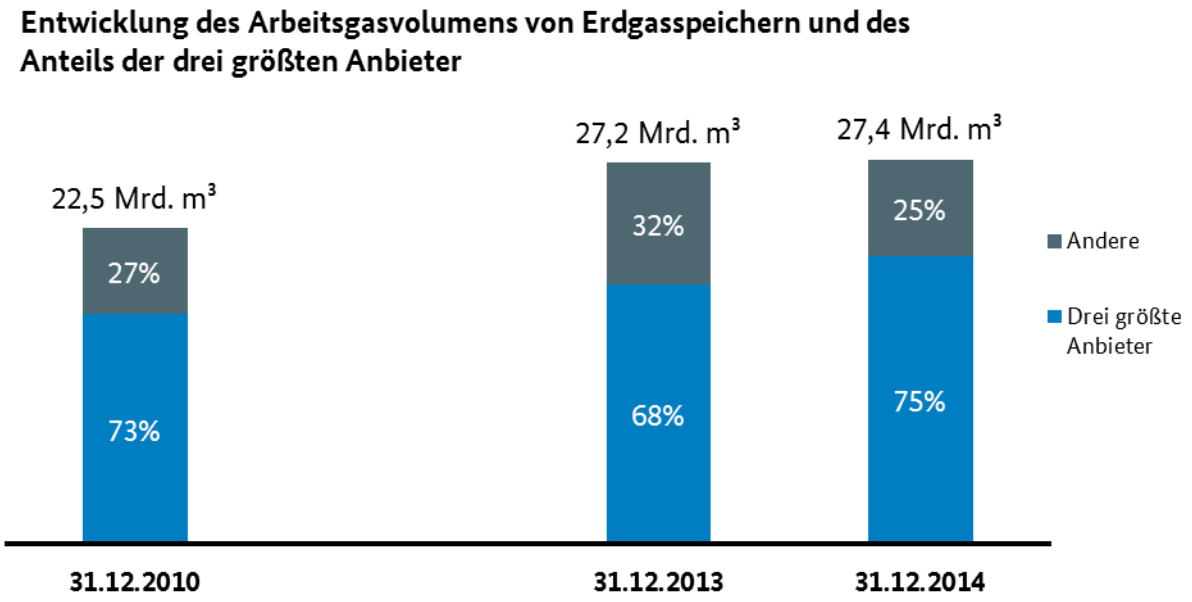



Abbildung 107: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter mit den größten Speicherkapazitäten

## 3.2 Gasendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet auf den Gasletztverbrauchermärkten sachlich zwischen RLM- und SLP-Kunden. RLM-Kunden sind Abnehmer, deren Verbrauch auf Basis einer registrierenden Leistungsmessung erfasst wird. Es handelt sich i.d.R. um industrielle oder gewerbliche Großverbraucher sowie um Gaskraftwerke. Bei SLP-Kunden handelt es sich um Gasabnehmer relativ geringer Verbrauchsmengen. Dies sind i.d.R. Haushaltskunden und kleinere Gewerbekunden. Für diese Kunden wird bezüglich der zeitlichen Verteilung ihres Gasverbrauchs ein Standardlastprofil (SLP) angenommen. Das Bundeskartellamt grenzt den Markt für die Belieferung von RLM-Kunden sowie den Markt für die Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen inzwischen bundesweit ab. Bei der Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen der Grundversorgung handelt es sich um einen sachlich getrennten Markt, der weiterhin nach dem jeweiligen Netzgebiet abgegrenzt wird.[117]

Die Absätze der Lieferanten werden im Energie-Monitoring auf Ebene der einzelnen Gesellschaften (juristische Personen) als bundesweite Summenwerte erhoben. Bei der Erhebung wird für die Absätze an SLP-Kunden auch zwischen der Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und der Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen unterschieden. Der folgenden Auswertung liegen die Angaben von rund 800 Gaslieferanten (juristische Personen) zu Grunde (Vorjahr: 780). Im Berichtsjahr 2014 setzten diese Unternehmen bundesweit insgesamt rund 321 TWh Gas an SLP-Kunden (Vorjahr: 387 TWh) und rund 391 TWh an RLM-Kunden ab (Vorjahr: 481 TWh). Entsprechend der Marktabgrenzungspraxis des Bundeskartellamtes beinhaltet der Absatz an RLM-Kunden auch den Absatz an Gaskraftwerke. Von der gesamten Absatzmenge an SLP-Kunden entfielen rund 261 TWh auf Sonderverträge (Vorjahr: 310 TWh) und

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

60 TWh auf Grundversorgungsverträge (Vorjahr: 77 TWh). Der Absatzrückgang wird allgemein auf die in 2014 relativ milde Witterung zurückgeführt.

Die Zurechnung der Absatzmengen zu Unternehmensgruppen erfolgte erneut anhand der Dominanzmethode, die für die Zwecke der hiesigen Darstellung hinreichend genaue Ergebnisse liefert (vgl. hierzu die methodischen Hinweise in Abschnitt I.A.3 S. 34).

Im Bereich der SLP-Kunden betrug der kumulierte Absatz der drei absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2014 ca. 71 TWh, wovon rund 60 TWh auf Sonderverträge entfielen, und im Bereich der RLM-Kunden gut 123 TWh. Der aggregierte Marktanteil der drei absatzstärksten Unternehmen (CR3) beträgt für das Jahr 2014 somit rund 23 Prozent bei SLP-Sondervertragskunden (Vorjahr: 22 Prozent) und rund 32 Prozent bei RLM-Kunden (Vorjahr: 33 Prozent). Diese Marktanteile liegen weiterhin deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 GWB). Im Vergleich zum Vorjahr ist auf keinem der beiden Märkte eine Veränderung der Marktkonzentration festzustellen. Für den SLP-Bereich wurde zusätzlich auch der CR3-Wert für die bundesweite Gasabgabe an alle SLP-Kunden (d.h. inkl. grundversorgter SLP-Kunden) berechnet. Wie im vergangenen Jahr ergibt sich hierbei ein CR3-Wert von rund 22 Prozent.

Bei den Angaben der Prozentanteile ist zu berücksichtigen, dass die Monitoring-Erhebung im Bereich der Gaslieferanten keine vollständige Marktabdeckung erreicht. Die Prozentanteile entsprechen daher nur näherungsweise den tatsächlichen Werten.

**Anteil der drei absatzstärksten Unternehmen am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2014**

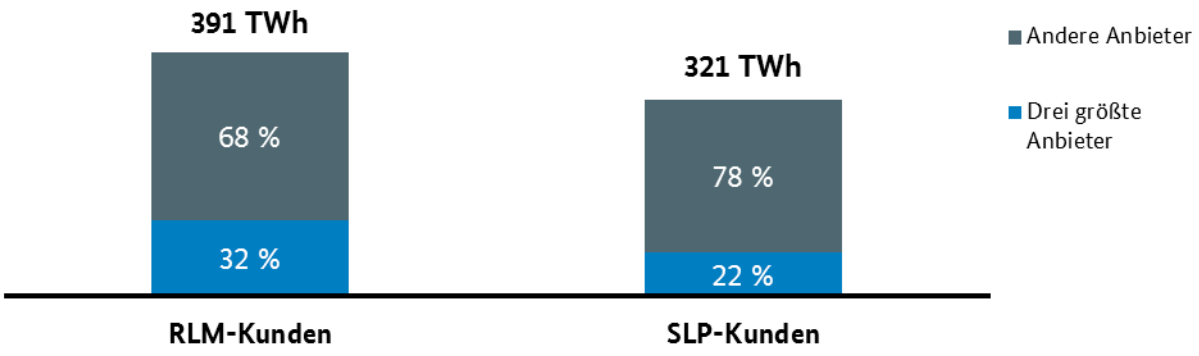



Abbildung 108: Anteil der drei absatzstärksten Unternehmen am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2014

# B Förderung, Im- und Export sowie Versorgungsstörungen

## 1. Förderung von Erdgas in Deutschland sowie Im- und Export

### 1.1 Förderung von Erdgas in Deutschland

Im Berichtsjahr 2014 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um 0,59 Mrd. m³ auf nunmehr 9,1 Mrd. m³ zurück.[118] Das entspricht einem Rückgang von 6,1 Prozent gegenüber dem Jahr 2013. Die stetige Abnahme der Erdgasreserven sowie der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung und Verwässerung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Die statische Reichweite der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven, rechnerisch der Quotient aus letztjähriger Fördermenge und Reserven, betrug 8,8 Jahre am 1. Januar 2015. Die statische Reichweite berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und Orientierungsgröße, anzusehen (Quelle: Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland am 1. Januar 2015; Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen).

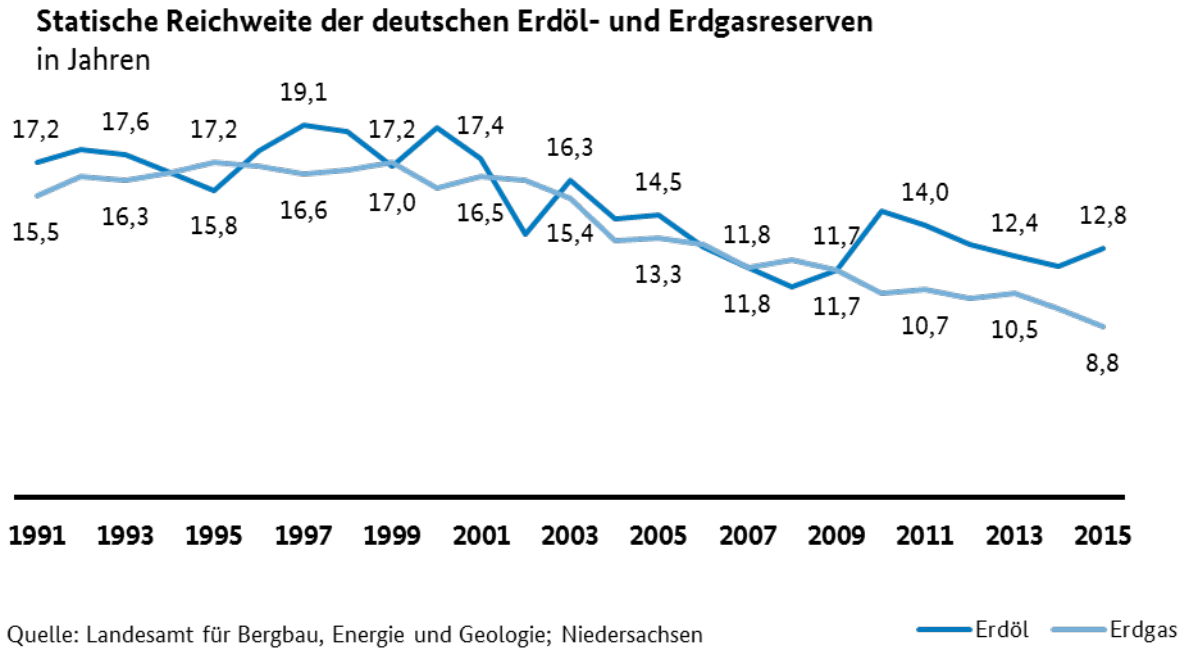



Abbildung 109: Statische Reichweite der deutschen Erdöl- und Erdgasreserven seit 1991

[118] Der Anteil der inländischen Förderung entspricht knapp 10 Prozent des Gesamtverbrauches an Erdgas in Deutschland.

## 1.2 Entwicklung der Im- und Exporte von Gasmengen

Die Importmenge von Gas nach Deutschland ist von 1.771,7 TWh (2013) auf 1.788,2 TWh (2014) um rund 16,5 TWh (0,9 Prozent) gestiegen.

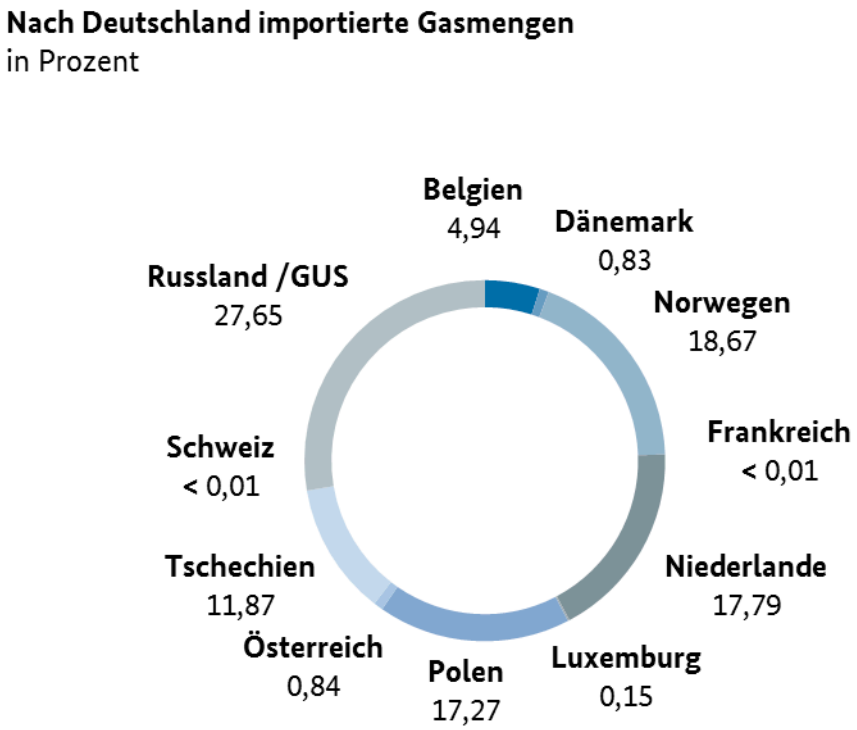



Abbildung 110: Herkunftsländer der nach Deutschland importierten Gasmengen in 2014

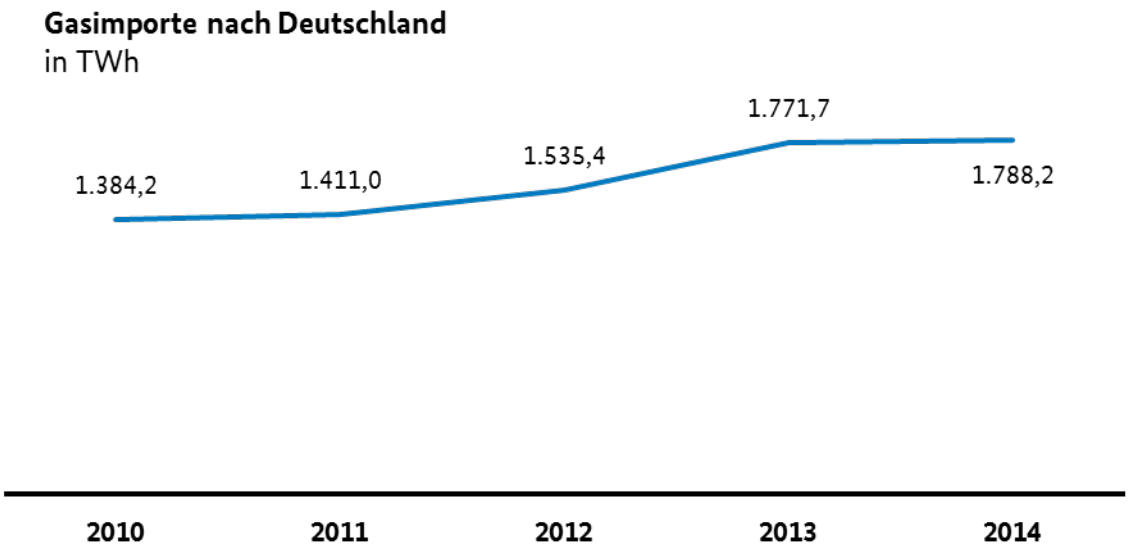



Abbildung 111: Entwicklung der Gasimporte

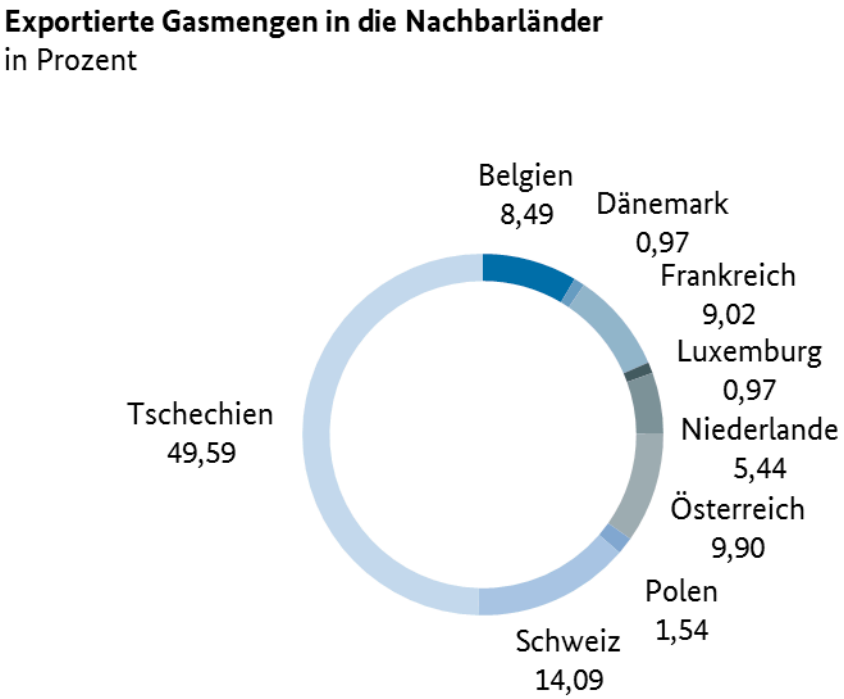



Abbildung 112: Aufteilung der exportierten Gasmengen auf die Nachbarländer 2014 in Prozent

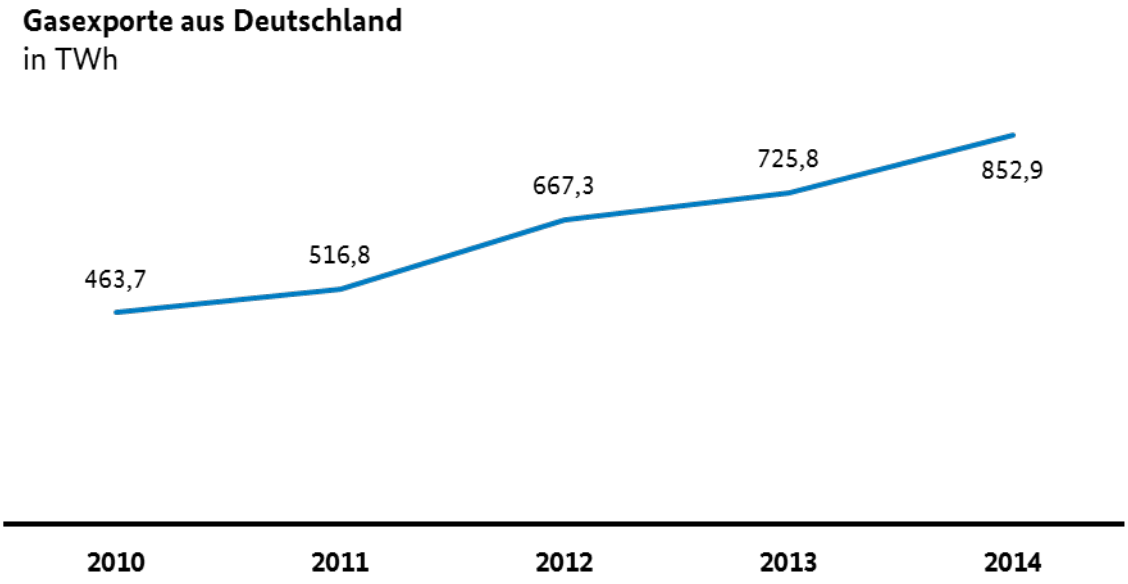



Abbildung 113: Entwicklung der Gasexporte aus Deutschland

Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland geliefertes Gas sind nach wie vor Russland/ die GUS-Staaten und Norwegen. Aber auch die Niederlande, als etablierter und liquider europäischer Produzent und Handelsplatz bzw. als Anlandepunkt für Flüssiggaslieferungen und als Verbindung zu den Erdgasquellen in Norwegen und dem Vereinigten Königreich ist eine bedeutende Bezugsquelle für deutsche Importeure. Durch die verbesserte Integration der nationalen Märkte und die effizientere Bewirtschaftung von

Grenzübergangskapazitäten werden grenzüberschreitende Handelsgeschäfte erleichtert und zusätzliche Alternativen für Gashändler geschaffen. Im dritten vollen Betriebsjahr der Nordstream Pipeline durch die Ostsee stabilisierten sich die Gasimporte aus Russland/ GUS-Staaten auf hohem Niveau. Der Anteil des aus Russland/ GUS importierten Gases an der Gesamtimportmenge beträgt ca. 57 Prozent.[119]

Auch der Export von Gas ist angestiegen. Betrug er 725,8 TWh in 2013, so wurden im Jahr 2014 852,9 TWh exportiert, dies entspricht einer Steigerung um 17,5 Prozent.

**Veränderungen der Gasexporte**

| | Exporte 2013 in TWh | Prozentanteil am Gesamt-export | Exporte 2014 in TWh | Prozentanteil am Gesamt-export | Veränderung in Prozent im Jahresvergleich |
|---|---|---|---|---|---|
| Belgien | 42,2 | 5,8% | 72,4 | 8,5% | 71,5% |
| Dänemark | 11,8 | 1,6% | 8,3 | 1,0% | -29,9% |
| Frankreich | 128,0 | 17,6% | 76,9 | 9,0% | -39,9% |
| Luxemburg | 8,4 | 1,2% | 8,2 | 1,0% | -2,2% |
| Niederlande | 75,0 | 10,3% | 46,4 | 5,4% | -38,2% |
| Österreich | 58,2 | 8,0% | 84,4 | 9,9% | 45,1% |
| Polen | 12,3 | 1,7% | 13,2 | 1,5% | 7,2% |
| Schweiz | 99,0 | 13,6% | 120,2 | 14,1% | 21,3% |
| Tschechien | 290,8 | 40,1% | 423,0 | 49,6% | 45,4% |
| Summe | 725,8 | 100% | 852,9 | 100% | |

Tabelle 71: Veränderungen der Gasexporte

Die Analyse der Zielländer deutscher Gasausfuhren hat grundsätzlich das Bild des Jahres 2013 bestätigt. Die Exporte nach Tschechien, Österreich und die Schweiz haben sich stark erhöht. Ermöglicht wurden diese Steigerungen der Exporte nach Tschechien durch den Aus- und Umbau der Ferngasleitungen Nordstream Pipeline und OPAL. Infrastrukturbedingt handelt es sich bei diesen Exporten aber zum überwiegenden Teil um Transite, die dann wieder nach Deutschland über den Grenzübergangspunkt Waidhaus zurückgeführt werden. Ebenfalls haben die Ausfuhren nach Belgien erheblich zugenommen. Merklich nachgelassen haben die Exporte in die Niederlande und nach Frankreich.

## 2. Versorgungsstörungen Gas

Die Bundesnetzagentur hat wie in den Vorjahren eine vollständige Erhebung aller Gas-Versorgungsunterbrechungen in der Bundesrepublik Deutschland durchgeführt. Gemäß § 52 EnWG sind alle

[119] Zum Gasimport aus Russland zählen auch die Länder Polen, Tschechien und Österreich.

Gasnetzbetreiber verpflichtet, der Bundesnetzagentur bis zum 30. April eines Jahres alle Versorgungsunterbrechungen des Vorjahres zu melden. Die Bundesnetzagentur ermittelt aus diesen Meldungen einen Durchschnittswert für alle Letztverbraucher, den sogenannten SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index[120]). Es werden weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt, wie etwa Naturkatastrophen, berücksichtigt. In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die auf Einwirkungen Dritter, auf Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Bereich des Netzbetreibers zurückzuführen sind. Bei Bauarbeiten an der ERM (Erdgasleitung Rhein-Main), ist es am 23. Oktober 2014 in Ludwigshafen-Oppau zu einer Explosion gekommen. Die Pipeline musste temporär außer Betrieb genommen werden. Durch die Umlegung von Einspeisungen und Brennstoffumstellungen konnten die beiden betroffenen Industriekunden am 24. Oktober 2014 wieder versorgt werden. Ein Ausfall der Gasversorgung mit sehr hohen Kapazitätswerten für die angeschlossenen großen Industriekunden ist dennoch mit 35 Stunden zu verzeichnen. Eine Versorgungsunterbrechung von Kunden, die nach einem Standardlastprofil abgerechnet werden, ist nicht eingetreten.

Dieser vergleichsweise sehr große Kapazitätsausfall von 35 Stunden beeinflusst den SAIDI Wert für das Jahr 2014 ganz erheblich. Ohne diesen Unfall ist der SAIDI-Wert rund 1,3 Minuten für das Jahr 2014 und liegt damit im langjährigen Mittel der Versorgungsunterbrechungen Gas. Mit Berücksichtigung des Unfalls auf der ERM beträgt der SAIDI-Wert 16,8 Minuten. Die bundesweite Versorgungssicherheit hat sich aber nicht verschlechtert. Die Zuverlässigkeit der Gasversorgung liegt somit ohne Berücksichtigung des Unfalls bei 99,999 Prozent und mit Berücksichtigung des Unfalls bei 99, 996 Prozent.

Die Vollerhebung der Versorgungsunterbrechungen aller in der Bundesrepublik Deutschland existierenden und in der Energiedatenbank der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetze (ca. 730) hat folgendes Erhebungsergebnis für das Jahr 2014 ergeben:

[120] Sämtliche gemeldeten Versorgungsstörungen (außer geplanten Unterbrechungen und Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt) in den Druckstufen ≤100mbar und >100mbar werden mit der Anzahl der unterbrochenen Letztverbraucher gewichtet zur Ermittlung des bundesweiten SAIDI herangezogen.

**SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2014**

| Druckstufe | Spezifischer SAIDI | Anmerkungen |
|---|---|---|
| ≤ 100mbar | 0,87 min/a | Haushalts- u. Kleinverbraucher |
| > 100mbar | 15,93 min/a | Großverbraucher, Gaskraftwerke mit Unfall |
| > 100mbar | 0,38 min/a | Großverbraucher, Gaskraftwerke ohne Unfall |
| > 100mbar | 0,10 min/a | nachgelagerte Netzbetreiber |
| druckstufenunabhängig | 16,80 min/a | SAIDI-Wert über alle Letztverbraucher mit Unfall ERM |
| druckstufenunabhängig | 1,25 min/a | SAIDI-Wert über alle Letztverbraucher ohne Unfall ERM |

Tabelle 72: SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2014

Seit dem Jahr 2006 wird der SAIDI-Wert für die deutschen Gasnetznetzbetreiber von der Bundesnetzagentur ermittelt. Im Zeitverlauf ergibt sich folgende Reihe:

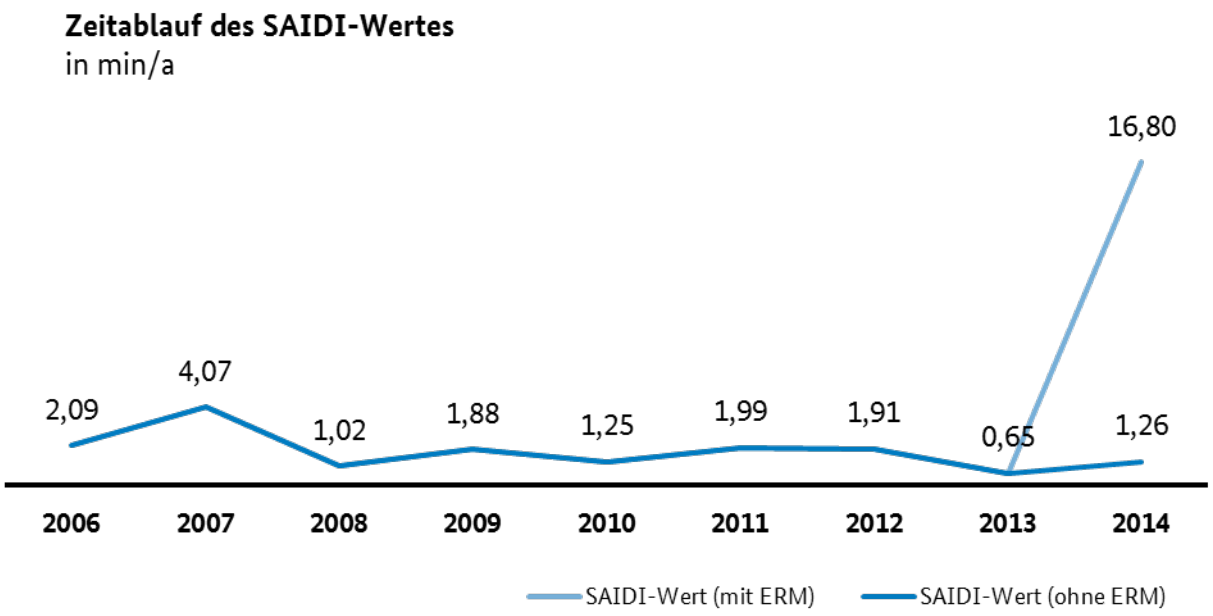



Abbildung 114: Zeitablauf des SAIDI-Wertes

# C Netze

## 1. Netze und Investitionen

### 1.1 Netzentwicklungsplan Gas

Der Netzentwicklungsplan Gas enthält Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Seine jährliche Auflage ist gesetzlich vorgeschrieben. Inhaltlicher Fokus des Netzentwicklungsplans Gas sind Ausbaufragen, die sich durch den Anschluss von Gaskraftwerken – hier besteht eine Schnittstelle zum Elektrizitätsmarkt – und Gasspeichern stellen. Des Weiteren betrachtet er Verbindungen des deutschen Fernleitungsnetzes mit den Fernleitungsnetzen europäischer Nachbarstaaten und den Kapazitätsbedarf in den nachgelagerten Netzen.

Der Netzentwicklungsplan Gas 2014 wurde der Bundesnetzagentur von den Fernleitungsnetzbetreibern fristgemäß am 1. April 2014 vorgelegt. Das vorgelegte Dokument wurde von der Bundesnetzagentur daraufhin umfassend konsultiert.[121] Unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse hat die Bundesnetzagentur am 17. November 2014 ein Änderungsverlangen an die Fernleitungsnetzbetreiber formuliert.

Die Notwendigkeit der im Netzentwicklungsplan Gas 2014 neu enthaltenen Maßnahmen ergibt sich insbesondere aus der Marktraumumstellung von niederkalorischem L-Gas zu höherkalorischem H-Gas, der Berücksichtigung eines erhöhten Leistungsbedarfs im gesamten H-Gas-Netz sowie eines erhöhten Kapazitätsbedarfs für Gasspeicher. Ferner sind einzelne Maßnahmen auf den erhöhten Kapazitätsbedarf im Verteilernetz im süddeutschen Raum zurückzuführen. In ihrer Entscheidung hat die Bundesnetzagentur den Fernleitungsnetzbetreibern aufgegeben, fünf der 56 vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2014 herauszunehmen. Bei drei dieser Maßnahmen konnten die Fernleitungsnetzbetreiber den Bedarf noch nicht ausreichend belegen. Zwei weitere Maßnahmen wiesen nicht den erforderlichen Präzisierungsgrad auf.

Der Netzentwicklungsplan Gas 2014 ist mit Bekanntgabe des Änderungsverlangens gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern verbindlich geworden. Der entsprechend dem Änderungsverlangen der Bundesnetzagentur überarbeitete Netzentwicklungsplan Gas 2014 ist am 28. Januar 2015 auf der Internetseite der Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlicht worden.[122]

Am 1. April 2015 haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur den aktuell gültigen Netzentwicklungsplan Gas 2015 vorgelegt. Im Wesentlichen werden die durch die Bundesnetzagentur

---

[121] Die Ergebnisse der Konsultation sind auf der Seite der Bundesnetzagentur veröffentlicht: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2014/Netzentwicklungsplan_Gas_2014_node.html.

[122] http://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2014/nep-2014.html.

verbindlich festgestellten Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2014 in den Ergebnissen des Netzentwicklungsplans Gas 2015 fortgeführt. Darüber hinaus sind in der Betrachtung bis 2025 insgesamt 37 neue Ausbaumaßnahmen erforderlich, die in verstärktem Maße auf der Marktraumumstellung (27 neue Maßnahmen) und damit einhergehend auf einem zusätzlichen H-Gas-Bedarf beruhen. Unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit spielt dieses Thema im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2015 eine wichtige Rolle. Ergebnis ist ein konkreter Vorschlag für die schrittweise Umstellung der Bereiche, die über 2025 hinaus den Zeitraum bis zum Jahr 2030 erfasst.

Der Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2015 enthält zwei unterschiedliche Modellierungsvarianten, die sich mit Blick auf Umfang und Kosten des Ausbaus nur um eine Maßnahme unterscheiden. Diese Abweichung beruht auf der Berücksichtigung ungleicher Höhen für die Kapazitätsbedarfe der nachgelagerten Verteilernetzbetreiber.

Der aus diesen Varianten ausgewählte Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber beläuft sich insgesamt auf einen Leitungsausbau von 810 Kilometern und einen Verdichterzubau von 405 MW. Aus den insgesamt 86 Maßnahmen ergibt sich ein Investitionsvolumen von 3,5 Mrd. Euro für die nächsten zehn Jahre.[123] Das vorgelegte Dokument wurde von der Bundesnetzagentur vom 14. April bis zum 5. Juni 2015 konsultiert. Unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse hat die Bundesnetzagentur am 1. September 2015 ein Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 an die Fernleitungsnetzbetreiber formuliert.[124]

Im Wesentlichen wurden die von den Fernleitungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan Gas 2015 vorgeschlagenen Maßnahmen bestätigt. Nicht bestätigt wurden zwei unkonkrete Maßnahmen zur Marktraumumstellung der Fernleitungsnetzbetreiber Open Grid Europe (OGE) sowie der Thyssengas und abgeändert wurde eine Maßnahme der Gasunie Deutschland (GUD).

Nach Berechnungen der Bundesnetzagentur haben die genehmigten Maßnahmen einen Leitungszubau von 810 km und einen Verdichterzubau von 393 MW in den nächsten zehn Jahren zu Folge. Aus den insgesamt 84 Maßnahmen ergibt sich ein Investitionsvolumen von 3,3 Mrd. Euro in den nächsten zehn Jahren. Im gesamten Maßnahmenpaket sind 204 MW Verdichterzubau und 294 km Leitungsneubau im Wert von ca. 1,6 Mrd. Euro enthalten, die mit der Marktraumumstellung auf Fernleitungsebene in Zusammenhang zu bringen sind.

Nach Bekanntgabe des Änderungsverlangens haben die Fernleitungsnetzbetreiber die geforderten Änderungen gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG innerhalb von drei Monaten umzusetzen. Der Netzentwicklungsplan Gas 2015 wird bereits mit Bekanntgabe des Änderungsverlangens gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern verbindlich.

---

[123] Siehe Entwurf des Netzentwicklungsplans 2015: http://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2015/nep-2015.html.

[124] http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2015/Netzentwicklungsplan_Gas_2015_node.html;jsessionid=84364AC4AE941C67546FDFF7B0A4641F

**Netzausbaumaßnahmen NEP Gas 2014 und NEP Gas 2015**

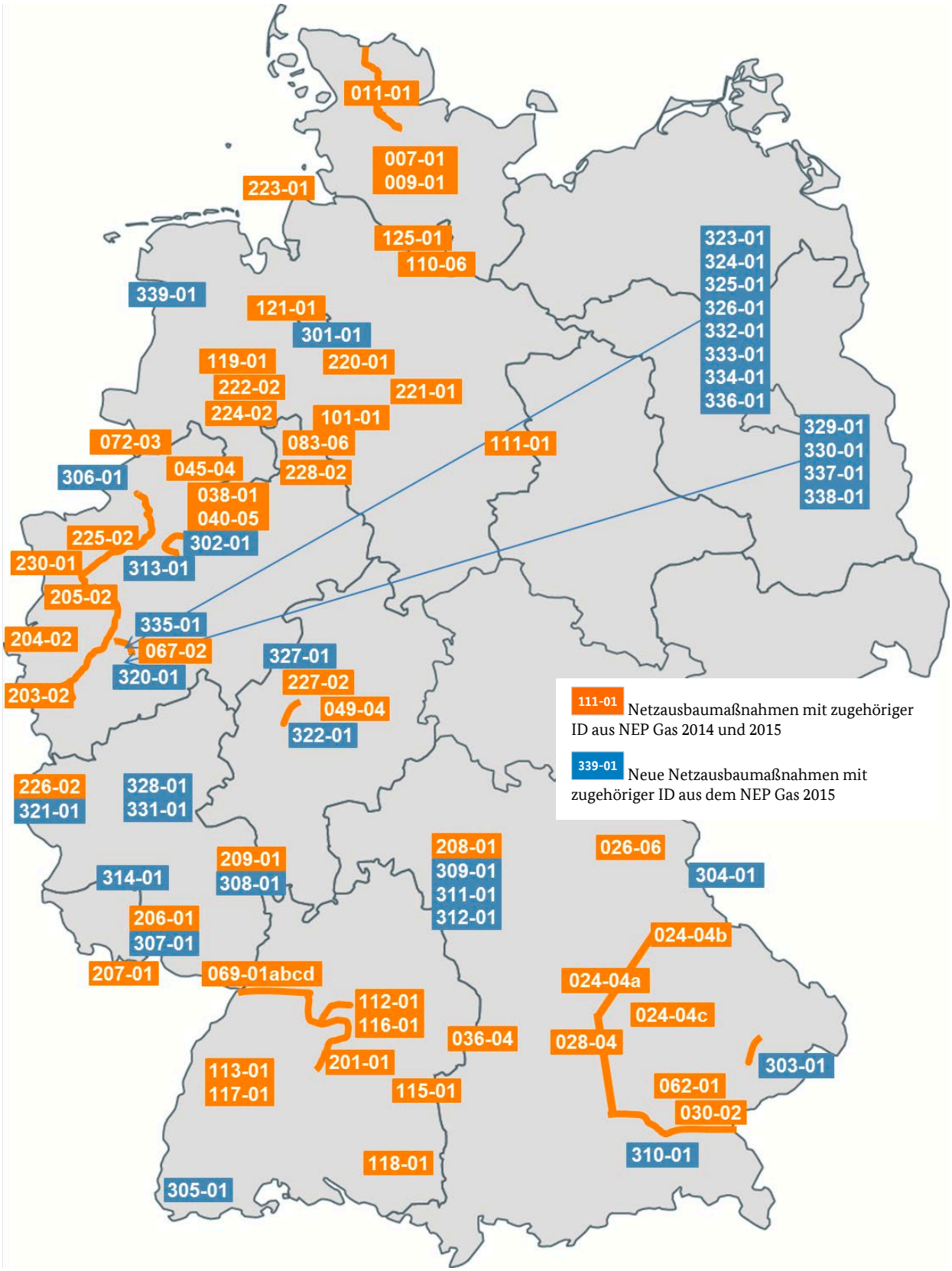



Abbildung 115: Grafische Darstellung der Ergebnisse des Netzentwicklungsplans Gas 2014 und 2015

## Bestätigte Netzausbaumaßnahmen NEP Gas

| ID-Nr. | Netzausbaumaßnahme | Länge Pipeline in km | Leistung VDS in MW | Kosten in Mio. Euro | Inbetrieb-nahme |
|---|---|---|---|---|---|
| 007-01/ 009-01 | VDS Quarnstedt | | 24 | 131,0 | 2016 |
| 011-01 | Loop Fockbek-Ellund | 63,5 | | 177,0 | 2016 |
| 024-04a | Ltg. Schwandorf-F. | 62,0 | | 126,0 | 2017 |
| 024-04b | GDRM Schwandorf | | | 7,0 | 2017 |
| 024-04c | GDRM Arresting | | | 5,0 | 2017 |
| 026-06 | VDS Rothenstadt | | 45 | 119,0 | 2018 |
| 028-04 | Ltg. Forchheim-Finsing | 79,0 | | 180,0 | 2018 |
| 030-02 | MONACO 1 | 86,5 | | 197,0 | 2017 |
| 036-04 | VDS Amerdingen/W. | | 33 | 107,0 | 2019 |
| 038-01 | VDS Werne | | | 26,0 | 2017 |
| 040-05 | VDS Werne | | 49 | 147,0 | 2018 |
| 045-04 | Ltg. Epe-Legden | 15,0 | | 41,0 | 2018 |
| 049-07 | VDS Herbstein | | 39 | 120,0 | 2018 |
| 062-01 | M+R Landshut | | | 4,5 | 2015 |
| 067-02 | Ltg. Voigtslach-Paffrath | 23,0 | | 48,0 | 2023 |
| 069-01a | Nordschwarzwaldleitung | 71,0 | | 71,0 | 2015 |
| 069-01c | M+R Ettlingen-Hägenich | | | 3,0 | 2015 |
| 069-01d | M+R Leonberg-West | | | 3,0 | 2015 |
| 072-03 | VDS Ochtrup | 3,0 | 24 | 83,0 | 2018 |
| 083-06 | NOWAL 2 | 26,0 | 13 | 86,0 | 2017 |
| 101-01 | Konvertierung Rehden | | | 15,6 | 2016 |
| 110-06 | Erweiterung NEL | | 50 | 157,0 | 2025 |
| 111-01 | Anbindung Ahlten 3 | 0,4 | | 1,0 | 2015 |
| 112-01 | Querspange Pforzh.-B. | 26,0 | | 33,0 | 2024 |
| 113-01 | Querspange Leonb.-R. | 62,0 | | 88,0 | 2024 |
| 115-01 | VDS Scharenstetten | | 12 | 44,0 | 2016 |
| 116-01 | M+R Raum Pforzh.-B. | | | 6,0 | 2024 |
| 117-01 | M+R Raum Leonb.-R. | | | 6,0 | 2024 |

Tabelle 73: Bestätigte Netzausbaumaßnahmen NEP Gas (007-01 - 117-01)

## Bestätigte Netzausbaumaßnahmen NEP Gas

| ID-Nr. | Netzausbaumaßnahme | Länge Pipeline in km | Leistung VDS in MW | Kosten in Mio. Euro | Inbetrieb-nahme |
|---|---|---|---|---|---|
| 119-01 | M+R Achim | | | 7,0 | 2018 |
| 121-01 | M+R Ganderkesee | | | 7,0 | 2020 |
| 125-01 | Projekt Wedel | | | 3,0 | 2016 |
| 201-01 | M+R Tachenhausen | | | 1,0 | 2015 |
| 203-02 | VDS Zeelink | | 39 | 142,0 | 2020 |
| 204-02 | Zeelink 1 | 112,0 | | 291,0 | 2020 |
| 205-02 | Zeelink 2 | 115,0 | | 299,0 | 2020 |
| 206-01 | GDRM Mittelbrunn | | | 14,0 | 2019 |
| 207-01 | GDRM Obermichelb. | | | 6,0 | 2019 |
| 208-01 | GDRM Rimpar | | | 10,0 | 2019 |
| 209-01 | GDRM Gernsheim | | | 10,0 | 2019 |
| 220-01 | MRU Walsrode/Fall. | | | 2,0 | 2016 |
| 221-01 | MRU Luttum-Wolfsburg | | | 12,0 | 2020 |
| 222-02 | MRU Bremen/Achim | | | 12,0 | 2020 |
| 223-01 | MRU Bremen-Cuxh. | | | 1,0 | 2021 |
| 224-02 | GDRM Nordlohne | 0,3 | | 5,0 | 2018 |
| 225-02 | GDRM Legden | 0,3 | | 5,0 | 2018 |
| 226-02 | GDRM Rechtenbach | 0,2 | | 5,0 | 2018 |
| 227-02 | GDRM Marburg | 2,5 | | 9,0 | 2018 |
| 228-02 | GDRM Hilter | 0,4 | | 6,0 | 2018 |
| 230-01 | MRU Hüthum | 1,0 | | 1,0 | 2017 |
| 300-01 | VDS Folmhusen | | | n.n. | 2020 |
| 301-01 | Überspeisung Embsen | | | 2,0 | 2020 |
| 302-01 | Ltg. Datteln-Herne | 23,0 | | 32,0 | 2020 |
| 303-01 | Ltg. Deggendorf-Platt. | 12,0 | | 9,0 | 2017 |
| 304-01 | Rev. MEGAL/Waidhaus | | | 19,0 | 2018 |
| 305-01 | Reversierung TENP | | | 20,0 | 2020 |
| 306-01 | GDRM Epe | | | 7,0 | 2020 |
| 307-01 | GDRM Mittelbrunn | | | 17,0 | 2020 |

Tabelle 74: Bestätigte Netzausbaumaßnahmen NEP Gas (119-01 - 307-01)

## Bestätigte Netzausbaumaßnahmen NEP Gas

| ID-Nr. | Netzausbaumaßnahme | Länge Pipeline in km | Leistung VDS in MW | Kosten in Mio. Euro | Inbetrieb-nahme |
|---|---|---|---|---|---|
| 308-01 | GDRM Gernsheim | | | 2,0 | 2020 |
| 309-01 | VDS MEGAL Rimpar | | | 1,0 | 2020 |
| 310-01 | GDRM Reichertsheim | | | 10,0 | 2020 |
| 311-01 | Ltg. Schlüchtern-Rimpar | 1,0 | | 2,0 | 2020 |
| 312-01 | VDS MEGAL Rimpar | | 39 | 128,0 | 2023 |
| 313-01 | VDS St. Hubert | | 26 | 96,0 | 2023 |
| 314-01 | GDRM Leeheim | | | 4,0 | 2025 |
| 320-01 | MRU Bergheim 1 | 1,0 | | 1,0 | 2020 |
| 321-01 | GDRM Weidenhausen | 1,0 | | 6,0 | 2018 |
| 322-01 | Ltg. Weidenhausen-G. | 8,5 | | 12,0 | 2018 |
| 323-01 | Schieberanlage Paffrath | 0,2 | | 1,0 | 2019 |
| 324-01 | Schieberanlage Niederpl | 0,1 | | 1,0 | 2019 |
| 325-01 | Schieberanlage Neukir. | 0,1 | | 1,0 | 2020 |
| 326-01 | Schieberanlage Horrem | 0,1 | | 1,0 | 2020 |
| 327-01 | GDRM Niederschelden | 0,1 | | 3,0 | 2020 |
| 328-01 | GDRM Langenscheid | 0,1 | | 4,0 | 2020 |
| 329-01 | GDRM Siegwiesen | 0,1 | | 4,0 | 2020 |
| 330-01 | GDRM Elsdorf | 0,1 | | 5,0 | 2020 |
| 331-01 | GDRM Scheidt | | | 8,0 | 2020 |
| 332-01 | Schieberanlage Ergste | 0,1 | | 1,0 | 2021 |
| 333-01 | GDRM Asbeck | 0,1 | | 7,0 | 2021 |
| 334-01 | Schieberanlage Rausch. | 0,1 | | 1,0 | 2021 |
| 335-01 | GDRM Marienheide | 12,8 | | 18,0 | 2021 |
| 336-01 | Schieberanlage Oberad. | 0,1 | | 1,0 | 2022 |
| 337-01 | GDRM Porz | | | 4,0 | 2022 |
| 338-01 | GDRM Paffrath | | | 2,0 | 2023 |
| 339-01 | GDRM Wiefelstede | | | 3,0 | 2023 |
| **Summe** | **84 Maßnahmen** | **809,7** | **393** | **3.313,1** | |

Tabelle 75: Bestätigte Netzausbaumaßnahmen NEP Gas (308-01 - 339-01)

## 1.2 Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur VNB Gas

Die Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur von 671 VNB betrugen im Jahr 2014 insgesamt ca. 2.230 Mio. Euro (2013: 2.014 Mio. Euro) und somit im Vergleich zum Vorjahr ein Plus von 10,7 Prozent. Das von den VNB für das Jahr 2014 geplante Investitionsvolumen in die Verteilnetze von 1.107 Mio. Euro wurde mit einem Ist-Volumen von 1.155 Mio. Euro um 48 Mio. Euro überschritten. Die Aufwendungen mit einem geplanten Volumen von 1.243 Mio. Euro sind hingegen um 168 Mio. Euro (-13,5 Prozent) unterschritten worden und kommen auf 1.075 Mio. Euro. Insgesamt liegen die Ausgaben der VNB für die Netzinfrastruktur mit einem Delta von 120 Mio. Euro (-5,1 Prozent) unter den geplanten 2.350 Mio. Euro für 2014. Die VNB planen für das kommende Jahr 2015 eine Absenkung des Investitionsvolumens um ca. 6,7 Prozent für Neuinstallationen, Ausbau, Erweiterungen, Erhalt und Erneuerungen. Ebenso ist geplant, die Aufwendungen um ca. 7,7 Prozent im Jahr 2015 zu reduzieren. In den Vorjahren stiegen die Investitionen aber stetig an. Die Aufwendungen verlaufen insgesamt gesehen – mit Ausnahme des Jahres 2010 – auf einem gleichmäßigen Niveau.

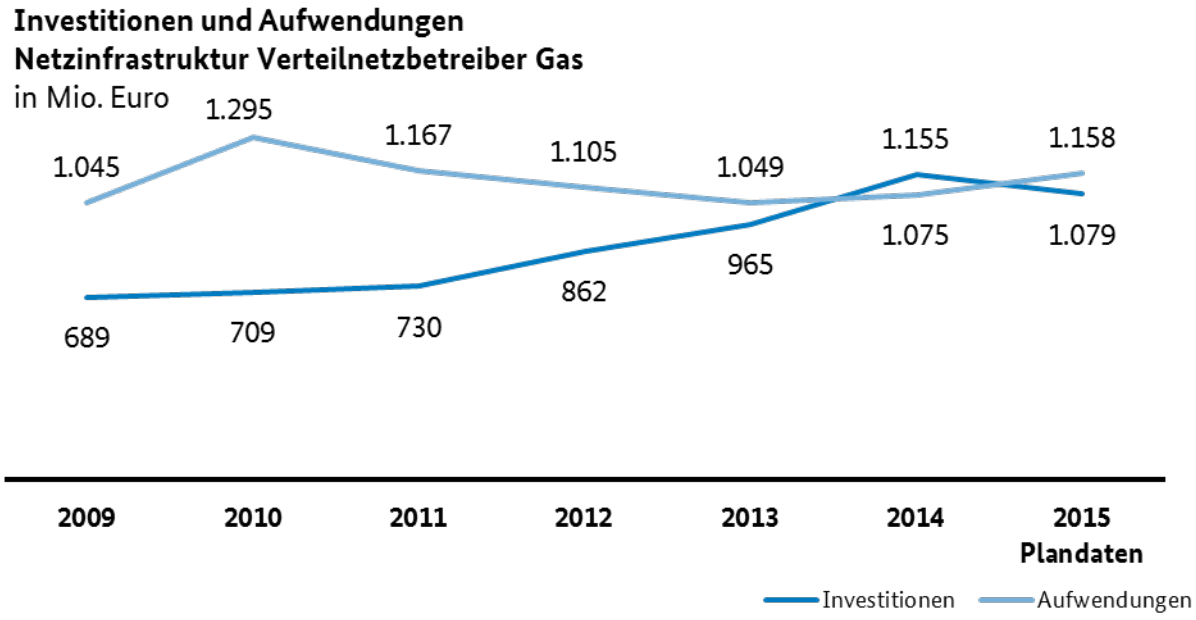



Abbildung 116: Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur Verteilnetzbetreiber Gas

Die Höhe der Investitionen der VNB ist von der Gasnetzlänge, der Anzahl der versorgten Zählpunkte sowie anderen individuellen Strukturparametern, insbesondere auch geographischen Gegebenheiten, abhängig. Tendenziell tätigen VNB mit höheren Gasnetzlängen auch hohe Investitionen. In der Investitionskategorie 0-100.000 Euro sind 122 VNB (19 Prozent) zu finden. Spitzeninvestitionen über 5 Mio. Euro pro Netzgebiet weisen hingegen lediglich acht Prozent der Unternehmen auf. In der folgenden Abbildung werden die Anteile verschiedener Investitionskategorien an der Gesamtinvestitionssumme prozentual dargestellt:

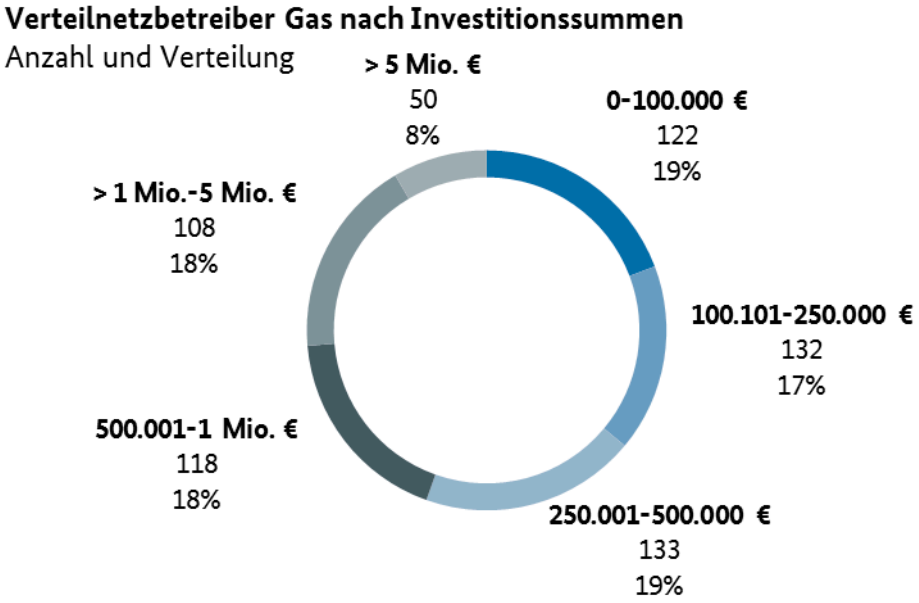



Abbildung 117: Verteilnetzbetreiber Gas nach Investitionssummen

Die Anteile der Aufwendungen nach Volumenklassen der VNB Gas sind ähnlich den Investitionen verteilt. Im Bereich von 0 bis 100.000 Euro befinden sich 152 Unternehmen und in der höchsten Kategorie mit Aufwendungen über 5 Mio. Euro sind 51 Unternehmen zu finden:

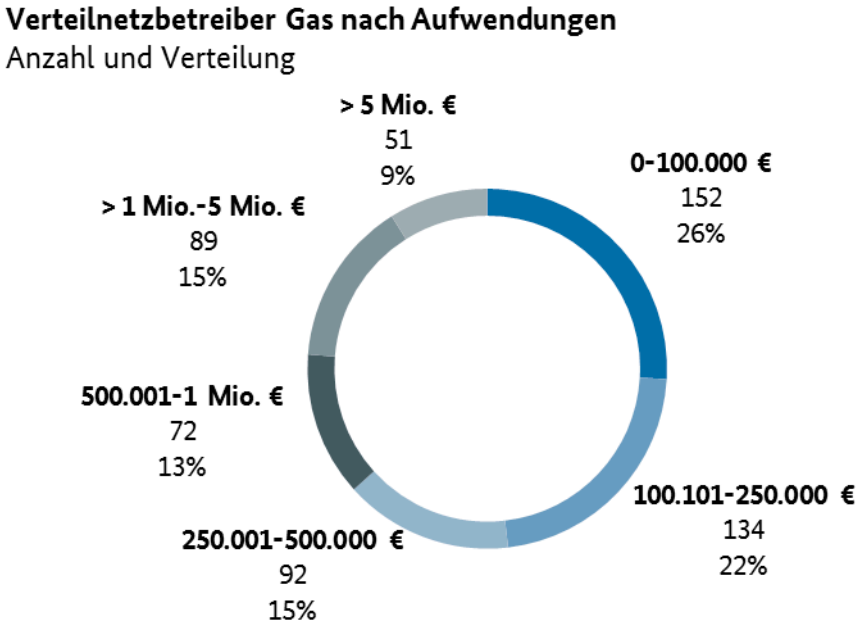



Abbildung 118: Verteilnetzbetreiber Gas nach Aufwandssummen

## 1.3 Kapazitätsangebot und Vermarktung

Wie im letzten Berichtsjahr 2013 wurden Fragen zur Buchung, Nutzung, Verfügbarkeit und Präferenz von Transportkapazitäten auch im Berichtsjahr 2014 gestellt. Dabei wurde wieder zwischen den verschiedenen am Markt angebotenen Kapazitätsprodukten unterschieden.

Transportkunden wurden nach Ihrer Präferenz zu den unterschiedlichen, von den Fernleitungsnetzbetreibern angebotenen Kapazitätsprodukten befragt. Sie sollten auf einer Skala von 1 (für sehr wichtig) bis 4 (für unwichtig) angeben, ob neben frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) nur unterbrechbare Kapazitäten angeboten werden sollten. Die Alternative hierzu wäre die Beibehaltung des Angebotes fester Kapazitätsprodukte mit Zuordnungsauflagen. Dem Trend des letzten Berichtsjahres folgend, spricht sich mit 45 Prozent keine Mehrheit mehr für die Zwei-Produkt-Variante aus (vgl. GWJ 2011/12 60 zu 40 Prozent für, GWJ 2012/13 49 zu 51 Prozent gegen die Zwei-Produkt-Variante). Die absolute Anzahl der antwortenden Transportkunden ist in der Angabe innerhalb der Säule zu erkennen.

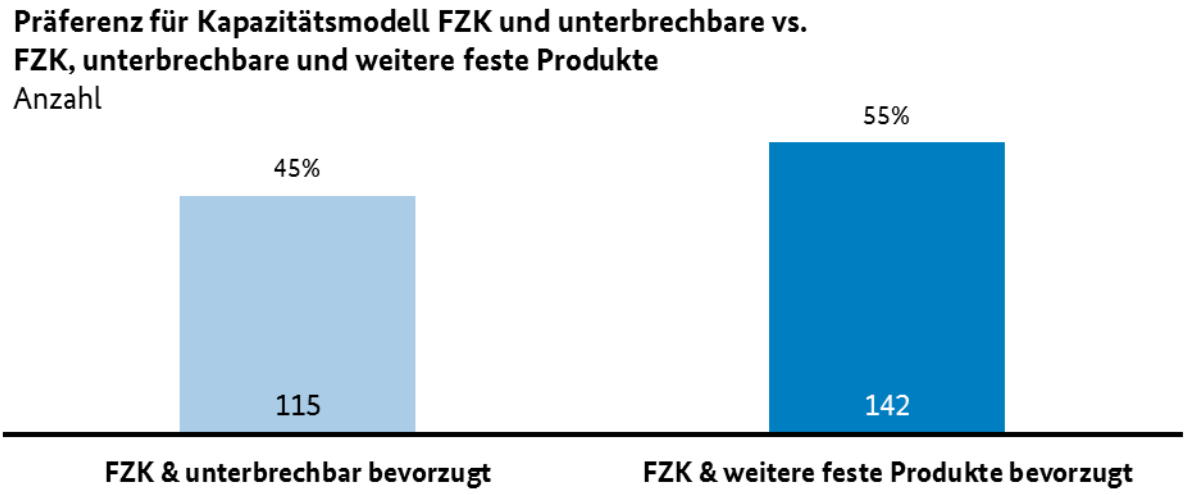



Abbildung 119: Präferenz für Kapazitätsmodell FZK und unterbrechbare vs. FZK, unterbrechbare und weitere feste Produkte

Transportkunden wurden ebenso befragt, ob zur Absicherung von fester FZK in den bestehenden Marktgebieten Lastflusszusagen (LFZ) kontrahiert oder ob anstelle von fester FZK andere Kapazitätsprodukte angeboten werden sollten (z. B. bedingt feste FZK (bFZK) oder dynamisch zuordenbare Kapazitäten (DZK)). LFZ sind vertragliche Vereinbarungen zwischen einem Fernleitungsnetzbetreiber und einem Dritten (i. d. R. Transportkunde oder Speichernutzer) auf Abruf die Bereitstellung oder die Einschränkung von Gasflüssen an einem Ein- oder Ausspeisepunkt bzw. an einer Ein- oder Ausspeisezone des Netzes vorzunehmen. LFZ können von Dritten angeboten werden, die physische Ein- oder Ausspeisepunkte in ihrem Portfolio haben und gegen Zahlung des Netzbetreibers bereit sind, die ursprüngliche Nutzung ihrer Kapazitäten bei Bedarf gemäß den Anforderungen des Fernleitungsnetzbetreibers anzupassen.

Bei den antwortenden Transportkunden ergab sich eine Mehrheit von 69 Prozent für das Angebot alternativer Kapazitätsprodukte. 31 Prozent befürworten die alternative Variante der Absicherung mit LFZ.

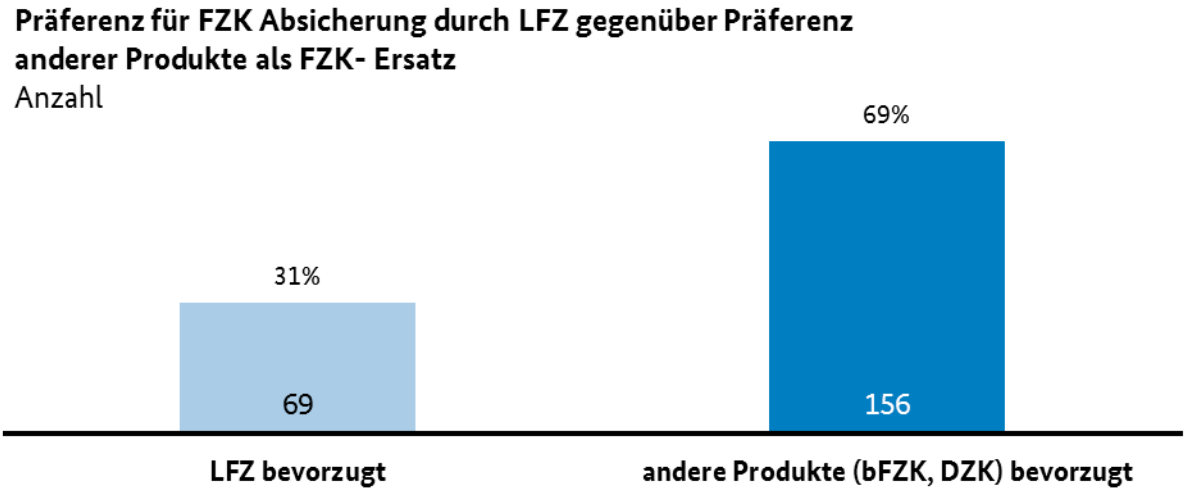



Abbildung 120: Präferenz für FZK Absicherung durch LFZ gegenüber Präferenz anderer Produkte als FZK-Ersatz

### 1.4 Angebot von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten

Im Gaswirtschaftsjahr 2013/14 hat sich in beiden Marktgebieten NetConnect Germany und GASPOOL das jeweilige Angebot von Ein- und Ausspeisekapazitäten, die von Transportkunden fest gebucht werden können, vergrößert. Hierbei wurden unterbrechbare Kapazitäten und interne Bestellungen nicht betrachtet. Es wurde nach dem mittleren Angebot von festen Kapazitäten an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten, sowie an Netzanschlusspunkten zu Speichern, Kraftwerken und Letztverbrauchern gefragt. Während die Einspeisekapazität aller Fernleitungsnetzbetreiber in Summe insgesamt um 22,8 Mio. kWh/h auf 489 Mio. kWh/h anstieg, ist bei der Ausspeisekapazität ein Anstieg von 49 Mio. kWh/h gegenüber dem Vorjahr auf 318,1 Mio. kWh/h zu verzeichnen.

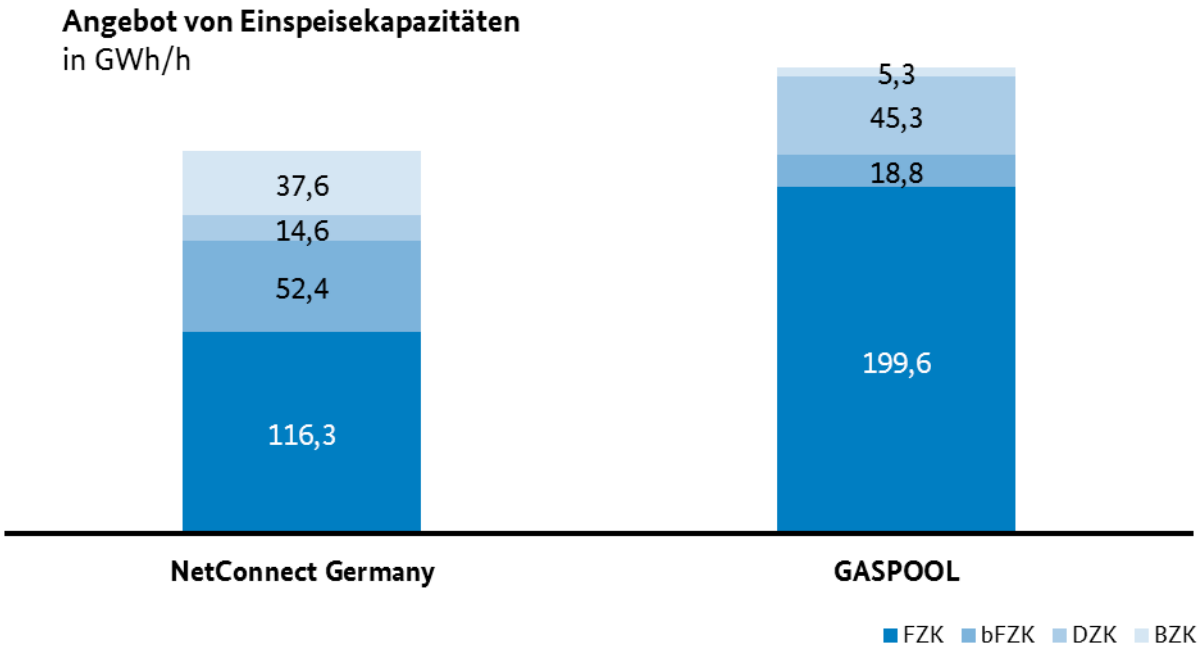



Abbildung 121: Angebot von Einspeisekapazitäten in den Marktgebieten NetConnect Germany und GASPOOL

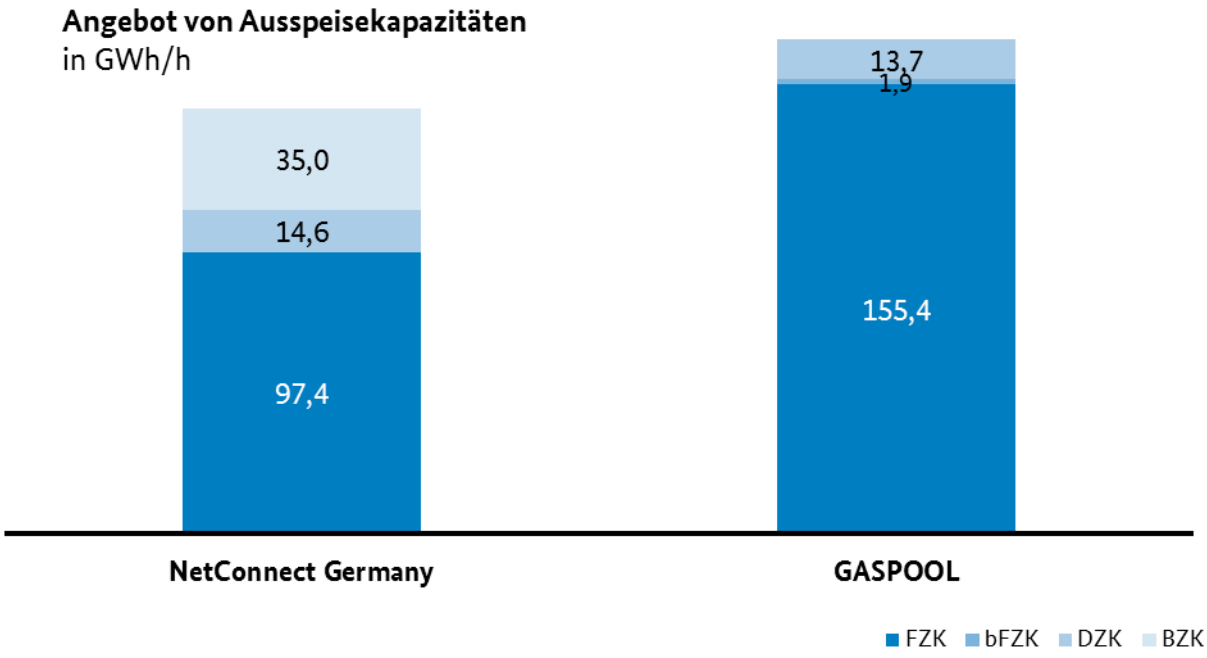



Abbildung 122: Angebot von Ausspeisekapazitäten in den Marktgebieten NetConnect Germany und GASPOOL

Ein grundlegendes Element des Kapazitätsmodells der Fernleitungsnetzbetreiber ist die mit den nachgelagerten Netzbetreibern vereinbarte feste Ausspeisekapazität (interne Bestellung). Diese Vorhalteleistungen werden nicht von den Transportkunden gebucht, haben jedoch gleichwohl einen großen Einfluss auf die Höhe der an vermarktbaren Entry- und Exit-Punkten angebotenen festen Kapazität.

Gemäß § 12 Abs. 6 Ziff. 3 KoV VII unterliegen Renominierungen an Marktgebiets- und Grenzübergangspunkten einer Beschränkung. Die Renominierung ist nur dann zulässig, wenn diese nicht 90 Prozent der vom Transportkunden insgesamt am Buchungspunkt gebuchten Kapazität überschreitet und nicht 10 Prozent der gebuchten Kapazität unterschreitet. Bei initialen Nominierungen von mindestens 80 Prozent der gebuchten Kapazität wird die Hälfte des nicht nominierten Bereiches für die Renominierung nach oben zugelassen. Bei initialen Nominierungen von höchstens 20 Prozent der gebuchten Kapazität wird die Hälfte des nominierten Bereiches für die Renominierung nach unten zugelassen. Durch die Begrenzungen ist es den Fernleitungsnetzbetreibern möglich, zusätzliche Kapazitäten anzubieten, verglichen mit einem Basisfall ohne Renominierungsbeschränkung. Im Kalenderjahr 2014 betrug das Angebot von Einspeisekapazitäten durch die Renominierungsbeschränkungen der Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet NCG 1,443 Mrd. kWh/h, was einer Steigerung von 6 Prozent im Vergleich zum Kalenderjahr 2013 entspricht. Das Angebot entsprechender Ausspeisekapazitäten erhöhte sich um 35 Prozent auf 1,485 Mrd. kWh/h. Die Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet GASPOOL konnten im Jahr 2014 das Angebot von Einspeisekapazitäten aufgrund von Renominierungsbeschränkungen um 45 Prozent auf 1,444 Mrd. kWh/h steigern. Die angebotenen Ausspeisekapazitäten versiebenfachten sich im Vergleich zu 2013 auf 1,292 Mrd. kWh/h.

## 1.5 Kapazitätskündigungen

Im Berichtszeitraum wurden insgesamt 176 langfristige Kapazitätsverträge gekündigt, überwiegend an Grenzkopplungspunkten. Folgende Kapazitätsarten waren betroffen: 153x FZK, 21x unterbrechbar sowie jeweils 1x DZK und BZK. Die gekündigten Verträge wiesen im Durchschnitt eine Laufzeit von 3 Jahren auf und umfassten Kapazitätsrechte von durchschnittlich 0,7 Mio. kWh/h. Die Ursachen der Kapazitätskündigungen sind vielschichtig und könnten in der Auflösung weiterer vertraglicher Engpässe und in der gesicherten kurzfristigen Kapazitätsbeschaffung begründet liegen.

Die sich ändernde Buchungssituation bietet sowohl Chancen als auch Risiken für die Fernleitungsnetzbetreiber. Auf der einen Seite erhalten sie durch die stärker am physischen Transportbedarf ausgerichteten Kapazitätsbuchungen der Transportkunden die Möglichkeit, die Ausweisung von Kapazitäten marktgerechter vorzunehmen. Es können Kapazitäten von Punkten mit geringem Nachfragebedarf zu Punkten mit hohem Nachfragebedarf verlagert werden, soweit dies netzhydraulisch möglich ist. Auf der anderen Seite stehen die Liquiditätsplanung und die Netzentgeltkalkulation der Fernleitungsnetzbetreiber. Ein weniger gut vorhersehbares Buchungsgerüst macht die Bildung von spezifischen Entgelten und die Prognose von Erlösströmen anspruchsvoller.

## 1.6 Unterbrechbare Kapazitäten

Grundsätzlich sind unterbrechbare Kapazitäten kostengünstiger als feste Kapazitäten. Sie beinhalten allerdings das Risiko, dass ggf. der gewünschte Gastransport nicht durchgeführt werden kann.

10 Großhändler und Lieferanten, die unterbrechbare Kapazitätsverträge abgeschlossen haben, gaben an, tatsächlich im Gaswirtschaftsjahr 2013/14 unterbrochen worden zu sein. Wie in den letzten Berichtsjahren sind zudem sowohl die Anzahl der Unterbrechungen als auch die Unterbrechungsdauer über die einzelnen Großhändler und Lieferanten sehr unterschiedlich verteilt. Neben der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer in Stunden gibt die nachfolgende Grafik auch die absolute Anzahl der Unterbrechungen der jeweiligen Großhändler und Lieferanten im entsprechenden Gaswirtschaftsjahr an. Während die Anzahl der Unterbrechungen der im Vergleich zum Vorjahr nahezu konstant geblieben ist, ist

die durchschnittliche Unterbrechungszeit deutlich gesunken. Im Durchschnitt wurden 14 Stunden gegenüber 28 Stunden des Vorjahres unterbrochen. In Summe hat sich die Unterbrechungszeit über alle betroffenen Unternehmen somit im Verhältnis zu den Vorjahren weiter verringert (GWJ 2013/14: 946 h; GWJ 2012/13: 1.975 h; GWJ 2011/12: 6.753 h). Auch die absolute Anzahl der Großhändler und Lieferanten, deren Verträge mindestens einmal unterbrochen wurden hat sich im Vergleich zu den Vorjahren leicht verringert (GWJ 2013/14: 10; GWJ 2012/13: 11; GWJ 2011/12: 14). Eckpunkte zur Ermittlung von Entgelten für unterbrechbare Kapazitäten wurden in der Festlegung zur Bepreisung von Ein- und Ausspeisekapazitäten („BEATE“) definiert (s. Kapitel II.C.2).

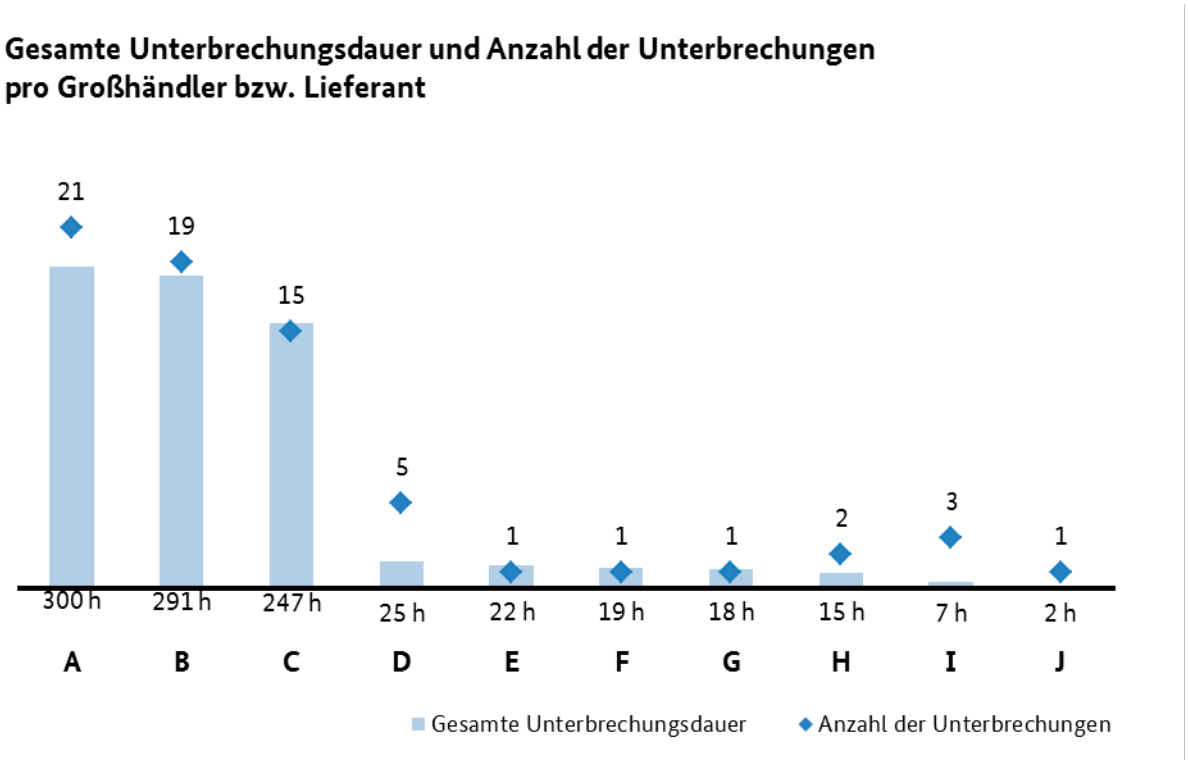



Abbildung 123: Anzahl der Unterbrechungen und durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Unternehmen für das GWJ 2013/14

Für das nähere Verständnis der Abbildung eine kurze beispielhafte Erläuterung: Aufgeführt sind die zehn Großhändler und Lieferanten, die im Betrachtungszeitraum mindestens eine Unterbrechung erfahren haben, mit dem jeweiligen Wertepaar aus Unterbrechungsdauer und -häufigkeit. Das Unternehmen mit der höchsten Unterbrechungsdauer (1. Säule) wurde insgesamt 21-mal für insgesamt 300 Stunden unterbrochen.

Auch die Fernleitungsnetzbetreiber wurden nach Unterbrechungsdauer und -menge sowohl von unterbrechbaren, als auch von festen Kapazitätsprodukten – bezogen auf die initiale Nominierung bzw. den letzten vom Transportkunden renominierten Wert vor Bekanntgabe der Unterbrechung – befragt.

Im Kalenderjahr 2014 wurde über alle Ein- und Ausspeisepunkte ins oder aus dem Marktgebiet zusammen eine ursprünglich nominierte Gasmenge von 6,6 Mrd. kWh nicht transportiert. Davon bildet die Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten mit 95,7 Prozent den größeren Anteil.

Durch die Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten wurden insgesamt 6,3 Mrd. kWh der nominierten Mengen nicht transportiert. Der Großteil der Unterbrechungsmengen wurde mit 75 Prozent durch Unterbrechungen an Grenzübergangspunkten verursacht, wovon wiederum 70,7 Prozent auf einen einzigen Übergangspunkt entfielen. Der Anteil der Unterbrechungen an Netzanschlusspunkten zu Speichern betrug 24,7 Prozent, der Rest der Unterbrechungen ist marktgebietsüberschreitenden Transporten zuzuordnen.

Die Unterbrechungsmengen der festen Kapazitätsverträge entfielen mit 99,8 Prozent der Unterbrechungsmengen fast vollständig auf die Netzkopplungspunktkategorie Grenzüberganspunkt, der Rest auf Netzanschlusspunkte zu Speichern. Eine Unterbrechung zu einem Letztverbraucher-Anschlusspunkt führte zu keiner Einschränkung der nominierten Menge.

Die nachfolgende Grafik stellt die regionale Verteilung der Unterbrechungen dar. Die dargestellten Unterbrechungsmengen und -leistungen beziehen sich jeweils auf den Anteil der Nominierung, der aufgrund einer durch den Fernleitungsnetzbetreiber ausgesprochenen Unterbrechung nicht transportiert wurde. Bezogen auf die insgesamt entgegengenommene Nominierung, wurden an Einspeisepunkten 0,1 Prozent der von Transportkunden nominierten Mengen und an Ausspeisepunkten 0,55 Prozent der Nominierungen unterbrochen. Wie oben bereits beschrieben, entfällt hiervon jedoch ein Großteil auf Mengen aus unterbrechbaren Transportverträgen.

Die Pfeilrichtung zeigt an in welche Richtung unterbrochen wurde. Bei der Grafik gilt zu beachten, dass die Pfeildicke den Anteil der an der jeweiligen Grenze unterbrochenen Menge an der unterbrochenen Gesamtmenge darstellt.

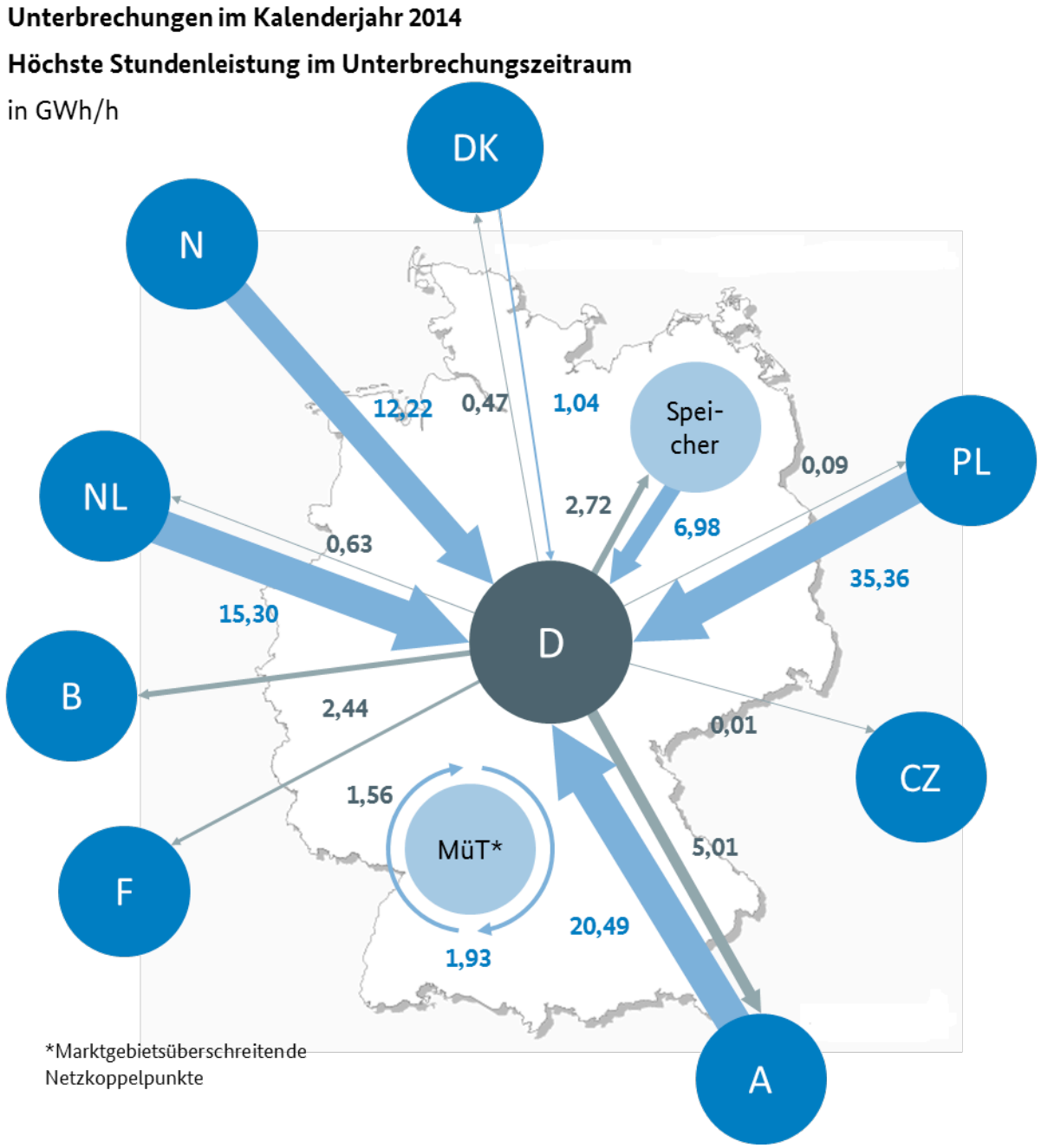



Abbildung 124: Höchste Stundenleistung im Unterbrechungszeitraum nach Regionen

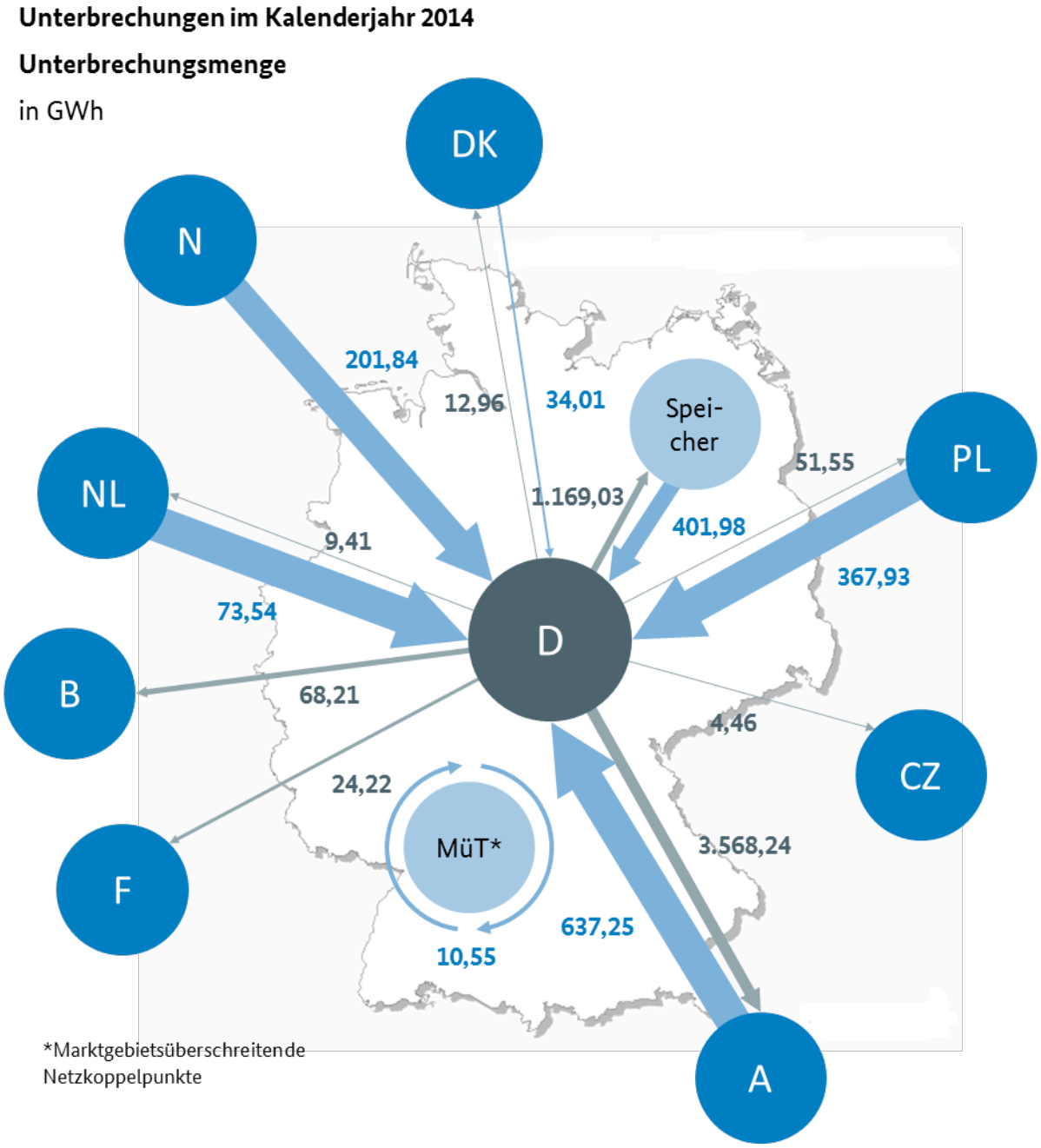



Abbildung 125: Unterbrechungsmenge nach Regionen

# 2. Netzentgelte

## 2.1 Entwicklung der Netzentgelte am Gasgesamtpreis 2007 bis 2015

Die nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen mengengewichteten Netzentgelte Gas inklusive vorgelagerter Netzkosten für drei Abnahmefälle in ct/kWh vom 1. April 2007 bis zum 1. April 2015. Die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb sind enthalten. Den dargestellten Werten liegen Angaben von Gaslieferanten zugrunde, die eine breite Streuung aufweisen. Darüber hinaus wurde im Zeitverlauf die Erhebungssystematik mehrfach angepasst. Die Darstellung der Netzentgelte basiert auf den folgenden drei Abnahmekategorien:

- Haushaltskunde: Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh im Jahr. Dieser Wert liegt innerhalb der Verbrauchsspanne der Eurostat Kundenkategorie D3.

- "Gewerbekunde": Abnehmer mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh und ohne eine vorgeschriebene Jahresbenutzungsdauer.

- "Industriekunde": Abnehmer mit einem Jahresverbrauch von 116 GWh und einer Jahresbenutzungsdauer von 250 Tagen (4.000 Stunden).

Das Netzentgelt für den Haushaltskunden mit einer Gasabgabemenge von 23.269 kWh bewegt sich seit 2013 auf einem ähnlichen Niveau und beträgt mit Stand 1. April 2015 1,40 ct/kWh. In der übernächsten Abbildung wird deutlich, dass der Anteil der Netzentgelte am Gesamtgaspreis mit knapp 20 Prozent über die Jahre nahezu unverändert ist.

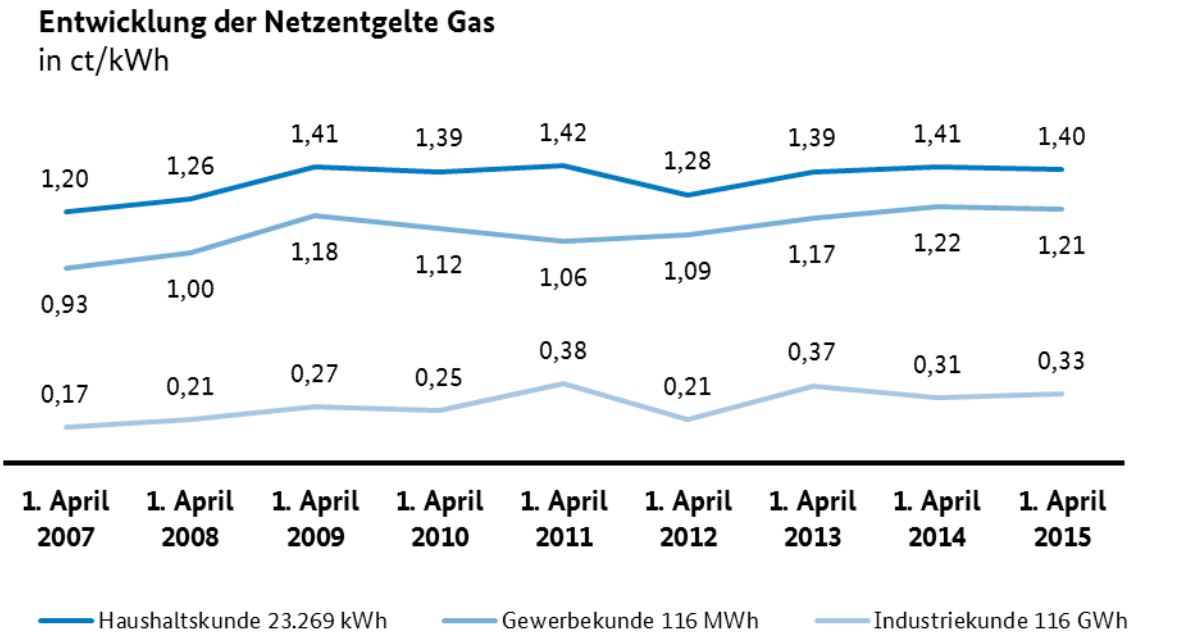



Abbildung 126: Entwicklung der Netzentgelte Gas gemäß Abfrage Lieferanten Gas

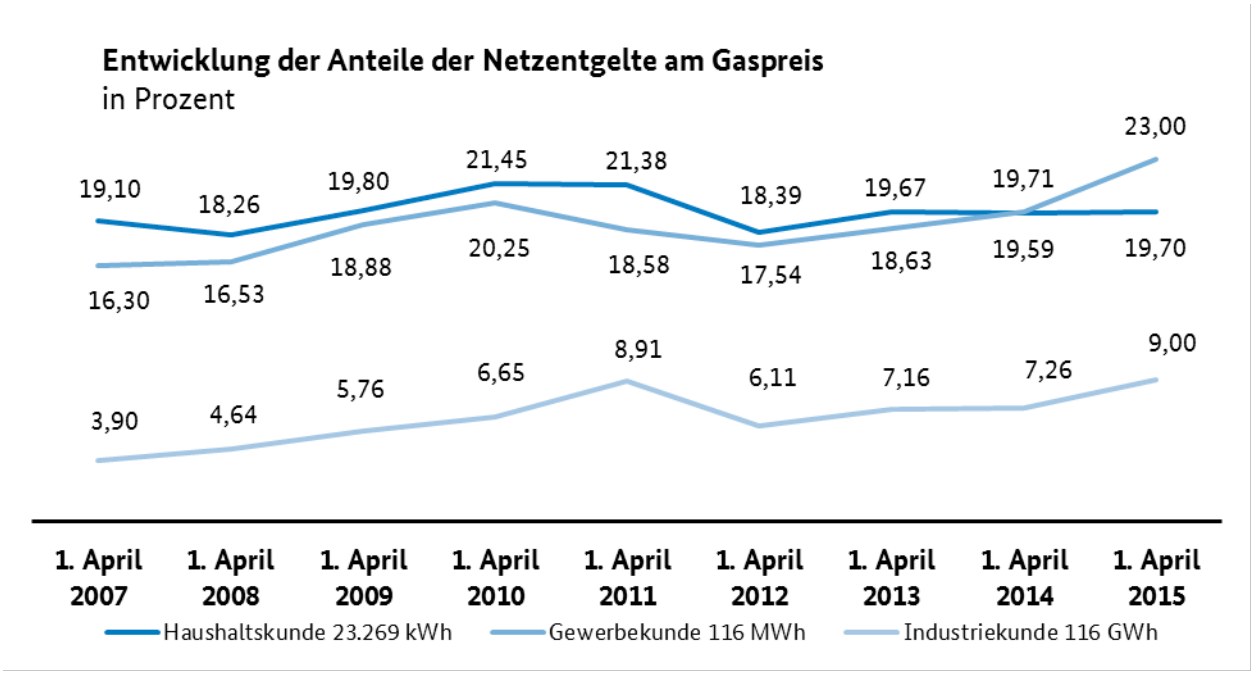



Abbildung 127: Entwicklung der Anteile der Netzentgelte am Gaspreis gemäß Abfrage Lieferanten Gas

## 2.2 Erweiterungsfaktor nach § 10 Anreizregulierungsverordnung

Die Verteilnetzbetreiber konnten auch in diesem Jahr bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe für ihre Erweiterungsinvestitionen einen Erweiterungsfaktor beantragen. Dieser bewirkt, dass Kosten, die infolge einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers im Laufe der Regulierungsperiode entstehen, auch bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe liegt vor, wenn sich die in § 10 Abs. 2 Satz 2 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) genannten Parameter dauerhaft und in erheblichem Umfang ändern. Im Berichtsjahr 2014 wurden 74 Anträge auf Genehmigung eines Erweiterungsfaktors gestellt.

## 2.3 Regulierungskonto nach § 5 Anreizregulierungsverordnung

Die Differenz zwischen den nach § 4 ARegV zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen wird jährlich auf einem Regulierungskonto verbucht. Gemäß § 28 Ziffer 2 ARegV sind für die Führung dieses Regulierungskontos nach § 5 ARegV die notwendigen Daten jeweils zum 30. Juni des darauf folgenden Kalenderjahres der Regulierungsbehörde vorzulegen. Auf dieser Datengrundlage ermitteln die Regulierungsbehörden Differenzbeträge, die im Regulierungskonto verbucht werden. Im letzten Jahr der Regulierungsperiode wird dann gemäß § 5 Abs. 4 ARegV der Saldo des Regulierungskontos für die vorangegangenen Kalenderjahre ermittelt. Der Ausgleich des Saldos erfolgt durch gleichmäßig über die folgende Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge, die gemäß Absatz 2 Satz 3 zu verzinsen sind.

## 2.4 Netzübergänge gemäß § 26 Abs. 2 Anreizregulierungsverordnung

Es wurden bei der Bundesnetzagentur im Gasbereich im Berichtsjahr 2014 insgesamt 35 Anträge auf Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse oder -aufspaltungen gemäß § 26 Abs. 2 ARegV gestellt. Die Netzbetreiber sollen in ihren Anträgen zeigen, welcher Erlösanteil dem übergehenden und welcher Erlösanteil dem verbleibenden Netzteil zugeordnet werden soll. Eine Bearbeitung der Verfahren ist in vielen Fällen erst mit

einigem Zeitverzug möglich, da es insbesondere bei Konzessionswechseln zu Verzögerungen aufgrund von Unstimmigkeiten zwischen den beiden beteiligten Netzbetreibern bezüglich des Kaufpreises, des übergehenden Sachanlagevermögens und der übergehenden Erlösobergrenze kommt. Vor einer abschließenden Entscheidung durch die Bundesnetzagentur haben sich die Netzbetreiber über den Erlösanteil, der übergehen soll, zu einigen. Die Bundesnetzagentur und die gegebenenfalls beteiligten Landesregulierungsbehörden haben insbesondere sicherzustellen, dass die Summe beider Erlösanteile die insgesamt bereits festgelegten Erlösobergrenzen nicht überschreitet.

## 2.5 Horizontale Kostenwälzung

Die Transporte zwischen marktgebietsaufspannenden Netzbetreibern werden derzeit nicht bepreist. Kosten werden somit an Netzkoppelpunkten zwischen marktgebietsaufspannenden Netzbetreibern nicht allokiert, obwohl sie auch dort entstehen. Der Systematik des Zweivertragsmodells folgend wird die Entgeltbildung an den „Rändern“ des Marktgebietes dadurch verzerrt und setzt nicht verursachungsgerechte Preissignale. Es können dadurch Fehlanreize innerhalb des deutschen Kapazitätsmarktes entstehen.

In den letzten Jahren stellte die Beschlusskammer 9 fest, dass die Inanspruchnahme des kostenlosen Leistungsaustausches zwischen den marktgebietsaufspannenden Netzbetreibern immer stärker wurde und dadurch die Gefahr falscher Preissignale in den Netzentgelten bestand. Dementsprechend leitete sie ein Festlegungsverfahren ein, um der geschilderten Problematik angemessen zu begegnen. Hierzu fanden Konsultationstermine mit den Marktbeteiligten im November 2014 und Anfang 2015 statt. Im Jahre 2015 soll hierzu die Festlegung erfolgen.

## 2.6 Festlegung hinsichtlich der Bepreisung von Ein- und Ausspeisekapazitäten („BEATE“)

Die Beschlusskammer 9 hat im Jahr 2014 ein Festlegungsverfahren im Hinblick auf eine sachgerechte Ermittlung von Netzentgelten über Vorgaben zur Umrechnung von Jahresleistungspreisen in Leistungspreise für unterjährige Kapazitätsrechte nach § 13 Abs. 2 S. 4 GasNEV i. V. m. § 50 Abs. 1 Nr. 4 GasNZV sowie zur sachgerechten Ermittlung der Netzentgelte nach § 30 Abs. 2 Nr. 7 i. V. m. § 15 Abs. 2 bis 7 GasNEV eingeleitet. Das Ziel dieser Festlegung war, neben den Vorgaben für die Ermittlung von Entgelten für unterjährige Kapazitätsrechte auch Vorgaben für die Ermittlung von Entgelten für unterbrechbare Kapazitäten sowie für Entgelte an Ein- und Ausspeisepunkte an Gasspeichern festzulegen. Im Jahr 2014 hatte die Beschlusskammer 9 zu den geplanten Festlegungsinhalten mehrere Anhörungstermine mit den Branchenvertretern durchgeführt. Die Marktbeteiligten erhielten mehrmals die Gelegenheit zur Stellungnahme. Im März 2015 ist hierzu die Festlegung ergangen, in der zur Umrechnung vom Jahrespreis zum Quartalspreis ein Faktor von 1,1, zum Monatspreis ein Faktor von 1,25 und zum Tagespreis ein Faktor von 1,4 festgelegt wurde. Die Methode zur Ermittlung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit als Basis für die Bepreisung für unterbrechbare Kapazitäten wurde ebenso definiert. Zudem wurde ein Rabatt für die Ein- und Ausspeisung an Gasspeichern in Höhe von 50 Prozent festgelegt.

# D Regelenergie und Bilanzierung

## 1. Regel- und Ausgleichsenergie

Regelenergie dient der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit innerhalb der Marktgebiete und wird durch den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) beschafft. Es ist hierbei zwischen unentgeltlicher interner Regelenergie (Netzpuffer innerhalb des Marktgebietes) und kostenpflichtiger externer Regelenergie (Beschaffung über Börsen und / oder über Ausschreibungsplattform) zu unterscheiden. Grundsätzlich ist der Anteil der internen Regelenergie (iRE) höher, da die MGV verpflichtet sind, diese prioritär einzusetzen. Da in den Wintermonaten die Schwankungen hinsichtlich Über- und Unterspeisung stärker ausgeprägt sind, steigt in diesem Zeitraum der Anteil externer Regelenergie (eRE).

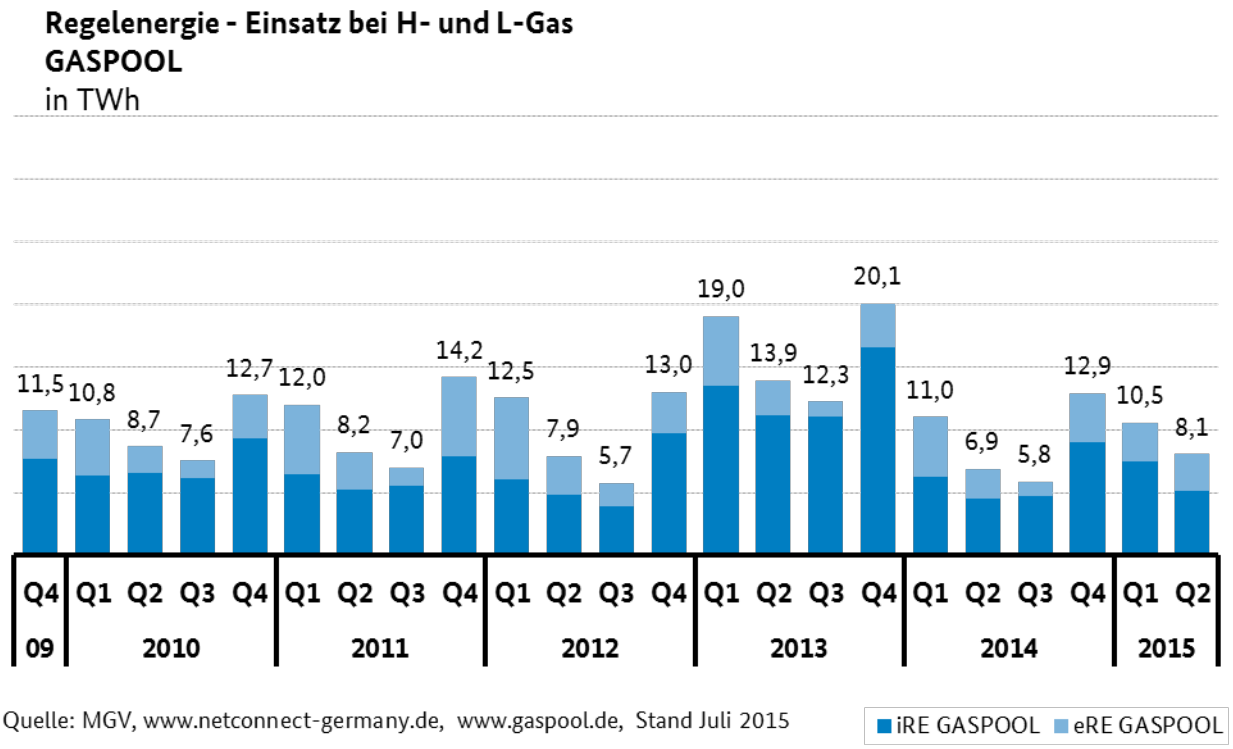



Abbildung 128: Regelenergie - Einsatz bei H- und L-Gas (GASPOOL)

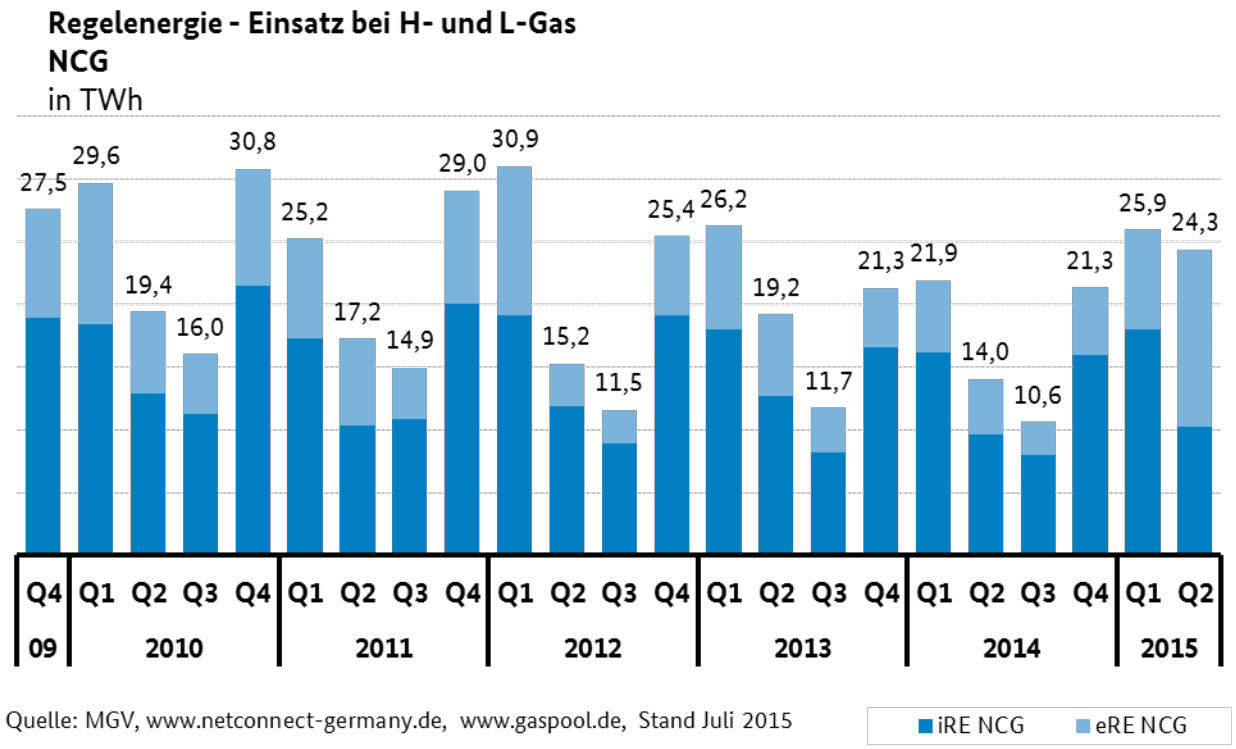
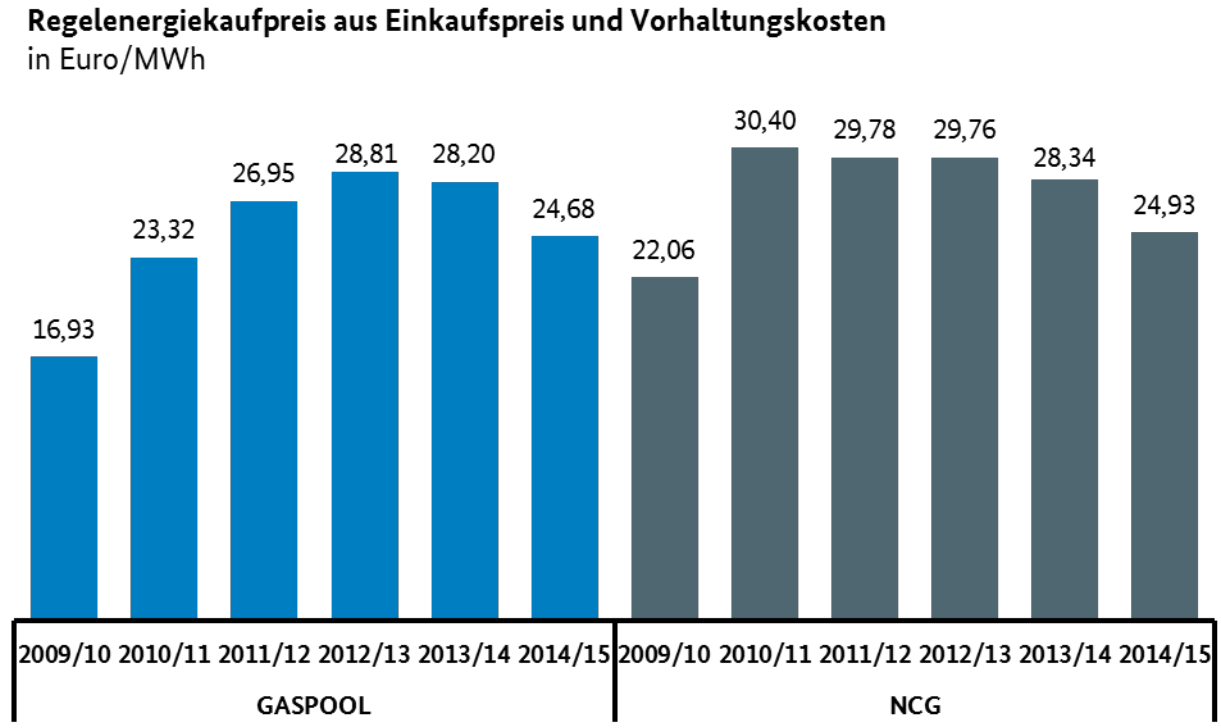



Abbildung 129: Regelenergie - Einsatz bei H- und L-Gas (NCG)

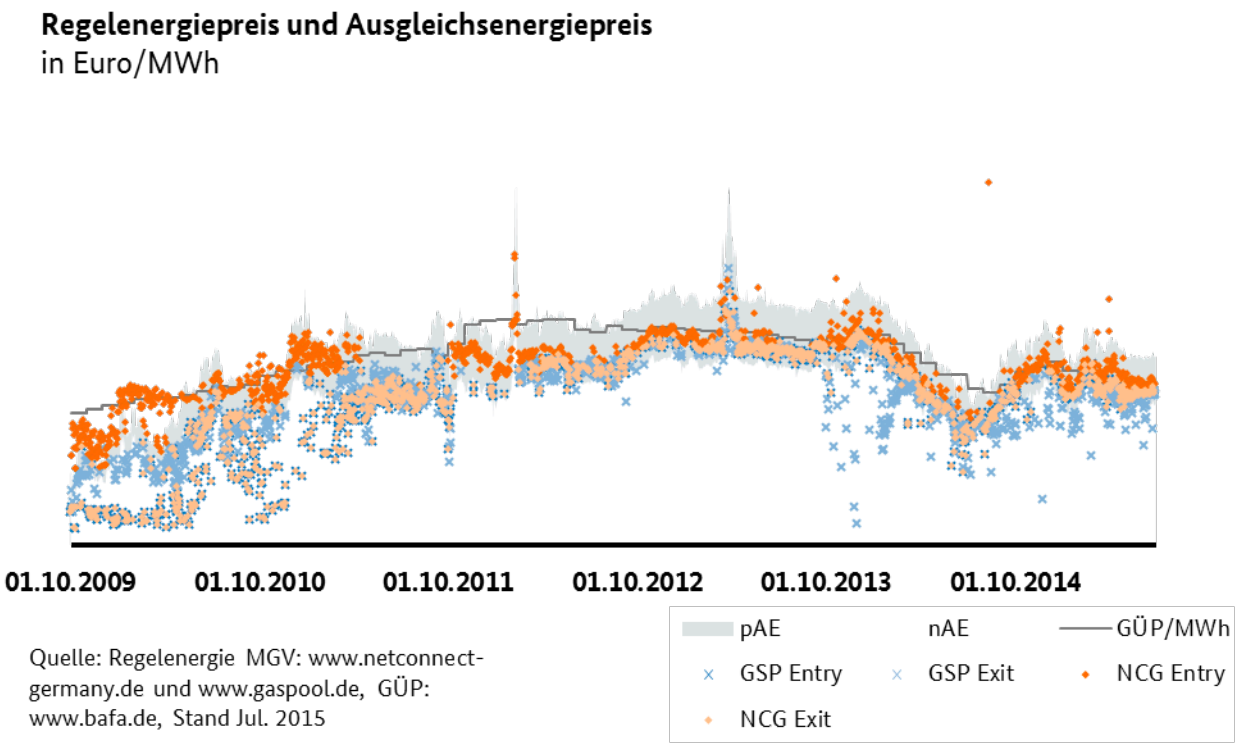
Die Beschaffung externer Regelenergie erfolgt über die Börsen (Pegas und ICE ENDEX) und die marktgebietseigene Ausschreibungs-Plattform. Neben dieser kurzfristigen Beschaffung wird im Marktgebiet NetConnect Germany (NCG) zusätzlich mittels Kontrahierung von Vorhaltung zu Leistungspreisen Regelenergie beschafft bzw. veräußert. Der dargestellte Regelenergieeinkaufspreis berücksichtigt die Vorhaltungskosten je MWh und ermöglicht somit den Vergleich zwischen den Marktgebieten.

Unter Ausgleichsenergie versteht man die Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen innerhalb eines Bilanzkreises am Ende der Bilanzierungsperiode. Sie entsteht durch Abweichungen der tatsächlich verbrauchten Gasmenge von der prognostizierten Verbrauchsmenge. Auf diese Menge wird für Unterdeckungen ein positiver und für Überdeckungen ein negativer Ausgleichsenergiepreis (pAE und nAE) berechnet, der dem Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt wird und sich an den Preisen verschiedener Handelsplätze orientiert. Durch Zu- und Abschläge werden Anreize für den Bilanzkreisverantwortlichen gesetzt, seinen Bilanzkreis ausgeglichen zu halten.




Quelle: MGV, www.netconnect-germany.de und www.gaspool.de, Stand Juli 2015

Abbildung 130: Regelenergiekaufpreis aus Einkaufspreis und Vorhaltungskosten




Quelle: Regelenergie MGV: www.netconnect-germany.de und www.gaspool.de, GÜP: www.bafa.de, Stand Jul. 2015

Abbildung 131: Regelenergiepreis und Ausgleichsenergiepreis

## 2. Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage

Die beim Marktgebietsverantwortlichen anfallenden Kosten und Erlöse aus dem Regel- und Ausgleichsenergiesystem sind auf die Bilanzkreisverantwortlichen umzulegen. Hierbei prognostiziert der Marktgebietsverantwortliche (MGV) die zukünftigen Kosten und Erlöse für sein Umlagekonto. Sofern die Kosten die Einnahmen voraussichtlich übersteigen, erhebt der MGV von den betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen eine Regel- und Ausgleichsenergieumlage (RE- und AE-Umlage).

Unter anderem die zunehmende Beschaffung von Regelenergie über die Börse sowie ein gut funktionierendes Bilanzierungssystem haben dazu beigetragen, dass beide MGV die RE- und AE-Umlage zwischenzeitlich für mehrere Perioden auf 0 Euro/MWh absenken konnten.

Der prognostizierte Bedarf an Regelenergie und die damit verbundenen Kosten haben dazu geführt, dass GASPOOL und NCG inzwischen wieder eine RE- und AE-Umlage eingeführt haben. Aufgrund der durch den Network Code Balancing notwendig gewordenen Überarbeitung der Bilanzierungsregeln werden die beiden Marktgebietsverantwortlichen ab dem 1. Oktober 2015 nach einem bestimmten Schlüssel jeweils getrennte Bilanzierungsumlagen für SLP- und RLM-Kunden ermitteln und erheben. Bei GASPOOL wird die RLM-Bilanzierungsumlage 0 Euro/MWh und die SLP-Bilanzierungsumlage 1,50 Euro/MWh betragen. Bei NCG werden beide Umlagen 0 Euro/MWh betragen.

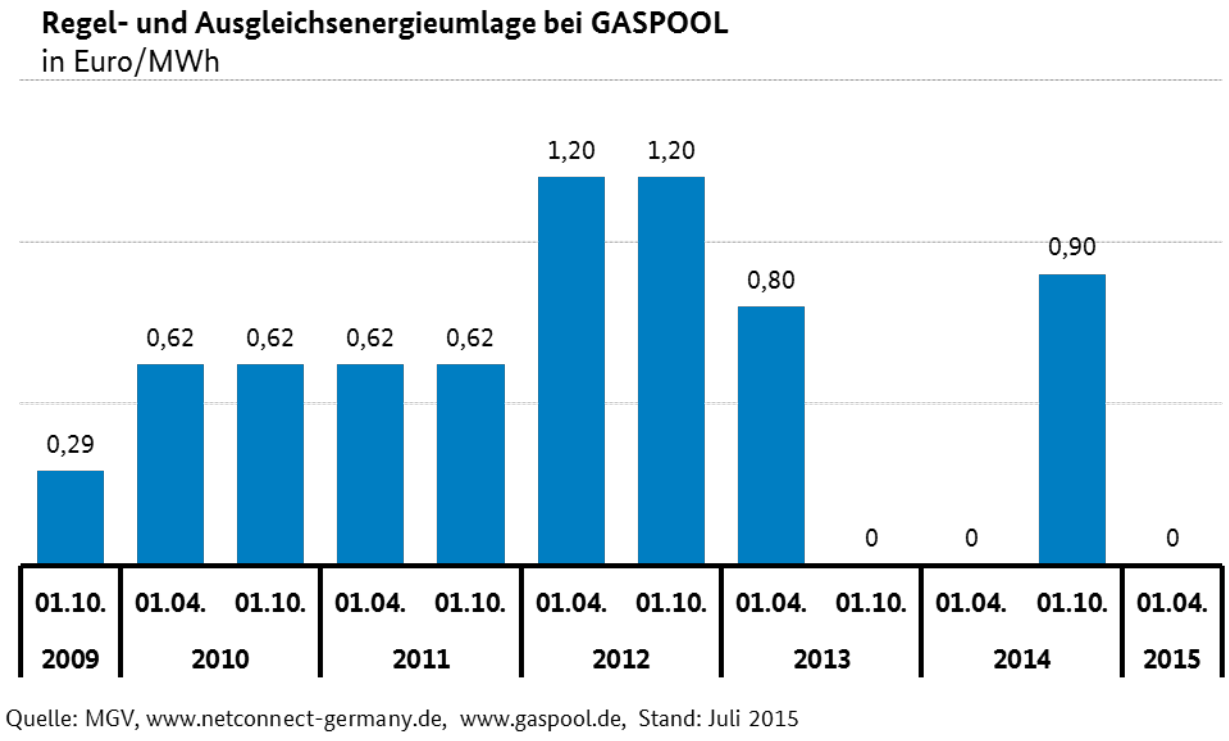
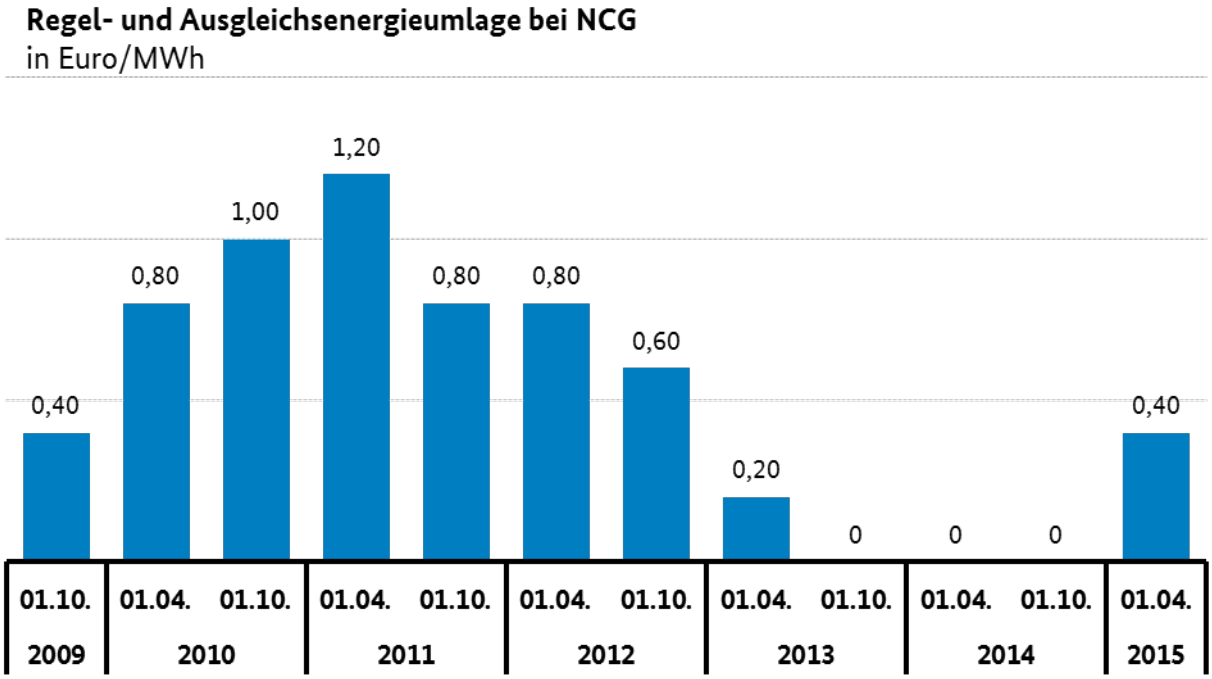



Abbildung 132: Regel- und Ausgleichsenergieumlage bei GASPOOL




Quelle: MGV, www.netconnect-germany.de, www.gaspool.de, Stand: Juli 2015

Abbildung 133: Regel- und Ausgleichsenergieumlage bei NCG

## 3. Standardlastprofile

Das Bilanzierungssystem nach dem Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzregeln im Gassektor (GABi Gas) unterscheidet Letztverbraucher in Abhängig vom Abnahmeverhalten und der Vorhalteleistung und teilt diese in verschiedene Fallgruppen ein. Dazu zählen zum einen die Standardlastprofil-Kunden (SLP-Kunden), die vor allem aus Haushaltkunden und kleineren Gewerbebetrieben bestehen. Zum anderen gibt es die Gruppe der industriellen Großverbraucher mit registrierender Leistungsmessung, die wiederum in Großverbraucher mit und ohne Tagesband (RLMmT und RLMoT) eingeteilt werden. Netzbetreiber können zwei Arten von Standardlastprofilen (SLP) nutzen; analytische, die allgemein gesprochen zum Zeitpunkt der Abschätzung auf dem Verbrauch des Vortags basieren, und synthetische, die von statistisch ermittelten Werten ausgehen. Die synthetischen SLP wurden 2014 von 83,4 Prozent der Netzbetreiber genutzt, die analytischen Verfahren von 14,2 Prozent. Im Jahr 2013 waren es 12,2 Prozent.

Die Bedeutung der Standardlastprofile zeigt sich darin, dass fast alle Ausspeisenetzbetreiber (98 Prozent) auf sie zurückgegriffen haben, also Haushalts- oder Kleingewerbekunden beliefern. Mit einer Marktabdeckung von 95,6 Prozent sind die synthetischen Profile der TU München, die in den Versionen von 2002 und 2005 genutzt werden, klar dominierend. Auch dieser Wert ist gegenüber dem Vorjahr (94,4 Prozent) nahezu unverändert hoch.

Die TU München bietet eine Reihe von unterschiedlichen, das Abnahmeverhalten diverser Kundengruppen wiedergebenden Profilen an. Auf die Frage hin, ob alle verfügbaren Profile angewandt wurden, antworteten 48,9 Prozent der Netzbetreiber mit „Ja“. Im Jahr 2013 waren es noch 48 Prozent. Bei der Folgefrage, wie viele Profile tatsächlich genutzt wurden, zeichnet sich ein leichter Trend ab, mehr Profile zu nutzen. In den Vorjahren wurden im Haushaltskundenbereich in aller Regel zwei Profile genutzt, während im

Gewerbekundenbereich durchschnittlich sieben Profile Anwendung fanden. Im Berichtsjahr stieg die Zahl im Haushaltskundenbereich auf durchschnittlich 2,5 und im Gewerbekundenbereich auf acht Profile.

Standardlastprofile sind als Prognosen naturgemäß von Ungenauigkeiten geprägt. Die Höhe der durchschnittlichen prozentualen Abweichung zwischen Allokation und der tatsächlichen Entnahme auf Tagesbasis liegt bei 3,8 Prozent und somit unter dem Niveau von 2013 (4,6 Prozent). Die durchschnittliche Maximalabweichung an einem Tag ist mit 56,1 Prozent gegenüber dem Vorjahresniveau (56,4 Prozent) nahezu unverändert hoch. Diese extremen Ausschläge sind bedenklich, da sie jeweils ein Aufkommen an Regelenergie generieren können. Zu Bedenken ist allerdings, dass diese Zahlen möglicherweise nicht repräsentativ sind, da lediglich 62,6 Prozent der Netzbetreiber überhaupt Abweichungswerte geliefert haben, wobei man vermuten könnte, dass tendenziell die Netzbetreiber mit einer vergleichsweise hohen Prognosegüte geantwortet haben. Im Vorjahr machten 62,1 Prozent der Netzbetreiber entsprechende Angaben.

Konkrete Anpassungen der Lastprofile aufgrund der Abweichungen wurden von 14,6 Prozent der Netzbetreiber vorgenommen (2013: 22,6 Prozent).

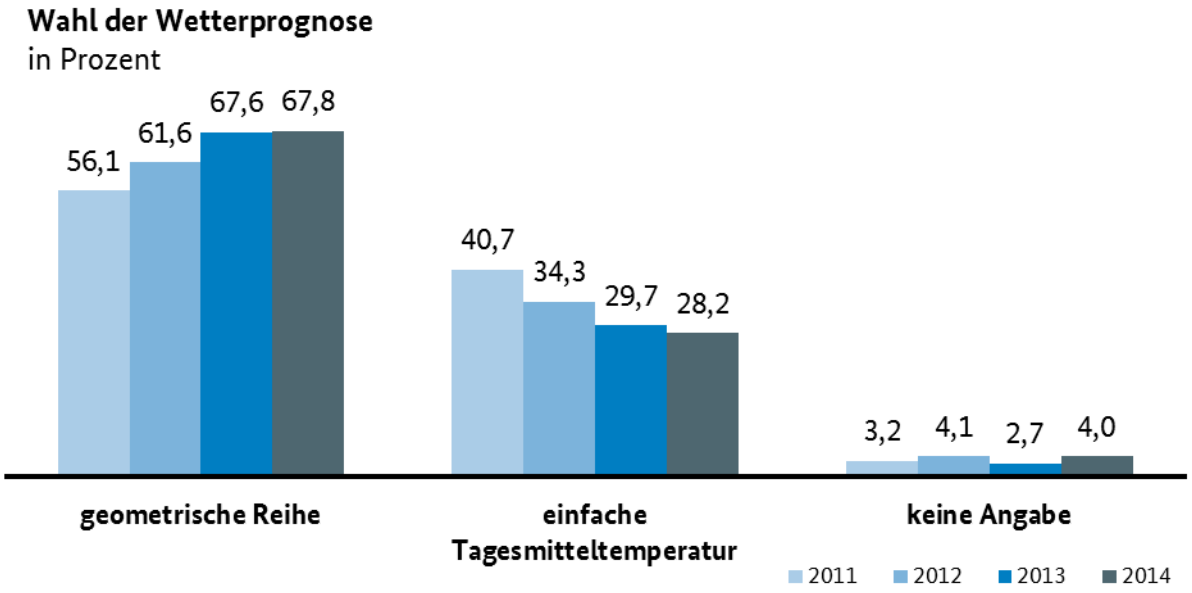



Abbildung 134: Wahl der Wetterprognose

Infolge der starken Temperaturabhängigkeit der Standardlastprofile ist ein anhaltend hoher Trend bei der Verwendung einer differenzierten Prognosetemperatur („geometrische Reihe“) zu erkennen. Bei diesem Verfahren werden zur Senkung des Abweichungsrisikos der Prognose auch die Ist-Temperaturen der Tage mit einbezogen, die vor dem Liefertag liegen.

Den Netzbetreibern stehen für die Durchführung der SLP-Mehr- und Mindermengenabrechnung verschiedene Verfahren zur Verfügung. Hierbei ist, wie in Abbildung 135 zu sehen, ein auch schon in den Vorjahren beobachtbarer Trend hin zum Stichtagsverfahren zu erkennen.

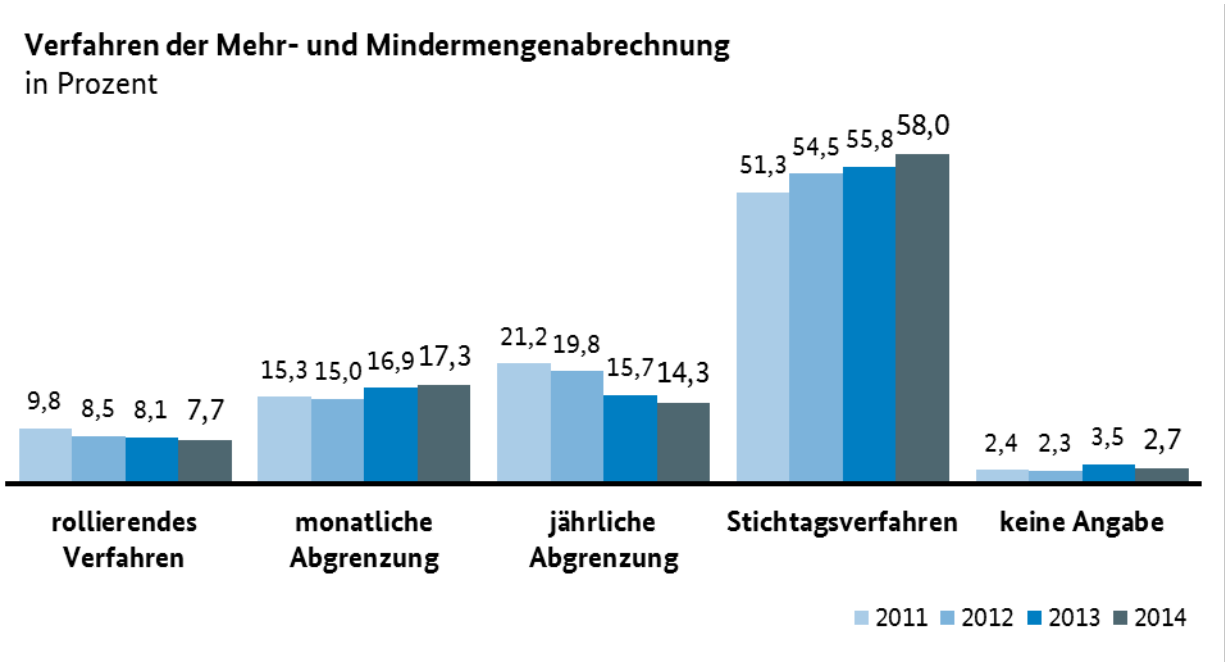



Abbildung 135: Verfahren der Mehr- und Mindermengenabrechnung

## 4. Registrierende Leistungsmessung und Fallgruppenwechsel

Das Bilanzierungssystem nach dem Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzregeln im Gassektor (GABi Gas) unterscheidet Letztverbraucher in Abhängig vom Abnahmeverhalten und der Vorhalteleistung und teilt diese in verschiedene Fallgruppen ein. Dazu zählen zum einen die Standardlastprofil-Kunden (SLP-Kunden), die vor allem aus Haushaltkunden und kleineren Gewerbebetrieben bestehen. Zum anderen gibt es die Gruppe der industriellen Großverbraucher mit registrierender Leistungsmessung, die wiederum in Großverbraucher mit und ohne Tagesband (RLMmT und RLMoT) eingeteilt werden. Die Zuordnung dieser Großverbrauchergruppen erfolgt grundsätzlich mittels Orientierung an der jeweiligen Vorhalteleistung bzw. Entnahmeleistung, die mit einem Schwellenwert von 300 MWh/h festgelegt wurde. Großverbraucher mit einer Vorhalteleistung größer als 300 MWh/h werden dabei der Fallgruppe der RLMoT zugeordnet und vice versa, wobei der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) auf Veranlassung des Transportkunden (TK) grundsätzlich die Möglichkeit hat, sich für eine Fallgruppe zu entscheiden, solange der Marktgebietsverantwortliche keine unzumutbare Beeinträchtigung der Systemstabilität erkennt und dem Begehren widerspricht. Der Vorteil der RLMmT Gruppe liegt neben der ex-post Allokation der Ausspeisemengen zu einem Tagesband auch in der größeren Toleranz von 15 Prozent auf die stündliche Bilanzkreisabweichung (im Vergleich 2 Prozent Toleranz für RLMoT).

Die Fragen zur Fallgruppenzugehörigkeit ihrer RLM Kunden für den Befragungszeitraum GWJ 2013/2014 wurden von 301 Bilanzkreisverantwortlichen beantwortet.

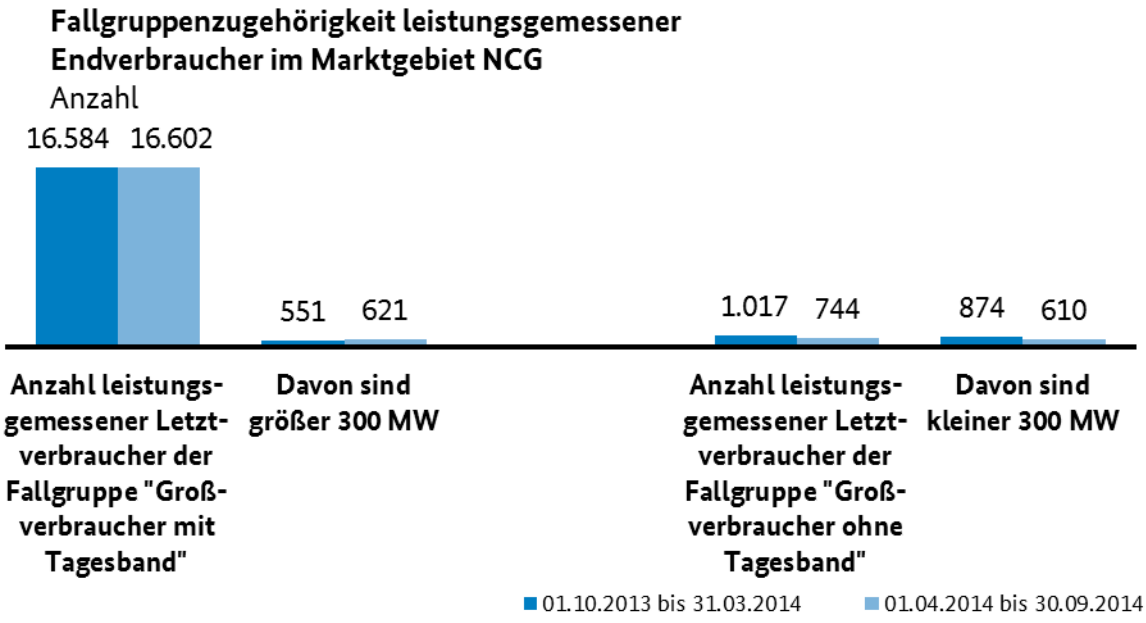



Abbildung 136: Fallgruppenzugehörigkeit leistungsgemessener Endverbraucher im Marktgebiet NCG

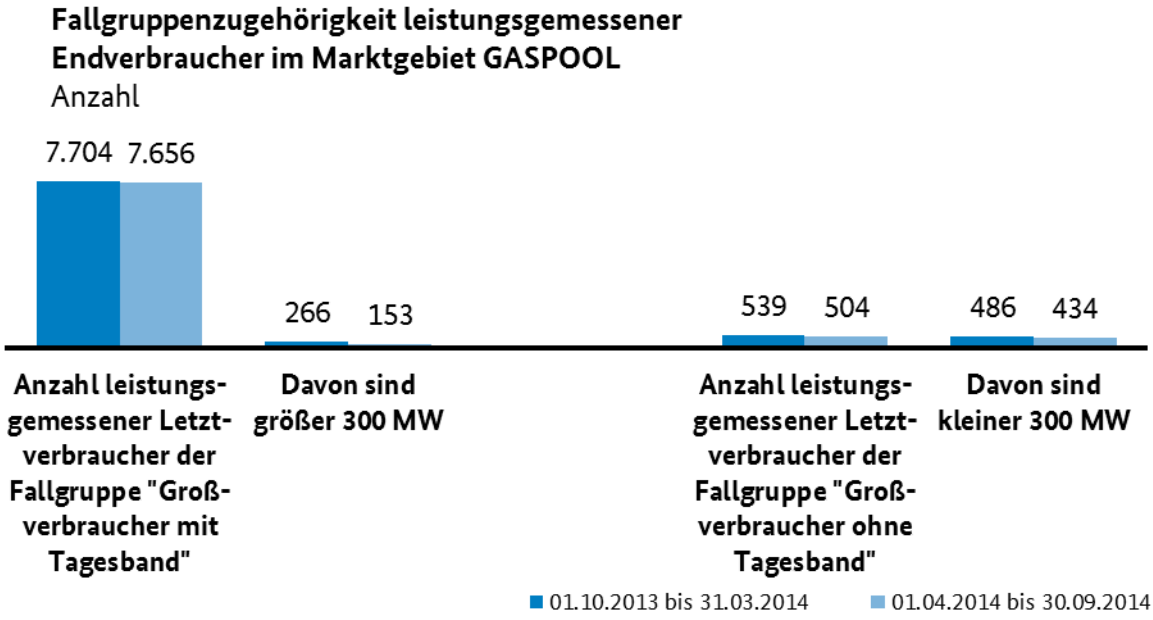



Abbildung 137: Fallgruppenzugehörigkeit leistungsgemessener Endverbraucher im Marktgebiet GASPOOL

Beide Grafiken bestätigen, dass die im betrachteten Zeitraum nicht erhobene Regel- und Ausgleichsenergieumlage zu einer überwiegenden Fallgruppenentscheidung für die gemessenen Kunden zugunsten der Kategorie RLMmT führt. Zu beachten ist, dass die Erhöhung der Umlage im Marktgebiet GASPOOL im Winterhalbjahr 2014/15 in dieser Auswertung noch keine Auswirkungen hat, da lediglich die Daten des GWJ 2013/14 erhoben wurden. Zu erwarten wäre daher im nächsten Berichtsjahr ein höherer Anteil der Fallgruppe RLMoT im Marktgebiet GASPOOL.

Der Bilanzkreisverantwortliche bzw. der Transportkunde hat grundsätzlich das Wahlrecht, sich für eine Fallgruppe unabhängig von der Vorhalteleistung zu entscheiden, solange der Marktgebietsverantwortliche keine Gefahr für den sicheren und leistungsfähigen Betrieb des Gasnetzes erkennt. In einem solchen Fall ist der Marktgebietsverantwortliche berechtigt einen Antrag abzulehnen. Im GWJ 2013/14 wurden drei von insgesamt 7.204 Anträgen aus technischen Gründen widersprochen. Im Vergleich zum Vorjahr mit 8.984 Anträgen und einem Widerspruch aus technischen Gründen ist die Zahl der Fallgruppenwechsel deutlich zurückgegangen, da im betrachteten Jahr in beiden Marktgebieten die Umlage durchgängig bei 0 ct/kWh lag und somit der in den letzten Jahren oftmals beobachtete Auslöser für eine hohe Anzahl Fallgruppenwechsel nicht gegeben war.

Nach den Geschäftsprozessen Lieferantenwechsel GeLi Gas, haben Transportkunden die Möglichkeit stündliche Messdaten ihrer RLM-Kunden vom Netzbetreiber zu erhalten. Die BKV wurden im Rahmen des Monitoring gefragt, bei wie vielen der Großverbraucher mit Tagesband diese stündliche Datenübermittlung verwendet wurde, um untertägig Anpassungen der Nominierungen vorzunehmen. Im Zeitraum vom 1. Oktober 2013 bis zum 31. März 2014 lag die Anzahl der Kunden, bei denen eine derartige Anpassung vorgenommen wurde, bei 1.512 und stieg im Zeitraum vom 1. April 2014 bis zum 30. September 2014 auf 1.562. Dies entspricht etwa 6 Prozent der insgesamt von den antwortenden BKV belieferten Großverbraucher mit Tagesband.

Neben den genannten Fallgruppen existieren noch RLM-Entnahmestellen, die über die Möglichkeit eines Nominierungsersatzverfahrens z. B. in Form einer Online-Absteuerung verfügen (RLMNEV). Die antwortenden BKV bezifferten die Anzahl der Großverbraucher mit Nominierungsersatzverfahren in ihren Bilanzkreisen im ersten Halbjahr des betrachteten GWJ auf insgesamt 138, im zweiten Halbjahr auf 123.

# E Großhandel

Liquide Großhandelsmärkte sind von zentraler Bedeutung für das Marktgeschehen entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Erdgassektor, von der Erdgasbeschaffung bis zur Endkundenversorgung. Je vielfältiger die Möglichkeiten der kurz- und langfristigen Gasbeschaffung auf Großhandelsebene sind, umso weniger sind Unternehmen darauf angewiesen, sich langfristig an einen einzigen Lieferanten zu binden. Die Optionen der Marktteilnehmer, aus einer Vielzahl von Handelspartnern auszuwählen und ein diversifiziertes Portfolio an kurz- und langfristigen Handelskontrakten zu halten, werden erweitert. Liquide Großhandelsmärkte erleichtern somit Markteintritte und fördern den Wettbewerb um Letztverbraucher.

Im Jahr 2014 hat die Liquidität der deutschen Erdgasgroßhandelsmärkte erneut zugenommen. Im bilateralen Großhandel sind wesentliche Zuwächse zu verzeichnen. Das Volumen des börslichen Gashandels hat sich sogar mehr als verdoppelt. Das Bundeskartellamt geht mittlerweile von einem bundesweiten Erdgasgroßhandelsmarkt aus und grenzt diesen nicht mehr netzbezogen oder marktgebietsbezogen ab. Die ausländischen Gasproduzenten handeln inzwischen direkt an den deutschen virtuellen Handelspunkten und die Ferngasgesellschaften haben ihre Sonderstellung in den vergangenen Jahren zunehmend eingebüßt.

Das Berichtsjahr 2014 war von deutlich niedrigeren Gasgroßhandelspreisen geprägt. Die verschiedenen Preisindizes zeigen einen Rückgang von 15 Prozent bis 22 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Diese Entwicklung wird allgemein der Abnahme des deutschen und europäischen Gasverbrauchs zugeschrieben, die vor allem auf der in 2014 relativ milden Witterung beruhe.

## 1. Börslicher Großhandel

Der für den deutschen Erdgashandel relevante Börsenhandelsplatz wird von der European Energy Exchange AG bzw. deren Tochtergesellschaften (im Folgenden zusammen: die EEX) betrieben. Die EEX hat sich an der diesjährigen Datenerhebung im Rahmen des Monitorings erneut beteiligt. Der Handelsplatz der EEX umfasst kurzfristige und langfristige Handelsgeschäfte (Spotmarkt und Terminmarkt). Alle Kontraktarten sind gleichermaßen für beide deutsche Marktgebiete NetConnect Germany (NCG) und GASPOOL handelbar.

Am Spotmarkt ist der Erdgashandel für den aktuellen Gasliefertag mit einer Vorlaufzeit von drei Stunden (Within-Day-Kontrakt / Intraday-Produkt), für einen oder zwei Tage im Voraus (Day-Kontrakt) und für das folgende Wochenende (Weekend-Kontrakt) möglich, und zwar kontinuierlich (sog. 24/7- Handel). Die Mindestkontraktgröße liegt bei einem MW, so dass auch kleinere Mengen Erdgas kurzfristig beschafft oder abgesetzt werden können. Darüber hinaus sind seit Oktober 2013 qualitätsspezifische Kontrakte (H Gas bzw. L Gas) handelbar.

Der Terminmarkt dient der langfristigen Gasbeschaffung bzw. der Portfoliooptimierung und der Absicherung gegen Preis- und Mengenrisiken. An der EEX sind Terminkontrakte für Monate, Quartale, Seasons (Sommer/Winter) und Jahre handelbar.

Die zwischen der EEX und der französischen Powernext SA im Jahr 2013 als Kooperation gegründete „PEGAS“, die den grenzüberschreitenden Handel erleichtern soll, wurde im Berichtsjahr 2014 weiter ausgebaut. Nach der fusionskontrollrechtlichen Freigabe u.a. durch das Bundeskartellamt hat die EEX zum 1. Januar 2015 die

Mehrheit der Anteile an der Powernext SA übernommen, sodass diese nun zur EEX-Gruppe gehört. Inzwischen (Stand Juli 2015) können über PEGAS Spot- und Terminmarktprodukte für die Gasmarktgebiete in Deutschland, Frankreich, Niederlande, Belgien, Großbritannien und Italien gehandelt werden.

Eine weitere Neuerung im Berichtsjahr ist die Einführung einer Transparenzplattform für Energiemarktdaten durch die EEX zum September 2014, auf der u.a. der Erdgas-Tagesverbrauch in den Marktgebieten GASPOOL und NCG angezeigt wird.

Das gesamte auf die beiden deutschen Marktgebiete GASPOOL und NCG bezogene Handelsvolumen an der EEX belief sich im Jahr 2014 auf rund 212 TWh, was gegenüber dem Vorjahreswert von 90 TWh einem Zuwachs von rund 122 TWh bzw. 136 Prozent entspricht. Während die Handelsmengen für das Marktgebiet GASPOOL um ca. 40 TWh zunahmen, hat sich das Volumen für das Marktgebiet NCG um 82 TWh erhöht.

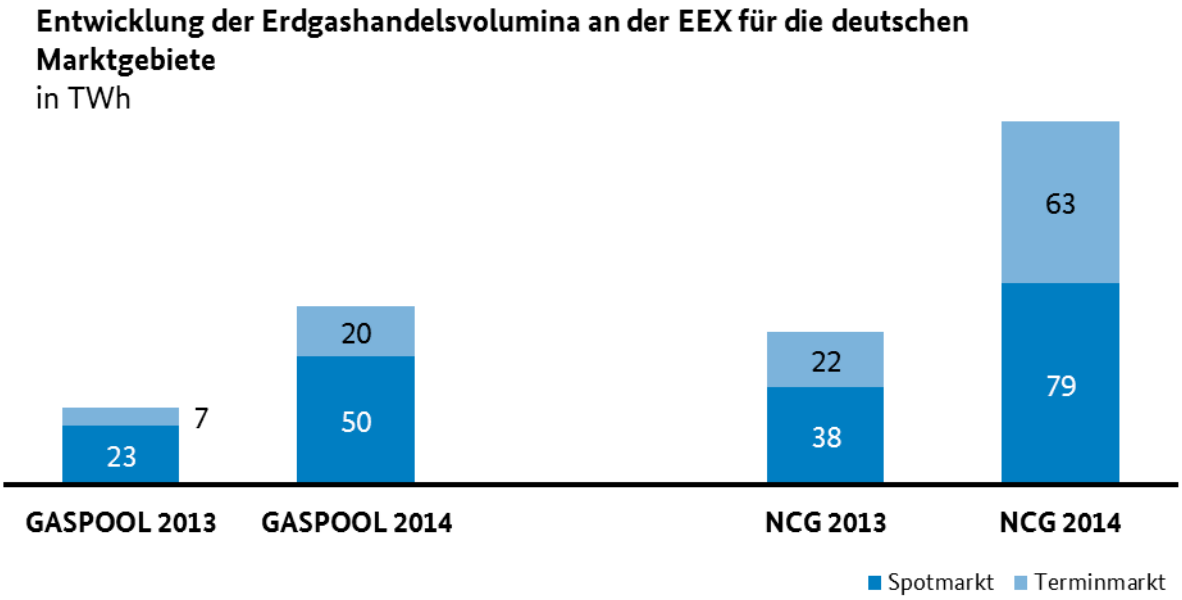



Abbildung 138: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete

Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt hat sich im Jahr 2014 erneut mehr als verdoppelt und betrug rund 129 TWh. Dies entspricht dem Fünffachen des Spotvolumens des Jahres 2012. Der Schwerpunkt der Spothandelsgeschäfte lag 2014 für beide Marktgebiete, wie in den Vorjahren, auf den Day-Kontrakten (NCG: 47,8 TWh; GASPOOL: 34,2 TWh). Das Handelsvolumen der Terminkontrakte ist von 29 TWh in 2013 auf 83 TWh im Berichtsjahr gestiegen, was einer Steigerung um ca. 186 Prozent entspricht.

Auf dem Spotmarkt betrug die Zahl der aktiven Teilnehmer für NCG-Kontrakte je Handelstag im Jahresmittel rund 35 und für GASPOOL-Kontrakte etwa 26. Auf dem Terminmarkt dagegen betrug die durchschnittliche Zahl der aktiven Teilnehmer je Handelstag für die beiden Marktgebiete 7,7 (NCG) bzw. 3,6 (GASPOOL). Bei

einem Vergleich dieser Zahlen ist zu berücksichtigen, dass ein Terminkontrakt laufzeitbedingt auf eine höhere Menge ausgerichtet ist als ein Kontrakt im Spotbereich.[125]

Zur Sicherstellung der Liquidität bzw. eines kontinuierlichen Handels waren auf dem Gasterminmarkt der EEX im Jahr 2014 vier Market Maker aktiv: Bayerngas, E.ON, PGNiG und RWE. Der Umsatzanteil der vier Unternehmen in ihrer Funktion als Market Maker an allen über EEX abgeschlossenen Gasterminkontrakten betrug im Jahr 2014 verkaufsseitig rund 12 Prozent und kaufseitig rund 11 Prozent. 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 im Jahre 2014 sowohl beim Kauf als auch beim Verkauf in Summe rund 8 Prozent des Handelsvolumens.

# 2. Bilateraler Großhandel

Der ganz überwiegende Teil des Großhandels mit Erdgas wird bilateral, d.h. außerbörslich („over-the-counter" - OTC) abgewickelt. Der bilaterale Handel bietet den Vorteil, dass er flexibel durchgeführt werden kann, d.h. insbesondere ohne zwingenden Rückgriff auf einen begrenzten Kanon von Kontrakten. Eine bedeutende Rolle im OTC-Handel spielt die Handelsvermittlung durch Brokerplattformen.

## 2.1 Brokerplattformen

Broker dienen als Intermediäre zwischen Käufer und Verkäufer und bündeln Informationen zu Nachfrage und Angebot von kurz- und langfristigen Erdgas-Handelsprodukten. Die Inanspruchnahme eines Brokers kann die Suchkosten reduzieren und die Realisierung größerer Transaktionen erleichtern. Gleichzeitig ermöglicht sie grundsätzlich eine breitere Risikostreuung. Schließlich bieten Broker als Dienstleistung an, das von ihnen vermittelte Handelsgeschäft zum Clearing an der Börse registrieren zu lassen, womit das Handelsrisiko der Parteien abgesichert wird.[126] Auf elektronischen Brokerplattformen wird die Zusammenführung von Interessenten auf Angebots- und Nachfrageseite formalisiert und die Chance des Übereinkommens zweier Parteien erhöht.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Großhandel haben sich insgesamt elf Brokerplattformen beteiligt. Neun von diesen Plattformen vermittelten im Jahr 2014 Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland (NCG und/oder GASPOOL).

Die von diesen neun Brokerplattformen im Jahr 2014 vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland umfassen ein Gesamtvolumen von 2.966 TWh, wovon 1.281 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2014 entfielen. Im Vergleich zu den im Vorjahr – bei insgesamt sieben Brokerplattformen – erhobenen Werten entspricht dies einer Steigerung von rund 15 Prozent.

Kurzfristige Transaktionen mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche machen rund 20 Prozent des von den neun Brokerplattformen vermittelten Handels aus. Die Geschäfte für das laufende Jahr stellen den klaren Schwerpunkt des Erdgashandels dar, gefolgt von den Aktivitäten für das Folgejahr. Während das in

---

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

[126] Das OTC-Clearing an der EEX hat im Bereich Erdgas bislang nur eine relativ geringe praktische Bedeutung: Im Jahr 2014 umfasste es Kontrakte im Volumen von 2,5 TWh.

und für 2014 gehandelte Erdgas (einschließlich der Spotgeschäfte) bereits 62 Prozent des Gesamtvolumens darstellen und für das Folgejahr (2015) immer noch 32 Prozent gehandelt werden, entfällt auf Transaktionen mit Lieferzeitpunkten in 2016 und später ein Anteil von 6 Prozent. Diese Struktur entspricht in etwa dem Vorjahresergebnis.

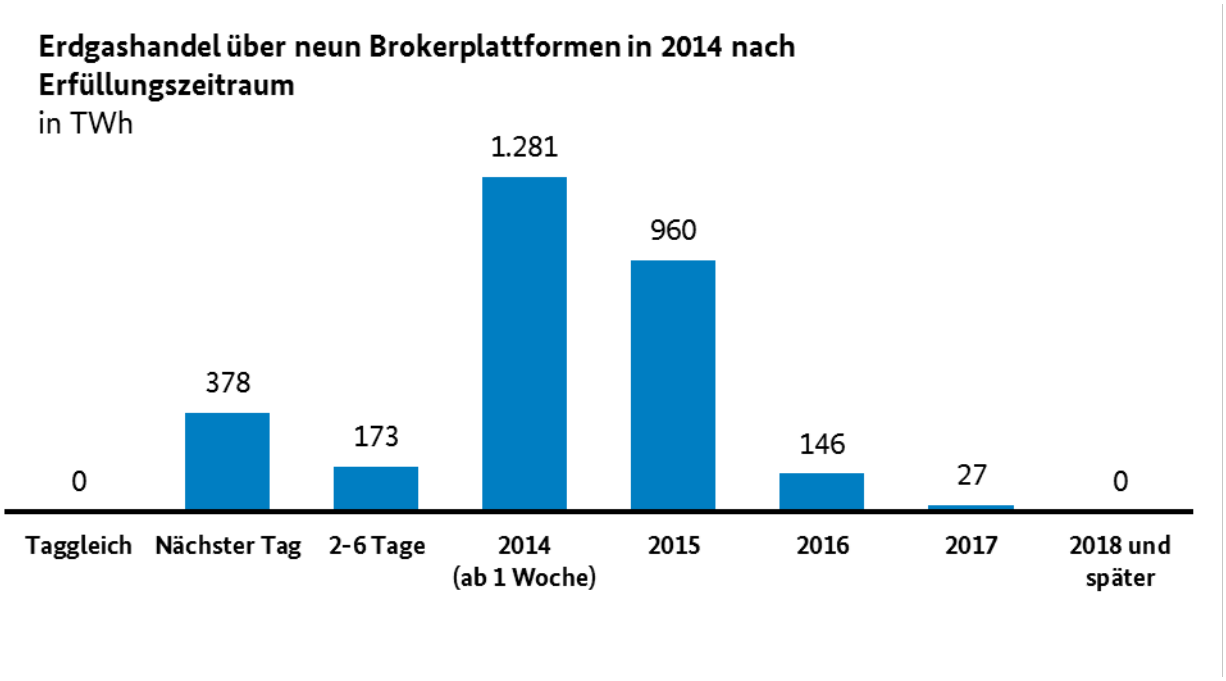



Abbildung 139: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über neun Brokerplattformen im Jahr 2014 nach Erfüllungszeitraum

Die Volumenzunahme wird durch die von der London Energy Brokers' Association (LEBA) veröffentlichten Zahlen zum brokervermittelten Erdgashandel für die Marktgebiete NCG und GASPOOL bestätigt.[127] In der LEBA sind sechs der neun Brokerplattformen organisiert, deren Angaben der obigen Auswertung zu Grunde liegen. Auch nach den von der LEBA veröffentlichten Zahlen ist für 2014, wie in den Vorjahren, ein erheblicher Zuwachs zu verzeichnen. Auf die zugehörigen Brokerplattformen entfielen im Jahr 2014 für die beiden deutschen Marktgebiete insgesamt 2.613 TWh. Dies entspricht gegenüber der Vorjahresmenge von 2.212 TWh einem Zuwachs von 18 Prozent.

[127] Siehe http://www.leba.org.uk/pages/index.cfm?page_id=59&title=leba_data_notifications (abgerufen am 10. November 2015)

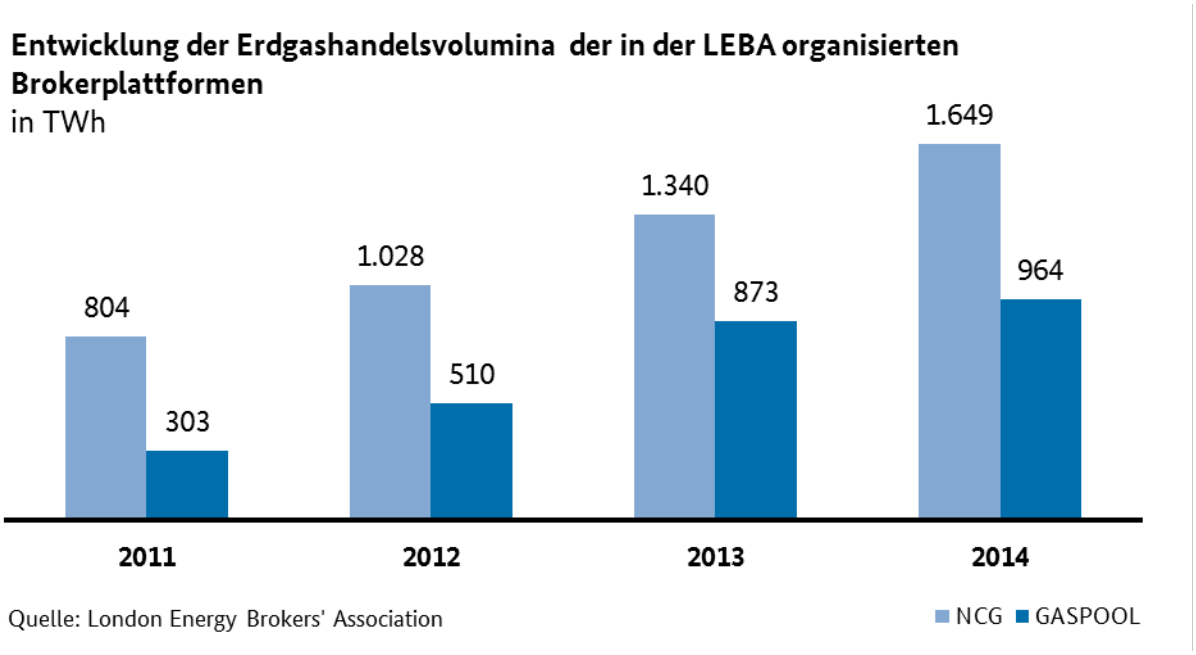



Abbildung 140: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für deutsche Marktgebiete

## 2.2 Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten

Wichtige Indikatoren für die Liquidität der Erdgasgroßhandelsmärkte sind auch die Nominierungsmengen an den beiden deutschen virtuellen Handelspunkten der NetConnect Germany GmbH & Co. KG (NCG) und GASPOOL Balancing Services GmbH (GASPOOL). Über die virtuellen Handelspunkte (VHP) können Bilanzkreisverantwortliche Gasmengen zwischen Bilanzkreisen mittels Nominierungen übertragen. Großhandelsgeschäfte mit physischer Erfüllung schlagen sich in aller Regel in entsprechenden Bilanzkreisübertragungen nieder, sodass eine Zunahme der Großhandelsgeschäfte zu einer entsprechenden Zunahme der Nominierungsmengen führt.[128]

Seit Konsolidierung der deutschen Marktgebiete ist eine Steigerung der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten zu verzeichnen. Dieser Trend setzte sich auch im Berichtsjahr fort.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Gasgroßhandel haben sich erneut die beiden Marktgebietsverantwortlichen NCG und GASPOOL beteiligt. Trotz des im Jahr 2014 um rund 14 Prozent geringeren Gasverbrauchs sind die an den beiden VHP nominierten Gasmengen gestiegen. Der Anstieg von insgesamt 2.948 TWh auf 3.074 TWh entspricht – ohne Bereinigung um den Verbrauchsrückgang - einer Erhöhung um rund 4 Prozent. Auf den VHP GASPOOL entfiel rund 42 Prozent des Nominierungsvolumens, auf den VHP NCG 58 Prozent. Fast 90 Prozent des Nominierungsvolumens entfiel auf H-Gas.

[128] Umgekehrt sind aber nicht alle Nominierungsmengen zwangsläufig mit einer Transaktion auf den Großhandelsmärkten verbunden, da es sich bei Nominierungen auch um konzerninterne Bilanzkreisübertragungen handeln kann.

Beim H-Gas ist im Vergleich zum Vorjahr eine Zunahme der Nominierungsmengen sowohl am VHP der NCG als auch am VHP der GASPOOL zu verzeichnen. Die Nominierungsmengen von L-Gas nahmen am VHP von GASPOOL ebenfalls zu, am VHP von NCG jedoch signifikant ab (Rückgang um rund ein Drittel).

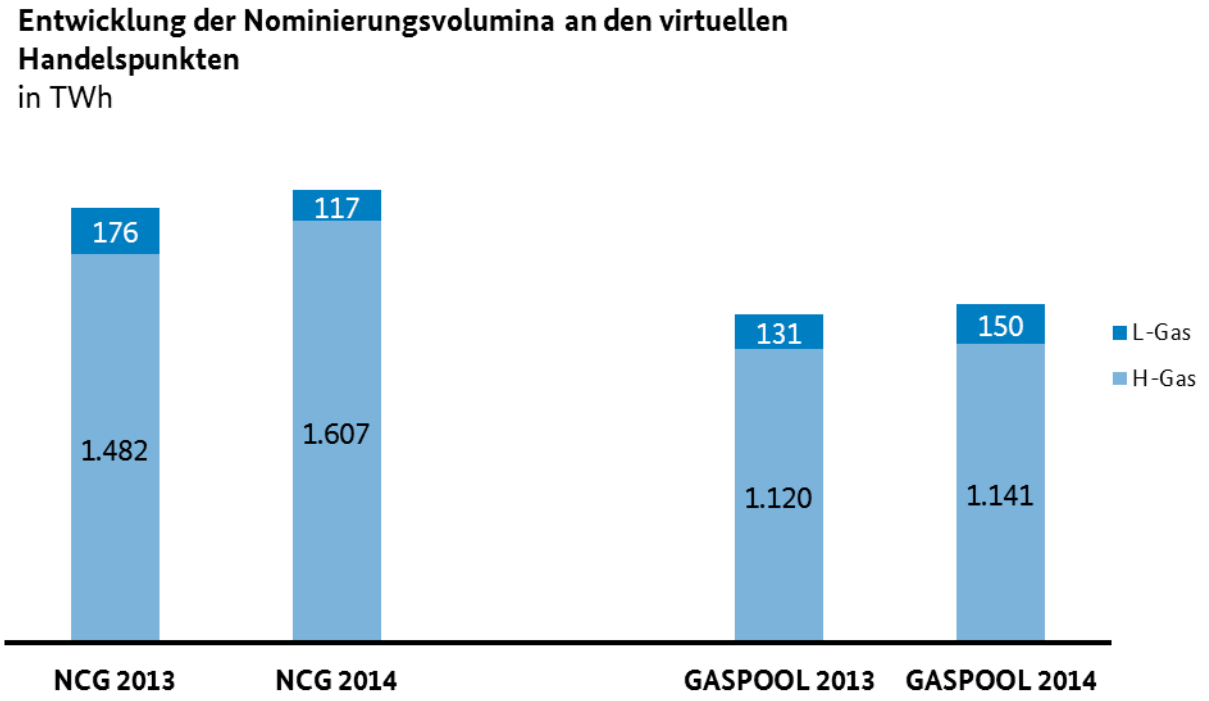



Abbildung 141: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten

Bei den monatlichen Nominierungsvolumina zeigen sich – wie in den Vorjahren - saisonale Unterschiede. In den Monaten April bis Juli 2014 lag das (addierte) Nominierungsvolumen beider VHP monatlich bei maximal 220 TWh. Die geringste Nominierungsmenge ergab sich mit 207 TWh im Juni 2014, der Jahreshöchststand wurde im Dezember 2014 mit rund 336 TWh erreicht.

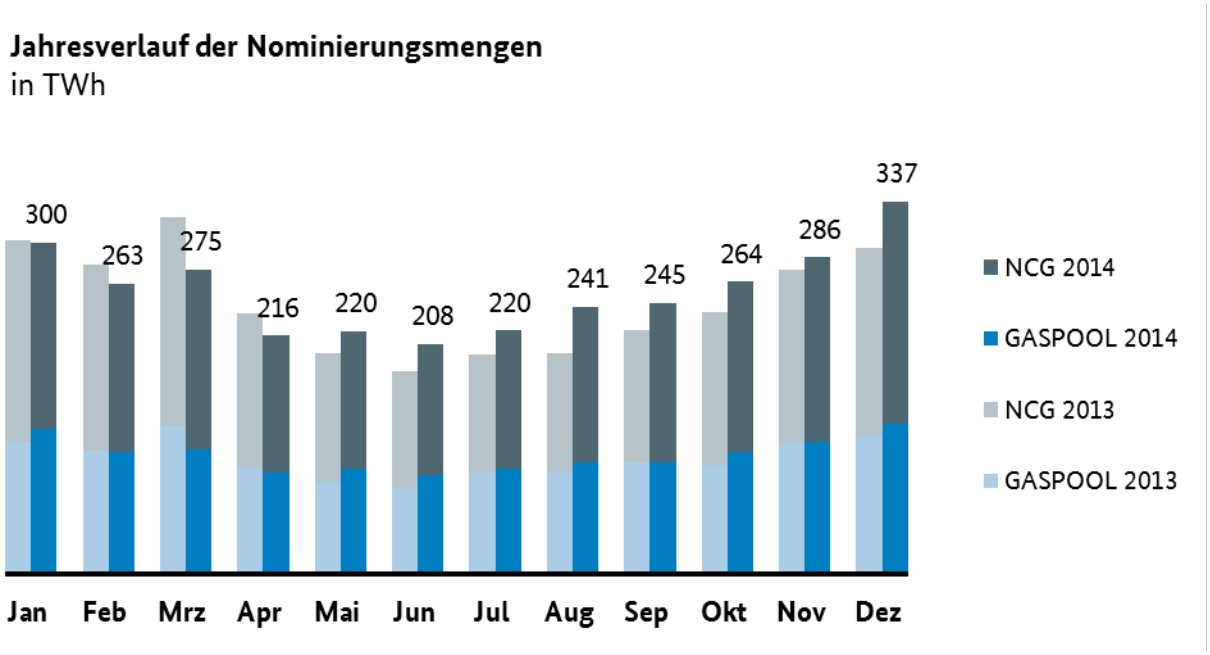



Abbildung 142: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2013 und 2014

Die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer, das heißt der Unternehmen, die im jeweiligen Monat mindestens eine Nominierung vorgenommen haben, hat sich im Jahr 2014 im Marktgebiet NCG weiter erhöht. Hier stieg die Anzahl aktiver Handelsteilnehmer für H-Gas von 291 auf 303 (um 4 Prozent) und für L-Gas von 145 auf 159 (um rund 10 Prozent). Dagegen ist im Marktgebiet GASPOOL die über das Jahr gemittelte Zahl aktiver Teilnehmer gegenüber dem Vorjahr für H-Gas von 311 auf 255 (um 18 Prozent) und für L-Gas von 149 auf 134 (um 10 Prozent) gesunken.

## 3. Großhandelspreise

Der von der EEX veröffentlichte Tagesreferenzpreis bildet das Preisniveau auf dem börslichen Spotmarkt und somit die durchschnittlichen Kosten der kurzfristigen Beschaffung von Erdgas ab. Darüber hinaus steht mit dem European Gas Index Deutschland (EGIX) ein Referenzpreis für die Beschaffung mit einem Zeithorizont von rund einem Monat zur Verfügung. Der Preis des Erdgasbezugs auf Basis langfristiger Lieferverträge lässt sich hingegen näherungsweise am BAFA-Grenzübergangspreis für Erdgas ablesen.

Am börslichen Spotmarkt ermittelt die EEX Tagesreferenzpreise für die Marktgebiete GASPOOL und NCG, indem der volumengewichtete Mittelwert der Preise über alle Handelsgeschäfte für Gasliefertage am letzten Handelstag vor der physischen Erfüllung gebildet wird.[129] Die Tagesreferenzpreise werden von der EEX um 10:00 Uhr MEZ des jeweiligen Liefertages veröffentlicht. Sie stellen einen Indikator für das Preisniveau der Spotmarkt-Handelsgeschäfte dar.

[129] Zur Berechnungsmethodik im Einzelnen siehe http://cdn.eex.com/document/150893/2013-11-28_Beschreibung_Tagesreferenzpreis.pdf (abgerufen am 10. November 2015).

Der Tagesreferenzpreis betrug 2014 im (ungewichteten) Jahresdurchschnitt für das Marktgebiet von NCG 21,21 Euro/MWh und für GASPOOL 21,08 Euro/MWh. Im Vorjahr lagen beide Werte bei 27,16 Euro/MWh, d.h. die Tagesreferenzpreise sind im Jahresmittel um rund 22 Prozent gesunken. Über das Jahr 2014 schwankten die Tagesreferenzpreise zwischen 15,18 Euro/MWh (am 5. Juli) und 29,00 Euro/MWh (am 13. Januar).

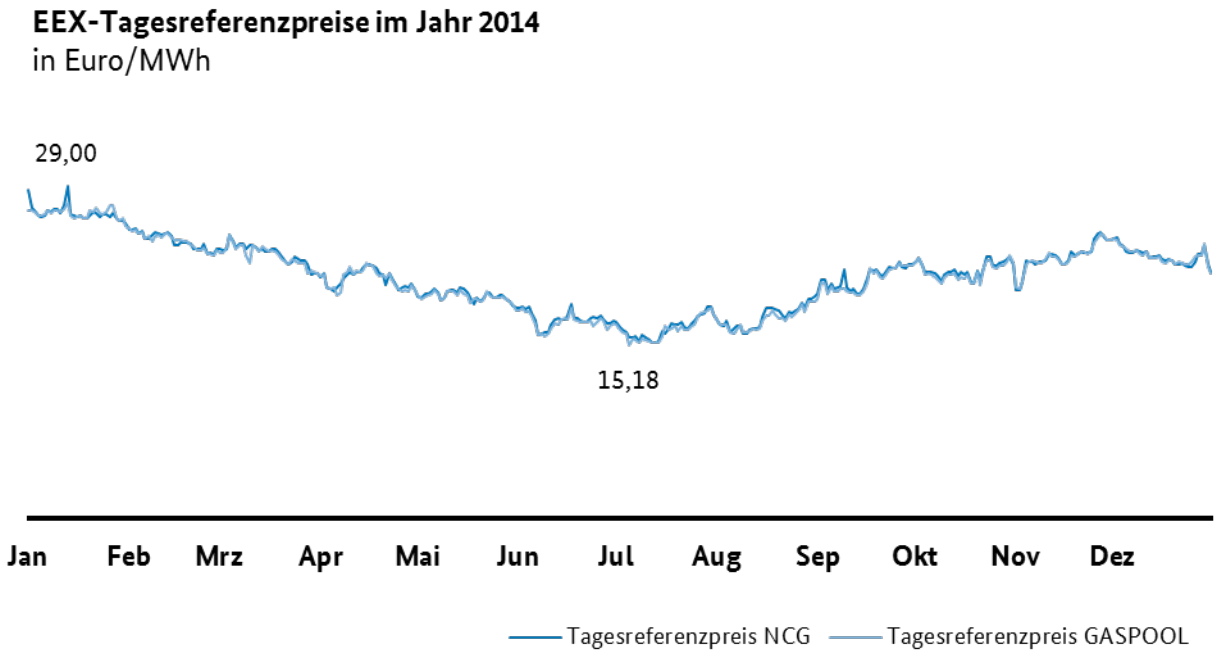



Abbildung 143: EEX-Tagesreferenzpreise im Jahr 2014

Die Abweichungen zwischen den Tagesreferenzpreisen NCG und GASPOOL waren im Jahr 2014 erneut gering. An 344 von 365 Tagen betrug die absolute Differenz maximal 2 Prozent. Nur an drei Tagen ergab sich ein Preisunterschied von mehr als 5 Prozent.

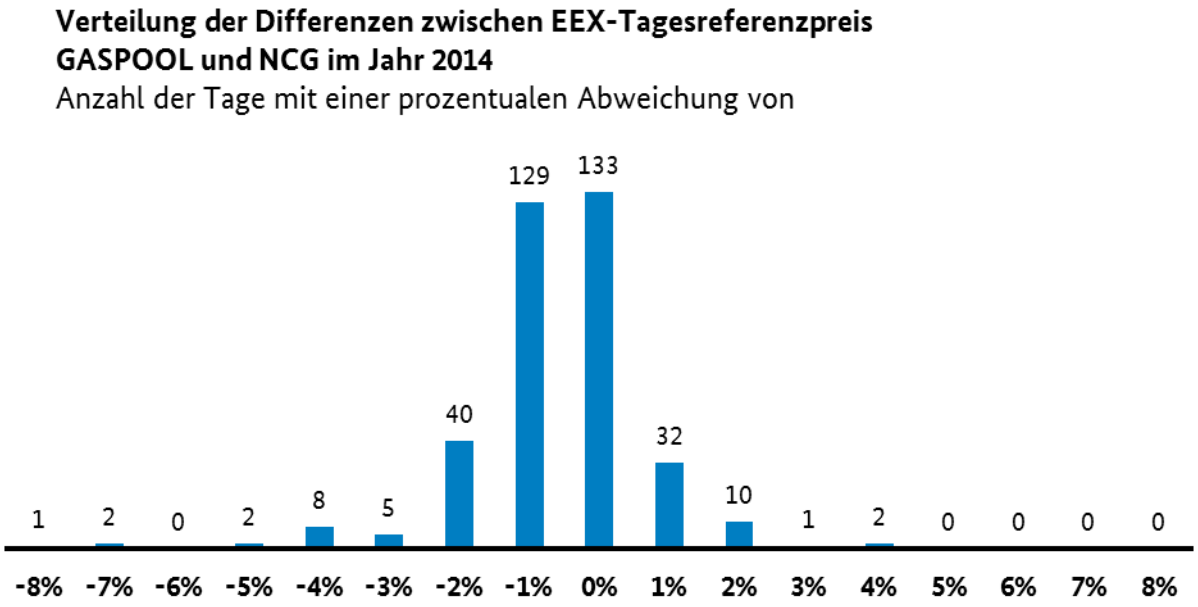



Abbildung 144: Verteilung der Differenzen zwischen den EEX-Tagesreferenzpreisen GASPOOL und NCG im Jahr 2014

Der European Gas Index Deutschland (EGIX) ist ein Monats-Referenzpreis für den Terminmarkt. Er basiert auf den börslichen Terminmarkthandelsgeschäften, die in den jeweils aktuellen Frontmonatskontrakten der Marktgebiete NCG und GASPOOL abgeschlossen werden.[130] Der EGIX Deutschland betrug 2014 zwischen 16,69 Euro/MWh (August) und 28,02 Euro/MWh (Januar). Das arithmetische Mittel aus den zwölf Monatswerten betrug 22,04 Euro/MWh, was im Vergleich zum Vorjahreswert (26,76 Euro/MWh) einem Rückgang von rund 18 Prozent entspricht.

Der Preis des Erdgasbezugs auf Basis langfristiger Lieferverträge lässt sich näherungsweise am Grenzübergangspreis für Erdgas ablesen. Der Grenzübergangspreis wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) für jeden Monat ermittelt. Dazu werden dem BAFA vorliegende Unterlagen über Erdgaszugänge aus russischen, niederländischen, norwegischen, dänischen und britischen Fördergebieten ausgewertet. Abgebildet werden dabei hauptsächlich die in Importverträgen vereinbarten Importmengen und -preise.[131]

Die monatlichen BAFA-Grenzübergangspreise für Erdgas bewegten sich zwischen 2012 und 2014 zwischen 20,18 Euro/MWh und 29,84 Euro/MWh. Für 2014 betrug der (ungewichtete) Durchschnitt der monatlichen Grenzübergangspreise 23,39 Euro/MWh, während dieser Wert im Jahr 2013 noch bei 27,56 Euro/MWh gelegen hatte (-15 Prozent).

---

[130] Zur Ermittlung der Werte im Detail www.eex.com/blob/68596/836d03126059d5115fb61134fe8f9993/2014-02-06---beschreibung-egix-pdf-data.pdf (abgerufen am 10. November 2015).

[131] Zu Einzelheiten siehe www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/publikationen/energie_erdgas_ermittlung_preis.pdf (abgerufen am 10. November 2015).

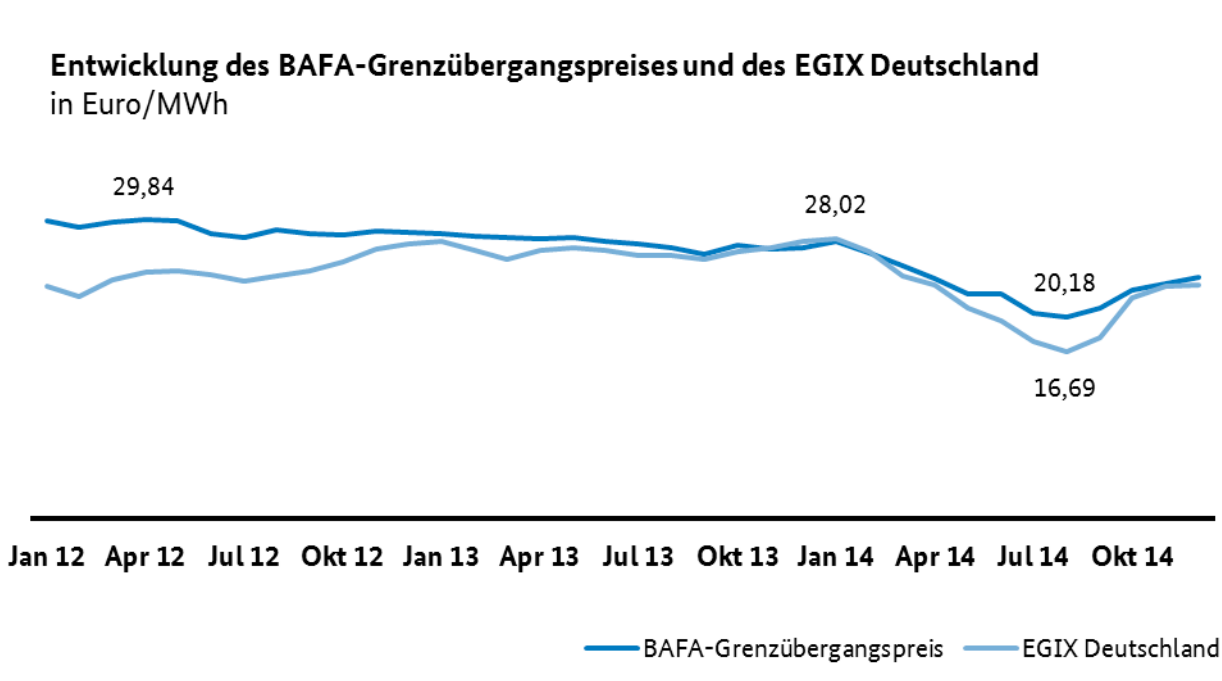



Abbildung 145: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum 2012 bis 2014

Älteren Gasimportverträgen lag in der Regel eine an den Ölpreis gebundene Preisvereinbarung zu Grunde. Hiervon wurde in den letzten Jahren bei Neuverträgen bzw. im Rahmen von Vertragsanpassungen zunehmend abgesehen.[132] Preisindizes - wie z. B. der EEX-Tagesreferenzpreis bzw. der EGIX - ermöglichen eine Indexierung von Langfristverträgen nach Börsenpreisen. Der Verlauf des BAFA-Grenzübergangspreises im Jahr 2014 zeigt deutlich dessen Orientierung an Erdgasbörsenpreisen und bestätigt somit die zurückgegangene Bedeutung der Ölpreiskopplung.

[132] Vgl. z.B. RWE AG, Geschäftsbericht 2013, S. 93; E.ON SE, Geschäftsbericht 2012, S. 15.

# F Einzelhandel

## 1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

An der Datenerhebung zum Monitoring 2015 haben insgesamt 854 Gaslieferanten teilgenommen. Die Auswertung der Angaben der Gaslieferanten als jeweils einzelne juristische Person ohne Berücksichtigung von Konzernzugehörigkeiten und Unternehmensverflechtungen kommt zu dem Ergebnis, dass der Großteil der Gaslieferanten (436 Lieferanten bzw. 54 Prozent) jeweils zwischen 1.000 und 10.000 Zählpunkte beliefert. Diese 436 Lieferanten belieferten 14 Prozent aller Zählpunkte von Letztverbrauchern.[133] Die 436 Lieferanten haben rund 80 TWh an Letztverbraucher abgegeben. Gemessen an der gesamten mitgeteilten Gasabgabemenge in Höhe von 711,4 TWh, entspricht das einem Anteil von 11 Prozent. Die kleinste Gruppe der Gaslieferanten (26 Unternehmen), die jeweils mehr als 100.000 Zählpunkte von Letztverbrauchern beliefern, versorgt hingegen 42 Prozent der Zählpunkte mit einer Gasabgabemenge in Höhe von ca. 201,5 TWh (28 Prozent). Die Mehrzahl der in Deutschland tätigen Gaslieferanten besitzt also eine verhältnismäßig geringe Kundenzahl, während die wenigen großen Gaslieferanten absolut gesehen einen Großteil der Zählpunkte beliefern.

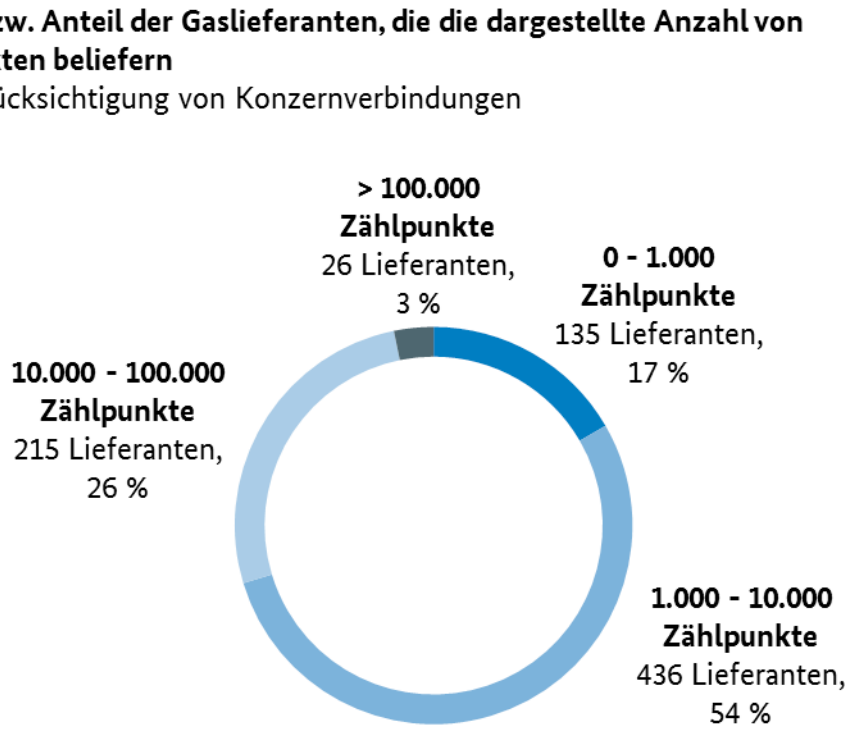



Abbildung 146: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Zählpunkte gemäß Abfrage Lieferanten Gas

[133] Die durch die Gaslieferanten mitgeteilte Anzahl der Zählpunkte der Letztverbraucher in Höhe von 13.650.615 weicht geringfügig von der durch die Netzbetreiber mitgeteilten Anzahl der Zählpunkte der Letztverbraucher in Höhe von 13.837.257 ab. Begründet ist dies durch die höhere Marktabdeckung im Bereich der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber Gas.

Ein Indikator für die Auswahlvielfalt für den Gaskunden ist die Anzahl der pro Netzgebiet zur Verfügung stehenden Gaslieferanten. Bei der Datenerhebung zum Monitoring 2015 wurden die Gasnetzbetreiber aufgefordert, die Anzahl der Lieferanten anzugeben, die in ihren Netzen mindestens einen Letztverbraucher beliefern. Hierbei wird auf die Anzahl der beliefernden juristischen Personen abgestellt, d.h. etwaige Konzernverbindungen unter den Lieferanten werden nicht berücksichtigt. Da viele Gaslieferanten in vielen Netzen ihre Tarife anbieten, ohne einen nennenswerten Kundenstamm zu besitzen, kann die gemeldete hohe Anbieterzahl nicht automatisch mit einem hohen Maß an Wettbewerbsintensität gleichgesetzt werden.

Seit der Marktöffnung und Schaffung einer rechtlichen Grundlage für einen funktionierenden Lieferantenwechsel hat sich die Zahl der aktiven Gaslieferanten für alle Letztverbraucher in den verschiedenen Netzgebieten seit 2006 stets positiv entwickelt. Im Berichtsjahr 2014 hat sich der Trend zu mehr Vielfalt weiterhin verfestigt. In fast 74 Prozent der Netzgebiete waren 2014 mehr als 50 Gasanbieter aktiv. In über 22 Prozent der Netzgebiete sind sogar schon mehr als 100 Gasanbieter aktiv. Bei der gesonderten Betrachtung des Bereichs der Haushaltskunden ähnelt das Bild der oben aufgeführten Darstellung. In knapp 60 Prozent der Netzgebiete stehen den Haushaltskunden 50 und mehr Gasanbieter zur Auswahl. In knapp über 13 Prozent der Netzgebiete sind mehr als 100 Gaslieferanten aktiv.

Im bundesweiten Durchschnitt kann ein Letztverbraucher in seinem Netzgebiet zwischen 80 Gasanbietern wählen, im Bereich der Haushaltskunden liegt dieser Wert bei 65 Gasanbietern (alle Werte ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen).

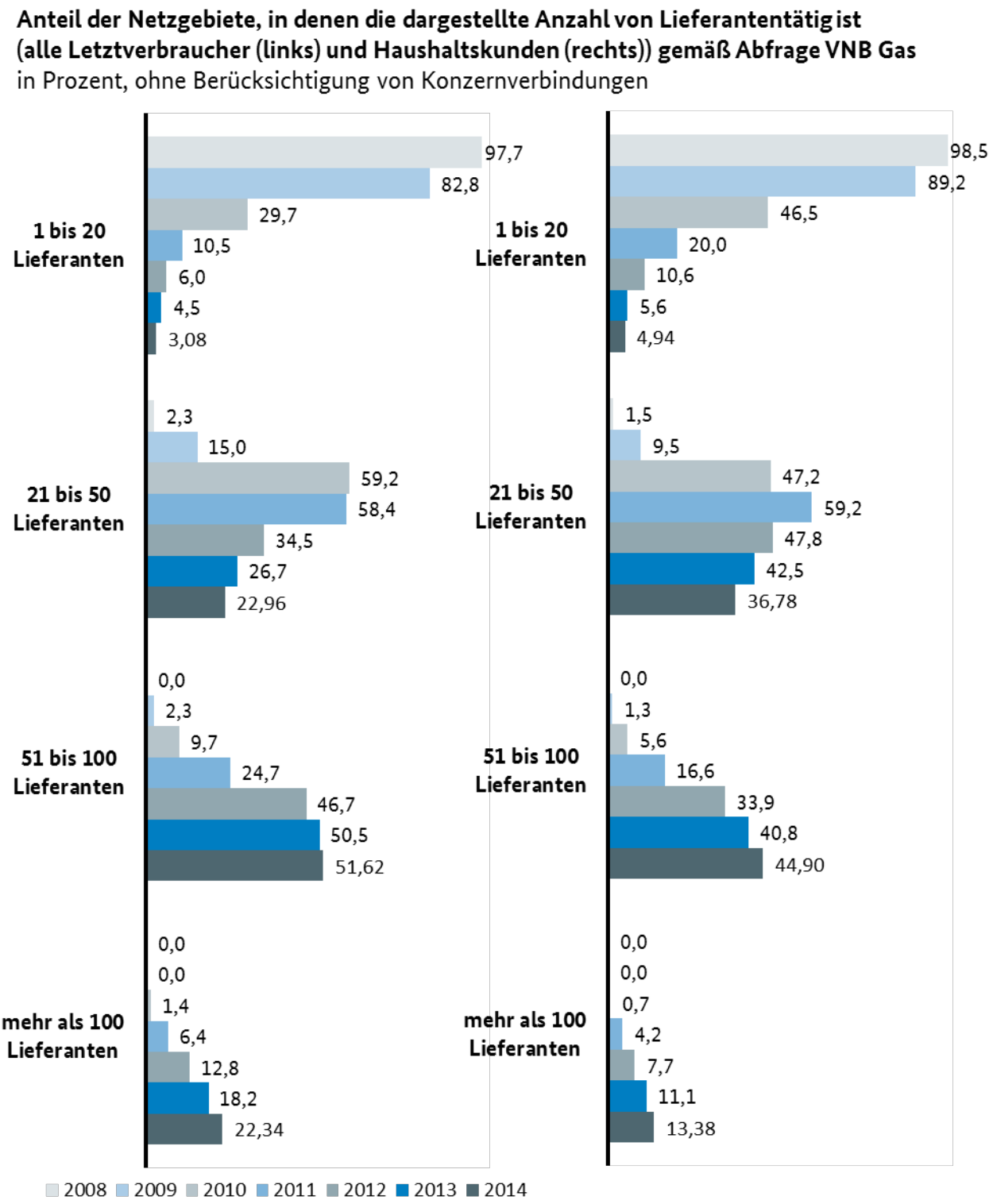



Abbildung 147: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Gaslieferanten tätig ist gemäß Abfrage VNB Gas

Zusätzlich wurden die Gaslieferanten nach der Anzahl der Netzgebiete befragt, in denen sie Letztverbraucher mit Gas beliefern. Über die Hälfte aller befragten Gaslieferanten (58 Prozent) beliefern höchstens 10 Netzgebiete mit Gas und sind damit nur regional tätig. 21 Prozent der Gaslieferanten sind nur in einem einzigen Netzgebiet tätig. 21 Lieferanten, das entspricht drei Prozent aller Gaslieferanten, sind in mehr als 500

Netzgebieten und damit quasi bundesweit tätig. Im bundesweiten Durchschnitt beliefern Gaslieferanten rund 53 Netzgebiete.

**Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellte Anzahl von Netzgebieten beliefern**
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

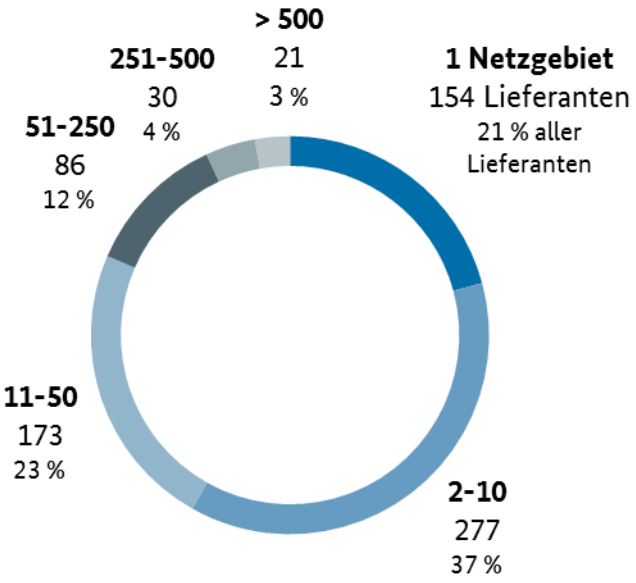



Abbildung 148: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete gemäß Abfrage Lieferanten Gas

## 2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Wechselquoten und Wechselprozesse sind wesentliche Indikatoren für die wettbewerbliche Entwicklung. Die Erhebung solcher Kennzahlen ist jedoch mit verschiedenen Schwierigkeiten verbunden, so dass sich entsprechende Abfragen auf Daten beschränken müssen, die dem tatsächlichen Wechselverhalten möglichst nahe kommen.

Im Monitoring werden Daten zu Vertragsstrukturen und Lieferantenwechsel mit den Fragebögen an die Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber Gas sowie mit den Fragebögen an die Gaslieferanten differenziert für verschiedene Kundengruppen erhoben.

Die Gasletztverbraucher werden nach Art der Verbrauchserfassung in Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) und Kunden ohne registrierende Leistungsmessung unterschieden. Bei den Kunden ohne Leistungsmessung wird die zeitliche Verteilung des Verbrauchs über ein Standardlastprofil geschätzt (SLP-Kunden).

Daneben können die Gasletztverbraucher in Haushaltskunden und Nicht-Haushaltskunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden wird im EnWG nach qualitativen Merkmalen definiert.[134] Bei allen übrigen Kunden handelt es sich um Nicht-Haushaltskunden. Zu den Nicht-Haushaltskunden zählen insbesondere Kunden aus den Bereichen Industrie, Gewerbe, Dienstleistungen, Landwirtschaft und öffentliche Verwaltung.

Die nach Fragebogen Großhändler und Lieferanten Gas erhobenen Gasabgabemengen der Lieferanten an alle Letztverbraucher betrugen im Jahr 2014 rund 712 TWh. Hiervon entfielen ungefähr 391 TWh auf RLM-Kunden und 321 TWh auf SLP-Kunden. Bei den SLP-Kunden handelt es sich überwiegend um Haushaltskunden. An die Gruppe der Haushaltskunden wurden im Jahr 2014 rund 204 TWh abgegeben.

Im Monitoring wird erhoben, wie sich die Abgabemengen an verschiedene Letztverbrauchergruppen auf die drei folgenden Vertragskategorien

- Grundversorgungsvertrag,
- Sondervertrag mit dem Grundversorger und
- Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht örtlicher Grundversorger ist,

verteilen. Die Kategorie Grundversorgungsverträge schließt für die Zwecke dieser Auswertung Energielieferungen in der Ersatzversorgung (§ 38 EnWG) sowie Zweifelsfälle ein.[135] Als Sondervertrag beim Grundversorger wird die Belieferung außerhalb eines Grundversorgungsvertrages bezeichnet. Die Auswertungen nach diesen drei Kategorien lassen Rückschlüsse dahingehend zu, inwieweit die Bedeutung der Grundversorgung bzw. der Grundversorgerstellung seit der Energiemarktliberalisierung abgenommen hat. Die entsprechenden Zahlen sind aber nicht unmittelbar als „kumulierte Netto-Wechselzahlen seit der Liberalisierung“ zu interpretieren. Hierbei ist insbesondere zu beachten, dass hinsichtlich des Vertragspartners im Monitoring auf die juristische Person abgestellt wird, so dass ein Vertrag mit einem anderen Konzernunternehmen des Grundversorgers zur Kategorie „Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht örtlicher Grundversorger ist“ zählt.[136]

Darüber hinaus wurde bei den Fernleitungs- und Verteilnetzbetreibern Gas für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele „Lieferantenwechsel“ im Jahr 2014 stattgefunden haben. Als Lieferantenwechsel im Sinne des Monitorings wird in diesem Zusammenhang der Vorgang bezeichnet, dass die Messstelle eines Letztverbrauchers (Zähler) einem neuen Lieferanten zugeordnet wird. Ein- und Auszüge stellen nach der Definition grundsätzlich keinen Lieferantenwechsel dar, für den Bereich der Haushaltskunden wird aber zusätzlich erhoben, wie viele Kunden bereits bei Einzug einen anderen Lieferanten als den örtlich zuständigen

---

[134] Nach § 3 Nr. 22 EnWG sind Haushaltskunden Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen.

[135] Neben den Haushaltskunden fallen auch die von Ersatzversorgung betroffenen Letztverbraucher i. d. R. unter den Grundversorgungtarif, § 38 EnWG. Im Monitoring sollen Lieferanten die Kategorie „Grundversorgung“ auch für Fälle unklarer Zuordnung nutzen.

[136] Weitere Unschärfen können z. B. dadurch entstehen, dass es zu einem Wechsel des örtlichen Grundversorgers kommt.

Grundversorger wählten („Wechsel bei Einzug“). Auch bei dieser Auswertung ist zu berücksichtigen, dass die Abfrage auf den Wechsel der beliefernden juristischen Person abstellt. Eine konzerninterne Umschichtung von Lieferverträgen auf eine andere Konzerngesellschaft ist für den Netzbetreiber nicht oder nur mit erheblichem Aufwand von einem kundenseitig initiierten Lieferantenwechsel zu trennen und wird daher ebenfalls als Lieferantenwechsel gezählt. Das gleiche gilt bei Insolvenz des bisherigen Lieferanten oder bei einer Kündigung durch den Lieferanten („unfreiwilliger Lieferantenwechsel“). Das tatsächliche Ausmaß der vom Kunden initiierten Wechselvorgänge ist daher niedriger als die so ermittelten Lieferantenwechsel-Werte.

## 2.1 Nicht-Haushaltskunden

### Vertragsstruktur

Die Abgabemengen an Nicht-Haushaltskunden entfallen überwiegend auf Abnehmer mit registrierender Leistungsmessung (RLM), d.h. die Gasentnahme wird in hoher zeitlicher Auflösung erfasst („Lastgang“). RLM-Kunden zeichnen sich durch einen hohen Verbrauch und/oder einen hohen Leistungsbedarf aus.[137] Bei RLM-Kunden handelt es sich durchweg um verbrauchsstarke Nicht-Haushaltskunden wie z. B. Industriekunden oder Gaskraftwerke.

Zum Berichtsjahr 2014 haben rund 730 Gaslieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Zählpunkten und Ausspeisemengen bei RLM-Kunden getätigt (Vorjahr: 690). Unter den 730 Gaslieferanten bestehen in vielen Fällen Konzernverbindungen, sodass diese Zahl nicht mit der Anzahl der Wettbewerber gleichzusetzen ist.

Insgesamt belieferten diese Unternehmen im Jahr 2014 RLM-Kunden an insgesamt über 37.500 Zählpunkten mit gut 391 TWh Gas. Die Belieferung erfolgte zu über 99 Prozent durch Sonderverträge. Die Belieferung von RLM-Kunden im Rahmen der Grund- bzw. Ersatzversorgung ist atypisch, aber nicht ausgeschlossen. An RLM-Kunden in der Grund-/Ersatzversorgung wurden etwa 0,3 TWh Gas geliefert, dies entspricht rund 0,1 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden. Von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen ca. 33 Prozent auf Sonderverträge mit dem Grundversorger und ca. 67 Prozent auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem Grundversorger. Dies entspricht ungefähr der Verteilung im Vorjahr (34 Prozent und 66 Prozent). Die Werte zeigen, dass der Grundversorgerstellung für RLM-Kunden im Gasbereich nur noch eine geringe praktische Bedeutung zukommt.

[137] Nach § 24 GasNZV ist eine RLM i. d. R. erforderlich ab einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von 500 KW bzw. ab einer maximalen jährlichen Entnahme von 1,5 GWh.

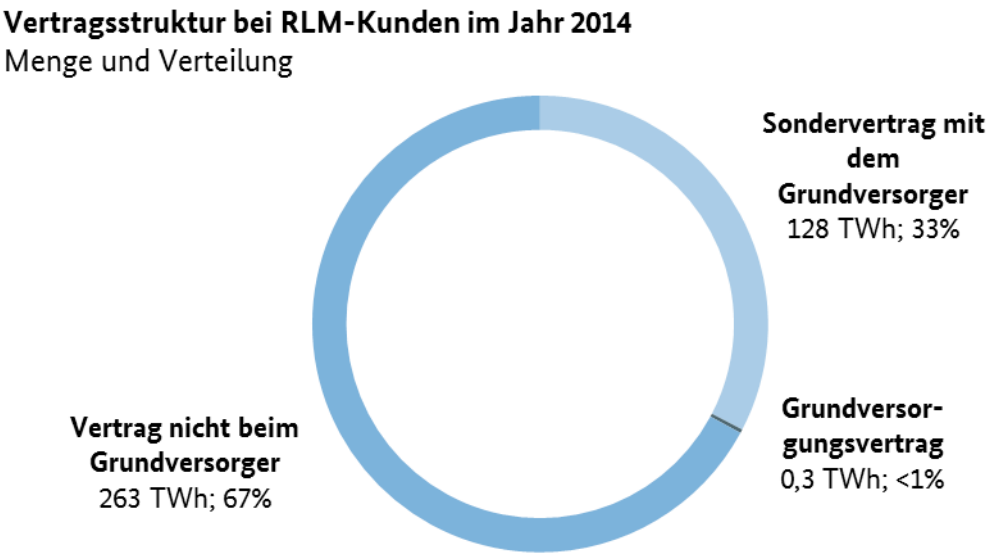



Abbildung 149: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2014

**Lieferantenwechsel**

Im Rahmen der Fragebögen 7 und 8 (Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber) wurde für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele Lieferantenwechsel (gemäß den im Monitoring getroffenen Definitionen, s.o.) im Jahr 2014 stattgefunden haben. Hierbei wurde auf fünf verschiedene Verbrauchskategorien abgestellt. Die Abfrage erbrachte folgende Ergebnisse:

**Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2014**

| Letztverbraucher-kategorie | Anzahl der Zählpunkte, bei denen die beliefernde juristische Person im Jahr 2014 wechselte | Anteil an allen Zählpunkten der Verbrauchs-kategorie | Entnahmemenge im Jahr 2014 an den Zählpunkten, bei denen der Lieferant im Jahr 2014 wechselte | Anteil an Gesamt-entnahmemenge der Verbrauchs-kategorie im Jahr 2014 |
|---|---|---|---|---|
| < 0,3 GWh/Jahr | 1.135.971 | 8,3% | 26,2 TWh | 9,2% |
| 0,3 GWh/Jahr – 10 GWh/Jahr | 14.617 | 13,7% | 16,2 TWh | 15,0% |
| 10 GWh/Jahr – 100 GWh/Jahr | 662 | 17,8% | 16,4 TWh | 18,5% |
| > 100 GWh/Jahr | 106 | 15,9% | 26,4 TWh | 10,9% |
| Gaskraftwerke | 24 | 1,6% | 2,2 TWh | 2,8% |

Tabelle 76: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2014

In den vier Abnahmekategorien von über 0,3 GWh/Jahr (inkl. Gaskraftwerke) befinden sich ausschließlich Nicht-Haushaltskunden. Über diese vier Abnahmekategorien hinweg betrachtet lag die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2014 bei 11,8 Prozent. Im Vergleich zum Vorjahreswert entspricht dies einem Rückgang von ca. 0,9 Prozentpunkten. In den Jahren 2006 bis 2010 sind die Wechselquoten im Bereich der Industrie- und Gewerbekunden stark angestiegen. Seit dem Jahr 2010 sind in etwa konstante Wechselquoten im Bereich von rund 12-13 Prozent festzustellen. Im Rahmen dieser Abfrage wird nicht untersucht, welcher Anteil der Industrie- und Gewerbekunden im Laufe mehrerer Jahre den Lieferanten mehrfach, einmal oder überhaupt nicht wechselt.

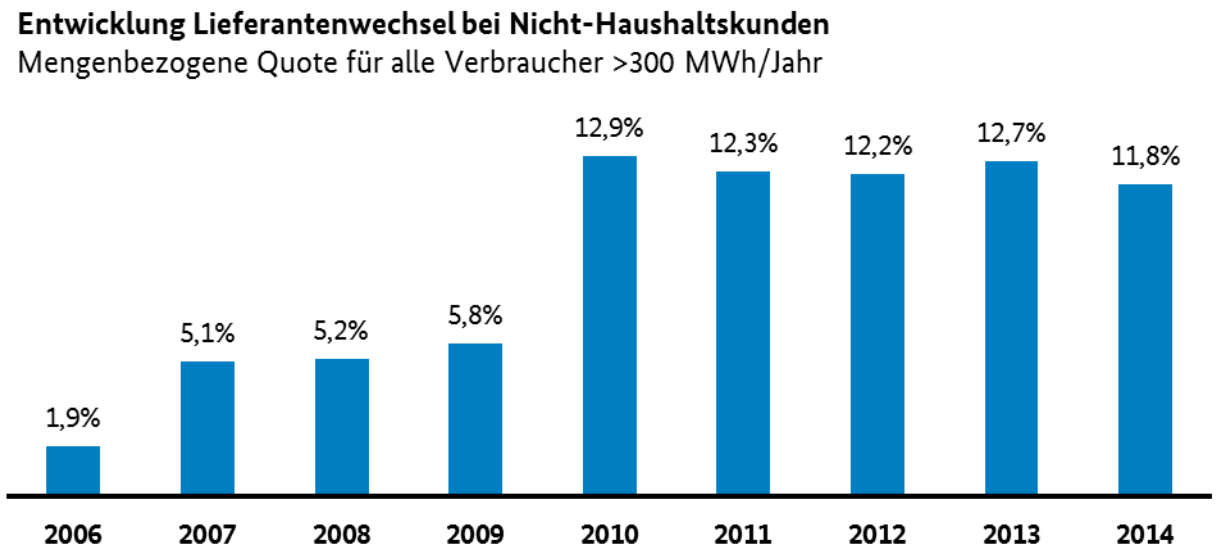



Abbildung 150: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

## 2.2 Haushaltskunden

### Vertragsstruktur

Bei der gesonderten Betrachtung der mengenmäßigen Belieferungsstruktur der Haushaltskunden im Jahr 2014 zeigt sich, dass die Mehrheit der Haushaltskunden (56,8 Prozent) durch den lokalen Grundversorger im Rahmen eines Sondervertrags mit einer Gasabgabemenge von 116 TWh beliefert wird (Vorjahr 60 Prozent bzw. 146,2 TWh). Knapp ein Viertel der Haushaltskunden (24,4 Prozent) wird im Rahmen der Grundversorgung mit einer Gasabgabemenge von 49,8 TWh beliefert (Vorjahr 26 Prozent bzw. 65,1 TWh). Der Anteil der Haushaltskunden, die durch einen Lieferanten, der nicht örtlicher Grundversorger ist beliefert werden, ist hingegen um knapp fünf Prozentpunkte gestiegen und beträgt nun 18,8 Prozent bei einer Gasabgabemenge in Höhe von 38,3 TWh (Vorjahr 14,2 Prozent bzw. 34,2 TWh).

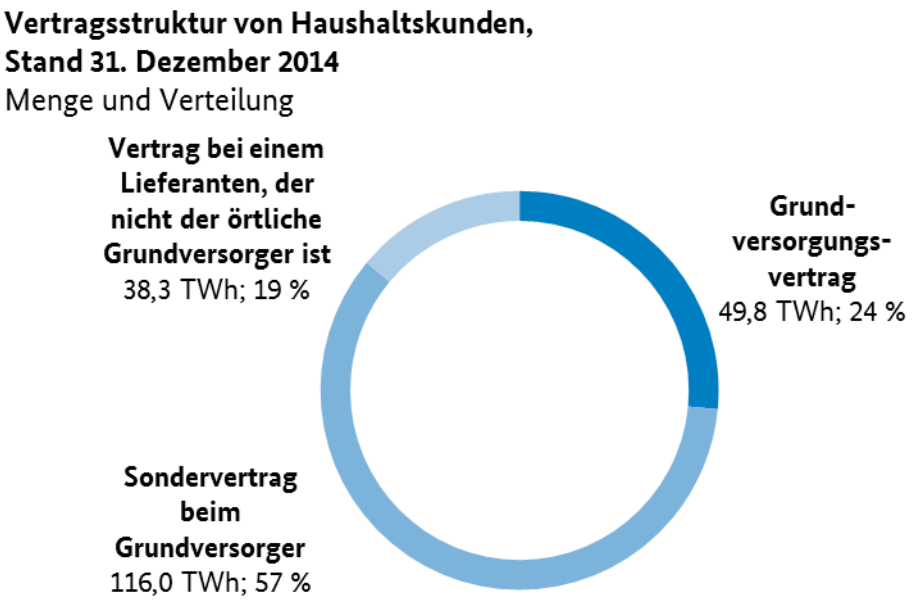



Abbildung 151: Vertragsstruktur von Haushaltskunden gemäß Abfrage Lieferanten Gas[138]

Wie aus der nachstehenden Abbildung ersichtlich, verfestigt sich der Trend einer Abkehr vom lokalen Grundversorger hin zu anderen überregional tätigen Gaslieferanten.

[138] Die gesamte durch die Lieferanten Gas mitgeteilte Gasabgabemenge in Höhe von 204,05 TWh weicht von der durch die Verteilernetzbetreiber Gas mitgeteilten Ausspeisemenge an Haushaltskunden in Höhe von 224,18 TWh ab, da die Marktabdeckung der Abfrage im Bereich der Netzbetreiber höher ist.

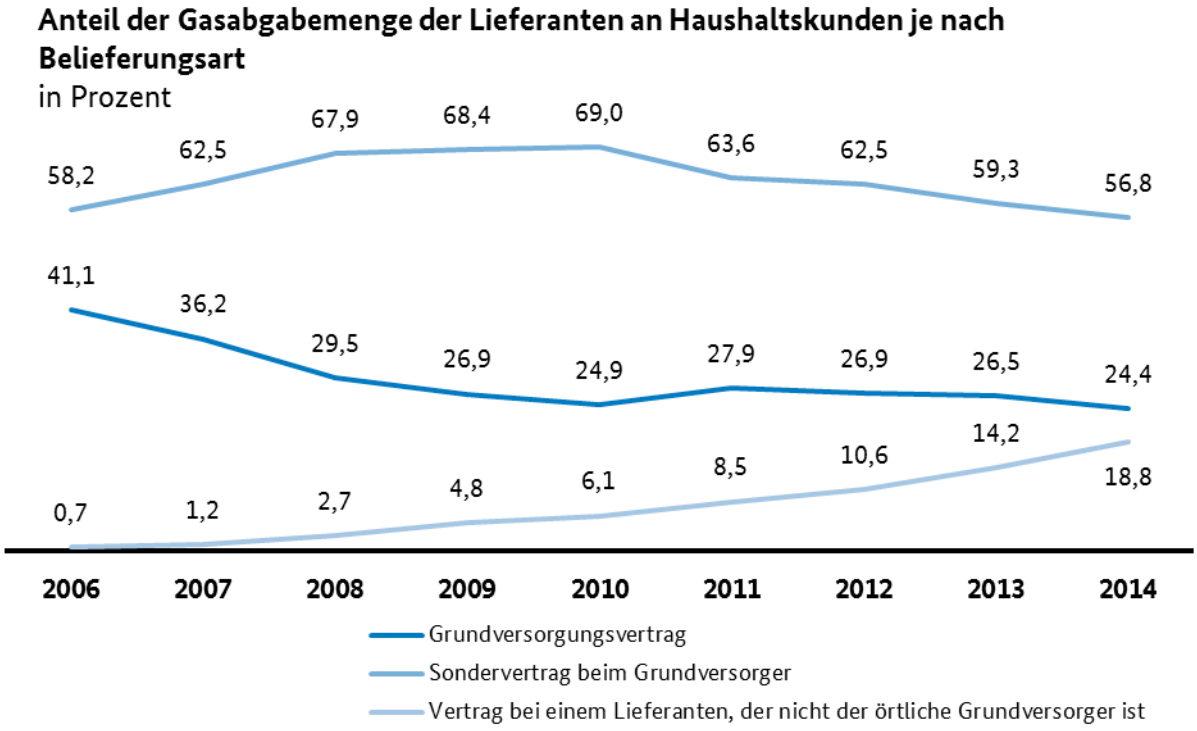



Abbildung 152: Anteil der Gasabgabemenge der Lieferanten an Haushaltskunden je nach Belieferungsart gemäß Abfrage Lieferanten Gas

Von den insgesamt an SLP-Kunden abgegebenen 321 TWh Erdgas entfielen ca. 18,7 Prozent auf die Gasabgabe im Rahmen der Grundversorgung. Damit ist die Grundversorgungsquote im Vergleich zum Vorjahr (ca. 19,9 Prozent) geringfügig gesunken.

Ein Standardlastprofil (SLP), als Vereinfachung der Verbrauchserfassung, findet bei Kunden Anwendung, bei denen der zeitliche Verlauf der abgenommenen Ausspeiseleistung nicht erfasst wird. Ein SLP ist grundsätzlich nur für Gaskunden vorgesehen, die jährlich bis maximal 1,5 GWh bei einer auf 500 kWh pro Stunde begrenzten Ausspeiseleistung aus dem Gasverteilnetz entnehmen (§ 24 GasNZV). Zu den SLP-Kunden zählen überwiegend Haushaltskunden, aber auch Nicht-Haushaltskunden mit eher geringen Verbrauchswerten.

Im SLP-Bereich haben etwa 790 Einzelunternehmen Angaben zu Zählpunkten und Abgabemengen gemacht (Vorjahr: 760). An 13,6 Mio. Zählpunkten wurden ca. 321 TWh Gas abgegeben (Vorjahr: 387 TWh an 13,6 Mio. Zählpunkten). Von dieser Abgabemenge wurden ca. 204 TWh (64 Prozent) an Haushaltskunden geliefert und etwa 117 TWh (36 Prozent) an Nicht-Haushaltskunden mit Standardlastprofil. Der Verbrauchsrückgang wird allgemein auf die in 2014 relativ milde Witterung zurückgeführt.

Von der gesamten SLP-Liefermenge entfallen 60 TWh (19 Prozent) auf Grundversorgungsverträge, 189 TWh (59 Prozent) auf Sonderverträge beim Grundversorger und 71 TWh (22 Prozent) auf Sonderverträge mit einer anderen juristischen Person.

SLP-Kunden mit höherem Verbrauch haben wesentlich häufiger einen Sondervertrag als SLP-Kunden mit geringerem Verbrauch. Bei den Grundversorgungskunden beträgt der mittlere Jahresverbrauch je Zählpunkt (Median) gut 14.000 kWh/Jahr und hinsichtlich Sonderverträgen beim Grundversorger rund 29.000 kWh/Jahr,

während im Bereich der Verträge mit einer anderen juristischen Person der entsprechende Wert bei gut 35.000 kWh/Jahr liegt.

Unter den rund 790 Lieferanten (Ebene Einzelunternehmen) mit Angaben zu Zählpunkten und Mengen bei SLP- Kunden haben 641 eine Position als Grundversorger inne. Die meisten der Lieferanten haben nur relativ geringe Kundenzahlen: 563 dieser Grundversorger beliefern weniger als 30.000 SLP-Zählpunkte, davon 420 weniger als 10.000 SLP-Zählpunkte.

**Lieferantenwechsel**

Zur Ermittlung der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden wurden die Verteilernetzbetreiber Gas nach Menge und Anzahl der Wechsel an den Zählpunkten sowie nach der Wahl des Lieferanten im Rahmen von Umzügen in ihrem Netzbereich befragt. Im Vergleich zum Vorjahr ist die gesamte Zahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden (inkl. Wechsel bei Einzug) mit 1,06 Mio. in etwa konstant geblieben (Vorjahreswert: 1,05 Mio.). Dabei hat die Anzahl der Haushaltskunden, die sich schon bei Einzug für einen anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger entscheiden, um etwa 22.000 zugenommen. Bereits seit 2007 setzt sich der Trend verstärkt fort, dass Haushaltskunden bei Einzug weiterhin die sich bietende Chance für einen Wechsel des Lieferanten am neuen Wohnort nutzen. Der klassische Lieferantenwechsel außerhalb eines Umzugs hat dagegen um fast 34.000 abgenommen.

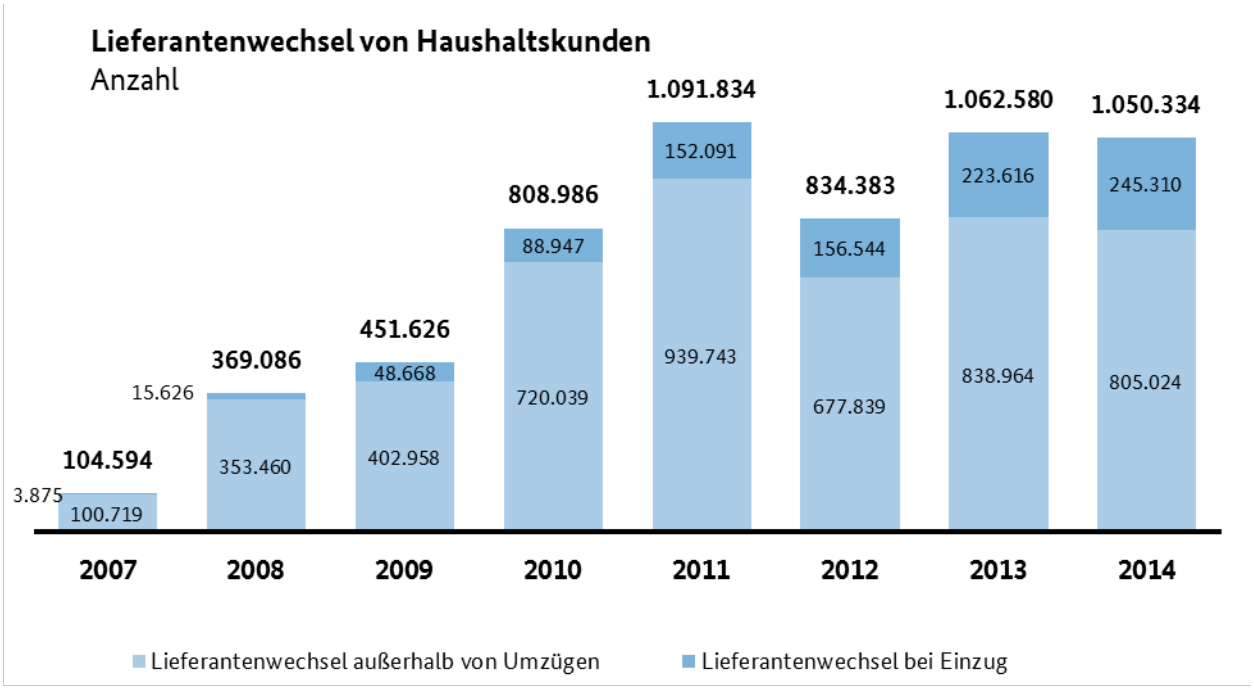



Abbildung 153: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Abfrage VNB Gas

Unter Beachtung der von den Verteilernetzbetreibern mitgeteilten Anzahl von Haushaltskunden in Höhe von 12,5 Mio., ergibt sich im Jahr 2014 eine gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote der Haushaltskunden von 8,4 Prozent. Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht die positive Entwicklung der Lieferantenwechselzahlen im Haushaltskundenbereich.

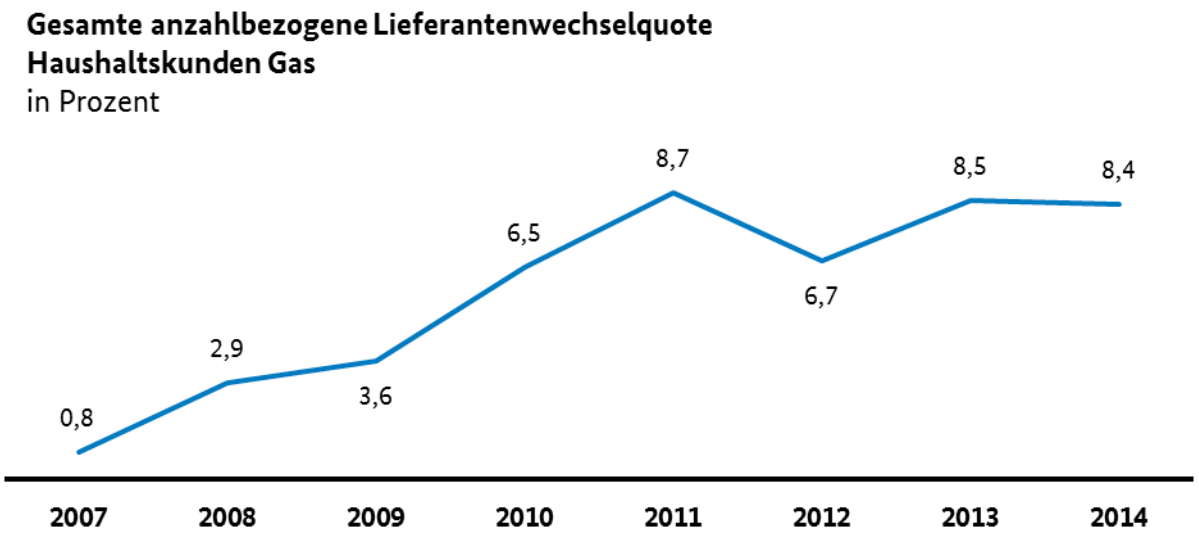



Abbildung 154: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Abfrage VNB Gas

Zusätzlich wurden die Verteilernetzbetreiber Gas nach dem Entnahmevolumen der Zählpunkte befragt, an denen es zu einem Lieferantenwechsel kam. Demnach betrug 2014 das gesamte Lieferantenwechselvolumen der Haushaltskunden (inkl. Wechsel bei Einzug) 22,6 TWh.

Unter Beachtung der von den Netzbetreibern erfassten deutlich verringerten Ausspeisemenge an Haushaltskunden in Höhe von 224 TWh in 2014, erhöhte sich die gesamte mengenbezogene Lieferantenwechselquote im Bereich der Haushaltskunden geringfügig von 9,7 auf 10,1 Prozent. Damit setzt sich der positive Trend bei der Entwicklung der mengenbezogenen Wechselquote weiterhin fort. Erwähnenswert ist, dass die mengenbezogene Lieferantenwechselquote (10,1 Prozent) weiterhin über der anzahlbezogenen Lieferantenwechselquote (8,4 Prozent) liegt. Dies ist zum Teil damit begründet, dass mehrheitlich verbrauchsstarke private Gaskunden die Vorteile, die ein Lieferantenwechsel mit sich bringt, nutzen. Darauf weist auch die errechnete Verbrauchsmenge eines durchschnittlichen wechselnden Gaskunden hin, welche mit rund 22.000 kWh über dem bundesweitem Durchschnitt von ca. 20.000 kWh liegt.

Dabei hat sich das Volumen der Haushaltskunden, die sich bei Umzug direkt bewusst für einen (anderen) Lieferanten für einen Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist entschieden haben, geringfügig von 4,4 TWh in 2014 auf 4,3 TWh in 2013 verringert. Obwohl sich anzahlmäßig fast 10 Prozent mehr Haushaltskunden für einen Lieferantenwechsel bei Einzug in 2014 entschieden haben, sank das Volumen dieser Wechsel um knapp zwei Prozent. Dies sowie der Rückgang des gesamten Lieferantenwechselvolumens ist aufgrund des witterungsbedingt stark gesunkenen Gasverbrauchs der privaten Haushalte in 2014 sowie der geringeren finanziellen Anreize aufgrund des zuletzt stagnierenden Gaspreises nachvollziehbar.

**Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Betrachtung von Wechselvorgängen bei Einzügen**

| Kategorie | 2014: Lieferanten-wechsel in TWh | Anteil an Gesamt-entnahmemenge (224,18 TWh) | 2014: Lieferanten-wechsel Anzahl | Anteil an Gesamtanzahl (12.511.854) Haushaltskunden |
|---|---|---|---|---|
| Haushaltskunden, die ohne Umzug den Lieferanten gewechselt haben | 18,2 | 8,1% | 805.024 | 6,4% |
| Haushaltskunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben | 4,3 | 1,9% | 245.310 | 2,0% |
| Gesamt | 22,6 | 10,1% | 1.050.334 | 8,4% |

Tabelle 77: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Betrachtung von Wechselvorgängen bei Einzügen

# 3. Unterbrechungsandrohungen und Unterbrechungen, Tarife und Kündigungen

## 3.1 Versorgungsunterbrechungen

Im Gasbereich hat die Bundesnetzagentur für das Berichtsjahr 2014 zum vierten Mal Erhebungen zu angebotenen Tarifen durchgeführt und Netzbetreiber sowie Gaslieferanten zu Unterbrechungsandrohungen, Unterbrechungsbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Versorgungsunterbrechungen nach § 19 Abs. 2 Gasgrundversorgungsverordnung (GasGVV) sowie den damit verbundenen Kosten befragt.

Der Grundversorger ist nach § 19 Abs. 2 GasGVV berechtigt, die Versorgung insbesondere bei Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen sowie nach entsprechender Androhung zu unterbrechen. Die Anzahl der Unterbrechungsandrohungen[139] mit ca. 1.288.000 stieg gegenüber dem Jahr 2013 um ca. 31,5 Prozent an. Die Anzahl der Unterbrechungsbeauftragungen ist im Vergleich zum Jahr 2013 angestiegen. Dagegen entspricht die Zahl der tatsächlich durchgeführten Unterbrechungen mit 46.488 ungefähr dem Vorjahresniveau. Die Zahl der Unterbrechungen beruht auf den Angaben der Verteilnetzbetreiber, die die Unterbrechung im Auftrag des Lieferanten vornehmen. Gemäß den Angaben der Lieferanten lag das Verhältnis zwischen den absoluten Unterbrechungen und der Anzahl der davon betroffenen Haushaltskunden im Berichtsjahr 2014 bei 1 zu 0,94.

[139] Einige Verteilnetzbetreiber (Gas) haben die Unterbrechungsandrohungen für Gas, Strom, Wasser und Wärme in einem Wert zusammengefasst.

Dies bedeutet, dass schätzungsweise sechs Prozent der Unterbrechungen auf Mehrfachsperrungen derselben Kunden zurückzuführen sind. Gemessen an der Gesamtzahl aller im Monitoring erfassten Zählpunkte auf Verteilnetzbetreiberebene in Deutschland beträgt die Marktabdeckungsquote dieser Frage ca. 97,9 Prozent.

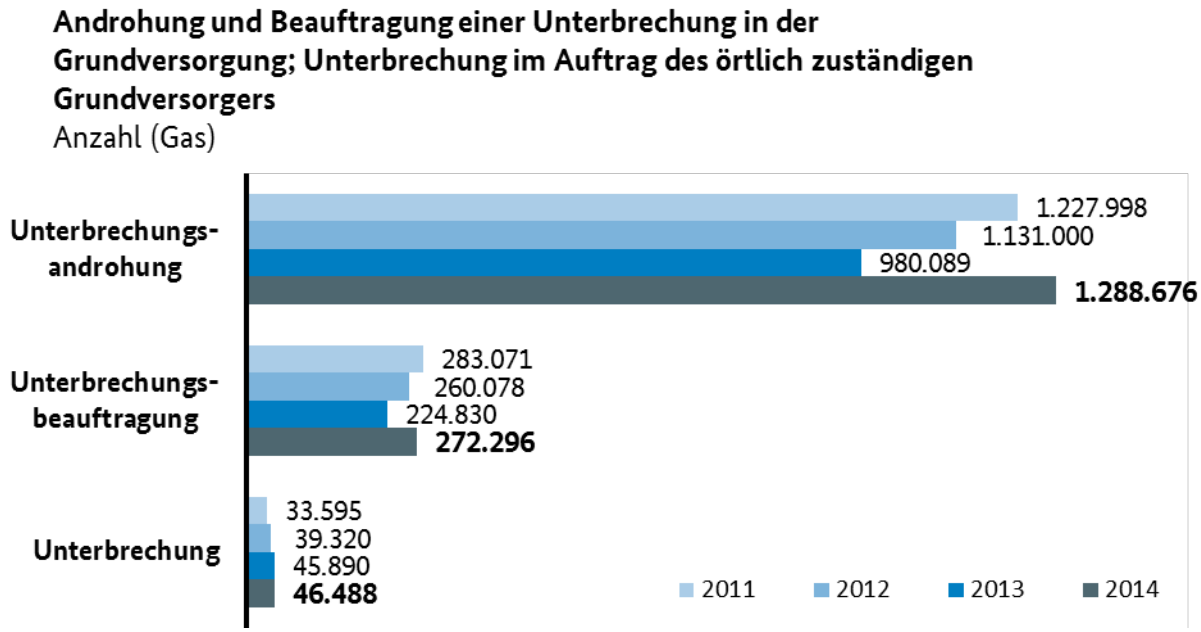



Abbildung 155: Androhung und Beauftragung einer Unterbrechung in der Grundversorgung Gas [140]; Unterbrechung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers Gas

Bei Zahlungsrückständen sieht die GasGVV keinen bestimmten Mindestbetrag vor, ab dem eine Sperrung angedroht werden darf. Im Durchschnitt waren säumige Kunden mit ca. 114 Euro im Zahlungsrückstand. Für eine Unterbrechung haben die Gasnetzbetreiber den Lieferanten durchschnittlich ca. 76 Euro in Rechnung gestellt, wobei die Spannbreite der tatsächlich berechneten Kosten zwischen 12 und 205 Euro betrug. Für die Wiederherstellung wurden durchschnittlich ca. 59 Euro berechnet, wobei der niedrigste Wert 10 Euro und der Höchstwert 203 Euro betrug.

Für die Durchführung einer Unterbrechung berechneten die Lieferanten ihren Kunden durchschnittlich Kosten von ca. 34 Euro. Die Spannbreite der berechneten Kosten betrug im Einzelfall zwischen 4 und 200 Euro. Darin sind die Kosten der Verteilnetzbetreiber noch nicht enthalten, die durchschnittlich 76 Euro berechneten (siehe oben). Für die Wiederherstellung des Anschlusses berechneten die Lieferanten ihren Kunden ca. 40 Euro, wobei die Spannbreite von 2 Euro bis 200 Euro reichte.

## 3.2 Bargeld- oder Chipkartenzähler

Im Monitoringverfahren 2015 wurden für das Berichtsjahr 2014 erstmals Informationen zu Vorkassesystemen nach § 14 GasGVV wie Bargeld- oder Chipkartenzähler erhoben. Diese an die Verteilnetzbetreiber und Lieferanten gerichtete Abfrage brachte dabei folgende Ergebnisse:

[140] Bei den für das Jahr 2011 erhobenen Daten ist zu beachten, dass einige Lieferanten zu den Unterbrechungsandrohungen und den Unterbrechungsbeauftragungen nur Schätzwerte angeben konnten.

Im Jahr 2014 waren ca. 1.700 Vorkassesysteme eingerichtet. Insgesamt wurden ca. 500 Systeme neu eingebaut und ca. 500 Systeme wieder ausgebaut. Dies entspricht ca. 0,01 Prozent aller Gaszählpunkte von Haushaltskunden in Deutschland.

Nach § 40 Abs. 3 EnWG sind Lieferanten im Gasbereich verpflichtet, Letztverbrauchern eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anzubieten. Die Nachfrage der Letztverbraucher nach derartigen Abrechnungen ist jedoch in der Gasversorgung gering.

**Abweichungen von der jährlichen Abrechnung**

| | Anzahl Anfragen | Anzahl Durch-führungen | Entgelt je zusätzlicher Abrechnung bei Selbstablesung Durchschnitt in € (Werte von - bis in €) | Entgelt je zusätzlicher Abrechnung ohne Selbstablesung Durchschnitt in € (Werte von - bis in €) |
|---|---|---|---|---|
| Abweichende Abrechnung Haushaltskunden | 13.278 | 15.996 | 13,91 (0,00 - 113,00) | 19,44 (2,37 - 557,75) |
| davon monatlich | 964 | 715 | | |
| davon vierteljährlich | 155 | 135 | | |
| davon halbjährlich | 925 | 849 | | |

Tabelle 78: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung

In der Gasversorgung trennen sich nur wenige Lieferanten von ihren Kunden. Im Jahr 2014 wurden insgesamt ca. 38.300 (2013: 44.000; -13 Prozent) Kündigungen von Gaslieferanten ausgesprochen. Der durchschnittliche Zahlungsrückstand betrug ca. 125 Euro, wobei als Höchstwert 1.500 Euro angegeben wurde.

Dabei ist weiterhin zu beobachten, dass die überwiegende Mehrzahl der Kündigungen durch einige wenige, überregional tätige, junge Unternehmen erfolgte, während regional tätige Versorger ihren Kunden selten oder gar nicht kündigen.

Unterbrechungen erfolgen regelmäßig nur in der Grundversorgung. Eine Kündigung in der Grundversorgung ist nur unter engen Voraussetzungen möglich. Hierzu darf keine Grundversorgungspflicht bestehen oder die Voraussetzungen einer Unterbrechung müssen wiederholt vorgelegen haben. Bei Sonderverträgen sind Sperrungen und deren Androhung dagegen selten, da eine Kündigung für den Lieferanten das einfachere und kostengünstigere Mittel darstellt.

## 4. Preisniveau

Im Rahmen des Monitoring sind Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Gas beliefern, zu den Einzelhandelspreisen ihres Unternehmens am 1. April 2015 für drei Abnahmefälle befragt worden. Die drei Abnahmefälle stellen auf einen Jahresverbrauch von ca. 23 MWh („Haushaltskunde“), 116 MWh („Gewerbekunde“) und 116 GWh („Industriekunde“) ab.

Der Gesamtpreis wurde bei den Unternehmen jeweils in ct/kWh abgefragt, wobei auch die verbrauchsunabhängigen Preiskomponenten (Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis, o. ä.) in den Gesamtpreis einzurechnen waren. Darüber hinaus sollten die einzelnen Preisbestandteile aufgeschlüsselt werden, die vom Lieferanten nicht beeinflussbar sind, wie insbesondere Netzentgelte, Konzessionsabgabe und Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb. Nach Abzug der „Durchlaufposten" vom Gesamtpreis verbleibt der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der insbesondere Gasbeschaffungskosten, Vertriebskosten, sonstige Kosten und die Marge umfasst.

Sowohl beim Gesamtpreis als auch bei den Preisbestandteilen sollten die Lieferanten jeweils ihren „durchschnittlichen" Preis für die drei Abnahmefälle angeben. Mehrere Unternehmen haben in ihren Antworten darauf hingewiesen, dass sie aufgrund ihrer überörtlichen Tätigkeit bzw. einer kundenindividuellen Preisgestaltung nicht in der Lage seien, entsprechende Durchschnittswerte anzugeben.

Für den kleinsten Abnahmefall von ca. 23 MWh/Jahr („Haushaltskunde") wurden die einzelnen Preisbestandteile für drei unterschiedliche Vertragstypen abgefragt:

- Grundversorgungsvertrag,
- Sondervertrag mit dem Grundversorger und
- Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Die Ergebnisse der Lieferantenbefragung werden im Folgenden nach Kundenkategorie bzw. Abnahmefall gegliedert dargestellt. Um langfristige Entwicklungstendenzen aufzuzeigen, werden die Ergebnisse jeweils mit den Vorjahreswerten verglichen. Bei dem Vergleich der Stichtagswerte zum 1. April 2015 bzw. 1. April 2014 ist zu beachten, dass Veränderungen der berechneten Mittelwerte teilweise unterhalb des mit der Erhebungssystematik verbundenen Fehlerbereichs liegen. Eine statistisch signifikante Aussage, ob der jeweilige Preis(-bestandteil) im Vergleich zum 1. April 2014 gestiegen oder gesunken ist, ist damit nicht verbunden.

Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass der Adressatenkreis der Preisfragen im Vorjahr verändert wurde. Die Preisfragen richteten sich zuvor nur an Lieferanten, die in mindestens einem Netzgebiet Grundversorger sind, während seit der letztjährigen Erhebung alle in Deutschland tätigen Lieferanten befragt wurden. Auf der anderen Seite sollten die Preisfragen für die Abnahmefälle 116 GWh/Jahr und 116 MWh/Jahr seit letztem Jahr nur noch solche Lieferanten ausfüllen, die mindestens einen Kunden mit einem Gasbedarf im Bereich des jeweiligen Abnahmefalls haben.

## 4.1 Nicht-Haushaltskunden

**Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde")**

Bei Kunden mit einem Jahresverbrauch im Bereich von 116 GWh handelt es sich durchgängig um leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden), i.d.R. um Industriekunden. Bei dieser Kundengruppe spielt die Vielfalt der vertraglichen Gestaltungsmöglichkeiten eine bedeutende Rolle. Die Lieferanten legen grundsätzlich keine Tarifgruppen für Abnehmer im Verbrauchsbereich des Abnahmefalls von 116 GWh/Jahr zu Grunde, sondern unterbreiten kundenindividuelle Angebote. So steht etwa der Kunde mit Vollversorgung neben dem Kunden, für den die verhandelte Abnahmemenge (in der hier relevanten Größenordnung) nur Teil

seines Beschaffungsportfolios ist. Im Falle der größten Verbraucher sind die Übergänge vom Einzelhandel zum Gasgroßhandel naturgemäß fließend. Oftmals werden die Lieferpreise mit den Großhandelspreisen indiziert. Es gibt auch Vertragsmodelle, bei denen die Netzentgeltabrechnung mit dem Netzbetreiber dem Kunden selbst obliegt. Solche Vertragsmodelle können im Extremfall soweit reichen, dass der „Lieferant" im wirtschaftlichen Ergebnis für den Kunden nur die Dienstleistung des Bilanzkreis- bzw. Nominierungsmanagements anbietet.

Der Abnahmefall mit einem Jahresverbrauch von 116 GWh wurde mit einer Jahresbenutzungsdauer von 250 Tagen (4.000 Stunden) definiert. Die Abfrage richtete sich nur an solche Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 50 GWh und 200 GWh haben. Aufgrund dieser Kundenmerkmale geht es grundsätzlich um einen kleinen Kreis von Lieferanten. Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 98 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 96 Lieferanten).

Anhand dieser Angaben wurden jeweils die arithmetischen Mittelwerte des Gesamtpreises und der einzelnen Preisbestandteile berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Form von Spannen ausgewertet. Die Untergrenze der Spannenangabe bezieht sich auf das sog. 10 Prozent-Perzentil, die Obergrenze auf das 90 Prozent-Perzentil. Dies bedeutet, dass jeweils 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte innerhalb der genannten Spanne liegen. Die Auswertung hat folgende Ergebnisse erbracht:

**Preisniveau am 1. April 2015 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr**

| | **Streuung** zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh | **Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh | **Anteil am Gesamtpreis** |
|---|---|---|---|
| **Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile** | | | |
| Nettonetzentgelt | 0,15 - 0,57 | 0,32 | 9% |
| Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb | 0,00 – 0,01 | 0,01 | 0% |
| Konzessionsabgabe | 0,00 | 0,00[1] | 0% |
| Gassteuer | 0,55 | 0,55 | 16% |
| **Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)** | 2,24 - 3,05 | 2,58 | 75% |
| **Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)** | 3,01 - 4,14 | 3,46 | |

[1] Nach § 2 Abs. 5 Nr. 1 KAV fallen bei Sondervertragskunden nur für die ersten 5 GWh Konzessionsabgaben an (0,03 ct/kWh). Bezogen auf den Abnahmefall von 116 GWh ergibt sich daraus ein Durchschnitt von (gerundet) 0,00 ct/kWh.

Tabelle 79: Preisniveau am 1. April 2015 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Der Gesamtpreis besteht beim Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“) im Mittel zu weniger als 10 Prozent aus den Komponenten Netzentgelt, Messung und Konzessionsabgabe. Dieser Anteil ist wesentlich niedriger als im Bereich der Haushaltskunden bzw. verbrauchsschwächeren Nicht-Haushaltskunden. Entsprechend ist der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil (Gasbeschaffungskosten, Vertriebskosten, sonstige Kosten und Marge) mit ca. 75 Prozent deutlich höher.

Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) in Höhe von 3,46 ct/kWh liegt um 0,13 ct/kWh (d.h. rund 4 Prozent) unter dem Vorjahreswert. Die Differenz geht auf eine Absenkung des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils zurück. Der mittlere Gaspreis für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr liegt damit auf dem niedrigsten Niveau seit Beginn der Preiserhebungen im Energie-Monitoring (1. April 2008).

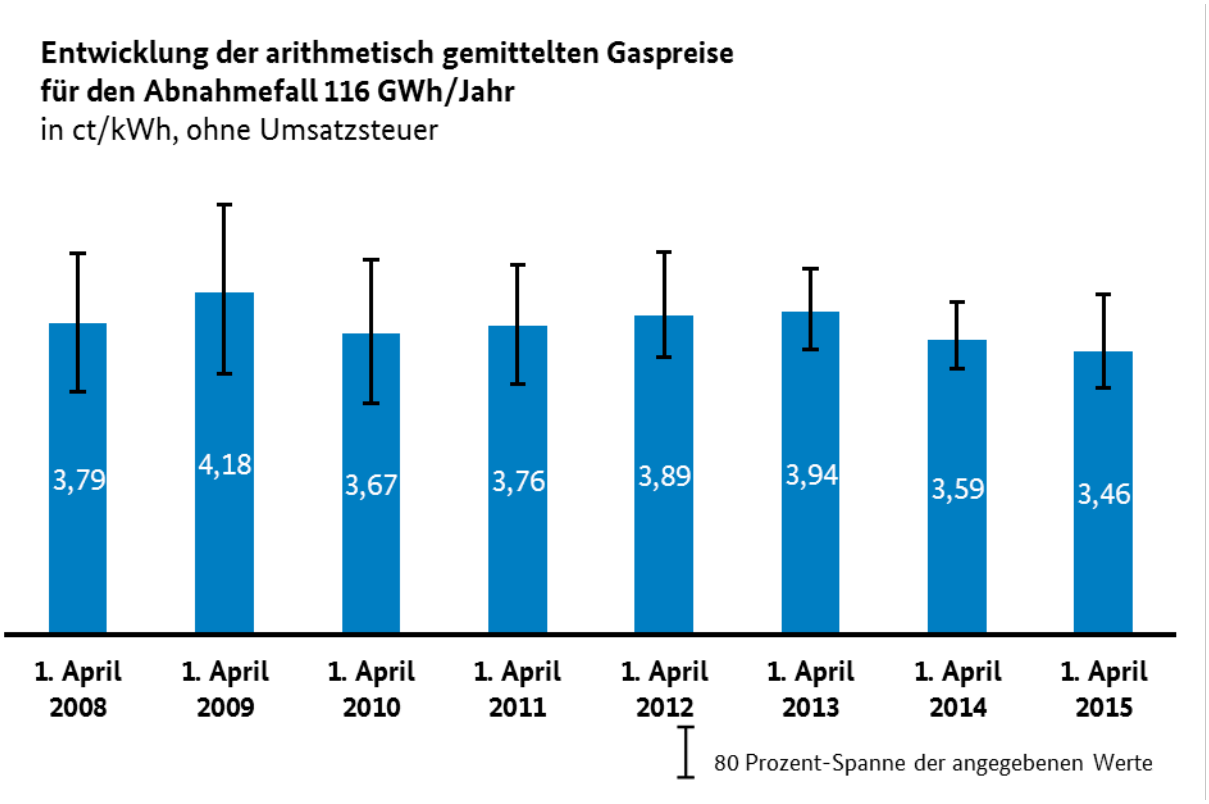



Abbildung 156: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

**Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“)**

Der Abnahmefall eines Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh entspricht z. B. einem eher verbrauchsschwachen Gewerbekunden. Der Abnahmefall wurde ohne vorgeschriebene Jahresbenutzungsdauer definiert. Der Jahresverbrauch beträgt ein Tausendstel des Abnahmefalls 116 GWh („Industriekunde“) und das Fünffache des Abnahmefalls 23 MWh („Haushaltskunde“). Da es sich hier um einen mäßigen Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich kleinere Rolle als beim Abnahmefall 116 GWh/Jahr. Die Lieferanten sollten eine plausible Abschätzung auf Basis der am 1. April 2015 geltenden Konditionen für die Abrechnung ihrer Kunden mit einer dem Abnahmefall ähnlichen Abnahmestruktur vornehmen. Angesprochen waren dabei Lieferanten, die bereits Kunden mit einem Abnahmeprofil annähernd vergleichbarer Größenordnung betreuen, d.h. mit einem Jahresbedarf zwischen 50 MWh und 200 MWh. Der Abnahmefall betrifft eine Verbrauchsmenge, die deutlich unter dem Schwellenwert von 1,5 GWh liegt, ab dem der Netzbetreiber grundsätzlich eine registrierende Leistungsmessung vorzusehen hat. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass bei dem gewählten Abnahmefall in aller Regel eine Verbrauchserfassung über ein Standard-Lastprofil erfolgt.

Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 630 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 582 Lieferanten). Anhand dieser Angaben wurden jeweils die Mittelwerte des Gesamtpreises und der einzelnen Preisbestandteile berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Form von Spannen ausgewertet, innerhalb derer jeweils 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte liegen. Die Auswertung hat folgende Ergebnisse erbracht:

## Preisniveau am 1. April 2015 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

| | **Streuung** zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh | **Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh | **Anteil am Gesamtpreis** |
|---|---|---|---|
| **Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile** | | | |
| Nettonetzentgelt | 0,82 - 1,53 | 1,15 | 23% |
| Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb | 0,02 – 0,12 | 0,06 | 1% |
| Konzessionsabgabe | 0,03 – 0,03 | 0,04[1] | 1% |
| Gassteuer | 0,55 | 0,55 | 11% |
| **Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)** | 2,83 - 3,82 | 3,29 | 65% |
| **Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)** | 4,57 - 5,66 | 5,09 | |

[1] 43 der 630 Lieferanten haben in ihrer Antwort einen Konzessionsabgabenwert von über 0,03 ct/kWh angegeben. Es handelte sich hierbei um Lieferanten mit eher geringen Abgabemengen. Eine Konzessionsabgabe von über 0,03 ct/kWh ist auch bei der Belieferung eines Nicht-Haushaltskunden denkbar, wenn die Belieferung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages erfolgt (vgl. § 2 Abs. 2 Nr. 2 b KAV).

Tabelle 80: Preisniveau am 1. April 2015 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

Wie bereits im vergangenen Jahr entfallen bei diesem Abnahmefall durchschnittlich 35 Prozent des Gesamtpreises auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind (Netzentgelte, Gassteuer, Konzessionsabgabe). 65 Prozent betreffen Preiselemente mit Raum für unternehmerische Entscheidungen.

Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) in Höhe von 5,09 ct/kWh liegt geringfügig (um 0,11 ct/kWh) unter dem Vorjahreswert. Die absolute Höhe der nicht vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile ist im Vergleich zum Vorjahr ungefähr konstant geblieben, sodass die Veränderung auf den Restbetrag entfällt.

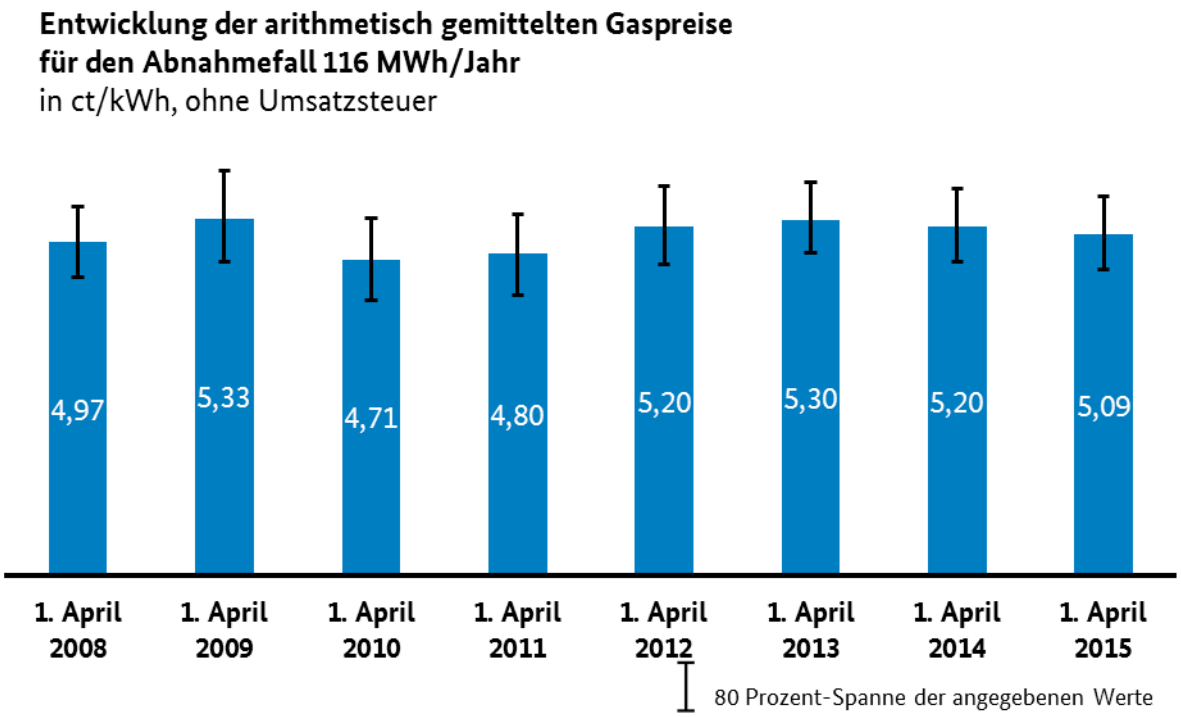



Abbildung 157: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

## 4.2 Haushaltskunden

Zum Stichtag 1. April 2015 sind im Vergleich zum Vorjahreswert leicht fallende Gaspreise für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh zu verzeichnen. In allen drei der betrachteten Vertragskategorien wurde eine geringfügige Preissenkung beobachtet, dieses Ergebnis wurde sowohl bei Betrachtung des gewichteten als auch des ungewichteten mittleren Gaspreises festgestellt. Am stärksten gesunken ist der Gaspreis bei Nicht-Grundversorgern.

Im Bereich der Belieferung in der Grundversorgung fiel der mengengewichtete Gaspreis[141] im Vergleich zum 1. April 2014 von 7,20 ct/kWh auf 7,11 ct/kWh. Dies entspricht einer Preissenkung um 1,3 Prozent. Das durchschnittliche Nettonetzentgelt (inklusive vorgelagerter Netzkosten) fiel von 1,29 ct/kWh auf 1,27 ct/kWh. Der Anteil am Gesamtpreis verblieb wie zum 1. April 2014 bei rund 18 Prozent.

[141] Im Bereich der Haushaltskunde werden die Gesamtpreise inklusive der Umsatzsteuer ausgewiesen, sämtliche Einzelpreisbestandteile exklusive Umsatzsteuer.

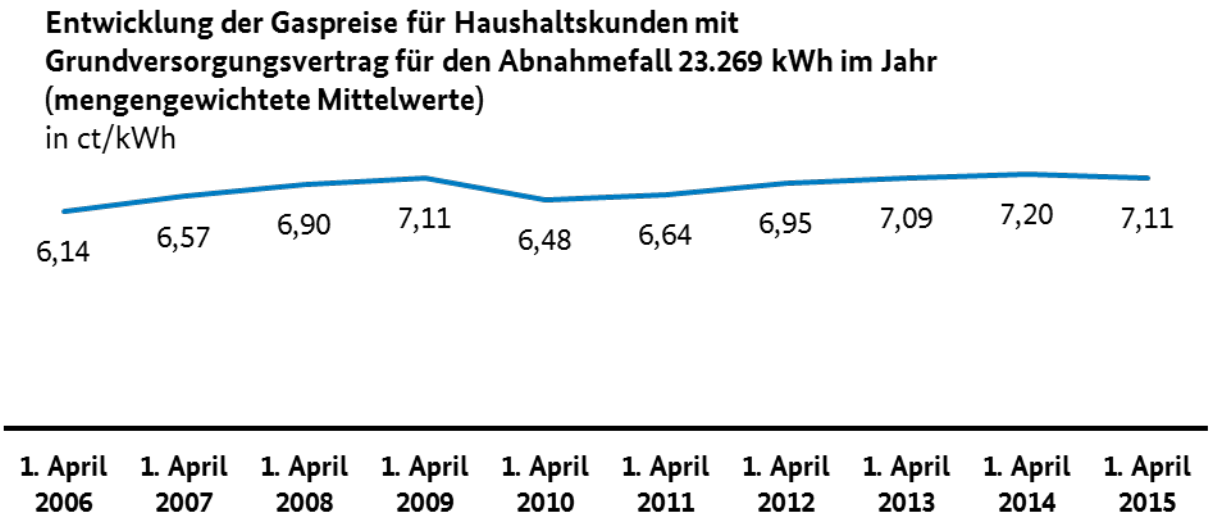



Abbildung 158: Entwicklung der Haushaltskundenpreise für einen Jahresverbrauch von 23.269 kWh in der Grundversorgung von 2006 bis 2015 (mengengewichteter Mittelwert)

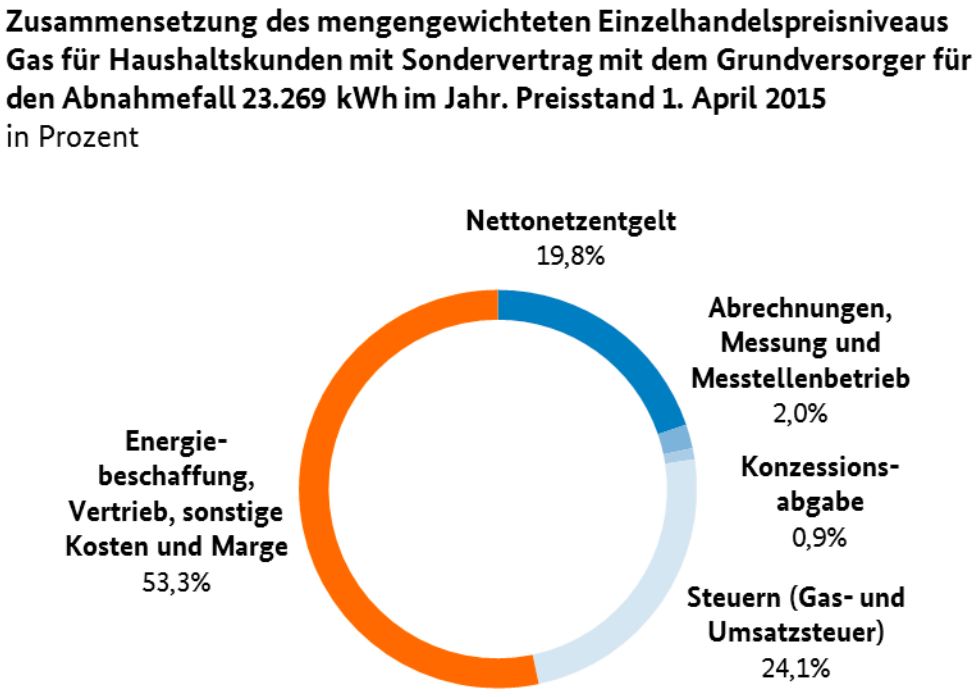



Abbildung 159: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden für einen Jahresverbrauch von 23.269 kWh bei der Belieferung in der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2015 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Im Bereich der Belieferung durch den örtlichen Grundversorger im Rahmen von Sonderverträgen sind die mittleren mengengewichteten Gaspreise von 6,77 ct/kWh zum 1. April 2014 auf 6,68 ct/kWh zum Stichtag

1. April 2015 erstmalig seit dem 1. April 2009 wieder gefallen. Dies bedeutet eine Preissenkung um 1,3 Prozent. Der auf Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge entfallende Preisbestandteil ist von 3,66 ct/kWh auf 3,56 ct/kWh (-2,7 Prozent) gefallen. Die durchschnittlichen Nettonetzentgelte in dieser Abnahmekategorie (inklusive vorgelagerter Netzkosten) sind von 1,31 ct/kWh auf 1,32 ct/kWh minimal gestiegen. Der Anteil des Netzentgelts am Gesamtpreis stieg von 19,4 Prozent auf 19,8 Prozent zum 1. April 2015. In dieser Vertragskategorie befindet sich der mengengewichtete Mittelwert mit 6,68 ct/kWh oberhalb des arithmetischen Mittelwertes mit 6,64 ct/kWh.

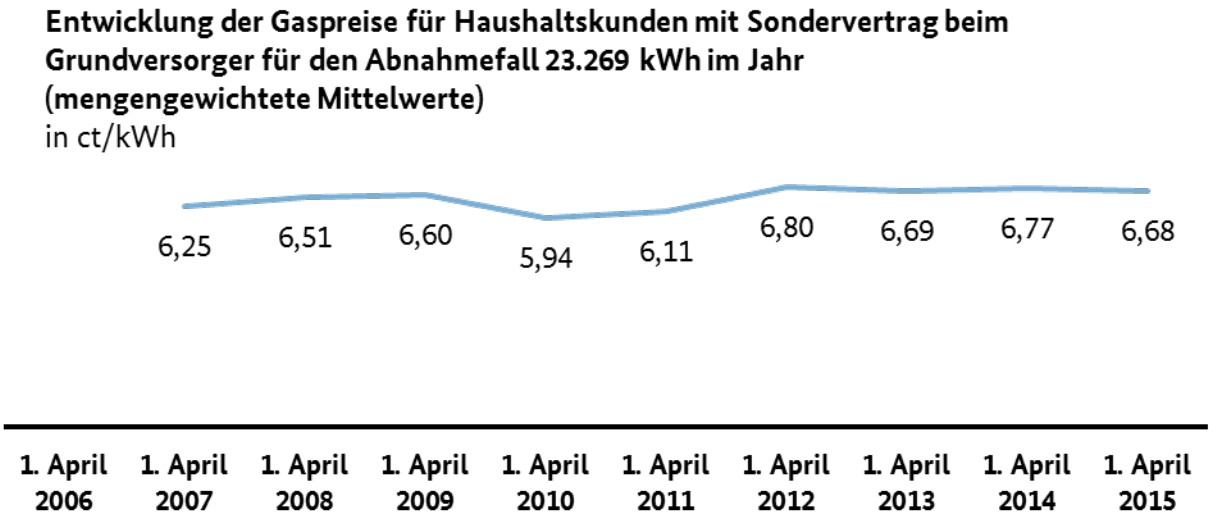



Abbildung 160: Entwicklung der Haushaltskundenpreise für einen Jahresverbrauch von 23.269 kWh bei Sonderverträgen mit dem Grundversorger von 2007 bis 2015 (mengengewichteter Mittelwert)[142]

[142] Das Preisniveau für diese Abnahmekategorie wurde erstmalig zum 1. April 2007 erhoben.

**Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtlicher Grundversorger ist, für den Abnahmefall 23.269 kWh im Jahr. Preisstand 1. April 2015**
in Prozent

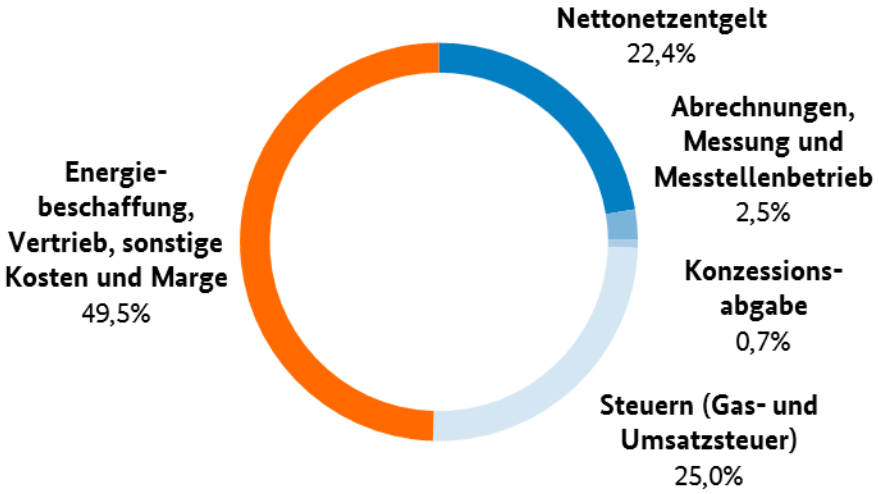



Abbildung 161: Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh bei Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen von Sonderverträgen zum Stichtag 1. April 2015

Im Bereich der Belieferung durch Lieferanten, die nicht die örtlichen Grundversorger sind, sank das durchschnittliche Preisniveau um über 4 Prozent von 6,39 ct/kWh auf 6,12 ct/kWh. In dieser Vertragskategorie fiel der Preis zum zweiten Mal in Folge. Im Vergleich zum Vorjahr ist der Anteil des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils (Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge) am Gesamtpreis gesunken. Dagegen ist – wie zum 1. April 2014 – prozentual ein Anstieg des Anteils der Nettonetzentgelte am Gesamtpreis festzustellen.

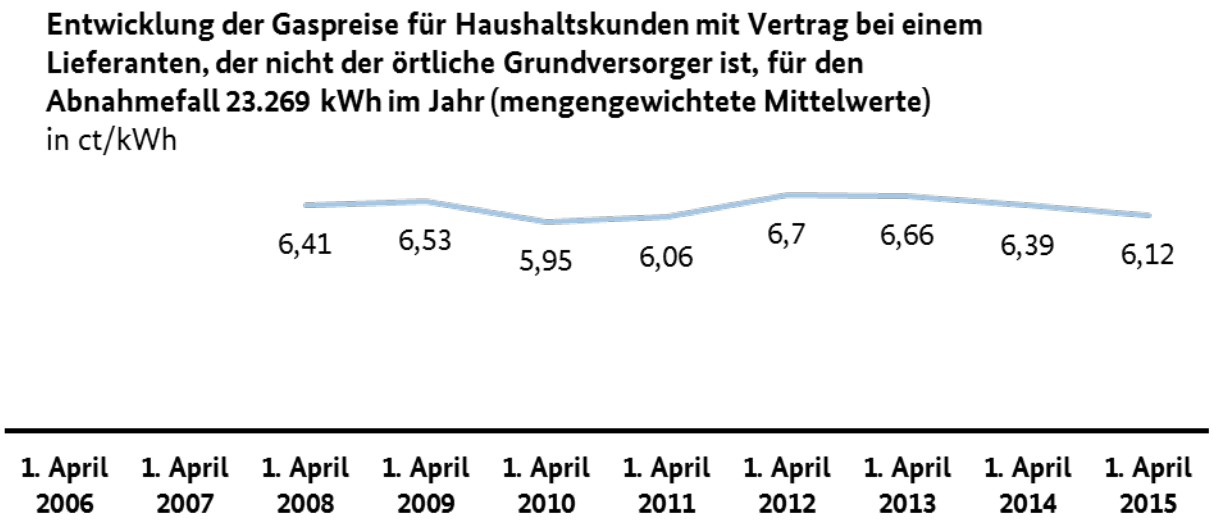



Abbildung 162: Entwicklung der Haushaltskundenpreise für einen Jahresverbrauch von 23.269 kWh bei Verträgen mit Lieferanten, die nicht die örtlichen Grundversorger sind, von 2008 bis 2015 (mengengewichteter Mittelwert)[143]

[143] Das Preisniveau für diese Abnahmekategorie wurde erstmalig zum 1. April 2008 erhoben.

**Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtlicher Grundversorger ist, für den Abnahmefall 23.269 kWh im Jahr. Preisstand 1. April 2015**
in Prozent

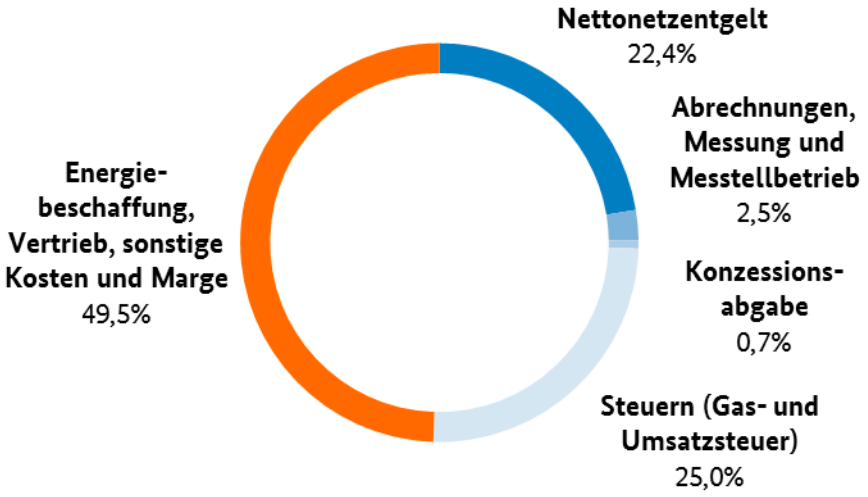



Abbildung 163: Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Verträgen mit Lieferanten, die nicht die örtlichen Grundversorger sind, zum Stichtag 1. April 2015

Im Vergleich zum Vorjahr ist die Differenz zwischen Grundversorgungstarifen und Sondertarifen beim örtlichen Grundversorger für einen Jahresverbrauch von 23.269 kWh konstant geblieben. Ein Anreiz zum Abschluss eines Sondervertrages besteht bei diesem Jahresverbrauch also weiterhin.

**Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden je Vertragskategorie für den Abnahmefall 23.269 kWh im Jahr**

| Stand 1. April 2015 in ct/kWh | Grundversorgungstarif | Sondervertrag beim Grundversorger | Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist |
|---|---|---|---|
| Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten | 1,27 | 1,32 | 1,37 |
| Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung | 0,05 | 0,06 | 0,06 |
| Durchschnittliches Entgelt für Messung | 0,02 | 0,02 | 0,02 |
| Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb | 0,06 | 0,05 | 0,07 |
| Durchschnittliche Konzessionsabgabe | 0,26 | 0,06 | 0,04 |
| Derzeitige Gassteuer | 0,55 | 0,55 | 0,55 |
| Durchschnittliche Umsatzsteuer | 1,13 | 1,06 | 0,98 |
| Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge | 3,77 | 3,56 | 3,03 |
| Gesamt | 7,11 | 6,68 | 6,12 |

Tabelle 81: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden für einen Jahresverbrauch von 23.269 kWh je Vertragskategorie zum 1. April 2015

**Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden je Vertragskategorie für den Abnahmefall 23.269 kWh im Jahr**

| Stand 1. April 2015 | Grundversorgungstarif | Sondervertrag beim Grundversorger | Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist |
|---|---|---|---|
| Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten | 17,9% | 19,8% | 22,4% |
| Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung | 0,7% | 0,9% | 1,0% |
| Durchschnittliches Entgelt für Messung | 0,3% | 0,3% | 0,3% |
| Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb | 0,8% | 0,7% | 1,1% |
| Durchschnittliche Konzessionsabgabe | 3,7% | 0,9% | 0,7% |
| Derzeitige Gassteuer | 7,7% | 8,2% | 9,0% |
| Durchschnittliche Umsatzsteuer | 15,9% | 15,9% | 16,0% |
| Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge | 53,0% | 53,3% | 49,5% |
| Gesamt | 100 | 100 | 100 |

Tabelle 82: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden für einen Jahresverbrauch von 23.269 kWh je Vertragskategorie zum 1. April 2015

Bei Betrachtung des Verlaufs der mengengewichteten Werte seit 2008 ist in den Kategorien „Grundversorgung“ und „Sondervertrag beim Grundversorger“ eine Trendumkehr zu verzeichnen. In der Kategorie „Vertrag bei einem anderen Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“, hat sich der Trend zu fallenden Preisen verstärkt. Insgesamt betrug die Preissenkung in dieser Kategorie seit dem Stichtag 1. April 2013 8,1 Prozent.

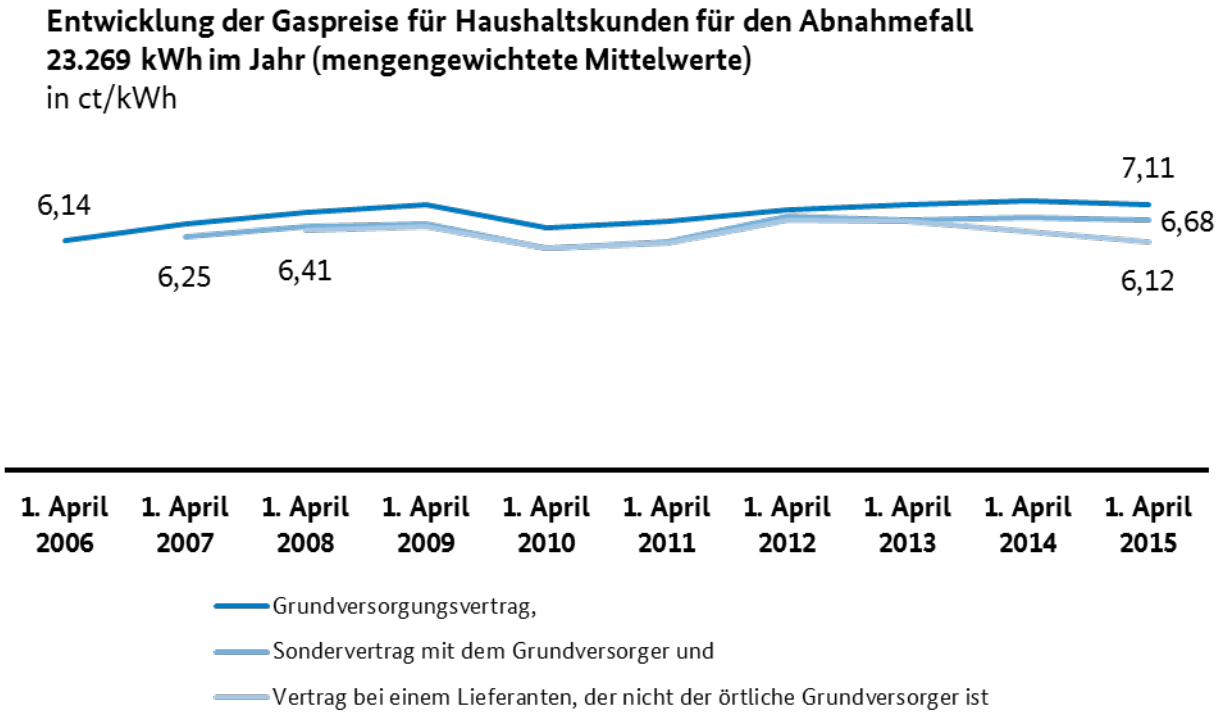



Abbildung 164: Entwicklung der mengengewichteten Gaspreise für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh 2006 bis 2015[144]

Bei Betrachtung der zeitlichen Entwicklung des Preisbestandteils, der auf Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge entfiel, ist mittlerweile in allen drei Vertragskategorien ein sinkender Trend zu erkennen (vgl. Abbildung 165).

[144] Das Preisniveau für die Abnahmekategorie „Sondervertrag beim Grundversorger“ bzw. „Sonderverträge beim Lieferanten, die nicht die örtlichen Grundversorger sind“ wurde erstmalig zum 1. April 2007 bzw. 1. April 2008 erhoben.

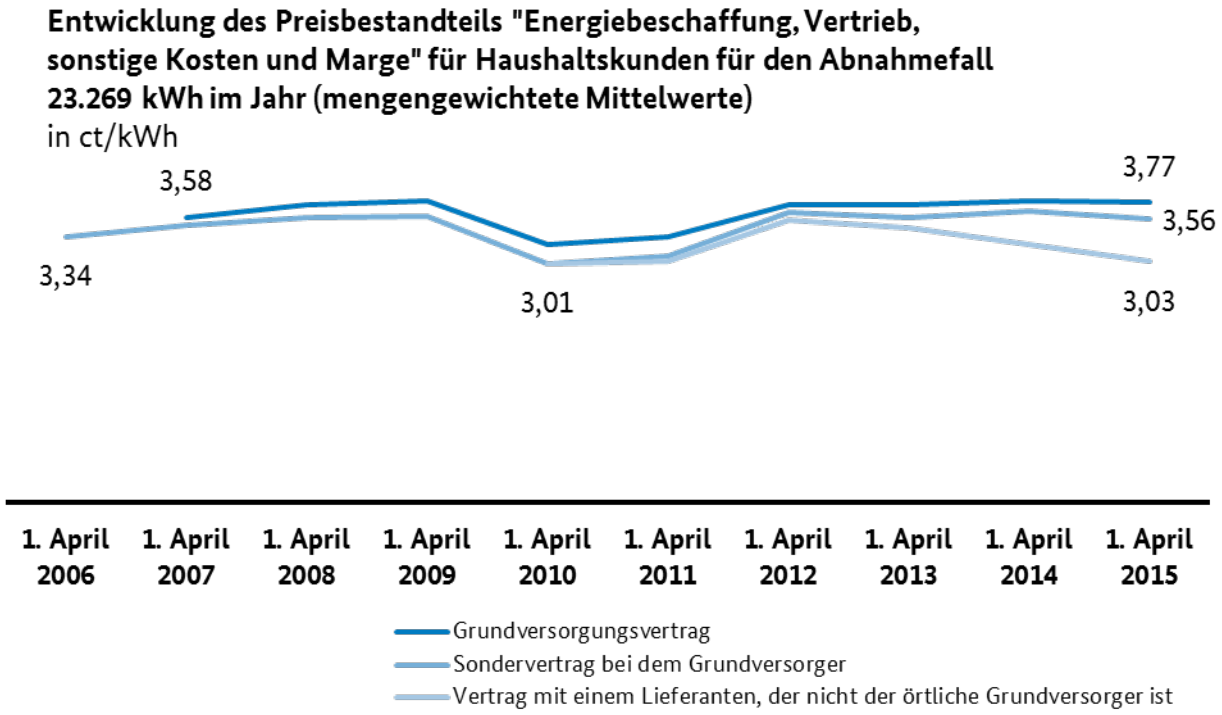



Abbildung 165: Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge" für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh 2006 bis 2015

# 5. Europäischer Gaspreisvergleich

Eurostat, das statistische Amt der Europäischen Union, veröffentlicht für jedes Halbjahr Gasletztverbraucherpreise, wie sie in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten von Haushaltskunden und Nicht-Haushaltskunden durchschnittlich entrichtet wurden. Die Veröffentlichung umfasst für die einzelnen Verbrauchsgruppen jeweils (i) einen Preis inkl. aller Steuern und Abgaben, (ii) einen Preis ohne erstattungsfähige Steuern und Abgaben (insbesondere ohne Umsatzsteuer), sowie (iii) einen Preis ohne Steuern und Abgaben. Eurostat erhebt die Daten nicht selbst, sondern greift auf Datenzulieferungen von nationalen Stellen zurück. Vorgaben zur Klassifizierung, Auswertung und Darstellung der Preisdaten zielen darauf ab, europaweite Vergleichbarkeit herzustellen.[145] Gleichwohl obliegt die Wahl der Erhebungsmethodik den Mitgliedstaaten (vgl. RL 2008/92/EG, Anhang I h), sodass insoweit nationale Unterschiede bestehen. So lagen z. B. den deutschen Gaspreisangaben für das Jahr 2014 Preismeldungen von 17 Industriekundenlieferanten und 11 Haushaltskundenlieferanten zu Grunde.[146]

## 5.1 Nicht-Haushaltskunden

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden veröffentlicht Eurostat Preisstatistiken für sechs verschiedene Verbrauchsgruppen, die sich nach der Höhe des Jahresverbrauchs unterscheiden („Verbrauchsbänder“). Von

[145] Siehe hierzu im Einzelnen: http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/methodology/prices

[146] Vgl. Eurostat, Gas Prices – Price Systems 2014, S. 20 http://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/42201/Gas-prices-Price-systems-2014.pdf; abgerufen am 10. November 2015.

diesen Verbrauchsbändern wird im Folgenden beispielhaft die Kategorie Jahresverbrauch „zwischen 27,8 GWh und 278 GWh“ (entspricht 10.000 GJ bis 100.000 GJ) dargestellt. Der Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“), für den im Monitoring spezifische Preisdaten erhoben werden (vgl. Abschnitt II.F.4.1), liegt in diesem Verbrauchsbereich.

Bei Kunden in diesem Verbrauchsbereich handelt es sich zumeist um Industriekunden. Diese können die jeweilige nationale Umsatzsteuer regelmäßig in Abzug bringen, sodass für den europäischen Vergleich auf den Preis ohne Umsatzsteuer abgestellt wird. Über die Umsatzsteuer hinaus gibt es aufgrund nationaler Besonderheiten z.T. weitere Steuern und Abgaben, die für diese Kundengruppe typischerweise erstattungsfähig sind, und die daher nach der Eurostat-Systematik ebenfalls vom Bruttopreis abgezogen werden.[147] Daneben fallen in den meisten Mitgliedstaaten noch weitere, nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben an (in Deutschland: Gassteuer und Konzessionsabgabe).

Die europaweiten Preisunterschiede fallen bei Industriekunden wesentlich geringer aus als bei Haushaltskunden. Der Netto-Gaspreis im Verbrauchsbereich 27,8-278 GWh/Jahr liegt für deutsche Kunden mit 3,19 ct/kWh im europäischen Mittelfeld. Der EU-Durchschnitt beträgt 3,12 ct/kWh. Im europäischen Schnitt wird der Nettopreis mit rund 7 Prozent (0,22 ct/kWh) durch nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben belastet. Deutschland weist in dieser Hinsicht mit ca. 13 Prozent (0,41 ct/kWh) einen etwas überdurchschnittlichen Wert auf.

[147] Zu den einzelnen länderspezifischen Abzügen vgl. Eurostat, Gas Prices – Price Systems 2014.

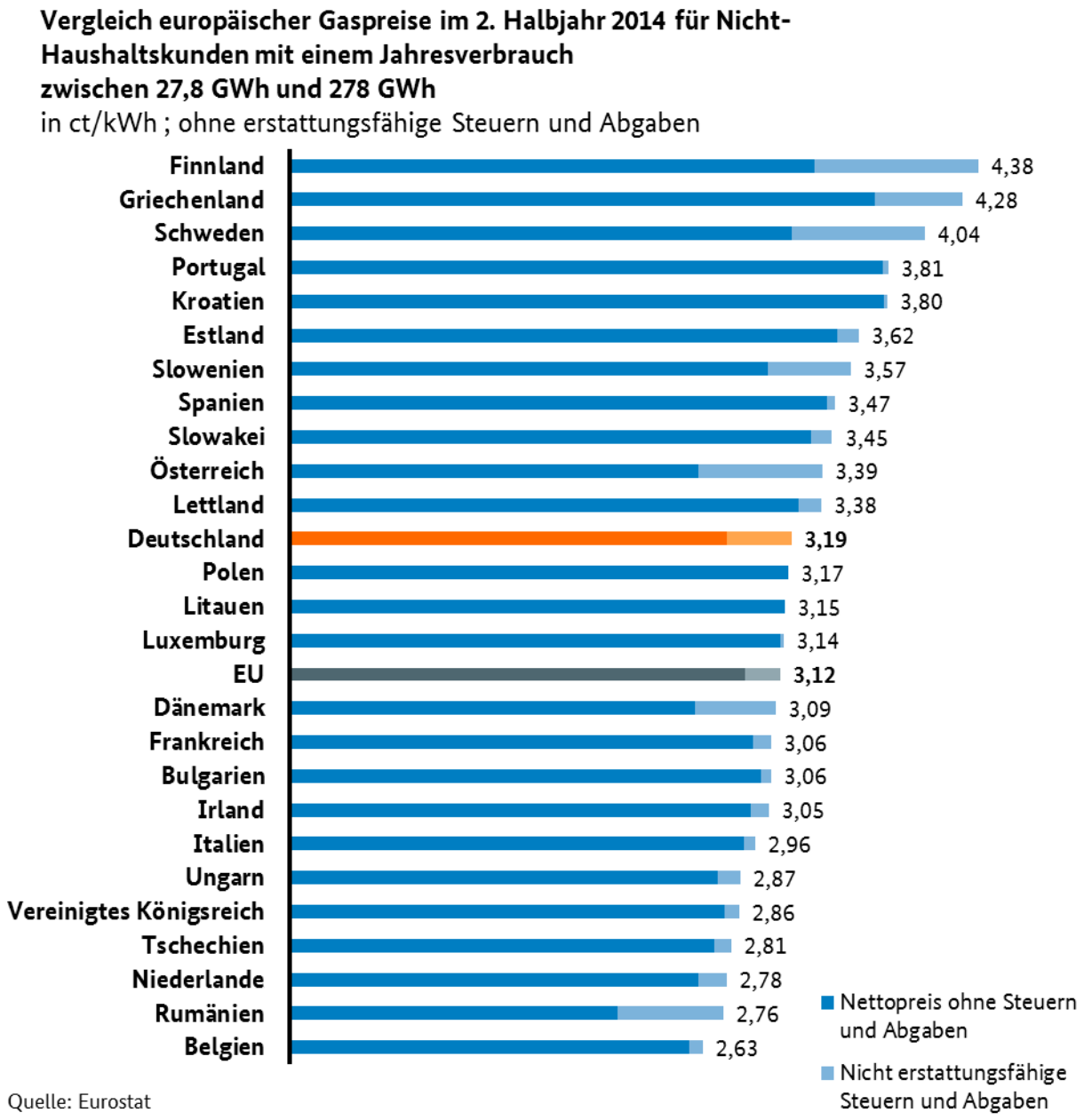



Abbildung 166: Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2014 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 27,8 GWh und 278 GWh

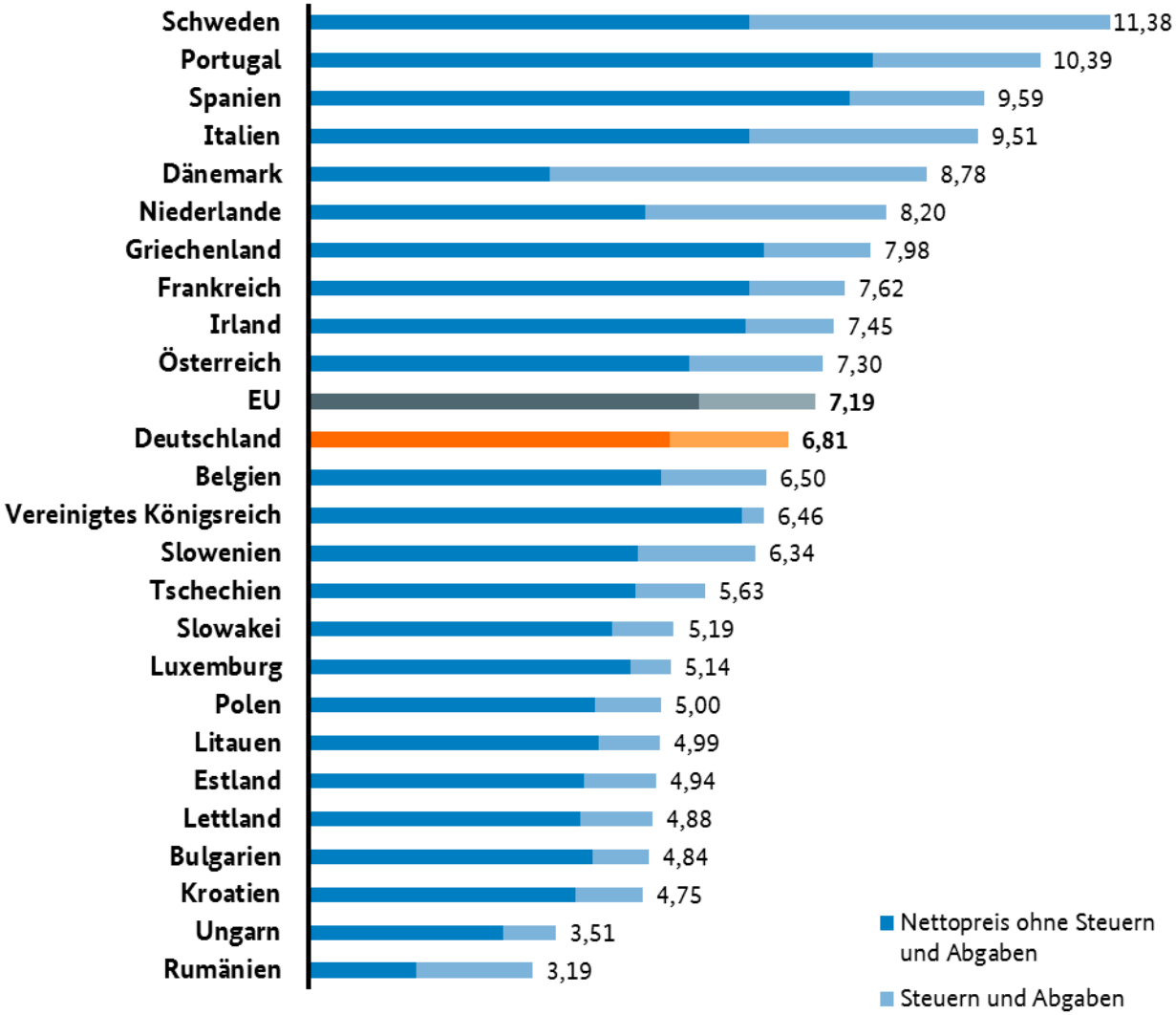
## 5.2 Haushaltskunden

Eurostat betrachtet im Bereich der Haushaltskunden drei verschiedene Verbrauchsbänder: Jahresverbrauch von unter 5.555 kWh, zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh sowie über 55.555 kWh. Der Abnahmefall 23.269 kWh/Jahr, für den im Monitoring spezifische Preisdaten erhoben werden (vgl. Abschnitt II.F.4.2 ab Seite 320), liegt im mittleren Eurostat-Verbrauchsband. Dementsprechend wird im Folgenden der europaweite Vergleich für das mittlere Band dargestellt. Haushaltskunden können sich in aller Regel keine der anfallenden Steuern und Abgaben erstatten lassen, sodass für diese Kunden der Gesamtpreis inkl. Umsatzsteuer relevant ist.

Anders als im Bereich der Industriekunden bestehen europaweit hohe Unterschiede zwischen den Gaspreisen für Haushaltskunden. Haushaltskunden zahlen in Portugal und Schweden für Erdgas mehr als das Dreifache als in Rumänien. Das Gaspreisniveau für Haushaltskunden in Deutschland entspricht mit 6,81 ct/kWh ungefähr dem EU-Durchschnitt (7,19 ct/kWh).

Auch der Anteil der Steuern und Abgaben am Gesamtpreis ist EU-weit unterschiedlich. Während der Anteil im Vereinigten Königreich lediglich rund 5 Prozent beträgt, entfallen in Dänemark mehr als 60 Prozent auf Steuern und Abgaben. Deutschland liegt mit einem Anteil von rund 25 Prozent auch in dieser Hinsicht im europäischen Mittelfeld. Vom deutschen Gesamtpreis entfallen ca. 1,68 ct/kWh auf Steuern und Abgaben, der EU-Durchschnitt beträgt 1,64 ct/kWh.

**Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2014 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh**
in ct/kWh ; inkl. Umsatzsteuer




Quelle: Eurostat

Abbildung 167: Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2014 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh

# G Speicher

## 1. Zugang zu Untertagespeicheranlagen

Am Monitoring nahmen alle 24 Betreiber von Untergrundspeicheranlagen teil. Sie betreiben und vermarkten insgesamt 42 Untertageerdgasspeicheranlagen (UGS). Zum Stichtag 31. Dezember 2014 beträgt das in diesen UGS maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen insgesamt 25,68 Mrd. Nm³.[148] Davon entfallen 13,30 Mrd. Nm³ auf Kavernenspeicher- und 12,38 Mrd. Nm³ auf Porenspeicheranlagen. Entsprechend der Struktur des deutschen Erdgasmarktes ist der weitaus größte Teil von Speicheranlagen für die Speicherung von H-Gas ausgelegt (23,33 Mrd. Nm³; 2,34 Mrd. Nm³ für L-Gas).

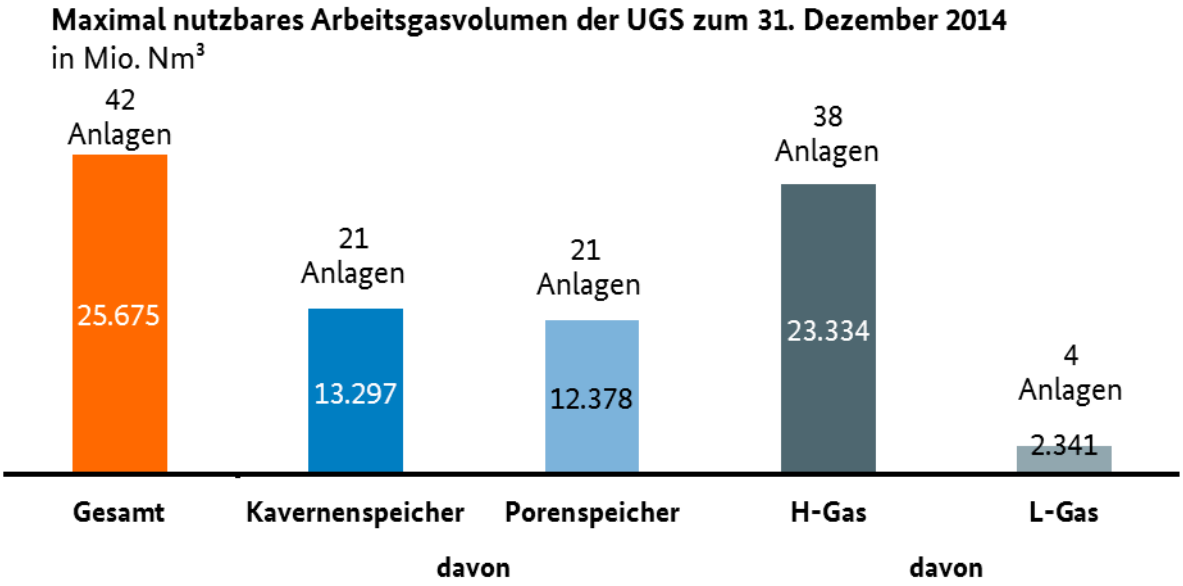



Abbildung 168: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2014

In der nachstehenden Abbildung ist der Verlauf der Speicherfüllstände seit 2010 dargestellt. Trotz der teilweise stark unterschiedlichen Rahmenbedingungen im Gasmarkt (z. B. der Cold Spell im Februar 2012 oder der lange Restwinter 2013) waren die Erdgasspeicher im betrachteten Zeitraum zum Winter immer ausreichend gefüllt. Zu Beginn des vergangenen Winters 2014/15 war der Gesamtfüllstand aller deutschen Speicher sehr hoch. Dies lässt sich zum einen darin begründen, dass der Winter 2013/14 sehr mild war, so dass von den Kunden deutlich weniger Gas nachgefragt wurde und kaum Gasmengen aus den Speichern entnommen wurden. Auf Grund des großen Gasangebotes in den Speichern blieb der Kurzfristpreis für Erdgas im Frühjahr 2014 niedrig, so dass sich Ausspeicherung und Verkauf für die Speicherkunden nicht lohnte. Dementsprechend gut gefüllt waren die Speicher zu Beginn der Einspeicherperiode. Zusätzlich kamen in 2014 weitere Speicherkapazitäten auf den Markt (z. B. Jemgum), die das gesamte Arbeitsgasvolumen erhöhten.

[148] In diesem Wert sind auch das Volumen des grenznahen Speichers 7Fields und ein Teil des Volumens des grenznahen Speichers Haidach enthalten.

Der Gesamtfüllstand der deutschen Erdgasspeicher ist derzeit, im Vergleich zu den vergangenen Jahren niedrig. Dies läge nach Aussagen von Händlern vor allem an der derzeitigen Marktsituation, in der für den Winter hohe Importe aus Russland erwartet würden. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass alle Marktteilnehmer bestrebt sind, das derzeit sehr hohe Versorgungssicherheitsniveau im Gasmarkt zu erhalten.

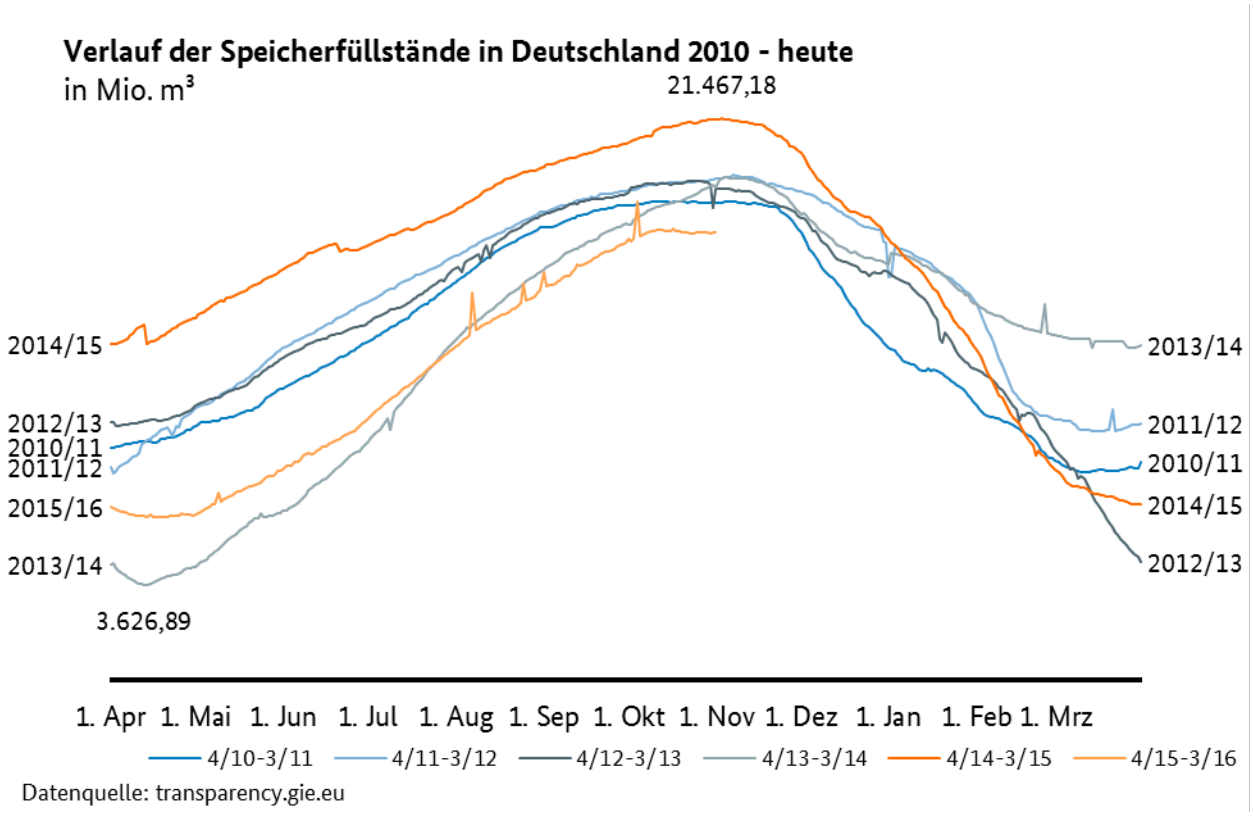



Abbildung 169: Verlauf der Speicherfüllstände in Deutschland 2010 - heute

## 2. Nutzung der Untertagespeicheranlagen für Gewinnungstätigkeit

Gewinnungstätigkeit ist die Nutzung von Speichern durch Unternehmen, die in Deutschland Gas fördern. Im Berichtsjahr 2014 lag die Nutzung für die Gewinnungstätigkeit in zwei Speichern unter einem Prozent des erfassten maximal nutzbaren UGS-Arbeitsgasvolumens (AGV). Nach Abzug des genutzten AGV für Gewinnungstätigkeit ergibt sich für das Berichtsjahr 2014 ein zugangsfähiges AGV für Dritte von insgesamt 25,43 Mrd. Nm³ (2013: 25,20 Mrd. Nm³) sowie eine zugangsfähige Einspeicherleistung von 12,84 Mio. Nm³/h und eine Ausspeicherleistung von 25,82 Mio. Nm³/h.

## 3. Nutzung der Untertagespeicheranlagen Kundenentwicklung

Entsprechend den erfassten Daten der Unternehmen hatten diese in 2014 im Mittel 6,1 Speicherkunden (2010: 4,4; 2011: 5,0; 2012: 5,4, 2013: 5,3). Die Entwicklung der Kundenzahlen pro Speicherbetreiber seit 2010 lässt sich an der nachstehenden Abbildung ablesen.

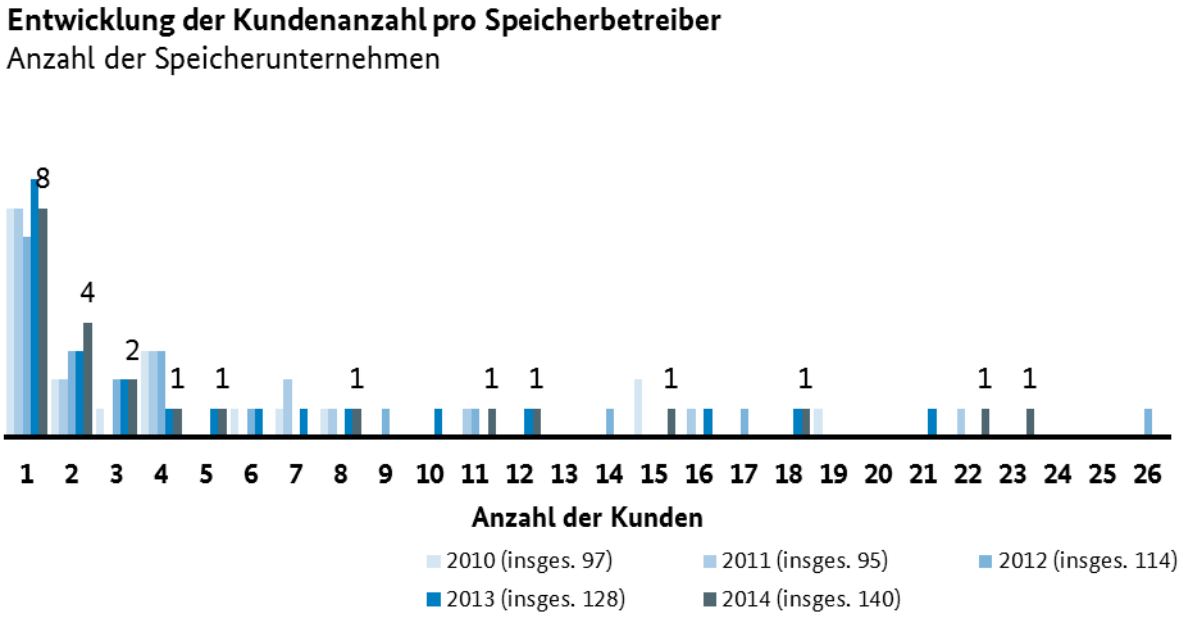



Abbildung 170: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber 2010 bis 2014

Die Anzahl der Speicherkunden hat sich im Vergleich zum Vorjahr erhöht. Allerdings zeigt es sich weiterhin, dass ein Drittel der Speicherunternehmen nur über einen Kunden verfügen. Im Jahr 2014 hatten erstmals 2 Speicherunternehmen jeweils mehr als 20 Kunden.

## 4. Kapazitätsentwicklung

Die zum Stichtag 31. Dezember 2014 freien Arbeitsgasvolumina der UGS sind in der nachstehenden Abbildung im Vergleich zu den Vorjahren dargestellt.

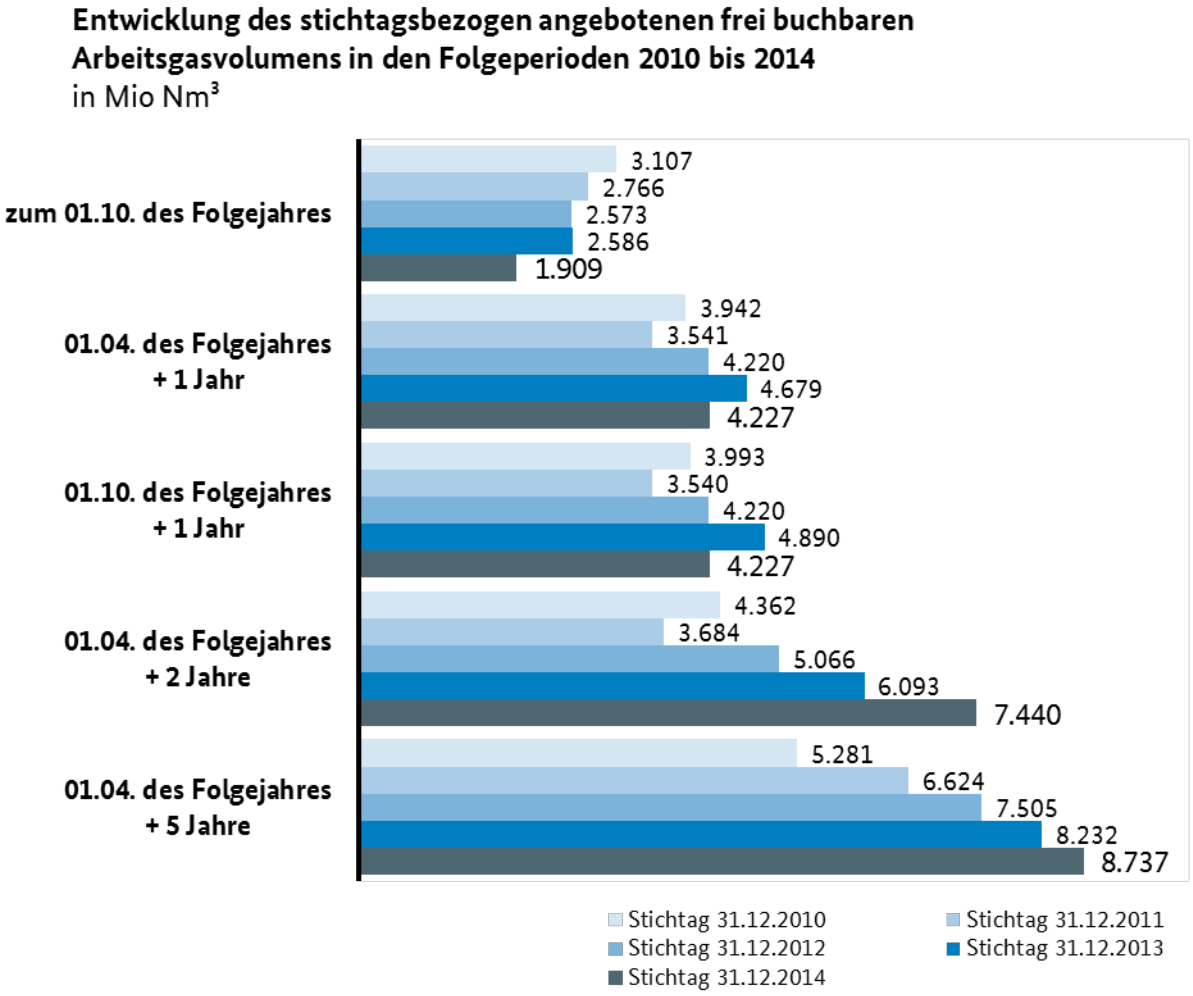



Abbildung 171: Entwicklung des stichtagsbezogenen, angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2010 bis 2014

Im kurzfristigen Bereich (bis zum 1. Oktober 2014) ist das frei buchbare Arbeitsgasvolumen erneut gesunken, auch die buchbaren Kapazitäten ab 2016 haben leicht abgenommen. Im längerfristigen Bereich hat das buchbare Arbeitsgasvolumen im Vergleich zu den Vorjahren nochmals zugenommen.

# H Biogasmonitoring

Per 31. Dezember 2014 haben 185 Biogasanlagen (inkl. zwei Power to Gas Anlagen) 688 Mio. Nm³ oder 7.489 Mio. kWh in das Gasversorgungsnetz eingespeist. Dies entspricht einer Steigerung von 37 Prozent zum Vorjahr. Der Verkaufspreis für Biogas betrug 2014 marktindiziert zwischen 5-8 ct/kWh.

**Kennzahlen Biogaseinspeisung**

| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|---|---|---|---|---|
| Anzahl der einspeisenden Anlagen (inkl. Wasserstoffeinspeisung) | 77 | 108 | 144 | 185 |
| Eingespeiste Biogasmenge (Mio. Nm³) | 275 | 413 | 520 | 688 |
| Eingespeiste Biogasmenge (Mio. kWh) | 2.674 | 4.393 | 5.471 | 7.489 |
| Wälzungskosten der Gasnetzbetreiber auf alle Netznutzer (Mio. Euro) | 78 | 107 | 131 | 154 |
| Wälzungskosten pro eingespeister kWh Biogas in ct/kWh | 2,917 | 2,436 | 2,394 | 2,056 |

Tabelle 83: Kennzahlen Biogaseinspeisung 2011-2014

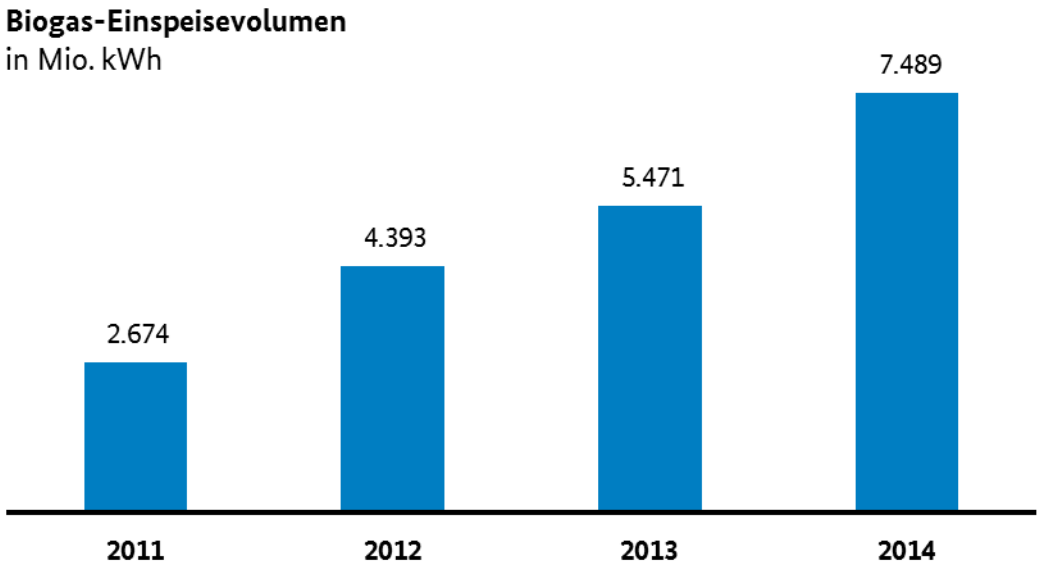



Abbildung 172: Biogaseinspeisevolumen 2011-2014

# 1. Wälzungskosten 2014

Die bei den Gasnetzbetreibern entstehenden Kosten der Biogaseinspeisung können von diesen mittels der Netzentgelte auf alle Netznutzer umgelegt werden. Die Wälzungskosten des Jahres 2014 beliefen sich auf 154 Mio. Euro. Dies stellt eine relative Steigerung in Höhe von 18 Prozent im Vergleich zum Jahr 2013 dar. Der bisherige Trend der gestiegenen Wälzungskosten setzte sich somit auch im Jahr 2014 fort.

Seit 2014 gilt eine bundeseinheitliche Biogasumlage, bedingt durch die am 22. August 2013 in Kraft getretene Neufassung des § 20b GasNEV. Diese dient dem Zweck, der zunehmend ungleichen Verteilung der Kostenbelastung zwischen den beiden Marktgebieten entgegenzuwirken. Die Biogasumlage beträgt seit dem 1. Januar 2015 0,60194 Euro/kWh/h/a.

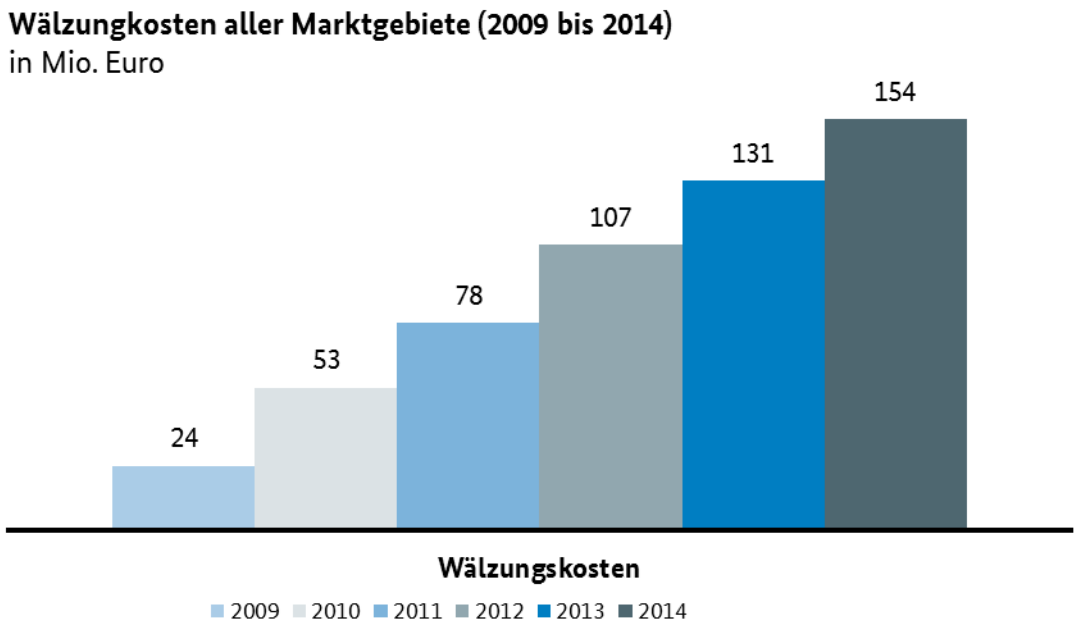



Abbildung 173: Biogas-Wälzungskosten aller Marktgebiete 2009-2014

# 2. Marktgebiete

Die Anzahl der Biogasbilanzkreise bzw. Rechnungsbilanzkreise blieb 2014 im Vergleich zu 2013 nahezu konstant.

**Kennzahlen der Biogaseinspeisung bezogen auf die einzelnen Marktgebiete**

| | 2013 | | 2014 | |
|---|---|---|---|---|
| **Marktgebiete** | **NCG** | **GASPOOL** | **NCG** | **GASPOOL** |
| Anzahl Biogas-Bilanzkreisverantwortliche | 53 | 53 | 58 | 57 |
| Anzahl Biogasbilanzkreise | 149 | 131 | 141 | 138 |
| Biogas-Rechnungsbilanzkreise | 82 | 83 | 81 | 85 |

Tabelle 84: Kennzahlen der Biogaseinspeisung bezogen auf die einzelnen Marktgebiete

# I Mess- und Zählwesen

## 1. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber

Mit der vollständigen Öffnung des Messwesens auf dem Elektrizitäts- und Gasmarkt sind Gasanschlussnutzer grundsätzlich frei, für die Dienstleistung Messstellenbetrieb und Messung einen anderen Anbieter als den Netzbetreiber auszuwählen. Im Falle, dass sich der Anschlussnutzer nicht an einen Dritten wendet, bleibt der Netzbetreiber kraft Gesetzes weiterhin zuständig.

An der Erhebung im Bereich Mess- und Zählwesen im Gassektor haben sich insgesamt 654 Unternehmen beteiligt, welche insgesamt annähernd 13,96 Millionen Messstellen betreiben.

Im Bereich Messstellenbetrieb sind die Verteilnetzbetreiber (Gas) in ihrer Funktion als Messstellenbetreiber und als Anbieter für Messleistungen am Markt tätig. Außerdem gibt es Lieferanten mit Tätigkeit als Messstellenbetreiber und Dritte als unabhängige Messstellenbetreiber. Die folgenden Tabellen zeigen, in welcher Rolle Messstellenbetreiber am Markt auftreten und wie ihre Tätigkeiten hinsichtlich Messstellenbetrieb/Messung einzuordnen sind.

**Rolle des Messstellenbetreibers**

| Funktion | 2014 | 2013 |
|---|---|---|
| Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i. S. d. § 21b Abs. 1 EnWG | 648 | 625 |
| Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i. S. d. § 21b Abs. 2 EnWG, der seine (Mess-)Leistungen am Markt anbietet | 8 | 9 |
| Lieferant mit Tätigkeit als Messstellenbetreiber | 1 | 5 |
| Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber | 4 | 1 |

Tabelle 85: Rolle des Messstellenbetreibers

Der Anteil der Messeinrichtungen mit registrierender Leistungsmessung ist mit 39.641 Zählpunkten geringfügig gestiegen (2013: 38.070 Zählpunkte[149]). Die Anzahl der Zählpunkte, die vom Messstellenbetreiber mit Messeinrichtungen i. S. d. § 21f EnWG ausgestattet und die mit Messsystemen nach § 21d EnWG

[149] Nachträgliche Korrektur des Wertes von 74.945 aus dem MB 2014.

verbunden werden können, betrug ca. 1.131.000 (2013:919.000[150]). Damit beträgt der Anteil dieser kommunikativen Messsysteme 7,8 Prozent der gesamt installierten Messeinrichtungen.

## 2. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden

Die nachfolgende Tabelle zeigt die durch die Messstellenbetreiber eingesetzten Zähl- und Messeinrichtungen für Verbraucher mit Standardlastprofil (SLP).

**Zähl-/Messeinrichtung für SLP-Kunden**

| Zähl-/Messeinrichtung des Messstellenbetreibers für Standartlastprofilkunden | Anzahl Zählpunkte nach Zählergröße | | |
|---|---|---|---|
| | G1,6 bis G6 | G10 bis G25 | ab G40 |
| Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk | 8.799.944 | 285.586 | 36.941 |
| Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk und Impulsausgang | 4.375.647 | 139.868 | 14.651 |
| Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk | 8.896 | 209 | 852 |
| Lastgang-/Leistungsmessgerät wie bei RLM-Kunden | 60 | 249 | 3.598 |
| andere mechanische Gaszähler | 11.037 | 2.380 | 25.055 |
| andere elektronische Gaszähler | 3.741 | 7 | 1.427 |
| Summe der Zähler i. S. d. § 21f EnWG neue Fassung | 38.084 | 43.779 | 4.157 |
| Summe der Zähler, die i. S. d. § 21f EnWG neuer Fassung umgerüstet werden können | 871.077 | 1.631 | 512 |

Tabelle 86: Zähl-/Messeinrichtung für SLP-Kunden

Die nachstehende Grafik zeigt, mit welchen Technologien die Messstellenbetreiber eine kommunikative Anbindungen der Messeinrichtungen an ein Messsystem i. S. d. § 21d EnWG realisiert haben.

Insgesamt sind 310.699 (2013: 106.944) Messstellen im SLP-Kundensegment mit solchen Anbindungen versehen.

[150] Nachträgliche Korrektur des Wertes von 871.000 aus dem MB 2014

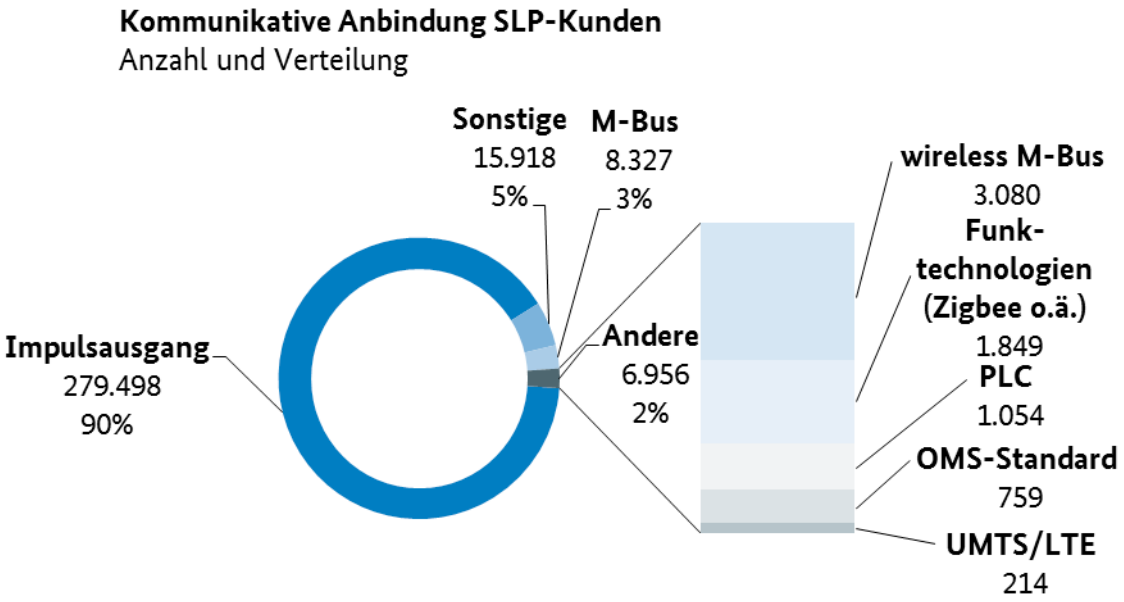



Abbildung 174: Kommunikative Anbindung an ein Mess- oder Kommunikationssystem für SLP-Kunden

## 3. Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung

Die Messstellenbetreiber wurden gesondert befragt, welche Zählertechnik sie für Kunden mit registrierender Lastgangmessung (RLM) verwenden. In der folgenden Tabelle sind Anzahl je Technik bezogen auf die Zählpunkte näher dargestellt.

**Zähl-/ Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden**

| Funktion | Anzahl Zählpunkte |
|---|---|
| Anzahl Zählpunkte - Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Registriergerät/Datenspeicher | 18.303 |
| Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter | 9.418 |
| Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter + Registriergerät/Datenspeicher | 14.407 |
| Sonstige | 235 |

Tabelle 87: Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden

Die unterschiedlichen Möglichkeiten der kommunikativen Fernanbindung von 48.199 (2013: 36.516 Zählpunkten) im RLM- Kundesegment, kann folgender Abbildung entnommen werden.

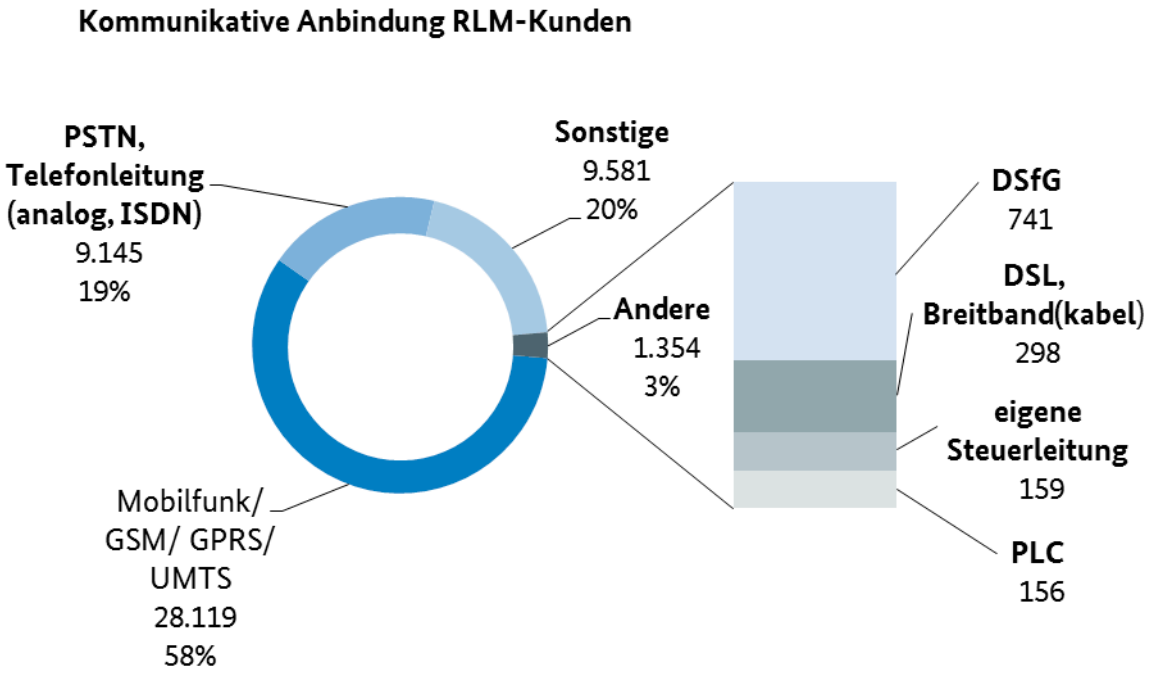



Abbildung 175: Kommunikative Anbindung für RLM-Kunden

# III Übergreifende Themen

# A Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas

Die Aufgaben der Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas nehmen Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt einvernehmlich wahr. Die gesetzliche Einrichtung der Markttransparenzstelle bei der Bundesnetzagentur erfolgte am 12. Dezember 2012; seitdem ist die Markttransparenzstelle in der Abteilung Energieregulierung der Bundesnetzagentur tätig, in der Beschäftigte beider Häuser zusammenarbeiten.

## 1. Gemeinsame Marktüberwachung

In der Markttransparenzstelle überwachen Beschäftigte der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts gemäß § 47b GWB und Art. 7 REMIT gemeinsam die Energiegroßhandelsmärkte. Die gemeinsame Marktüberwachung beinhaltet die Datensammlung, die sich aus den von ACER ab 7. Oktober 2015 zu erhebenden Daten sowie den national per Festlegung zu erhebenden Daten zusammensetzen wird, und die Datenanalyse im Hinblick auf Gesetzesverstöße. Die Datenanalyse erfolgt aus den unterschiedlichen Blickwinkeln der beiden Häuser. Während die Bundesnetzagentur die Daten im Hinblick auf Verstöße gegen die REMIT untersucht, analysiert das Bundeskartellamt die Daten im Hinblick auf Kartellrechtsverstöße. Daneben werden auch Anhaltspunkte für Verstöße gegen das Wertpapierhandelsgesetz oder das Börsengesetz an die zuständigen Stellen weitergeleitet. Im weiteren Zusammenhang der Markttransparenzstelle beabsichtigen Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, an einem gemeinsamen Leitfaden zur Bewertung von Preisspitzen im Stromgroßhandel nach Kartellrecht und REMIT zu arbeiten.

Bei der Marktüberwachung arbeitet die Markttransparenzstelle eng mit ACER zusammen, die auf europäischer Ebene den Handel mit Energiegroßhandelsprodukten überwacht, um auf Insider-Informationen und Marktmanipulation basierenden Handel aufzudecken und zu verhindern. Im Rahmen dieser Zusammenarbeit erhält die Bundesnetzagentur auch über die ACER Notification Platform[151] Hinweise auf Verstöße gegen die REMIT, die das deutsche Marktgebiet oder in Deutschland gehandelte Energiegroßhandelsprodukte betreffen. Der Fokus liegt dabei auf der Prüfung, ob Insider-Informationen nach den Vorgaben der REMIT veröffentlicht wurden und ob das Verbot von Insider-Handel und Marktmanipulation eingehalten wurde.

Im Rahmen der kartellrechtlichen Marktüberwachung steht das Verbot des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung im Vordergrund. Ziel der Marktbeobachtung der Markttransparenzstelle ist es, zunächst die Voraussetzungen zu schaffen, dass etwaige marktbeherrschende Stellungen im Erstabsatzmarkt für Strom regelmäßig festgestellt werden können. Bei Feststellung potenzieller marktbeherrschender Stellungen auf dem Stromerstabsatzmarkt wird die Markttransparenzstelle den Markt auf Anhaltspunkte für mögliche missbräuchliche Verhaltensweisen hin analysieren. Darüber hinaus wird die Markttransparenzstelle die gesammelten Daten auf Anhaltspunkte für Verstöße gegen das Kartellverbot, insbesondere

[151] https://www.acer-remit.eu/np/home

Kartellabsprachen, hin untersuchen. Die weitergehende Untersuchung und Verfolgung vorliegender Anfangsverdachtsfälle erfolgt anschließend durch das Bundeskartellamt.

## 2. Kooperationsvereinbarung

Im Februar 2015 haben die Präsidenten der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes die Kooperationsvereinbarung für die Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas geschlossen.

Die in § 47a GWB gesetzlich vorgesehene Kooperationsvereinbarung regelt die Einzelheiten der einvernehmlichen Wahrnehmung der Aufgaben der Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas. Hierbei sind insbesondere die gesetzlich vorgesehenen Gegenstände wie Besetzung, Geschäftsverteilung, Koordinierung der Datenerhebung sowie Daten- und Informationsaustausch behandelt.

So besteht die Markttransparenzstelle aus Beschäftigten beider Behörden. Die nähere Aufgabenverteilung orientiert sich am Behördenbezug der jeweiligen Aufgabe.

Für die Identifikation von Anhaltspunkten für den Verdacht, dass gegen REMIT, Kartellrecht, Wertpapierhandelsrecht oder das Börsengesetz verstoßen worden ist, übernimmt die Markttransparenzstelle die von den für die Verfolgung zuständigen Behörden entwickelten Verfolgungskonzepte. Ein kontinuierlicher Informationsaustausch zwischen den Kollegen ist sichergestellt. Auch gegenüber dem Bundeskartellamt wird der gesetzlich vorgesehene Daten- und Informationsaustausch über einen unmittelbaren, datenschutzkonformen und verfahrenssicheren elektronischen Datenzugang effektiv vollzogen. Die Kooperationsvereinbarung ist u.a. auf der Website der Markttransparenzstelle abrufbar.[152]

## 3. Gemeinsame Datengrundlage

Die Markttransparenzstelle ist befugt, die zur Erfüllung ihrer Aufgaben benötigten Daten und Informationen zu sammeln (§ 47 b Abs. 3 GWB). Dabei soll sie einen wesentlichen Teil ihrer Daten von ACER nach Art. 7 REMIT erhalten. Darüber hinaus kann sie Festlegungsverfahren führen, in denen unter Berücksichtigung einer noch zu erlassenden Rechtsverordnung des BMWi weitere Datenmeldeverpflichtungen festgeschrieben werden. Gegenstand dieser Festlegungen können sowohl Transaktions- als auch Fundamentaldaten sein. Bislang wurden noch keine Festlegungsverfahren geführt. Die Markttransparenzstelle wird voraussichtlich Festlegungen in Bezug auf Regelenergiedaten Strom und Gas sowie in Bezug auf wenige grundlegende Fundamentaldaten von Stromerzeugungsanlagen unter 100 MW treffen. Betroffenen Behörden, Interessenvertretern und Marktteilnehmern wird rechtzeitig vor Erlass von Festlegungen Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben; erste Sondierungsgespräche erfolgten bereits 2014 und 2015. Von ihrer Festlegungskompetenz wird die Markttransparenzstelle voraussichtlich nur in beschränktem Umfang Gebrauch machen, da ein Großteil der benötigten Daten bereits durch ACER nach Maßgabe der REMIT-Verordnung gesammelt und direkt an die Markttransparenzstelle weitergeleitet wird.

---

152 http://www.markttransparenzstelle.de/SharedDocs_MTS/Downloads/DE/MTS/Kooperationsvereinbarung.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Die Markttransparenzstelle wird Transaktionsmeldungen und Fundamentaldaten sammeln und diese Daten laufend und umfassend analysieren. Diese Daten erreichen einen erheblichen Umfang. Für die Durchführung der oben genannten Aufgaben, auf Basis dieser großen Datenmengen wird in der Markttransparenzstelle ein Marktüberwachungssystem zur Erhebung und Analyse spezifischer Marktdaten eingeführt. Dieses System wird es der Markttransparenzstelle ermöglichen, die von ACER gelieferten und die national erhobenen Marktdaten aufzunehmen und die Großhandelsmärkte für Strom und Gas fortlaufend auf Anhaltspunkte für Verstöße zu untersuchen.

## 4. Internetseite der Markttransparenzstelle

Seit Januar 2015 ist unter www.markttransparenzstelle.de die Internetseite zur Markttransparenzstelle verfügbar.

Aufgabe der Website ist es in erster Linie, Marktteilnehmern am Großhandel mit Strom und Gas Informationen über Registrierungs- und Datenmeldeverpflichtungen gegenüber der Markttransparenzstelle bereitzustellen. Dies beinhaltet insbesondere Mitteilungen über laufende und abgeschlossene Festlegungsverfahren. Genauer wird die Markttransparenzstelle, wie im Gesetz vorgesehen, auf ihrer Website die aus Festlegungsverfahren resultierenden Listen aller zu meldenden Daten und Datenkategorien inklusive Formaten, Übertragungswegen und Fristen, veröffentlichen (§ 47 h Abs. 3 GWB). Informationen über die Registrierungs- und Datenmeldepflichten von Marktteilnehmern nach REMIT sowie zu den Aufgaben und Durchsetzungsbefugnissen der Bundesnetzagentur nach REMIT finden sich in dem parallel von der Bundesnetzagentur eingerichteten REMIT-Informationsportal www.remit.bundesnetzagentur.de.

Darüber hinaus informiert die Website der Markttransparenzstelle über deren Aufgaben im Bereich der Überwachung der Strom- und Gasgroßhandelsmärkte und ihre Zusammenarbeit mit den für die Durchsetzung zuständigen Aufsichtsbehörden. Des Weiteren stellt die Internetseite diverse Hintergrundinformationen, insbesondere Gesetzestexte, weitere Materialien sowie Antworten auf häufig wiederkehrende Fragen im Zusammenhang mit der Markttransparenzstelle (FAQ) bereit. Aktuelle Meldungen zur Tätigkeit der Markttransparenzstelle, zu Meldefristen, Festlegungsverfahren und Gesetzgebungsprozessen sind als RSS-Feed abonnierbar. Zusätzlich werden Informationen zu Veranstaltungen und Vorträgen sowie Terminen der Markttransparenzstelle bereitgestellt. Das Gesetz sieht zudem vor, den Tätigkeitsbericht der Markttransparenzstelle auch auf deren Internetseite zu veröffentlichen.

# B Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur

## 1. Verpflichtungen und Verbote nach REMIT

Die REMIT enthält die Verpflichtung zur Veröffentlichung von Insider-Informationen, zur Registrierung, zur Datenmeldung sowie die Verbote von Insider-Handel und Marktmanipulation. Die Aufsicht über die Einhaltung der REMIT-Vorgaben ist gemäß § 56 S. 1 Nr. 4 EnWG Aufgabe der Bundesnetzagentur. Sie stellt sicher, dass die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts gewährleistet ist. Folgende Themen sind aktuell von Bedeutung:

### 1.1 Registrierung der Marktteilnehmer

Seit 6. März 2015 registriert die Bundesnetzagentur Marktteilnehmer im Sinne der REMIT. Zur Datenmeldung an ACER verpflichtete Unternehmen müssen sich vorher bei der nationalen Regulierungsbehörde registrieren lassen. Die Datenmeldepflicht an ACER wird in der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 1348/2014 konkretisiert, die am 7. Januar 2015 in Kraft trat. Unterschieden wird zwischen Standardverträgen, die ab 7. Oktober 2015, und Nicht-Standardverträgen, die ab 7. April 2016 an ACER zu melden sind. Bevor die Daten zum jeweiligen Zeitpunkt an ACER gemeldet werden können, müssen sich die Marktteilnehmer bei der Bundesnetzagentur registriert haben, um den sog. ACER-Code für die Datenmeldung zu erhalten. Die Registrierung erfolgt über das CEREMP-Registrierungsportal von ACER. Für die Registrierung hat die Bundesnetzagentur ein Handbuch erstellt, das im Internet abgerufen werden kann.[153] Bis Anfang November 2015 haben sich 1100 Marktteilnehmer bei der Bundesnetzagentur registriert. Diese wurden in das europäische Register von ACER[154] aufgenommen.

Im Zusammenhang mit der Registrierung erhält die Bundesnetzagentur täglich zahlreiche Anfragen von Unternehmen und Stadtwerken. Allein im 1. Halbjahr des Jahres 2015 waren es über 700 Anfragen per E-Mail und Telefon. Für die Registrierungsanfragen wurden ein E-Mail Postfach[155] und eine spezielle Rufnummer[156] eingerichtet. Häufig auftretende Fragen von Marktteilnehmern werden in einer Fragen- und Antwortliste (FAQ) im REMIT-Informationsportal bereitgestellt.[157]

Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur an Registrierungsworkshops der Energieverbände und zahlreichen weiteren Veranstaltungen teilgenommen, um die Marktteilnehmer über ihre Registrierungs- und Meldepflichten zu informieren.

---

[153] http://remit.bundesnetzagentur.de/SharedDocs_MTS/Downloads/DE/REMIT/CEREMP_Handbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=4

[154] https://www.acer-remit.eu/portal/european-register

[155] REMIT-Registrierung@bnetza.de

[156] 0228/14 5000

[157] www.remit.bundesnetzagentur.de

## 1.2 Meldepflichten der Marktteilnehmer

Die Meldepflicht der Marktteilnehmer umfasst Transaktions- und Fundamentaldaten. Aufzeichnungen der Transaktionen am Energiegroßhandelsmarkt einschließlich der Handelsaufträge werden ausschließlich von ACER erhoben. Welche Transaktionen, wie und mit welchen inhaltlichen Details gemeldet werden müssen und wer den diesbezüglichen Datenmeldepflichten unterliegt, ergibt sich aus dem REMIT Transaction Reporting User Manual (TRUM).[158] Die zu meldenden Fundamentaldaten beinhalten Informationen über die Kapazität und Nutzung von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung, zum Verbrauch oder zur Übertragung/Fernleitung von Strom oder Erdgas oder über die Kapazität und Nutzung von Flüssiggasanlagen. Dies beinhaltet auch die geplanten oder ungeplanten Nichtverfügbarkeiten dieser Anlagen. ENTSO-E und ENTSO-G sind gemäß Art. 8 und 9 der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 1348/2014 verpflichtet, im Namen der Marktteilnehmer die vorliegenden Fundamentaldaten an ACER zu übermitteln.

Für Datenmeldungen über Dritte können sich sog. RRM (Registered Reporting Mechanism) bei ACER registrieren lassen. ACER veröffentlicht die Liste der registrierten RRMs.[159]

Die gesamten Datenmeldungen der in Deutschland registrierten Marktteilnehmer und in deren Auftrag handelnden Dritten sowie Transaktionen über Energielieferungen mit Erfüllungsort Deutschland wird ACER an die Bundesnetzagentur weiterleiten. Hinzu kommen Fundamentaldaten aus Deutschland und den an Deutschland angrenzenden Nachbarstaaten. Die Bundesnetzagentur erhält damit die Transaktions- und Fundamentaldaten, die für das deutsche Marktgebiet relevant sind. Eine mehrfache Meldung identischer Daten an verschiedene Stellen wird damit vermieden.

## 1.3 Insiderhandel und Marktmanipulation

Insiderhandel und Marktmanipulation sind nach der REMIT verboten. Ein Verstoß gegen diese Verbote stellt je nach Einzelfall eine Ordnungswidrigkeit oder eine Straftat dar. Derzeit verfügt die Bundesnetzagentur noch nicht über die erforderlichen Daten, um durch eigene Datenanalysen verbotswidriges Verhalten aufdecken zu können. Sie ist daher auf externe Hinweise angewiesen. Bei Hinweisen auf einen möglichen Verdachtsfall fordert die Bundesnetzagentur derzeit die notwendigen Daten anlassbezogen an und wertet diese aus. Externe Hinweise erhielt sie bislang von anderen Aufsichtsbehörden, von ACER und anderen europäischen Regulierungsbehörden.

Personen, die beruflich Transaktionen mit Energiegroßhandelsprodukten arrangieren, sind gemäß Art. 15 REMIT verpflichtet, einen begründeten Verdacht von Insiderhandel oder Marktmanipulation der Bundesnetzagentur unverzüglich zu melden. Hierfür verwenden sie in der Regel die ACER Notification Platform,[160] mit der ACER auf europäischer Ebene Hinweise in englischer Sprache entgegennimmt und an die betroffenen nationalen Regulierungsbehörden weitergibt. Auf nationaler Ebene gibt die Bundesnetzagentur den Marktteilnehmern die Gelegenheit, Verstöße gegen die REMIT in deutscher Sprache direkt per Post oder Telefon zu melden und gewährleistet hierbei die Vertraulichkeit der Informationen.

---

[158] http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Transaction Prozent20Reporting Prozent20User Prozent20Manual Prozent20 Prozent28TRUM Prozent29.pdf

[159] https://www.acer-remit.eu/portal/list-of-rrm

[160] https://www.acer-remit.eu/np/home

Die Bundesnetzagentur hat im Jahr 2014 fünf Verdachtsfälle von Verstößen gegen die REMIT von anderen Behörden erhalten: Zwei Fälle beinhalteten einen möglichen Verstoß gegen das Insiderhandelsverbot und liegen im Zuständigkeitsbereich ausländischer Regulierungsbehörden. Drei Fälle betrafen einen möglichen Verstoß gegen das Verbot der Marktmanipulation. Einer dieser Fälle wird nach dem Abschluss einer intensiven Prüfung nicht weiter verfolgt. Dieser betraf den Verdacht der Manipulation von Gasgroßhandelsprodukten. Im Jahr 2015 hat die Bundesnetzagentur bislang vier Verdachtsfälle erhalten. Drei davon betrafen einen möglichen Verstoß gegen das Verbot der Marktmanipulation und einer eine offensichtlich unbeabsichtigt fehlerhafte Handelsausführung. Darunter befindet sich u. a. ein mögliches verbotswidriges Blockieren von grenzüberschreitender Übertragungskapazität ohne die Absicht Strom zu handeln. Dies untersucht die Bundesnetzagentur derzeit gemeinsam mit weiteren betroffenen Regulierungsbehörden. Dem Fall des sog. "manifest error" wird nach kurzer Prüfung nicht weiter nachgegangen. Die verbliebenen potentiellen Verstöße gegen Vorgaben der REMIT aus 2014 und 2015 befinden sich weiterhin in Bearbeitung.

## 2. Mitwirkung der Bundesnetzagentur in der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden

Die im Jahr 2011 eingerichtete Agentur für die Zusammenarbeit der Energie-Regulierungsbehörden (ACER) soll die Behörden dabei unterstützen, die in den Mitgliedstaaten wahrgenommenen Regulierungsaufgaben auf Gemeinschaftsebene zu erfüllen und soweit erforderlich ihre Maßnahmen zu koordinieren. Die Bundesnetzagentur hat sich von Anfang an in den Gremien der Agentur, insbesondere dem Regulierungsrat und den Arbeitsgruppen, engagiert, um sachgerechte europäische Lösungen voranzutreiben. Über 30 Angehörige der Bundesnetzagentur beteiligen sich an den etwa 20 Arbeitsgruppen und Task Forces in den Themenbereichen Elektrizität, Gas, REMIT sowie Monitoring. Die REMIT-Arbeitsgruppe der Agentur wird von Bundesnetzagentur geleitet.

Mit der Veröffentlichung des Strategiepapiers „Energy Regulation: A Bridge to 2025“ am 23. September 2014 haben ACER und der unabhängige Verband der europäischen Energie-Regulierungsbehörden (CEER) Empfehlungen an das Europäische Parlament, den Rat sowie die Europäische Kommission zur Fortentwicklung des Energiebinnenmarktes bis 2025 vorgelegt. Die Umsetzung des dritten Binnenmarktpakets und der Zielmodelle für Elektrizität und Gas hat weiterhin oberste Priorität für ACER und CEER. Die Regulierer diskutieren die Herausforderungen der Ausrichtung auf eine kohlenstoffarme Energiewirtschaft mit Erneuerbaren Energien sowie auf eine intelligente, flexible und reaktionsfähige Energieversorgung.

Die Europäische Kommission hat am 25. Februar 2015 eine „Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie“ verabschiedet. Die „Energieunion“ als Vision und Leitschnur für die Prioritäten der europäischen Energiepolitik benennt fünf zusammenhängende Dimensionen: Energiesicherheit, Solidarität und Vertrauen; ein vollständig integrierter Energiebinnenmarkt, Energieeffizienz (als Beitrag zur Senkung der Energienachfrage) sowie die Dekarbonisierung der Wirtschaft. Der ebenfalls vorgelegte Aktionsplan enthält 15 vorrangige Maßnahmen, die über den gemeinschaftlichen Besitzstand weit hinausgehen und eine Reihe legislativer Vorschläge ankündigen. Am 15. Juli 2015 veröffentlichte die Kommission als erste konkrete Initiative eine Konsultation über das künftige europäische Strommarktdesign.

## 2.1 Entwicklung von Rahmenleitlinien und Netzkodizes

Nationale Regulierungsbehörden, Marktteilnehmer, die Europäische Kommission und die Mitgliedsstaaten erarbeiten seit dem Jahr 2009 in einem mehrstufigen Verfahren sog. Netzkodizes als zentrale europäische Regeln nach dem dritten Energiebinnenmarktpaket: Auf Basis von „Rahmenleitlinien" von ACER erstellen die europäischen Verbände der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSO-E für Strom bzw. ENTSOG für Gas) Entwürfe für die Netzkodizes. Sie erlangen Rechtskraft nach einem durch die Europäische Kommission eingeleiteten Komitologieverfahren mit Beteiligung der Mitgliedsstaaten. Die Bundesnetzagentur hat sich in den zuständigen Agentur-Arbeitsgruppen intensiv an der Erarbeitung der Rahmenleitlinien bzw. Stellungnahmen zu Netzkodizes beteiligt und unterstützt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie bei den laufenden Komitologieverfahren.

Im Strombereich wurde am 5. Dezember 2014 der erste Netzkodex, eine Leitlinie zu Kapazitätsallokation und Engpassmanagement, im Komitologieausschuss angenommen. Nach Veröffentlichung im EU-Amtsblatt am 25. Juli 2015 trat die Leitlinie am 14. August 2015 als Verordnung (EU) 2015/1222 in Kraft.

Im Gasbereich wurde am 1. Mai 2015 mit dem Netzkodex zur Interoperabilität und Datenaustausch in Fernleitungsnetzen bereits der dritte reguläre Netzkodex verabschiedet. Der Netzkodex INT wurde am 1. Mai 2015 als Verordnung (EU) 2015/703 zur Festlegung eines Netzkodex mit Vorschriften für die Interoperabilität und den Datenaustausch im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht und gilt ab dem 1. Mai 2016. Der Netzkodex CAM wurde bereits im Oktober 2013 als Verordnung (EU) 2013/984 veröffentlicht und gilt ab dem 1. November 2015. Im Zusammenhang mit den erforderlichen Neuregelungen für Incremental Capacity wird es zu einer Ergänzung des NC CAM kommen. Der Netzkodex Balancing wurde am 26. März veröffentlicht als Verordnung (EU) 2014/ 312 und gilt ab dem 1. Oktober 2015, bzw. 1. Oktober 2016. Am 22. Oktober 2014 wurde erstmals der "ACER-ENTSOG Report on the early implementation of the Balancing Network Code (BAL NC)" veröffentlicht, der auf einer Erhebung der nationalen Umsetzungsmaßnahmen für den Netzkodex unter Mitwirkung der nationalen Regulierungsbehörden beruht.

### Ergänzung des Netzkodex Kapazitätszuweisung Gas (Incremental Capacity – INC)

Der Netzkodex CAM schreibt zwar gemeinschaftsweite Regelungen für die einheitliche Auktionierung existierender Kapazitäten an Grenzübergangspunkten vor, jedoch enthält er keine Bestimmungen für ggf. neu zu schaffende Kapazitäten an Grenzübergangspunkten sowie für sog. „incremental capacities". Dies sind solche Kapazitäten, die an bereits existierenden Grenzübergangspunkten nachgefragt werden, wobei die Nachfrage über die technisch verfügbaren Kapazitäten hinausgeht. Daher besteht der Bedarf, harmonisierte und marktbasierte Methoden für die Bedarfsermittlung neuer Kapazitäten und „incremental capacities" festzuschreiben.

Eine entsprechende Rahmenleitlinie wurde von ACER am 2. Dezember 2013 entwickelt. ENTSOG legte am 26. Dezember 2014 den entsprechenden Netzkodex vor.

Dieser Vorschlag wurde von ACER von Februar-März 2015 öffentlich konsultiert. Auf Basis der Stellungnahmen im Rahmen der öffentlichen Konsultation wurde der Vorschlag zum Zwecke der Vereinfachung und zur Erhöhung der Transparenz des Verfahrens überarbeitet. Die überarbeitete Fassung wird von Juli-August 2015 erneut im Markt konsultiert. Nach derzeitigem Stand sollen die Ergänzungen des

NC CAM um Regelungen zur Neuschaffung von Kapazitäten voraussichtlich Ende des Jahres 2015 im Komitologieverfahren verabschiedet werden.

**Leitlinien zur Vermeidung von Engpässen in den europäischen Gasfernleitungen (Congestion Management Procedures – CMP)**

Regelmäßig auftretende Vertragsengpässe verhindern, dass (neue) Transportkunden trotz physischer Verfügbarkeit von Kapazitäten Zugang zum Fernleitungsnetz erhalten.

Zur Beseitigung dieser Hindernisse und zur Vollendung des Binnenmarktes wurden Leitlinien zur Vermeidung von Engpässen in den europäischen Gasfernleitungen aufgestellt, die im Wesentlichen den effizienten Umgang mit Kapazitäten fördern und die Anzahl an verfügbaren Kapazitäten erhöhen. Auf der Grundlage des Beschlusses 2012/490/EU der Europäischen Kommission vom 24. August 2012 zur Änderung von Anhang I der Verordnung 715/2009/EG über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen gelten diese neuen Bestimmungen für das Engpassmanagement seit dem 1. Oktober 2013. ACER hat am 13. Januar 2015 erstmals einen Monitoringbericht zur Umsetzung der CMP-Leitlinien veröffentlicht. Basierend auf Umfragen unter den nationalen Regulierungsbehörden und Fernleitungsnetzbetreibern sowie umfangreichen Datenauswertungen wurden die Effekte der neu implementierten Regeln bewertet und Empfehlungen zur verbesserten Umsetzung ausgesprochen.

**Netzkodex zur Schaffung von harmonisierten Tarifstrukturen in Fernleitungsnetzen (Tariff – TAR)**

Marktteilnehmer sind auf dem europäischen Gasmarkt oft einer großen Anzahl inkonsistenter Entgeltbildungen ausgesetzt, die Kosten häufig unzureichend reflektieren.

Daher erstellte ACER im Jahr 2013 auf Aufforderung der Kommission eine Rahmenrichtlinie, die den kostenorientierten, nicht-diskriminierenden Zugang für alle Marktteilnehmer sowie Wettbewerb sicherstellen soll. Zudem zielt sie darauf ab, eine effizienten Benutzung der Fernleitungsnetze und eine angemessene Investition in die Fernleitungsnetze anzureizen. Auf dieser Basis entwickelte ENTSOG einen entsprechenden Netzkodex und übergab diesen am 26. Dezember 2014 an ACER. Voraussichtlich Ende 2015 soll der Netzkodex TAR gemeinsam mit den Ergänzungen des Netzkodex CAM im Komitologieverfahren verabschiedet werden.

Mit der fortschreitenden Arbeit an der erstmaligen Erstellung von Netzkodizes richtet sich der Fokus in zunehmendem Maße auf die Umsetzung der neuen Regeln und deren Monitoring.

## 2.2 Energie-Infrastrukturpaket

Die Verordnung (EU) 2013/347 ist als Überarbeitung der TEN-E-Verordnung im Mai 2013 in Kraft getreten. Im Oktober 2013 hat die Europäische Kommission die erste Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, PCIs) angenommen. Diese Liste enthält insgesamt 248 Vorhaben in den Bereichen Strom-, Gas- und Ölinfrastruktur, auf die die Vorgaben der Verordnung Anwendung finden. Zu Deutschland haben dabei 20 Vorhaben im Strombereich, fünf Vorhaben im Gasbereich und zwei Vorhaben im Ölbereich einen direkten Bezug.

Die erste Liste wurde am 10. Januar 2014 als Delegierte Verordnung (EU) 2013/1391 verrechtlicht und wird fortlaufend alle zwei Jahre aktualisiert. Die Arbeit an der zweiten PCI-Liste ist bereits angelaufen. Die Mitgliedstaaten, Regulierungsbehörden, Übertragungsnetzbetreiber und Vorhabenträger erarbeiten und

bewerten unter dem Vorsitz der Kommission in regionalen Gruppen die Vorschläge für Vorhaben von gemeinsamem Interesse. Auch ACER soll in den regionalen Gruppen mitwirken und zu den Entwürfen für regionale Listen eine Stellungnahme abgeben. Die Bundesnetzagentur hat sich sowohl in den regionalen Gruppen zum Auswahlprozess als auch in der Bearbeitung der Stellungnahme von ACER aktiv eingebracht.

Im Jahr 2014 erreichte die Bundesnetzagentur ein Antrag auf grenzüberschreitende Kostenaufteilung für einen Strom-Interkonnektor zwischen Litauen und Polen (LitPol Link). Die an dem Prozess beteiligten Regulierungsbehörden aus Litauen, Polen, Lettland, Schweden, Finnland, Norwegen und Deutschland konnten sich innerhalb der vorgesehenen Frist von sechs Monaten nicht auf eine grenzüberschreitende Kostenaufteilung einigen. Das Verfahren ist daher an ACER übergegangen. ACER hat in diesem Streitschlichtungs-Verfahren am 16. April 2015 eine Entscheidung ohne eine Verpflichtung für eine finanzielle Beteiligung Deutschlands gefällt.

Die im Rahmen der Agentur zusammenarbeitenden nationalen Regulierungsbehörden sind gem. Artikel 11 (7) der TEN-E Verordnung verpflichtet, eine Reihe von Indikatoren und entsprechende Referenzwerte für einen Vergleich der Investitionskosten pro Einheit für die Vorhaben von gemeinsamem Interesse vergleichbare Vorhaben zu veröffentlichen. Die Referenzwerte können zukünftig zum Beispiel für die im Rahmen der Zehnjahresnetzentwicklungspläne durchgeführten Kosten-Nutzen-Analysen verwendet werden. Die Bundesnetzagentur wirkte intensiv bei der Bestimmung der Indikatoren und Referenzwerte mit. Hierzu wurden auch bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern Daten zu bereits abgeschlossenen Ausbauprojekten abgefragt und mit den Daten aus 24 weiteren europäischen Mitgliedsstaaten verknüpft. Diese Daten bildeten die statistische Grundlage für die Berechnung der Referenzwerte, welche auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur abgerufen werden können.

ACER hat die entsprechenden Indikatoren und Referenzwerte für Elektrizität und Gas am 23. Juli 2015 veröffentlicht.

Mit der Benennung der Bundesnetzagentur als „One-stop-shop“ für die Genehmigungsverfahren der Vorhaben von gemeinsamem Interesse am 15. November 2013 wurden Synergien mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz und der Planfeststellungszuweisungsverordnung genutzt und Kompetenzen gebündelt. Dies soll die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren weiter befördern. In diesem Zusammenhang ist die Bundesnetzagentur ihren diversen Monitoring-, Veröffentlichungs- und Überwachungsaufgaben laut TEN-E-Verordnung nachgekommen und mit anderen One-stop-shop-Behörden zusammengearbeitet. Im Rahmen ihrer Aufgaben zur Transparenz und Öffentlichkeitsbeteiligung hat die Bundesnetzagentur den Informationsgehalt insb. auf ihrer Internetseite erweitert und am 30. Mai 2014 ein Verfahrenshandbuch für das PCI geltende Genehmigungsverfahren veröffentlicht.

## 3. Mitwirkung der Bundesnetzagentur im Council of European Energy Regulators

Die Bundesnetzagentur ist seit 2005 Mitglied im unabhängigen Verband der europäischen Energie-Regulierungsbehörden (CEER). Seit der Gründung von ACER im Jahr 2011 konzentriert sich CEER auf Themen, die nicht in der Zuständigkeit von ACER liegen. Dies betrifft u. a. die Bereiche Verbraucherschutz, regulatorische Aspekte der Endkundenmärkte, die Förderung erneuerbarer Energien, Zukunft des Binnenmarktes sowie die internationale Zusammenarbeit. Daneben unterstützt der CEER in vielerlei Hinsicht die Arbeit von ACER. Die Bundesnetzagentur stellt eine Vizepräsidentin des CEER. Etwa 30 Angehörige der

Bundesnetzagentur beteiligen sich an den 20 CEER-Arbeitsgruppen und Task Forces in den Themenbereichen Elektrizität, Gas, REMIT, Verbraucherschutz, Benchmarking, Verteilnetz-Regulierung sowie Internationale Kooperation.

## 3.1 Europäische Entwicklungen im Verbraucherschutz

Über ihre Mitarbeit an der Customer and Retail Markets Working Group (CRM WG) des CEER hat die Bundesnetzagentur im zurückliegenden Jahr erneut bei der Erarbeitung richtungsweisender Vorgaben im Verbraucherbereich entscheidend mitgewirkt.

Im vergangenen Jahr erstellte CEER einen Leitfaden zum Umgang mit verbrauchsrelevanten Daten. Demnach sollen fünf Handlungsfelder die Basis für die Entwicklung verbraucherorientierter Datenmanagementmodelle in Europa bilden: Datenschutz und -sicherheit, Transparenz, Genauigkeit, Zugänglichkeit und Nichtdiskriminierung. Darauf aufbauend wurden, basierend auf einer öffentlichen Konsultation und einer Anhörung, sieben konkrete Empfehlungen in den einzelnen Bereichen entwickelt, um die Entwicklung des Datenmanagements gemäß den Vorgaben des dritten Energiebinnenmarktpakets fortzuschreiben.

Um die Integration des Strombinnenmarktes weiter voranzubringen, legte CEER basierend auf einer öffentlichen Konsultation, Empfehlungen zu Herkunftsnachweisen für Strom vor. Insbesondere müssen die Informationen zu Herkunftsnachweisen transparenter gestaltet werden, um den Verbrauchern eine solide Entscheidungsgrundlage zu bieten. Vor diesem Hintergrund erfolgte die Analyse mit speziellem Fokus auf der Verbraucherperspektive. Die Empfehlungen zielen darauf ab, den Stromkunden adäquate, zuverlässige und konsistente Informationen bei der Wahl ihres Stromlieferanten an die Hand zu geben.

Ferner muss die Agentur nach den Vorgaben des dritten Energiebinnenmarktpakets jährlich einen Bericht über die Lage auf den Strom- und Gasmärkten erstellen. Dieser wird gemeinschaftlich mit dem CEER verfasst, wobei die Bundesnetzagentur erneut insbesondere beim Thema Verbraucherbeschwerden mitwirkte („ACER/CEER Market Monitoring Report“). Ziel des Berichts ist es ferner, Schwachstellen auf den Endkundenmärkten zu identifizieren und zukünftig effizienter auszugestalten.

Die künftige Rolle der Verteilernetzbetreiber auf den Endkundenmärkten stand im Fokus einer stark beachteten öffentlichen Konsultation des CEER. In den Schlussfolgerungen wird anerkannt, dass angesichts der Unterschiede in Anzahl, Größe und Profil der VNB in den Mitgliedsstaaten kein einziges europäisches Modell geeignet wäre, eine angemessene Regulierung ihrer Aktivitäten abzubilden. Stattdessen sieht das Papier einen konzeptuellen Rahmen zur Abgrenzung (auf nationaler Ebene) von monopolistisch regulierten Kerntätigkeiten, unzulässigen wettbewerblichen Tätigkeiten sowie näher zu bestimmenden Grauzonen vor. Dabei ist eine regulatorische Aufsicht, einschließlich der Entflechtung, umso relevanter je stärker sich VNB neben ihren Kerntätigkeiten weiteren Aufgaben widmen.

## 3.2 Internationale Mitarbeit der Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur hat bestehende Kontakte mit der Internationalen Energieagentur (IEA) im Rahmen des von ihr initiierten Electricity Security Advisory Panel (ESAP) intensiviert. In diesem Forum sollen öffentliche und private Interessenvertreter die Möglichkeit erhalten, sich über neue Entwicklung auf dem Strommarkt auszutauschen und Vorschläge für eine verbesserte Versorgungssicherheit zu diskutieren. Die Bundesnetzagentur wirkte inhaltlich und organisatorisch maßgeblich an einem gemeinsamen Workshop zum

Thema Netzinvestitionen und -regulierung mit. Die Ergebnisse und Schlussfolgerungen der Veranstaltungsreihe sollen Ende 2015 in einen Abschlussbericht fließen.

## 4. Investitionsmaßnahmen und Anreizregulierung

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

Seit der Änderung des § 23 ARegV im Frühjahr 2012 ist für Investitionsmaßnahmen eine Genehmigung des Projekts dem Grunde nach vorgesehen. Nach erteilter Genehmigung kann der Netzbetreiber nun seine Erlösobergrenze um die mit dem Projekt verbundenen Betriebs- und Kapitalkosten unmittelbar im Jahr der Kostenentstehung anpassen. Die Überprüfung der angesetzten Kosten findet durch die Bundesnetzagentur im Rahmen einer ex-post-Kontrolle statt. Im August 2013 wurde der § 23 ARegV zudem um den neuen Absatz 7 ergänzt, so dass die Möglichkeiten für die Genehmigung einer Investitionsmaßnahme für Verteilnetzbetreiber in der Hochspannungsebene ausgeweitet wurden. In der Vergangenheit waren solche Investitionen in der Regel durch den Erweiterungsfaktor gemäß § 10 ARegV abgedeckt. Durch diese Änderung wollte der Verordnungsgeber dem steigenden Investitionsbedarf der Verteilnetzbetreiber in der Hochspannungsebene Rechnung tragen, da in der Hochspannungsebene durch den Ausbau von Anlagen im Bereich der Erneuerbaren Energien vermehrt Transportaufgaben übernommen werden müssen.

Zum 31. März 2015 sind 159 Anträge für Investitionsmaßnahmen bei der zuständigen Beschlusskammer gestellt worden. Mit diesen Maßnahmen sind Anschaffungs- und Herstellungskosten in Höhe von ca. 3 Mrd. Euro verbunden. Den Bereich Elektrizität betrafen 105 Anträge mit einem Volumen in Höhe von ca. 2 Mrd. Euro. Hiervon entfallen auf die Übertragungsnetzbetreiber 26 Anträge mit einem Volumen von ca. 1,4 Mrd. Euro und auf die Verteilnetzbetreiber 79 Anträge mit einem Volumen von ca. 0,6 Mrd. Euro. Gasnetzbetreiber stellten insgesamt 54 Anträge mit einem Volumen in Höhe von ca. 1 Mrd. Euro. Gegenüber dem Jahr 2014 ist die Anzahl der Anträge leicht gestiegen, das Volumen der Anträge dagegen zurückgegangen. Im Jahr 2014 waren es insgesamt 147 Anträge mit einem Gesamtvolumen von ca. 5 Mrd. Euro.

## 5. Evaluierungsbericht

Am 21. Januar 2015 hat die Bundesnetzagentur den Bericht zur Evaluierung der Anreizregulierung veröffentlicht. Damit hat die Bundesnetzagentur eine kritische Bestandsaufnahme des gegenwärtigen Regulierungssystems insbesondere im Hinblick auf das Investitionsverhalten vorgelegt und Vorschläge zur Weiterentwicklung des Regulierungssystems unterbreitet.

Damit ging ein umfassender Evaluierungsprozess zu Ende, der im November 2013 mit einem Auftaktworkshop gestartet worden war. In regelmäßigen Abständen wurden drei weitere Workshops mit jeweils ca. 300 Teilnehmern durchgeführt. Auf Basis eigener Daten und auf Basis zusätzlicher Angaben von etwa 200 Netzbetreibern hat die Bundesnetzagentur wissenschaftlich untersuchen lassen, wie sich das Investitionsverhalten seit Einführung der Anreizregulierung entwickelt hat. Zusätzlich wurde die Rentabilität von Netzinvestitionen analysiert, aber auch untersucht, welche Probleme sich in den einzelnen Verfahren für die Akteure stellen und wie im europäischen Ausland vergleichbare Netzbetreiber behandelt werden. Die

Branche wurde kontinuierlich über den Stand der Evaluierung und Zwischenergebnisse informiert und hatte die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Die derzeitige Anreizregulierung setzt Netzbetreibern Anreize für einen effizienten Netzbetrieb, indem den Netzbetreibern über einen Zeitraum von fünf Jahren (Regulierungsperiode) ein bestimmtes Budget für die Aufgabenerfüllung zur Verfügung gestellt wird (Erlösobergrenze). Den Netzbetreibern werden zudem Effizienzsteigerungsvorgaben gemacht, die sich aus einem Effizienzvergleich der Netzbetreiber untereinander ergeben. Innerhalb der Erlösobergrenze können die Netzbetreiber unternehmerisch frei entscheiden, wie sie diese Effizienzvorgaben erfüllen. Übertreffen sie die Effizienzvorgaben dürfen sie die zusätzlichen Einnahmen für die Dauer der laufenden Regulierungsperiode behalten. Aufgrund der Energiewende ist in den kommenden Jahren insbesondere in den Stromverteilernetzen ein erheblicher Aus- und Umstrukturierungsbedarf für die netzseitige Integration von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien erforderlich.

Die Evaluierung der Anreizregulierung hat gezeigt, dass sich das derzeitige Anreizregulierungssystem grundsätzlich bewährt hat. Die Anreizregulierung hatte keine negativen Auswirkungen auf die Investitionstätigkeit der Strom- und Gasnetzbetreiber. Die Versorgungsqualität ist trotz realisierter Effizienzsteigerungen weiterhin hoch. Diese vergangenheitsorientierten Ergebnisse der Evaluierung allein reichen allerdings mit Blick auf zukünftige Entwicklungen im Kontext der Energiewende nicht aus.

Damit die Anreizregulierung insbesondere auch im Stromverteilernetzbereich energiewendetauglich bleibt, müssen nach der Analyse des derzeitigen Regulierungsregimes Anpassungen am bestehenden System vorgenommen werden.

Die Handlungsvorschläge der Bundesnetzagentur gliedern sich zum einen in modellunabhängige Empfehlungen, die zu Verbesserungen des bisherigen Regulierungssystems führen, ohne dabei in dessen Grundsystematik einzugreifen. Zum anderen wurden mit der ARegV 2.0, der differenzierten Regulierung, dem Gesamtkostenabgleich mit Bonus und dem Kapitalkostenabgleich darüber hinaus vier eigenständige Modellvorschläge vorgestellt, die mit stärkeren Eingriffen in das Regulierungssystem einhergehen.

Von den diskutierten Modellen wird von der Bundesnetzagentur eine Weiterentwicklung des bestehenden Regulierungssystems favorisiert, die ARegV 2.0. Dafür muss der Zeitverzug zwischen einer Investition und deren Erlöswirksamkeit beim Erweiterungsfaktor, der Erweiterungsinvestitionen im Verteilernetzbereich abbildet (Äquivalent zu den Investitionsmaßnahmen im Übertragungsnetzbereich), beseitigt werden. Dadurch werden eine zeitnahe Refinanzierung der Investitionen gewährleistet und die Investitionsbedingungen energiewendefreundlicher ausgestaltet.

Daneben werden Optionen vorgeschlagen, die den Netzbetreiber anreizen, in intelligente Lösungen zu investieren („Intelligenz statt Leitung“). Mit einem Efficiency-Carry-Over oder einem Bonussystem könnten Einsparpotenziale durch intelligente Lösungen, die in der BMWi-Verteilernetzstudie mit ca. 10- 20 Prozent gegenüber konventionellem Netzausbau beziffert, gehoben werden. Darüber hinaus soll das Instrument der Investitionsmaßnahme, das bisher Erweiterungen in den Übertragungsnetzen regelt, auf besonders von der Energiewende betroffene Verteilernetzbetreiber ausgeweitet werden, um deren besondere Situation angemessen zu berücksichtigen.

Regulierungsmodelle, die zur Verbesserung der Investitionsbedingungen einen jährlichen Kapitalkostenabgleich vorsehen, werden von der Bundesnetzagentur abgelehnt. Sie adressieren zwar ebenfalls den bestehenden Zeitverzug zwischen Investition und Refinanzierung, reizen aber eher kapitalintensive Netzausbaustrategien an. Anreize, durch intelligente und innovative Lösungen Kosten einzusparen, würden geschmälert.

Die vorgeschlagenen modellunabhängigen Handlungsmöglichkeiten wirken unter anderem in Richtung einer verbesserten Handhabbarkeit des Regulierungssystems. Hierzu zählen die Empfehlungen zum Regulierungskonto und zur Vorgehensweise bei der Aufteilung von Erlösobergrenzen bei Teilnetzübergängen.

Aspekte zur Steigerung der Effizienz werden mit den Empfehlungen zur Behandlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Rahmen des vereinfachten Verfahrens, der Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs sowie des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors adressiert.

In Richtung der Sicherung der Investitionstätigkeit wird die Einführung eines indikatorbasierten Investitionsmonitoring vorgeschlagen. Daneben wurde empfohlen, zur Erhöhung der Transparenz in Zukunft die Erlösobergrenzen und wesentlichen Strukturmerkmale der einzelnen Netzbetreiber zu veröffentlichen.

# C Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes

Im Bereich des Verbots wettbewerbsbeschränkender Vereinbarungen konnte das Verfahren abgeschlossen werden, das sich gegen eine vertragliche Beschränkung der Stromerzeugung der Kraftwerke Irsching 4 und 5 richtete. Der Schwerpunkt der Missbrauchsaufsicht lag in mehreren Verfahren zur Vergabe von Strom- und Gasnetzkonzessionen. Im Bereich der Erfassung und Abrechnung von Heiz- und Wasserkosten (Submetering) hat das Bundeskartellamt eine Sektoruntersuchung eingeleitet. Im Rahmen der Diskussion um das künftige deutsche Strommarktdesign hat sich das Bundeskartellamt nachdrücklich für wettbewerbliche Strukturen eingesetzt.

## 1. Verbot wettbewerbsbeschränkender Vereinbarungen

**Irsching-Verträge**

Das Bundeskartellamt hat – in enger Abstimmung mit der Bundesnetzagentur – ein Kartellverwaltungsverfahren gegen die E.ON Kraftwerke GmbH, die Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH und den Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH wegen zweier Vereinbarungen vom 26. April 2013 („Irsching-Verträge“) geführt. Die Verträge beschränkten die Stromerzeugung der Kraftwerke Irsching 4 und Irsching 5. Nachdem das OLG Düsseldorf die Rechtsauffassung des Bundeskartellamtes bestätigte, konnte das Verfahren im Mai 2015 eingestellt werden.

Das Verfahren richtete sich gegen die konkrete Ausgestaltung der in den Irsching-Verträgen enthaltenen Entgeltregelung. Die Irsching-Verträge sahen vor, dass sich das von TenneT für die Leistungsvorhaltung zu entrichtende Entgelt nach folgender Formel bemisst:
Entgelt = XX Mio. Euro × (aufgrund Redispatch eingespeiste Menge im Kalenderjahr / eingespeiste Gesamtmenge im Kalenderjahr). Nach der Entgeltformel fielen die Zahlungen an die Kraftwerksbetreiber also umso höher aus, je weniger die Kraftwerke auf den „regulären“ Erzeugungsmärkten – d.h. außerhalb von Redispatch-Maßnahmen – eingesetzt werden. Durch diese Ausgestaltung der Entgeltregelung entstand ein wirtschaftlicher Anreiz, die Stromerzeugung der Kraftwerke einzuschränken (vgl. Monitoringbericht 2014, S. 310 f.), auch wenn die Verträge einen „wie bisher marktgetriebenen“ Kraftwerkseinsatz vorsahen. Im Jahr vor Abschluss der Irsching-Verträge wurden die Kraftwerke noch in erheblichem Umfang auf dem normalen Strommarkt eingesetzt. Dagegen haben die Kraftwerke im gesamten Jahr 2014 zu keiner Stunde Strom für den „regulären“ Markt produziert.

Parallel zum Verfahren des Bundeskartellamtes war ein Verfahren beim Oberlandesgericht Düsseldorf anhängig, das die regulierungsrechtliche Grundlage der Irsching-Verträge betraf. Mit dem Verfahren vor dem Oberlandesgericht hatten sich verschiedene Energieversorgungsunternehmen gegen die Festlegung BK8-12-019 der Bundesnetzagentur gewendet, die Zahlungen für Kraftwerkseinsätze auf Anforderung der Netzbetreiber regelte.

Da die Bedeutung des Kartellverfahrens über den Einzelfall Irsching hinausging, machte das Bundeskartellamt im Rahmen des OLG-Verfahrens von seinem Stellungnahmerecht nach § 90 GWB, Art. 15 Abs. 3 VO 1/2003

Gebrauch. Das OLG Düsseldorf bestätigte mit Beschluss vom 28. April 2015 die Rechtsauffassung des Bundeskartellamtes: „Das Bundeskartellamt hat in seiner Stellungnahme plausibel erläutert, dass durch die vertragliche Gestaltung eine Beschränkung der Stromerzeugung, mithin eine wettbewerbsbeschränkende Absprache nach Art. 101 Abs. 1 AEUV getroffen worden ist. Das Bundeskartellamt hat insoweit nachvollziehbar und ausführlich dargelegt, wie durch die umgekehrt proportionale Vergütungsregelung ein Anreiz gesetzt wird, ein Kraftwerk in möglichst geringem Umfang marktgetrieben einzusetzen.“[161]

Die Kartellrechtswidrigkeit der Entgeltregelung der Irsching-Verträge ist durch den Beschluss des OLG Düsseldorf hinreichend geklärt.[162] Der Beschluss des OLG Düsseldorf ist inzwischen rechtskräftig. Eine Wiederholungsgefahr besteht nach Einschätzung des Bundeskartellamtes nicht mehr. Eine kartellrechtswidrige Vertragsklausel ist gemäß § 134 BGB unwirksam. Aufgrund des Beschlusses des OLG Düsseldorf sind Verträge mit solchen Entgeltregelungen auch für weitere Kraftwerke ausgeschlossen. Aus diesen Gründen konnte das Verfahren des Bundeskartellamtes eingestellt werden.

#### Bestpreisklauseln Verivox

Das Bundeskartellamt hat Datenprodukte und Tarifoptimierungsdienstleistungen untersucht, die das Online-Vergleichsportal Verivox Energieversorgern anbietet. Auslöser für die Untersuchung war ein Beitrag des ARD-Verbrauchermagazins Plusminus. Verivox war daraufhin auf das Bundeskartellamt zugekommen. Zumindest in ihrer derzeitigen Ausgestaltung und unter Berücksichtigung der gegenwärtigen Marktverhältnisse bestehen gegen diese Angebote keine kartellrechtlichen Bedenken.

Unabhängig von dieser Prüfung hat Verivox sämtliche Bestpreisklauseln, die zwischen Verivox und Energieversorgungsunternehmen vereinbart worden waren, aus den Verträgen entfernt. Vergleichsportale für Strom- und Gaslieferungen haben grundsätzlich einen positiven Wettbewerbseffekt, indem sie die Wechselmöglichkeiten für Verbraucher erleichtern. Bestpreisklauseln können diesen Effekt schmälern, wenn sie die Preissetzungsfreiheit der Anbieter einschränken und den Wettbewerb zwischen verschiedenen Vergleichsportalen behindern. Verivox hat von sich aus auf die weitere Verwendung von Bestpreisklauseln verzichtet.

## 2. Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen

#### Vergabe von Strom- und Gasnetzkonzessionen

Das Bundeskartellamt hat im Januar 2015 durch Beschluss festgestellt, dass die Stadt Titisee-Neustadt bei der Vergabe ihrer Wegerechte für Stromleitungen missbräuchlich gehandelt hat, und ihr aufgegeben, das Auswahlverfahren transparent und diskriminierungsfrei zu wiederholen. Nach Ansicht des Bundeskartellamtes hat die Stadt Titisee-Neustadt ihre marktbeherrschende Stellung missbraucht, indem sie ein diskriminierendes Auswahlverfahren durchgeführt, den kommunalen Bewerber einseitig ohne sachlichen Grund bevorzugt, unzulässige Auswahlkriterien verwendet sowie gegen den Geheimwettbewerb und das Nebenleistungsverbot verstoßen hat.

---

[161] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 28. April 2015, VI-3 Kart 332/12 (V), NRWE-Rz. 255. Abrufbar unter http://www.justiz.nrw.de/nrwe/olgs/duesseldorf/j2015/VI_3_Kart_332_12_V_Beschluss_20150428.html

[162] Zu den Einzelheiten der kartellrechtlichen Beurteilung durch das Bundeskartellamt siehe Fallbericht B8-78/13: http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Entscheidung/DE/Fallberichte/Kartellverbot/2015/B8-78-13.pdf

Die Stadt Titisee-Neustadt hatte die Aussetzung des Verfahrens beantragt, weil sie in dem Rechtsrahmen für Konzessionsvergaben eine verfassungswidrige Beschränkung der kommunalen Selbstverwaltungsgarantie sieht und mit dieser Begründung eine Kommunalverfassungsbeschwerde beim Bundesverfassungsgericht erhoben hat. Das Bundeskartellamt lehnte eine Verfahrensaussetzung ab, da der Bundesgerichtshof und alle Oberzivil- und Oberverwaltungsgerichte, die sich mit Konzessionsvergaben befasst haben, eine Verletzung der kommunalen Selbstverwaltungsgarantie ausdrücklich verneint haben und das Bundesverfassungsgericht eine Verfassungsbeschwerde der Stadt Heiligenhafen im Jahre 2013 nicht zur Entscheidung angenommen hat. Zudem sind Kommunalverfassungsbeschwerden gegen Urteile unzulässig und eine Beschwerde gegen die zugrundeliegenden Gesetze (§§ 19, 20 GWB, 46 EnWG) dürfte verfristet sein. Aus denselben Gründen hat das Bundeskartellamt von der Aussetzung der sofortigen Vollziehung abgesehen.

Den gegen den Sofortvollzug gerichteten Antrag der Stadt Titisee-Neustadt hat das Oberlandesgericht Düsseldorf mit Beschluss vom 15. Juli 2015 zurückgewiesen. Das Oberlandesgericht Düsseldorf hatte keine Zweifel an der Rechtmäßigkeit der Verfügung des Bundeskartellamtes und konnte keine unbillige Härte durch den Sofortvollzug feststellen. Nach Auffassung des Oberlandesgerichts Düsseldorf war das Auswahlverfahren und die Auswahlentscheidung der Stadt Titisee-Neustadt in vielfacher Hinsicht rechtswidrig (Verstoß gegen §§ 1, 19, 20 GWB, § 46 EnWG). Auch die erhobene Kommunalverfassungsbeschwerde gab dem Oberlandesgericht keinen Anlass für eine andere Wertung, insbesondere wird eine Verletzung von Art. 28 Abs. 2 GG entsprechend der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs abgelehnt. Das Oberlandesgericht Düsseldorf hat keine Rechtsbeschwerde zum Bundesgerichtshof zugelassen, da dieser bereits in seinen Urteilen vom 17. Dezember 2013 umfassend zu den hier relevanten Streitfragen Stellung genommen habe. Die Stadt Titisee-Neustadt hat gegen die Entscheidung des Oberlandesgerichts Düsseldorf über den Fortbestand des Sofortvollzugs Nichtzulassungsbeschwerde und zulassungsfreie Rechtsbeschwerde wegen Verletzung des rechtlichen Gehörs zum Bundesgerichtshof eingelegt. Auf Anregung des Bundesgerichtshofs hat das Bundeskartellamt erklärt, bis zur Entscheidung des Senats über die Rechts- sowie Nichtzulassungsbeschwerde keine Maßnahmen zur Vollstreckung der Missbrauchsverfügung zu ergreifen.

Mit Beschluss vom 4. August 2015 hat das Oberlandesgericht Düsseldorf zudem im Rahmen der Kostenentscheidung über eine zwischenzeitlich erledigte Untätigkeitsbeschwerde gegen das Bundeskartellamt festgestellt, dass das Verhalten des Bundeskartellamtes bzgl. Beiladung und Akteneinsicht rechtmäßig und angemessen war.

Das Verfahren gegen das Land Berlin bzgl. der Vergabe der Wegenutzungsrechte für Gasleitungen wurde vom Bundeskartellamt ausgesetzt, nachdem das Landgericht Berlin in dem parallel anhängigen Zivilrechtsstreit am 9. Dezember 2014 einen Missbrauch durch das Land Berlin festgestellt und den Abschluss eines Konzessionsvertrages mit dem Landesbetrieb Berlin Energie untersagt hat. Nach Auffassung des Landgerichts Berlin hat das Land Berlin im Auswahlverfahren und bei der Auswahlentscheidung in vielerlei Hinsicht gegen die §§ 19, 20 GWB, 46 EnWG verstoßen, so dass die Auswahlentscheidung kartell- und energierechtswidrig sei.

Gegen die Entscheidung des Landgerichts Berlin ist von beiden Parteien Berufung beim Kammergericht Berlin eingelegt worden. Die Klägerinnen (GASAG und NBB) verfolgen damit ihren Hauptantrag auf Abschluss des Konzessionsvertrages weiter. Das Bundeskartellamt hat in diesem Rechtsstreit eine amicus-curiae-Stellungnahme nach § 90 GWB abgegeben. Deshalb hat es das eigene Missbrauchsverfahren zum Ruhen gebracht. Auch der beim OLG Düsseldorf anhängige Rechtsstreit über die Beiladung der BerlinEnergie

wurde bis zur Entscheidung des Kammergerichts Berlin ausgesetzt. Das Kammergericht hat in der Berufungsinstanz des Zivilrechtsstreits die Nebenintervention des Landesbetriebs Berlin Energie mit Beschluss vom 20. August 2015 als unzulässig zurückgewiesen.

Das Land Berlin hat beim Bundeskartellamt erneut eine Anfrage zum Berliner Stromkonzessionsvergabeverfahren gestellt. Dabei ging es auf Wunsch des Landes Berlin einzig um die Zulässigkeit einer Change-of-Control-Klausel, zu der das Bundeskartellamt seine vorläufige Einschätzung mitgeteilt hat.

Das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur haben im Mai 2015 die zweite Auflage des Gemeinsamen Leitfadens zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen sowie zum Wechsel des Konzessionsnehmers veröffentlicht. Seit der Erstveröffentlichung des Leitfadens im Jahre 2010 sind wichtige Fragen und Probleme, die in der Praxis aufgetreten waren, durch die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahre 2011 sowie durch die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs und der Oberlandes- und Oberverwaltungsgerichte aufgegriffen und geklärt worden. Dabei sind die Positionen, die Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur in der ersten Auflage des Leitfadens und in ihrer Verwaltungspraxis vertreten haben, durch den Bundesgerichtshof ganz weitgehend bestätigt worden. Die zweite Auflage des Leitfadens arbeitet die Entwicklung der Rechtsprechung und Gesetzesänderungen ein und bringt den Leitfaden damit auf den aktuellen Stand. Der Leitfaden geht auch auf aktuelle Fragen zur Gewichtung der Auswahlkriterien, zur Bildung von Unterkriterien, zu dem Auswahlverfahren und der Auswahlentscheidung sowie dem Umfang der Informationsherausgabe an die Gemeinde ein. Dabei haben die Behörden bereits die Grundsatzentscheidung des Bundesgerichtshofs vom 14. April 2015 in Sachen Springe (EnZR 11/14) berücksichtigt, die klargestellt hat, dass auch kalkulatorische Netzdaten vom Umfang des Informationsanspruchs der Gemeinde nach § 46 Abs. 2 Satz 4 EnWG umfasst sind.

Am 17. April 2014 ist die EU-Konzessionsrichtlinie (RL 2014/23/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Februar 2014 über die Konzessionsvergabe, ABl. Nr. L 94, S. 1) in Kraft getreten. Die Richtlinie muss innerhalb von zwei Jahren in nationales Recht umgesetzt werden. Sie sieht erstmals Regelungen für die Vergabe von Dienstleistungskonzessionen vor. Allerdings fallen nach Erwägungsgrund Nr. 16 der Konzessionsvergaberichtlinie Vereinbarungen über Wegenutzungsrechte nicht in den Anwendungsbereich der Richtlinie, sofern sie weder eine Lieferverpflichtung auferlegen, noch den Erwerb von Dienstleistungen durch den (öffentlichen) Auftraggeber für sich selbst oder für Endnutzer vorsehen.

**Heizstrom**

Das Bundeskartellamt hat im Oktober 2015 das letzte noch offene Heizstrompreisverfahren aus dem Jahr 2009 gegen die ENTEGA Energie GmbH abgeschlossen, nachdem sich ENTEGA in einem öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrag dazu verpflichtet hatte, den Kunden von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen für die Jahre 2007 bis 2009 insgesamt pauschal je 155,72 Euro (inkl. USt und Zinsen) zurückzuerstatten. Im Gegenzug hat das Bundeskartellamt die Missbrauchsverfügung vom 19. März 2012 aufgehoben.

Das Bundeskartellamt hatte im September 2009 gegen verschiedene Heizstrom-Versorger Preishöhenmissbrauchsverfahren eingeleitet. Mit Ausnahme des Verfahrens gegen ENTEGA konnten alle übrigen Heizstrom-Verfahren bereits im Herbst 2010 einvernehmlich abgeschlossen werden (Monitoringbericht 2011, S. 85). Gegen ENTEGA erließ das Bundeskartellamt im März 2012 eine Rückzahlungsanordnung (Monitoringbericht 2012, S. 268). Seither war die Beschwerde der ENTEGA gegen diese Verfügung beim Oberlandesgericht Düsseldorf anhängig. Sowohl der Ausgang des Gerichtsverfahrens,

als auch dessen weitere Dauer waren bis auf weiteres nicht absehbar. Eine Fortführung lag nach der Überzeugung des Bundeskartellamtes deshalb nicht im Interesse der betroffenen Kunden. Mit dem Vergleich wird auch der positiven Wettbewerbsentwicklung auf den Heizstrommärkten (siehe Abschnitt I.G.5.1.) Rechnung getragen.

## 3. Sektoruntersuchung

**Ablesedienste von Heiz- und Wasserkosten**

Das Bundeskartellamt hat im Juli 2015 eine Sektoruntersuchung im Bereich der Erfassung und Abrechnung von Heiz- und Wasserkosten (Submetering) eingeleitet. Das Submetering umfasst die verbrauchsabhängige Erfassung und Abrechnung von Heiz- und Wasserkosten in Gebäuden sowie die Überlassung der dafür benötigten messtechnischen Ausstattung wie Heizkostenverteiler oder Wärme- und Wasserzähler.

Submetering ist dabei vom Metering sachlich abzugrenzen. Während Metering die verursachungsgerechte Abrechnung von Energielieferungen bis zu einer Liegenschaft betrifft, umfasst Submetering die Dienstleistungen im Zusammenhang mit der Aufteilung der Energielieferungen auf die Nutzer bzw. Einheiten einer Liegenschaft.

Die Sektoruntersuchung soll zunächst die Marktstruktur im Bereich Submetering nachbilden. Es soll geklärt werden, wer Marktteilnehmer ist und wie der Markt funktioniert. Dabei ist insbesondere aufzuklären, welche rechtlichen Rahmenbedingungen herrschen und welche Rolle die Abrechnungs-Software und die Fernauslesung über Funk aktuell spielen.

Insgesamt soll durch die Sektoruntersuchung ermittelt werden, ob es aufgrund der Struktur des Marktes Wettbewerbsdefizite, Wettbewerbsbeschränkungen oder missbräuchliche Verhaltensweisen gibt. Im Jahr 2002 wurde im Rahmen einer Untersagungsverfügung die Feststellung getroffen, dass zwischen ista (damals: Viterra) und Techem ein wettbewerbsloses Duopol mit einem gemeinsamen Marktanteil von über 50 Prozent bestehe. In der Sektoruntersuchung wird insbesondere zu klären sein, ob das wettbewerbslose Duopol zwischen Techem und ista noch immer besteht und sich ggf. verfestigt oder um weitere Unternehmen erweitert hat. Weiter soll ermittelt werden, ob im Falle des Bestehens einer Marktbeherrschung ggf. überhöhte Entgelte erhoben werden. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass in der Regel die Vertragspartner der Submetering-Unternehmen die Kosten des Submetering nicht selbst zu tragen haben, sondern diese an die Mieter weiterreichen. Darüber hinaus soll geklärt werden, welche Marktzutrittsschranken ggf. bestehen.

Die Sektoruntersuchung kann zur Einleitung von Verfahren oder zu Handlungsempfehlungen an den Gesetzgeber führen.

In einem ersten Schritt hat das Bundeskartellamt Online-Fragebögen an rund 90 Submetering-Unternehmen versandt. Die Auswahl der befragten Unternehmen erfolgte insbesondere im Hinblick auf deren Größe, Kundenzahl und Gesellschafterstruktur. In einem zweiten Schritt wurden Kunden aus der Immobilienwirtschaft befragt.

## 4. Competition Advocacy

Im Rahmen der Diskussion um das künftige deutsche Strommarktdesign hat sich das Bundeskartellamt nachdrücklich für wettbewerbliche Strukturen eingesetzt.

In seiner Stellungnahme zum Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie[163] hat sich das Bundeskartellamt unter wettbewerblichen Gesichtspunkten für einen optimierten Strommarkt („Strommarkt 2.0“) und gegen die Einführung eines Kapazitätsmarktes ausgesprochen. Nach Ansicht des Bundeskartellamtes kann ein optimierter Strommarkt auch in Zukunft Versorgungssicherheit gewährleisten. Es existieren derzeit keine Hinweise darauf, dass die Funktionsfähigkeit des Marktes eingeschränkt und daher die Spitzenlastdeckung gefährdet ist. Insbesondere ist die aktuelle Marktlage kein Indikator für Marktversagen. Angesichts bestehender Überkapazitäten sind Rentabilitätsprobleme von Kraftwerken, Marktaustritte und Investitionszurückhaltung eine normale Marktreaktion. Hinzu kommt, dass ein Kapazitätsmarkt einen erheblichen Eingriff in die Wettbewerbsmechanismen des Strommarktes darstellen würde und mit einer Reihe von Risiken für die wettbewerbliche Struktur des Strommarktes verbunden ist. Er birgt die Gefahr von Regulierungsversagen sowie höherer Systemkosten. Darüber hinaus ist die Einführung eines nationalen Kapazitätsmarktes nur schwer mit der Vollendung des europäischen Binnenmarktes vereinbar.

Vor diesem Hintergrund begrüßt das Bundeskartellamt die Entscheidung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie im Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ für einen Strommarkt 2.0, die mit dem bereits vom Kabinett beschlossenen Strommarktgesetz umgesetzt werden soll. Der Strommarkt 2.0 setzt auf den bestehenden Marktmechanismen auf und entwickelt diese weiter, indem bestehende Fehlanreize und Wettbewerbsverzerrungen abgebaut werden. Dabei ist elementar, dass unverzerrte Preissignale in den Markt gelangen, die beispielsweise Knappheiten angemessen widerspiegeln und die richtigen Investitionsanreize setzen.

Insofern wird teilweise die Befürchtung geäußert, die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht verhindere knappheitsbedingte Preisspitzen. Anders als bisweilen vorgetragen führt das kartellrechtliche Missbrauchsverbot jedoch nicht zu einem grundsätzlichen Verbot, Kapazitäten mit einem Aufschlag auf die Grenzkosten („Mark-up“) anzubieten. Das Missbrauchsverbot richtet sich ausschließlich an marktbeherrschende Unternehmen. Diese dürfen ihre Marktmacht u.a. nicht dazu nutzen, um Preise künstlich und in erheblichen Umfang in die Höhe zu treiben. Kommen Preisspitzen dagegen durch tatsächliche, marktmachtunabhängige Knappheiten zustande, sind sie kartellrechtlich nicht zu beanstanden. Das Bundeskartellamt teilt die geäußerten Bedenken daher nicht. Dennoch unterstützt das Bundeskartellamt das Anliegen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, die Transparenz der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht im Bereich der Stromerzeugung noch weiter zu erhöhen (Maßnahme 2 des Weißbuchs). In seiner Stellungnahme zum Grünbuch hatte das Bundeskartellamt darauf hingewiesen, dass es einen Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich der Stromerzeugung veröffentlichen könnte. Diesen Vorschlag hat das Weißbuch nunmehr aufgegriffen. Zudem soll das Bundeskartellamt in Zukunft regelmäßig einen Bericht über die Marktmachtverhältnisse in der Stromerzeugung veröffentlichen. Hierdurch werden die Unternehmen besser einschätzen können, ob sie marktbeherrschend und damit Adressat des Missbrauchsverbots sind. Regelungen zu diesem Bericht finden sich im Kabinettsentwurf des Strommarktgesetzes. Danach ist die Erstellung des Berichts Teil der Monitoringaufgabe des Bundeskartellamtes. Das Bundeskartellamt wird hierfür zukünftig auf Daten der Markttransparenzstelle für

[163]Stellungnahme des Bundeskartellamts abrufbar unter http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Stellungnahmen/Stellungnahme-Gr%C3%BCnbuch_BMWi_Strommarkt.html?nn=3591026

den Großhandel mit Strom und Gas zurückgreifen (§ 47c Absatz 1 Nummer 1 GWB). Der Bericht ist nach deren Vorliegen mindestens alle zwei Jahre zu veröffentlichen.

Im Bereich der Vergabe von Wegenutzungsrechten beabsichtigt die Bundesregierung in dieser Legislaturperiode eine Novelle des § 46 EnWG. Mit dieser Novelle soll das Bewertungsverfahren bei der Neuvergabe (z.B. bei der Rekommunalisierung) der Verteilernetze eindeutig und rechtssicher geregelt sowie die Rechtssicherheit im Netzübergang verbessert werden. Aus Sicht des Bundeskartellamtes besteht jedoch kaum gesetzlicher Änderungsbedarf, da mittlerweile viele Rechtsfragen höchstrichterlich geklärt sind. Kritisch sieht das Bundeskartellamt Überlegungen, dass bei der Vergabe von Wegenutzungsrechten neben den Zielen des § 1 EnWG kommunale Interessen stärker berücksichtigt werden dürfen. Dies erscheint aus wettbewerblicher Sicht bedenklich. Ein diskriminierungsfreier Qualitätswettbewerb könnte so möglicherweise nicht mehr gewährleistet werden.

# D Verbraucherschutz und -service

Die Aufgabe der Bundesnetzagentur als zentraler Informationsstelle für Energieverbraucher besteht in der Information von privaten Energieverbrauchern über das geltende Recht, ihre Rechte als Haushaltskunden sowie über das Schlichtungsverfahren.

Der Verbraucherservice Energie verzeichnete im Jahr 2014 insgesamt ca. 12.400 Anfragen und Beschwerdeeingänge in telefonischer oder schriftlicher Form. Davon entfielen ca. 7.800 auf den Bereich Elektrizität und 900 Eingänge auf den Bereich Gas. Darüber hinaus erreichten den Verbraucherservice Energie ca. 3.800 Anfragen zu allgemeinen bzw. übergreifenden Themen.

Das Gesamtaufkommen der eingegangenen Verbraucheranfragen bis einschließlich 30. Juni 2015 verteilt sich auf den Berichtszeitraum wie folgt:

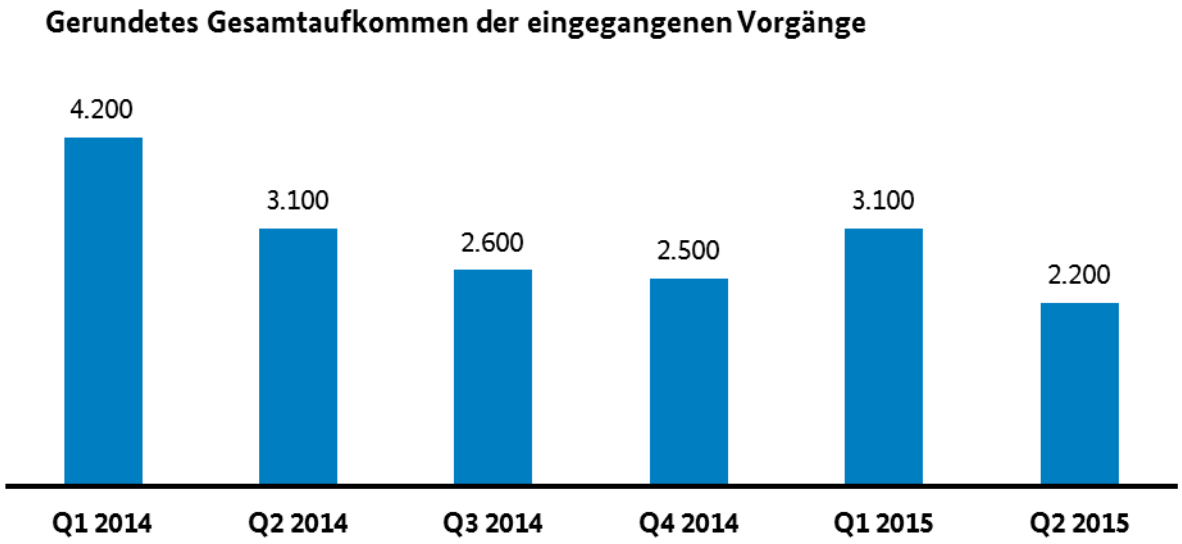



Abbildung 176: Gesamtaufkommen der eingegangenen Vorgänge bis 30. Juni 2015

Das erhöhte Aufkommen an Verbraucheranfragen im 1. Quartal eines jeden Jahres lässt sich vermutlich dadurch erklären, dass ggf. stattfindende Preisanpassungen der Lieferanten zum 1. Januar zu einem erhöhten Wechselaufkommen und zu Folgeproblemen, wie z. B. beim Wechselprozess und/oder der Abrechnung, führen.

Den Schwerpunkt der Verbraucheranfragen und -beschwerden in den Bereichen Elektrizität und Gas bildeten - wie schon in den vergangenen Jahren - Vertrags- und Abrechnungsfragen sowie Beschwerden über die Servicequalität insbesondere der Lieferanten.

Die konkrete inhaltliche Verteilung der Anfragen im Berichtszeitraum lässt sich den nachfolgenden Schaubildern entnehmen:

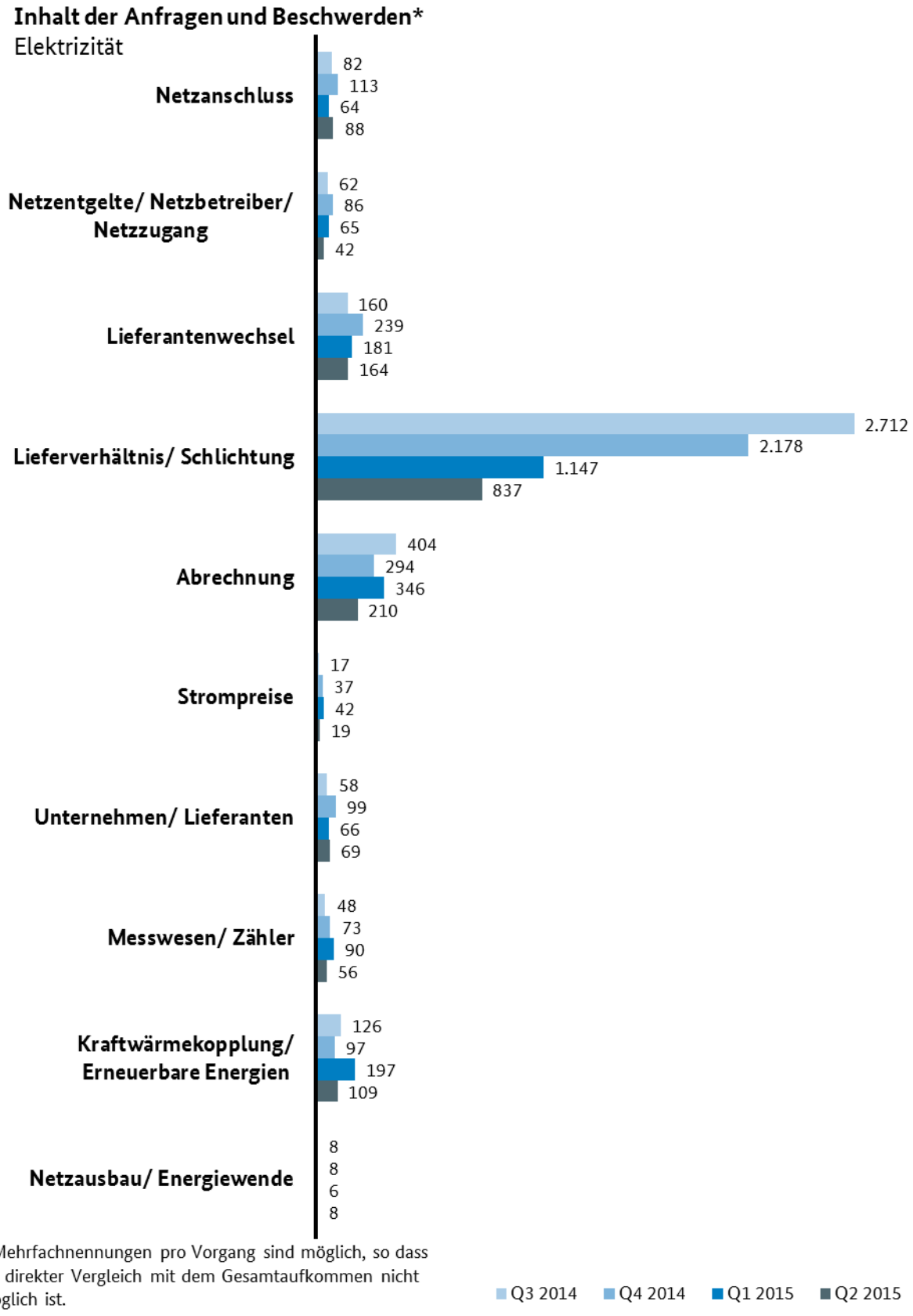



Abbildung 177: Inhalt der Anfragen und Beschwerden für den Bereich Elektrizität

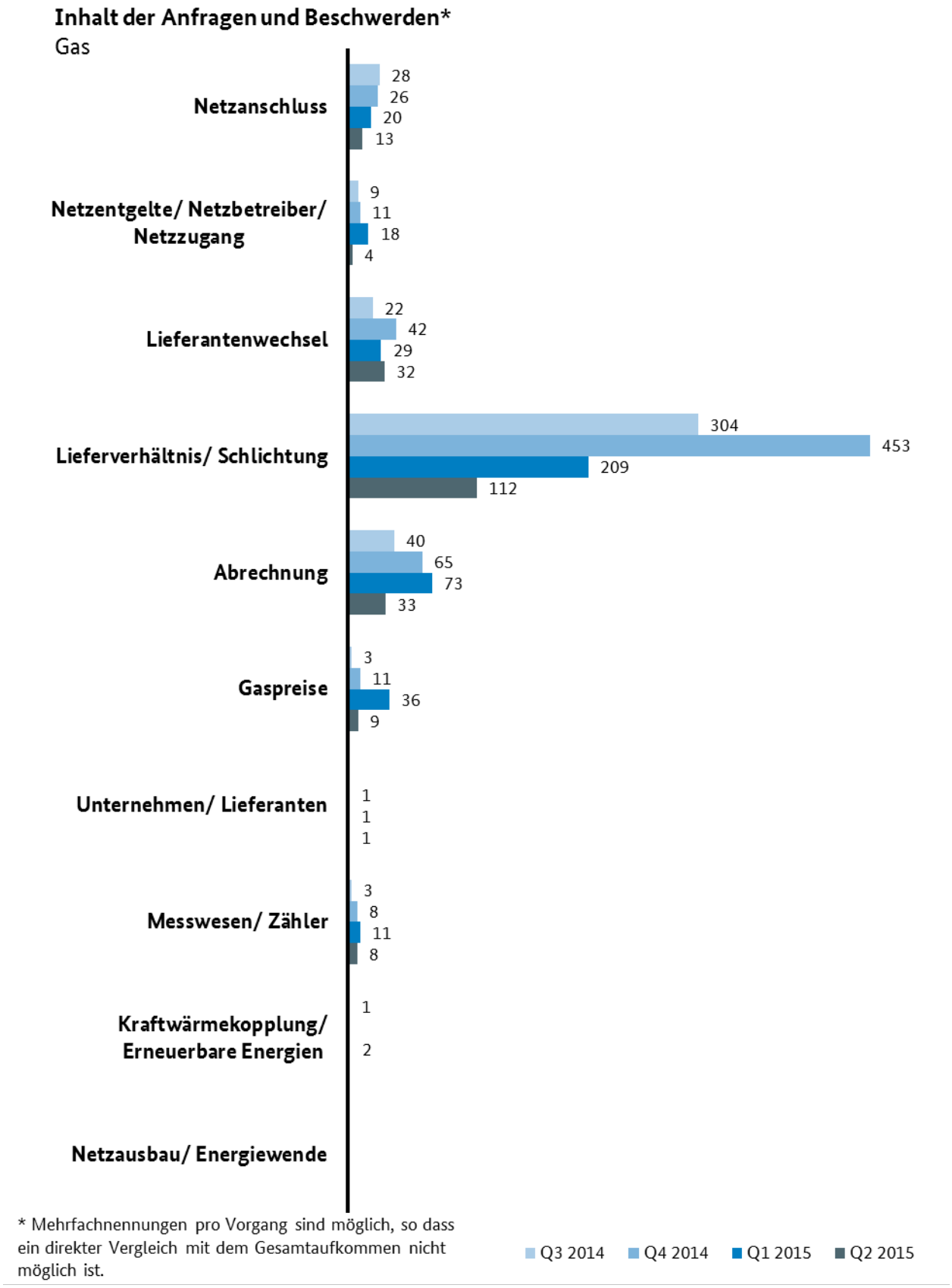



Abbildung 178: Inhalt der Anfragen und Beschwerden für den Bereich Gas

Die Grafiken zeigen, dass der Schwerpunkt der Verbraucherprobleme in den Bereichen des Lieferverhältnisses und der Abrechnung liegt. Innerhalb dieses Themenkomplexes bezieht sich der Großteil der Anfragen und Beschwerden auf einige wenige Unternehmen. Verbraucherinnen und Verbraucher beklagen sich insbesondere über Unstimmigkeiten bei der Interpretation von vertraglichen Bonus- und Kündigungsklauseln, Verspätungen bei der Zusendung sowie Fehlern in der Energieabrechnung und Verzögerungen bei der Auszahlung oder Verrechnung von Guthaben und Boni.

Aufgrund der Vielzahl an Beschwerden über verspätete Zwischen- oder Schlussabrechnungen des Unternehmens immergrün-Energie GmbH, eröffnete die Bundesnetzagentur im November 2014 ein Aufsichtsverfahren wegen möglicher Verstöße gegen Lieferantenverpflichtungen nach § 40 EnWG. Nach dieser Vorschrift müssen Lieferanten sicherstellen, dass der Letztverbraucher seine Zwischenabrechnung spätestens sechs Wochen nach Beendigung des abzurechnenden Zeitraums und die Abschlussrechnung spätestens sechs Wochen nach Beendigung des Lieferverhältnisses erhält. Weil die Beschwerdezahlen zu den Abrechnungsverstößen im Jahr 2015 jedoch stark zurückgingen, wurde das Aufsichtsverfahren im Juni 2015 wieder eingestellt.

Ebenfalls im November 2014 hat die Bundesnetzagentur unter dem Aktenzeichen BK6-14-159 ein Aufsichtsverfahren eröffnet und die Care-Energy Energiedienstleistungs GmbH & Co. KG nochmals förmlich dazu verpflichtet, die Lieferantenanzeige nach § 5 EnWG einzureichen. Care Energy hat daraufhin am 3. Dezember 2014 die Belieferung angezeigt. Allerdings genügte die Anzeige nicht den gesetzlichen Anforderungen. Am selben Tag hat Care Energy die Belieferung wieder mit der Begründung abgemeldet, dass keine Energielieferung durchgeführt würde.

Deswegen hat die Bundesnetzagentur im Dezember 2014 ein Zwangsgeld von 400.000 Euro verhängt und ein weiteres Zwangsgeld von 800.000 Euro angedroht. Zwangsgelder werden zunächst angedroht und – wenn ein Unternehmen die geforderte Handlung nicht vornimmt – festgesetzt. Weil trotzdem keine Lieferantenanzeige erfolgte, hat die Bundesnetzagentur im März 2015 das zweite Zwangsgeld von 800.000 Euro festgesetzt und ein drittes Zwangsgeld von weiteren 800.000 Euro angedroht.

Gegen die Verpflichtung zur Anzeige und gegen die Zwangsgeldfestsetzungen hatte das Unternehmen Beschwerden erhoben. Im Juni 2015 hat das OLG Düsseldorf diese Beschwerden zurückgewiesen und entschieden, dass die Zwangsgelder rechtmäßig waren und Care Energy zur Anzeige der Belieferung von Haushaltskunden verpflichtet ist.

Als Alternative zu einer gerichtlichen Klärung von Vertrags- oder Abrechnungsproblemen haben private Verbraucherinnen und Verbraucher Anspruch auf Durchführung eines Beschwerdeverfahrens bei ihrem Unternehmen. Hilft das Unternehmen der Beschwerde nicht binnen vier Wochen ab, haben Energieverbraucher im Anschluss daran die Möglichkeit, ein Schlichtungsverfahren bei der Schlichtungsstelle Energie e. V. durchzuführen.

Die Schlichtungsstelle Energie vermittelt seit November 2011 bei Beanstandungen zum Vertragsschluss oder zur Qualität von Leistungen des Unternehmens zwischen dem Verbraucher und dem betroffenen Energieversorgungsunternehmen, Messstellenbetreiber oder Messdienstleister. Die Schlichtungsstelle Energie verzeichnete im Jahr 2014 9.300 Antragseingänge. Die Schlichtungsstelle veröffentlicht auf ihrer Internetseite www.schlichtungsstelle-energie.de einen jährlichen Tätigkeitsbericht und ihre Schlichtungsempfehlungen.

Das Schlichtungsverfahren ist für Energieverbraucher in der Regel kostenlos. Der Schlichterspruch ist allerdings nicht bindend, so dass sowohl dem Verbraucher als auch dem Unternehmen weiterhin der Weg zu den Gerichten offen steht.

# Verzeichnisse

# Verzeichnis Autorenschaft

## Gemeinsame Textteile

Kernaussagen

Zusammenfassung Elektrizitätsmärkte (I.A.1)

Zusammenfassung Gasmärkte (II.A.1)

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. Marktübersicht

B Erzeugung und Versorgungssicherheit

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. Unterbrechungsandrohungen und Unterbrechungen, 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. Marktübersicht

B Förderung, Im- und Export sowie Versorgungsstörungen

C Netze

D Regelenergie und Bilanzierung

F Einzelhandel (in folgenden Teilen:)

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

2.2 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Haushaltskunden

3. Unterbrechungsandrohungen und Unterbrechungen, Tarife und Kündigungen

4.2 Preisniveau Haushaltskunden

G Speicher

H Biogasmonitoring

I Mess- und Zählwesen

III Übergreifende Themen

B Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur

D Verbraucherschutz und -service

## 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 1: Anzahl und Verteilung der Verteilnetzbetreiber nach Stromkreislänge ..... 28

Abbildung 2: Aufkommen und Verwendung in den deutschen Versorgungsnetzen 2014 ..... 30

Abbildung 3: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte ..... 33

Abbildung 4: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerstabsatzmarkt ..... 37

Abbildung 5: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2014 ..... 40

Abbildung 6: Installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand 31. Dezember 2013/31. Dezember 2014) ..... 42

Abbildung 7: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand September 2015, Solar August 2015) ..... 43

Abbildung 8: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland (Netto-Nennleistungen, Stand September 2015, Solar August 2015) ..... 44

Abbildung 9: Regionale Verteilung der systemrelevanten Kraftwerke, vorläufig stillgelegten Kraftwerke und endgültig stillgelegten Kraftwerke seit 2011 in Deutschland (Netto-Nennleistungen, Stand September 2015 ..... 47

Abbildung 10: Summe Nettostromerzeugung 2013/2014 ..... 49

Abbildung 11: Entwicklung der installierten Leistung der nach dem EEG vergütungsfähigen Anlagen von 2003 bis 2014 ..... 51

Abbildung 12: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus vergütungsfähigen EEG-Anlagen ..... 54

Abbildung 13: Maximale Einspeisung ..... 56

Abbildung 14: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2014 ..... 57

Abbildung 15: Entwicklung der Jahresarbeit aus vergütungsfähigen EEG-Anlagen nach fester Einspeisevergütung oder Direktvermarktung ..... 58

Abbildung 16: Aufteilung der direktvermarkteten Jahresarbeit auf die Energieträger ..... 60

Abbildung 17: Entwicklung der Vergütungszahlungen nach Energieträgern ..... 61

Abbildung 18: Zuschläge der ersten und zweiten Ausschreibungsrunde ..... 64

Abbildung 19: In Bau befindliche Kraftwerke 2015 bis 2019 (Bundesweite Plandaten 2015 bis 2019 für Netto-Nennleistungen, Stand: September 2015) ..... 65

Abbildung 20: Standorte mit erwartetem Zu- und Rückbau von Kraftwerksblöcken (Stand September 2015) ..... 69

Abbildung 21: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG (Elektrizität) ..... 71

Abbildung 22: Versorgungsstörungen je Netzebene nach § 52 EnWG (Elektrizität) ..... 71

Abbildung 23: Anzahl der Unterbrechungen je Netzebene (Elektrizität) ..... 72

Abbildung 24: Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum dritten Quartal 2015 ..... 75

Abbildung 25: Übersicht Prüfungsergebnisse NEP 2024 ..... 80

Abbildung 26: Übersicht Prüfungsergebnisse Nordsee - NEP 2024 ..... 85

Abbildung 27: Übersicht Prüfungsergebnisse Ostsee - NEP 2024 ..... 86

Abbildung 28: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB seit 2008 (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen) ..... 90

Abbildung 29: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur (inkl. Mess- und Steuereinrichtungen, sowie Kommunikationsinfrastruktur) der VNB ..... 91

Abbildung 30: Verteilnetzbetreiber nach Investitionssummen ..... 92

Abbildung 31: Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen ..... 92

Abbildung 32: Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes entsprechend § 9 Abs. 1 EEG ..... 93

Abbildung 33: Überblick angewendeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung entsprechend § 9 Abs. 1 EEG ..... 94

Abbildung 34: Netzausbaubedarf je Verteilnetzbetreiber (alle Spannungsebenen) ..... 96

Abbildung 35: Projektstatus Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen) ..... 97

Abbildung 36: Netzausbaubedarf je Verteilnetzbetreiber auf Grund des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen in der Hochspannungsebene ..... 98

Abbildung 37: Projektstatus Netzausbaubedarf auf Grund des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen in der Hochspannungsebene ..... 99

Abbildung 38: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2014 gemäß Meldungen der ÜNB ..... 105

Abbildung 39: Entschädigungszahlungen verursacht durch EinsMan-Maßnahmen ..... 111

Abbildung 40: Ausfallarbeit verursacht durch EinsMan-Maßnahmen ..... 113

Abbildung 41: Entwicklung der Netzentgelte für drei Abnahmefälle von 2006 bis 2015 ..... 115

Abbildung 42: Netzentgeltrelevante Kosten der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB im Zeitraum von 2011 bis 2014 ..... 121

Abbildung 43: Aufteilung der Kosten der netzentgeltrelevanten Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB im Jahr 2014 ..... 122

Abbildung 44: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW ..... 124

Abbildung 45: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW ..... 125

Abbildung 46: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB sowie Swissgrid (CH) und TenneT (NL) ..... 127

Abbildung 47: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV ..... 128

Abbildung 48: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung ..... 129

Abbildung 49: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MRL) innerhalb der vier deutschen Regelzonen 2013 und 2014 ..... 130

Abbildung 50: Entwicklung der Durchschnittswerte der 2013 und 2014 von den ÜNB abgerufenen Minutenreserve (MRL) ..... 131

Abbildung 51: Entwicklung der abgerufenen Energiemenge 2013 und 2014 ..... 132

Abbildung 52: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Leistung der SRL und MRL ..... 133

Abbildung 53: Verlauf der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen am 20. März 2015 von 0:00 bis 24:00 Uhr in MW. (Daten: ENTSO-E) ..... 134

Abbildung 54: Am 20. März 2015 eingesetzte Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) (Daten: Übertragungsnetzbetreiber) ..... 135

Abbildung 55: Durchschnittliche Ausgleichsenergiepreise 2010 bis 2014 ..... 136

Abbildung 56: Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise 2012 und 2013 ..... 137

Abbildung 57: Monatliche Anzahl und Volumen der untertägigen Fahrplanänderungen im Jahr 2014 ..... 138

Abbildung 58: Entwicklung der mittleren verfügbaren Übertragungskapazität ..... 141

Abbildung 59: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel) ..... 143

Abbildung 60: Jahressummen der grenzüberschreitenden Lastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne 2014 ..... 146

Abbildung 61: Maximaler Handelsfluss im Verhältnis zum theoretischen NTC 2014 ..... 147

Abbildung 62: Ungeplante Stromflüsse von Deutschland zu seinen Nachbarländern und wieder zurück (Ringflüsse) ..... 148

Abbildung 63: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an der EEX, EPEX SPOT und EXAA ..... 157

Abbildung 64: Anzahl der registrierten Stromhandelsteilnehmer nach Klassifizierung durch EEX und EPEX SPOT zum Stichtag 31. Dezember 2014 ..... 158

Abbildung 65: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA ..... 160

Abbildung 66: Mittlere Spotmarktpreise an der EPEX SPOT ..... 163

Abbildung 67: Differenz der über das Jahr gemittelten Spotmarktpreise an EPEX SPOT und EXAA ..... 163

Abbildung 68: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2014 ..... 164

Abbildung 69: Handelsvolumen von Phelix Futures an der EEX ..... 166

Abbildung 70: Handelsvolumen von Phelix-Futures an der EEX nach Erfüllungsjahr ..... 167

Abbildung 71: Preisentwicklung der Phelix-Frontjahresfutures im Jahresverlauf 2014 ..... 168

Abbildung 72: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-Frontjahresfuture-Preise an der EEX ..... 169

Abbildung 73: Anteil der je fünf umsatzstärksten Verkäufer bzw. Käufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT ..... 171

Abbildung 74: Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Handelsvolumen von Phelix Futures an der EEX ..... 171

Abbildung 75: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-Terminkontrakten an der EEX ..... 177

Abbildung 76: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr ..... 178

Abbildung 77: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Zählpunkte ..... 180

Abbildung 78: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist ..... 181

Abbildung 79: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete ..... 182

Abbildung 80: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2014 ..... 185

Abbildung 81: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden ..... 187

Abbildung 82: Vertragsstruktur von Haushaltskunden ..... 188

Abbildung 83: Anzahl Lieferantenwechsel von Haushaltskunden ..... 189

Abbildung 84: Androhung und Beauftragung einer Unterbrechung in der Grundversorgung; Unterbrechung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers (Elektrizität) ..... 192

Abbildung 85: Entwicklung der Haushaltskundenpreise für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh in der Grundversorgung von 2006 bis 2015 (mengengewichteter Mittelwert) ..... 201

Abbildung 86: Entwicklung der Haushaltskundenpreise für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh bei Sonderverträgen mit dem Grundversorger von 2007 bis 2015 (mengengewichteter Mittelwert) ..... 202

Abbildung 87: Entwicklung der Haushaltskundenpreise für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh bei Verträgen mit Lieferanten, die nicht die örtlichen Grundversorger sind, von 2008 bis 2015 (mengengewichteter Mittelwert) ..... 203

Abbildung 88: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie 2006 bis 2015 (mengengewichtete Mittelwerte je Tarif) ..... 204

Abbildung 89: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge“ für Haushaltskunden für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh 2007 bis 2015 (mengengewichtete Mittelwerte je Vertragskategorie) ..... 205

Abbildung 90: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert) für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh zum 1. April 2015 ..... 210

Abbildung 91: Entwicklung Netzentgelte für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh 2006 bis 2015 ..... 213

Abbildung 92: Über alle Tarife mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh 2006 bis 2015 ..... 214

Abbildung 93: Entwicklung EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis 2006 bis 2015 (über alle Tarife mengengewichtete Mittelwerte) ..... 215

Abbildung 94: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge“ für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh 2006 bis 2015 (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert) ..... 216

Abbildung 95: Anteil der Heizstromabgabe durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversoger ..... 218

Abbildung 96: Anteil der Abgabemengen bzw. Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden 2013 ..... 223

Abbildung 97: Aufteilung der Einzelpreisbestandteile für Ökostrom für Haushaltskunden bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh ..... 226

Abbildung 98: Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2014 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh ..... 229

Abbildung 99: Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2014 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh ..... 231

Abbildung 100: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich ..... 235

Abbildung 101: Veränderung des Anteils der genutzten Übertragungstechnologie bei fernausgelesenen Messsystemen im SLP-Kunden-Bereich im Vergleich zum Vorjahr ..... 236

Abbildung 102: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien im RLM-Bereich ..... 237

Abbildung 103: Veränderung des Anteils der genutzten Übertragungstechnologie bei fernausgelesenen Messsystemen im RLM-Kunden-Bereich im Vergleich zum Vorjahr ..... 238

Abbildung 104: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen ..... 239

Abbildung 105: Verteilnetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Abfrage VNB Gas ..... 248

Abbildung 106: Verteilnetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte gemäß Abfrage VNB Gas ..... 251

Abbildung 107: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter mit den größten Speicherkapazitäten ..... 253

Abbildung 108: Anteil der drei absatzstärksten Unternehmen am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2014 ..... 254

Abbildung 109: Statische Reichweite der deutschen Erdöl- und Erdgasreserven seit 1991 ..... 255

Abbildung 110: Herkunftsländer der nach Deutschland importierten Gasmengen in 2014 ..... 256

Abbildung 111: Entwicklung der Gasimporte ..... 256

Abbildung 112: Aufteilung der exportierten Gasmengen auf die Nachbarländer 2014 in Prozent ..... 257

Abbildung 113: Entwicklung der Gasexporte aus Deutschland ..... 257

Abbildung 114: Zeitablauf des SAIDI-Wertes ..... 260

Abbildung 115: Grafische Darstellung der Ergebnisse des Netzentwicklungsplans Gas 2014 und 2015 ..... 263

Abbildung 116: Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur Verteilnetzbetreiber Gas ..... 267

Abbildung 117: Verteilnetzbetreiber Gas nach Investitionssummen ..... 268

Abbildung 118: Verteilnetzbetreiber Gas nach Aufwandssummen ..... 268

Abbildung 119: Präferenz für Kapazitätsmodell FZK und unterbrechbare vs. FZK, unterbrechbare und weitere feste Produkte ..... 269

Abbildung 120: Präferenz für FZK Absicherung durch LFZ gegenüber Präferenz anderer Produkte als FZK- Ersatz ..... 270

Abbildung 121: Angebot von Einspeisekapazitäten in den Marktgebieten NetConnect Germany und GASPOOL ..... 271

Abbildung 122: Angebot von Ausspeisekapazitäten in den Marktgebieten NetConnect Germany und GASPOOL ..... 271

Abbildung 123: Anzahl der Unterbrechungen und durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Unternehmen für das GWJ 2013/14 ..... 273

Abbildung 124: Höchste Stundenleistung im Unterbrechungszeitraum nach Regionen ..... 275

Abbildung 125: Unterbrechungsmenge nach Regionen ..... 276

Abbildung 126: Entwicklung der Netzentgelte Gas gemäß Abfrage Lieferanten Gas ..... 277

Abbildung 127: Entwicklung der Anteile der Netzentgelte am Gaspreis gemäß Abfrage Lieferanten Gas ..... 278

Abbildung 128: Regelenergie - Einsatz bei H- und L-Gas (GASPOOL) ..... 280

Abbildung 129: Regelenergie - Einsatz bei H- und L-Gas (NCG) ..... 281

Abbildung 130: Regelenergiekaufpreis aus Einkaufspreis und Vorhaltungskosten ..... 282

Abbildung 131: Regelenergiepreis und Ausgleichsenergiepreis ..... 282

Abbildung 132: Regel- und Ausgleichsenergieumlage bei GASPOOL ..... 283

Abbildung 133: Regel- und Ausgleichsenergieumlage bei NCG ..... 284

Abbildung 134: Wahl der Wetterprognose ..... 285

Abbildung 135: Verfahren der Mehr- und Mindermengenabrechnung ..... 286

Abbildung 136: Fallgruppenzugehörigkeit leistungsgemessener Endverbraucher im Marktgebiet NCG ..... 287

Abbildung 137: Fallgruppenzugehörigkeit leistungsgemessener Endverbraucher im Marktgebiet GASPOOL ..... 287

Abbildung 138: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete ..... 290

Abbildung 139: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über neun Brokerplattformen im Jahr 2014 nach Erfüllungszeitraum ..... 292

Abbildung 140: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für deutsche Marktgebiete ..... 293

Abbildung 141: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten ..... 294

Abbildung 142: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2013 und 2014 ..... 295

Abbildung 143: EEX-Tagesreferenzpreise im Jahr 2014 ..... 296

Abbildung 144: Verteilung der Differenzen zwischen den EEX-Tagesreferenzpreisen GASPOOL und NCG im Jahr 2014 ..... 297

Abbildung 145: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum 2012 bis 2014 ..... 298

Abbildung 146: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Zählpunkte gemäß Abfrage Lieferanten Gas ..... 299

Abbildung 147: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Gaslieferanten tätig ist gemäß Abfrage VNB Gas ..... 301

Abbildung 148: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete gemäß Abfrage Lieferanten Gas ..... 302

Abbildung 149: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2014 ..... 305

Abbildung 150: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden ..... 307

Abbildung 151: Vertragsstruktur von Haushaltskunden gemäß Abfrage Lieferanten Gas ..... 308

Abbildung 152: Anteil der Gasabgabemenge der Lieferanten an Haushaltskunden je nach Belieferungsart gemäß Abfrage Lieferanten Gas ..... 309

Abbildung 153: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Abfrage VNB Gas ..... 310

Abbildung 154: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Abfrage VNB Gas ..... 311

Abbildung 156: Androhung und Beauftragung einer Unterbrechung in der Grundversorgung Gas; Unterbrechung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers Gas ..... 313

Abbildung 157: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr ..... 318

Abbildung 158: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr ..... 320

Abbildung 159: Entwicklung der Haushaltskundenpreise für einen Jahresverbrauch von 23.269 kWh in der Grundversorgung von 2006 bis 2015 (mengengewichteter Mittelwert) ..... 321

Abbildung 160: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden für einen Jahresverbrauch von 23.269 kWh bei der Belieferung in der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2015 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas ..... 321

Abbildung 161: Entwicklung der Haushaltskundenpreise für einen Jahresverbrauch von 23.269 kWh bei Sonderverträgen mit dem Grundversorger von 2007 bis 2015 (mengengewichteter Mittelwert) ..... 322

Abbildung 162: Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh bei Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen von Sonderverträgen zum Stichtag 1. April 2015 ..... 323

Abbildung 163: Entwicklung der Haushaltskundenpreise für einen Jahresverbrauch von 23.269 kWh bei Verträgen mit Lieferanten, die nicht die örtlichen Grundversorger sind, von 2008 bis 2015 (mengengewichteter Mittelwert) ..... 324

Abbildung 164: Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Verträgen mit Lieferanten, die nicht die örtlichen Grundversorger sind, zum Stichtag 1. April 2015 ..... 325

Abbildung 165: Entwicklung der mengengewichteten Gaspreise für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh 2006 bis 2015 ..... 328

Abbildung 166: Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge" für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh 2006 bis 2015 ..... 329

Abbildung 167: Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2014 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 27,8 GWh und 278 GWh ..... 331

Abbildung 168: Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2014 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh ..... 332

Abbildung 169: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2014 ..... 333

Abbildung 170: Verlauf der Speicherfüllstände in Deutschland 2010 - heute ..... 334

Abbildung 171: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber 2010 bis 2014 ..... 335

Abbildung 172: Entwicklung des stichtagsbezogenen, angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2010 bis 2014 ..... 336

Abbildung 173: Biogaseinspeisevolumen 2011-2014 ..... 337

Abbildung 174: Biogas-Wälzungskosten aller Marktgebiete 2009-2014 ..... 338

Abbildung 175: Kommunikative Anbindung an ein Mess- oder Kommunikationssystem für SLP-Kunden ..... 342

Abbildung 176: Kommunikative Anbindung für RLM-Kunden ..... 343

Abbildung 177: Gesamtaufkommen der eingegangenen Vorgänge bis 30. Juni 2015 ..... 367

Abbildung 178: Inhalt der Anfragen und Beschwerden für den Bereich Elektrizität ..... 368

Abbildung 179: Inhalt der Anfragen und Beschwerden für den Bereich Gas ..... 369

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzstrukturdaten von 2014 ..... 28

Tabelle 2: Markt- und Netzbilanz von 2014 ..... 29

Tabelle 3: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2007 bis 2015 ..... 31

Tabelle 4: Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und ÜNB ..... 32

Tabelle 5: Erzeugungsmengen der vier größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes ..... 36

Tabelle 6: Erzeugungskapazitäten der vier größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes ..... 38

Tabelle 7: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland (Netto-Nennleistungen, Stand September 2015, Solar: August 2015) ..... 45

Tabelle 8: Installierte Leistung von nach dem EEG vergütungsfähigen Anlagen je Energieträger (jeweils zum 31. Dezember) ..... 52

Tabelle 9: Entwicklung der Anzahl installierter, vergütungsfähiger EEG-Anlagen ..... 53

Tabelle 10: Steigerungsraten der installierten, vergütungsfähigen EEG-Anlagen nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember) ..... 53

Tabelle 11: Eingespeiste Jahresarbeit aus vergütungsfähigen EEG-Anlagen nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember) ..... 55

Tabelle 12: Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen in fester Einspeisevergütung und Anlagen in Direktvermarktung ..... 59

Tabelle 13: Vergütungszahlungen nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember) ..... 61

Tabelle 14: Verteilung der Zuschläge der ersten und zweiten Ausschreibungsrunde auf die Bundesländer ..... 63

Tabelle 15: Installierte Erzeugungsleistung im Szenariorahmen 2025 ..... 77

Tabelle 16: Bestätigte Streckenmaßnahmen NEP 2024 (Korridor A - D; P20 - P37) ..... 81

Tabelle 17: Bestätigte Streckenmaßnahmen NEP 2024 (P38 - P64) ..... 82

Tabelle 18: Bestätigte Streckenmaßnahmen NEP 2024 (P65 - P185) ..... 83

Tabelle 19: Übersicht Kilometer ..... 84

Tabelle 20: Übersicht Maßnahmenanzahl ..... 84

Tabelle 21: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG ..... 100

Tabelle 22: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2013 gemäß Meldungen der ÜNB ..... 102

Tabelle 23: Redispatchmaßnahmen im Jahr 2014 ..... 103

Tabelle 24: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2014 gemäß Meldungen der ÜNB ..... 104

Tabelle 25: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2014 gemäß Meldungen der ÜNB ..... 106

Tabelle 26: Veränderung von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen zwischen den Jahren 2013-2014 ..... 107

Tabelle 27: Ausfallarbeit nach § 14 EEG und Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG im Jahr 2014 ..... 110

Tabelle 28: Verteilung der Ausfallarbeit durch EinsMan-Maßnahmen auf die Energieträger ..... 113

Tabelle 29: Kosten der Nachrüstung ..... 117

Tabelle 30: Vermiedene Netzentgelte i.S.v. § 18 Abs. 1 StromNEV je Netz- und Umspannebene ..... 118

Tabelle 31: Übersicht über die 2013 und 2014 von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung (Leistungsspannen) ..... 126

Tabelle 32: Maximale Ausgleichsenergiepreise 2010 bis 2014 ..... 136

Tabelle 33: Entwicklung der Importkapazität von 2013 zu 2014 ..... 142

Tabelle 34: Entwicklung der Exportkapazität von 2013 zu 2014 ..... 142

Tabelle 35: Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen ..... 144

Tabelle 36: Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen ..... 144

Tabelle 37: Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse ..... 145

Tabelle 38: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels ..... 145

Tabelle 39: Kompensationszahlungen aus dem ITC-Mechanismus für die deutschen ÜNB ..... 149

Tabelle 40: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2014 ..... 161

Tabelle 41: Preisspannen des Phelix-Day-Base und des Phelix-Day-Peak in den Jahren 2012 bis 2014 ..... 165

Tabelle 42: Preisspannen des bEXAbase und des bEXApeak in den Jahren 2012 bis 2014 ..... 165

Tabelle 43: Gemittelte Anteile der Teilnehmergruppen der EPEX SPOT bzw. der EEX am Verkaufs- bzw. Kaufvolumen 2014 ..... 172

Tabelle 44: Volumen der im Jahr 2014 außerbörslich abgeschlossenen Stromgroßhandelsverträge gemäß Großhändlererhebung ..... 174

Tabelle 45: Volumen des Stromhandels über elf Brokerplattformen im Jahr 2014 nach Erfüllungszeitraum ..... 176

Tabelle 46: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2014 ..... 186

Tabelle 47: Veränderungen Lieferantenwechselzahlen bei Haushaltskunden außerhalb von Umzügen (mit und ohne Bereinigung um Insolvenz-Sondereffekte) ..... 190

Tabelle 48: Insolvenzbereinigte Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Betrachtung von Wechselvorgängen bei Einzügen ..... 191

Tabelle 49: Preisniveau am 1. April 2015 für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr ohne Vergünstigungen ..... 196

Tabelle 50: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr zum 1. April 2015 ..... 198

Tabelle 51: Preisniveau am 1. April 2015 für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr ..... 199

Tabelle 52: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh je Vertragskategorie zum 1. April 2015 ..... 207

Tabelle 53: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden 2015 ..... 208

Tabelle 54: Durchschnittliches, über alle Vertragskategorien mengengewichteten Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh zum 1. April 2015 ..... 209

Tabelle 55: Entwicklung des über alle Tarife mengengewichteten Preisniveaus für Haushaltskunden ..... 212

Tabelle 56: Preisniveau am 1. April 2015 für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit 7.500 kWh/Jahr ..... 220

Tabelle 57: Preisniveau am 1. April 2015 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr ..... 222

Tabelle 58: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher 2013 ..... 223

Tabelle 59: Durchschnittliches arithmetisch gemitteltes Einzelhandelspreisniveau von Haushaltskunden für Ökostrom zum 1. April 2015 bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh ..... 225

Tabelle 60: Sonderbonifikationen und -regelungen für Haushaltskunden (Ökostrom) 2015 ..... 227

Tabelle 61: Rolle des Messstellenbetreibers ..... 232

Tabelle 62: Verteilung der Verteilnetze nach Anzahl der dritten Messstellenbetreiber ..... 232

Tabelle 63: Anteil von dritten Messstellenbetreibern in den Verteilnetzgebieten ..... 233

Tabelle 64: Pflichteinbaufälle nach § 21c EnWG ..... 234

Tabelle 65: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich ..... 234

Tabelle 66: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich ..... 236

Tabelle 67: Anzahl der Gasnetzbetreiber in Deutschland ..... 247

Tabelle 68: Netzstrukturdaten von 2014 ..... 247

Tabelle 69: Ausspeisemengen Gas Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und Verteilernetzbetreiber (VNB) nach Kategorien gemäß Abfrage FNB und VNB Gas ..... 249

Tabelle 70: Gesamte Ausspeisemengen Gas der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und Verteilernetzbetreiber (VNB) sowie die Abgabemengen der Gaslieferanten nach Kundenkategorien der Letztverbraucher ..... 250

Tabelle 71: Veränderungen der Gasexporte ..... 258

Tabelle 72: SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2014 ..... 260

Tabelle 73: Bestätigte Netzausbaumaßnahmen NEP Gas (007-01 - 117-01) ..... 264

Tabelle 74: Bestätigte Netzausbaumaßnahmen NEP Gas (119-01 - 307-01) ..... 265

Tabelle 75: Bestätigte Netzausbaumaßnahmen NEP Gas (308-01 - 339-01) ..... 266

Tabelle 76: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2014 ..... 306

Tabelle 77: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Betrachtung von Wechselvorgängen bei Einzügen ..... 312

Tabelle 78: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung ..... 314

Tabelle 79: Preisniveau am 1. April 2015 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr ..... 317

Tabelle 80: Preisniveau am 1. April 2015 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr ..... 319

Tabelle 81: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden für einen Jahresverbrauch von 23.269 kWh je Vertragskategorie zum 1. April 2015 ..... 326

Tabelle 82: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden für einen Jahresverbrauch von 23.269 kWh je Vertragskategorie zum 1. April 2015 ..... 327

Tabelle 83: Kennzahlen Biogaseinspeisung 2011-2014 ..... 337

Tabelle 84: Kennzahlen der Biogaseinspeisung bezogen auf die einzelnen Marktgebiete ..... 339

Tabelle 85: Rolle des Messstellenbetreibers ..... 340

Tabelle 86: Zähl-/Messeinrichtung für SLP-Kunden ..... 341

Tabelle 87: Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden ..... 342

# Abkürzungsverzeichnis

| Begriff | Definition |
|---|---|
| 50Hertz | 50Hertz Transmission GmbH |
| ACER | Agency for the Cooperation of Energy Regulators |
| AEUV | Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union |
| AGV | Arbeitsgasvolumen bzw. Arbeitsgasvolumina (von Gasspeichern) |
| Amprion | Amprion GmbH |
| ARegV | Anreizregulierungsverordnung |
| ASIDI | Average System Interruption Duration Index |
| ATC | Availabe Transfer Capacity |
| AusglMechAV | Ausführungsverordnung zur Ausgleichsmechanismusverordnung |
| AusglMechV | Ausgleichsmechanismusverordnung |
| BAFA | Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle |
| BDEW | Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. |
| BFZK | Bedingt frei zuordenbare Kapazität |
| BGBl. | Bundesgesetzblatt |
| BGH | Bundesgerichtshof |
| BilMOG | Bilanzrechtsmodernisierungsgesetz |
| BKV | Bilanzkreisverantwortlicher |
| BMWi | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie |
| CAO | Coordinated Auction Office |
| CASC-CWE | Capacity Allocation Service Company for the Central West-European Electricity Market |

| | |
|---|---|
| CEE | Central East Europe |
| CEER | Council of European Energy Regulators |
| CEN: | Europäisches Komitee für Normung |
| CENELEC | Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung |
| CEPS | Tschechischer Übertragungsnetzbetreiber |
| CSE | Central South Europe |
| CWE | Central West Europe |
| CAO | Coordinated Auction Office |
| CASC-CWE | Capacity Allocation Service Company for the Central West-European Electricity Market |
| CEE | Central East Europe |
| CEER | Council of European Energy Regulators |
| CEN | Europäisches Komitee für Normung |
| CENELEC | Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung |
| DEA | Data Envelopment Analysis (Dateneinhüllungsanalyse) |
| DIN | Deutsches Institut für Normung e. V. |
| DSL | Digital Subscriber Line (digitaler Teilnehmeranschluss) |
| DSfG | Digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte |
| ECC | European Commodity Clearing AG |
| EDIFACT | (United Nations) Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EEX | European Energy Exchange AG |
| EICOM | Schweizerische Regulierungsbehörde |

| | |
|---|---|
| EPEX SPOT | European Power Exchange |
| ECC | European Commodity Clearing AG |
| EG | Europäische Gemeinschaft |
| EMCC | European Market Coupling Company GmbH |
| EMM | Einspeisemanagementmaßnahme |
| EnBW TNG | Energieversorgung Baden Württemberg Transportnetze AG |
| EnLAG | Energieleitungsausbaugesetz |
| ENTSO-E | European Network of Transmission System Operators for Electricity; Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| ERGEG | European Regulators Group for Electricity and Gas |
| Eurostat | Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaft |
| ETSI | Europäisches Institut für Telekommunikationsnormen |
| EVU | Energieversorgungsunternehmen |
| EXAA | Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG |
| FBA | Flow Based Allocation |
| FCFS Verfahren | First come first serve |
| FNB | Fernleitungsnetzbetreiber |
| FTP | File Transfer Protocol |
| 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 |
| Hedging | Terminabsicherungsgeschäft |
| HGÜ | Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung |
| HöS | Höchstspannung |
| HS | Hochspannung |
| HTWK | Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur |
| ITC-Mechanismus | Inter-TSO-Compensation |
| ITO | Unabhängiger Transportnetzbetreibers |
| KARLA | Kapazitätsregelungen und Auktionsverfahren im Gassektor |
| 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 |
| KraftNAV | Kraftwerks-Netzanschlussverordnung |
| kWh/h | Kilowattstunde pro Stunde |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |

| | |
|---|---|
| KWKG | Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz |
| LNG | Liquified Natural Gas, verflüssigtes Erdgas |
| LPG | Liquified Petroleum Gas, Flüssiggas |
| LV | Letztverbraucher |
| $m^3/h$ | Kubikmeter pro Stunde |
| MessZV | Messzugangsverordnung |
| MüT | Marktgebietsüberschreitende Netzkoppelpunkte |
| MR | Minutenreserve |
| MRL | Minutenreserveleistung |
| MS | Mittelspannung |
| MUC | Multi Utility Controller |
| MWh | Megawattstunde |
| $MWh/km^2$ | Megawattstunde pro Quadratkilometer |
| NABEG | Netzausbaubeschleunigungsgesetz |
| NAV | Niederspannungsanschlussverordnung |
| NaWaRo | Nachwachsende Rohstoffe |
| NBP | National Balancing Point, Handelsplatz in UK |
| NCG | Net Connect Germany |
| NDAV | Niederdruckanschlussverordnung |
| NE | Nordeuropa |
| NEL | Nordeuropäische-Erdgas-Leitung |
| NKP | Netzkoppelpunkte |
| $Nm^3$ | 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 |
| OPAL | Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung |
| OTC | Over the counter |
| OWP | Offshore-Windpark |
| PLC | Powerline Carrier / Powerline Communication (Datenübertragung über Stromkabel) |
| PSA | Durchwechseladsorption |
| 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 |
| reBAP | Regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis |
| RLM | registrierende Lastgang- / Leistungsmessung |
| RLMmT | registrierende Leistungsmessung mit Tagesband |
| RLMoT | registrierende Leistungsmessung ohne Tagesband |
| RLMNEV | Registrierende Lastgangmessung mit Nominierungsersatzverfahren |

| | |
|---|---|
| RSI | Residual-Supply-Index |
| SAIDI | System Average Interruption Duration Index |
| SFA | Stochastic Frontier Analysis (Stochastische Effizienzgrenzenanalyse) |
| SLP | Standardlastprofil |
| SRL | Sekundärregelleistung |
| StromNEV | Stromnetzentgeltverordnung |
| StromNZV | Stromnetzzugangsverordnung |
| TenneT | TenneT TSO GmbH |
| TGL | Tauerngasleitung |
| tps | transpower Stromübertragungs GmbH |
| TransnetBW | TransnetBW |
| TRM | Transmission Reliability Margin (Sicherheitsmarge, vgl. Transmission Code 2003) |
| TSO | Transmission System Operator |
| TTC | Total Transfer Capacity (Gesamte Übertragungskapazität (brutto) (vgl. Transmission Code 2003) |
| TTF | Title Transfer Facility, Handelsplatz in den Niederlanden |
| TU | Technische Universität |
| TWh | Terawattstunde |
| ÜTS | Übertagespeicher |
| ÜNB | Übertragungsnetzbetreiber |
| UGS | Untergrundgasspeicher |
| UMTS | Universal Mobile Telecommunications System |
| VAN | Value added network |

| | |
|---|---|
| VNB | Verteilernetzbetreiber |
| VNG | Verbundnetz Gas AG |
| VP | Virtueller Handelspunkt |
| WEG | Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. |
| Zigbee | Powerline Carrier / Powerline Communication (Datenübertragung über Stromkabel) |

# Glossar

Es gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 3 EnWG, § 2 StromNZV, § 2 GasNZV, § 2 StromNEV, § 2 GasNEV, § 3 EEG, § 3 KWKG. Ergänzend gelten folgende Definitionen und der Leitfaden der Bundesnetzagentur für die Internet-Veröffentlichungspflichten der Stromnetzbetreiber:

| Begriff | Definition |
|---|---|
| Abgabemenge | Vom Gaslieferanten an Letztverbraucher abgegebene Gasmenge. |
| Anschluss | *Elektrizität*<br>Umfasst alle Betriebsmittel, die sich im Eigentum des Versorgers befinden und für nur einen Anschlussnehmer genutzt werden.<br><br>*Gas*<br>Der Netzanschluss verbindet das Gasversorgungsnetz der Allgemeinen Versorgung mit der Gasanlage des Anschlussnehmers, gerechnet von der Versorgungsleitung bis zu den Innenleitungen der Gebäude und Grundstücke. Er besteht aus der Netzanschlussleitung, einer gegebenenfalls vorhandenen Absperreinrichtung außerhalb des Gebäudes, Isolierstück, Hauptabsperreinrichtung und gegebenenfalls Haus-Druckregelgerät. Auf ein Druckregelgerät sind die Bestimmungen über den Netzanschluss auch dann anzuwenden, wenn es hinter dem Ende des Netzanschlusses innerhalb des Bereichs der Kundenanlage eingebaut ist. |
| Arbeitsgas | Gas, das in einem Gasspeicher zur Ausspeisung tatsächlich zur Verfügung steht.<br>Hier gilt: Speichervolumen – Kissengas (nicht nutzbares Volumen) = Arbeitsgas. |
| Aufwendungen für Instandhaltung | Aufwendungen aus der Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements, die während des Lebenszyklus eines Anlagengutes zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen, so dass es die geforderte Funktion erfüllen kann. |
| Ausgleichsenergie | Wird vom Bilanzkreisnetzbetreiber als Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen jedes Bilanzkreises im Marktgebiet am Ende der Bilanzierungsperiode ermittelt und mit den Bilanzkreisverantwortlichen verrechnet. |
| 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. |

| | |
|---|---|
| Beistellung | Im Rahmen der Beistellung beliefert der bisherige Versorger einen Kunden im Auftrag des neuen Lieferanten, der die Energie bei dem Altversorger erwirbt, um sie an seinen Kunden zu verkaufen. Der Wettbewerber schließt hierfür mit dem Altversorger einen Beistellungsvertrag ab. |
| Benutzungsdauer (Letztverbraucher) | Gibt die Zahl der Tage an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Tagesmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Tagen = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Tagesmenge). Die Benutzungsdauer in Stunden gibt die Stundenzahl an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Stundenmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Stunden = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Stundenmenge). (vgl. Eurostat)[1)] |
| Betriebsnummer „Lieferanten“ | Die achtstellige Betriebsnummer wird von der Bundesnetzagentur als Kennzahl für die Zuordnung und Identifikation des Unternehmens je Tätigkeitsfeld vergeben und ist an der führenden 2000 und weiteren vier Stellen zu erkennen (z. B. 20001234). |
| Betriebsnummer „Netzbetreiber“ | Die achtstellige Betriebsnummer wird von der Bundesnetzagentur als Kennzahl für die Zuordnung und Identifikation des Unternehmens je Tätigkeitsfeld vergeben und ist an der führenden 1000 (Elektrizität) bzw. 1200 (Gas) und weiteren vier Stellen zu erkennen (z. B. 10005678 oder 12005679). |
| Betriebszeit | Zeitspanne, in der eine Anlage Energie umwandelt oder überträgt. Die Betriebszeit beginnt mit der Zuschaltung und endet mit der Trennung der Anlage oder des Anlagenteiles zum bzw. vom Netz. An- und Abfahrzeiten von Erzeugungsanlagen ohne nutzbare Energieabgabe zählen insoweit nicht zur Betriebszeit.[2)] |
| Bezugsleistung | Die Bezugsleistung ist die vorzeichenrichtige Summe aller Entnahmen aus vorgelagerten Netzgebieten (positives Vorzeichen) und Rückspeisungen in vorgelagerte Netzgebiete (negatives Vorzeichen) über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen zu vorgelagerten Netzgebieten. Horizontale Lastflüsse und Netzverluste sind hierbei nicht zu berücksichtigen. |
| Bilanzkreisnetz-betreiber | Marktgebietsaufspannender Netzbetreiber oder ein Dritter, bei dem ein Bilanzkreis gebildet werden kann und mit dem ein Bilanzkreisvertrag abgeschlossen wird. |
| 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 Marktgebiet zugeordnet sind einem Bilanzkreis angehören. (vgl. § 3 Nr. 10b EnWG) |
| BImSchG | Bundes-Immissionsschutzgesetz |
| Bruchteilseigentum | Leitungsabschnitte, deren Kapazitäten (per Eigentum, o. ä.) zwischen zwei oder mehreren Netzbetreibern aufgeteilt sind und über die der Netzbetreiber nur anteilig |

| | |
|---|---|
| | neben Dritten verfügt. |
| Brutto-Leistung | Abgegebene Leistung an den Klemmen des Generators.<br>Für Wasserkraft:<br>Im Turbinenbetrieb misst man an den Klemmen des Generators die Brutto-Leistung.<br>Bei Pumpspeicherkraftwerken misst man an den Klemmen des (Motor-) Generators die Netto-Leistung, wenn die Anlage als Motor betrieben wird.<br>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.[2)] |
| Brutto-Stromerzeugung | Erzeugte elektrische Arbeit einer Erzeugungseinheit, gemessen an den Generatorklemmen.[2)] |
| Dauerleistung | Höchste Leistung einer Erzeugungs-, Übertragungs- und Verbrauchsanlage, die bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb ohne zeitliche Einschränkung erbracht wird und die Betriebssicherheit nicht beeinträchtigt.<br>Anmerkung: Die Dauerleistung kann z. B. mit den Jahreszeiten (z. B. aufgrund der Kühlwasserbedingungen) schwanken.[2)] |
| Day-ahead-Handel | Im Day-Ahead-Handel werden Geschäfte abgeschlossen, bei denen die Lieferung am Folgetag erfolgt. |
| Day-ahead Kapazitäten | Kapazität für den Folgetag |
| Dominanzmethode | Methode zur vereinfachten Konzernzurechnung für die Zwecke von Marktkonzentrationsauswertungen. Sie stellt allein darauf ab, ob an einer Gesellschaft ein Anteilseigner mindestens 50 Prozent der Anteile hält. Befinden sich die Anteile an einer Gesellschaft zu mehr als 50 Prozent in Hand eines Anteilseigners, so werden diesem Anteilseigner die Absatzmengen der Gesellschaft in voller Höhe zugerechnet. Halten zwei Anteilseigner eine Beteiligung in Höhe von je 50 Prozent, erfolgt eine Zurechnung jeweils hälftig zu beiden Anteilseignern. Werden an einer Gesellschaft keine Beteiligungen in Höhe von 50 Prozent oder mehr gehalten, so werden die Absatzmengen dieser Gesellschaft keinem der Anteilseigner zugerechnet (die Gesellschaft ist dann selbst eine „Obergesellschaft“). |
| EEG-Umlage | Gemäß der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) haben die Elektrizitätsversorgungsunternehmen seit 1. Januar 2010 für jede an Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde Strom eine EEG-Umlage an die Übertragungsnetzbetreiber zu entrichten. Mit diesen Zahlungen wird die Differenz aus den Einnahmen und den Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber bei der EEG-Umsetzung nach § 3 Abs. 3 und 4 AusglMechV sowie § 6 AusglMechAV gedeckt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß § 3 Absatz 2 AusglMechV verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr zu ermitteln und zu |

| | |
|---|---|
| | veröffentlichen. |
| EEX / EPEX Spot | European Energy Exchange / European Power Exchange. Die 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. (vgl. www.eex.com/de) |
| Eigenverbrauch | Elektrische Arbeit, die in den Neben- und Hilfsanlagen einer Erzeugungseinheit (z. B. eines Kraftwerksblocks oder eines Kraftwerks) zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung sowie Rauchgasreinigung verbraucht wird. Er enthält nicht den Betriebsverbrauch. Die Verluste der Aufspanntransformatoren (Maschinentransformatoren) in Kraftwerken rechnen zum Eigenverbrauch. 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 zusammen aus den Anteilen Betriebs-Eigenverbrauch während der Betriebszeit und Stillstands-Eigenverbrauch außerhalb der Betriebszeit. Der Stillstands-Eigenverbrauch bleibt bei der Netto-Rechnung unberücksichtigt.[2)] |
| Eigenverbrauchsleistung | 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.[2)] |
| 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. |
| Engpassleistung | Dauerleistung einer Erzeugungseinheit, die unter Normalbedingungen erreichbar ist. Sie ist durch den leistungsschwächsten Anlageteil (Engpass) begrenzt, wird durch Messungen ermittelt und auf Normalbedingungen umgerechnet. Bei einer längerfristigen Veränderung (z. B. Änderungen an Einzelaggregaten, Alterungseinflüsse) ist die Engpassleistung entsprechend den neuen Verhältnissen zu bestimmen. Die Engpassleistung kann von der Nennleistung um einen Betrag ± ΔP abweichen. Kurzfristig nicht einsatzfähige Anlagenteile mindern die Engpassleistung nicht.[2)] |

| | |
|---|---|
| Entbündelte Speicher-dienstleistungen | Produkte, bei denen Arbeitsgasvolumen, Einspeise- und Ausspeiserate getrennt vermarktet werden. |
| Entgelt für Abrechnung | Entgelt für die Abrechnung der Netznutzung sowie Ermittlung der Jahresverbrauchsprognose nach § 13 Abs. 1 StromNZV |
| Entgelt für Messstellenbetrieb | Entgelt für den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen. |
| Entgelt für Messung | Entgelt für die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie die Weitergabe der Daten an die Berechtigten. |
| Entnahmelast | Die Entnahmelast ist die vorzeichenrichtige Summe aller Entnahmen von nachgelagerten Netzgebieten (positives Vorzeichen) und Rückspeisungen aus nachgelagerte Netzgebiete (negatives Vorzeichen) über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen zu nachgelagerten Netzgebieten. Dies entspricht der vertikalen Netzlast abzüglich der Entnahme von Letztverbrauchern. Horizontale Lastflüsse und Netzverluste sind hierbei nicht zu berücksichtigen. |
| Entry-Exit-System | Gasbuchungssystem, bei dem der Transportkunde lediglich einen Ein- und Ausspeisevertrag abschließt, auch wenn der Gastransport 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) |
| Explizite Auktion | Im Rahmen der expliziten Auktion wird die zur Verfügung stehende Kapazität an die Marktteilnehmer vergeben, die im Rahmen einer Auktion die höchsten Gebote für diese Kapazität abgegeben haben (vgl. ETSO, An Overview of Current Cross-border Congestion Management Methods in Europe, Mai 2006). |
| FBA | „Flow Based Allocation“ - Lastflussbasierte Kapazitätsvergabe<br>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. |
| Fertigstellung / Inbetriebnahme | Der Zeitpunkt, an dem die Gaslieferung aufgenommen werden könnte (Gasleitung steht bis zum Absperrhahn unter Druck). |
| FCFS-Methoden | Der erste Nachfrager wird zuerst bedient. Er erhält die Kapazitäten in Höhe seiner Anfrage, wenn sie erfüllbar ist. First come first served / First committed first served. |
| Framework Guidelines | Rahmenleitlinien |
| 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.[4)] |
| 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) |
| H-Gas | Ein Gas der 2. Gasfamilie mit höherem Methangehalt (87 bis 99 Volumenprozent) und somit weniger Volumenprozent an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 11,5 kWh/m³ und einen Wobbeindex von 12,8 kWh/m³ bis 15,7 kWh/m³. |
| Hub | Ein wichtiger physischer Knotenpunkt im Gasnetz, an dem verschiedene Leitungen, Netze oder sonstige Gasinfrastrukturen zusammentreffen und Gashandel stattfindet. |
| Implizite Auktion | s. Market Coupling |
| 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 der EEX werden Gas- sowie Stromkontrakte mit Lieferung am selben oder folgenden Tag gehandelt. (vgl. www.eex.de) |
| Investitionen | Als Investitionen gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der Wert der im Berichtsjahr neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen.<br>Zu den Bruttozugängen zählen auch Leasing-Güter, die beim Leasingnehmer aktiviert wurden.<br>Die Bruttozugänge sind ohne die als Vorsteuer abzugsfähige Umsatzsteuer zu melden.<br>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.<br>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.[5)] |
| Jahresbenutzungs-dauer (Letztverbraucher) | Die Jahresbenutzungsdauer bestimmt die Regelmäßigkeit, mit der elektrische Energie von dem Verbraucher im Laufe des Jahres aus dem Netz entnommen wird. Je höher die Dauer ist, umso mehr verteilt sich der Verbrauch regelmäßig auf die 8.760 Stunden (Schaltjahr 8784 Stunden) des Jahres. Sie gibt die Zahl der Stunden an, in denen der Verbraucher seinen Jahresverbrauch bei ständiger Inanspruchnahme der seiner Jahreshöchstlast entsprechenden Leistung erreichen könnte (Jahresbenutzungsdauer = Jahresverbrauch dividiert durch Jahreshöchstlast).[5)] |
| Jahreshöchstlast (Letztverbraucher) | Die in Kilowatt (kW) ausgedrückte und im Zeitraum eines Jahres viertelstündig gemessene Höchstlast.[6)] |
| Kavernenspeicher | Künstlich durch Bohren und Aussolen erzeugte Hohlräume in Salzstöcken. Sie zeichnen sich oftmals durch – im Vergleich zu Porenspeichern – höhere Ein- und Ausspeicherkapazitäten und einen geringeren Bedarf an Kissengas, aber auch kleinere Volumina aus. |
| 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.[5)] |
| Kraftwerksstatus | *Reservekraftwerke*: Kraftwerke, die nur auf Anforderung der Übertragungsnetz-betreiber zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit betrieben werden.<br>*Sonderfälle*: Kraftwerke, die vorübergehend (z. B. Reparatur nach Schadensfall) nicht bzw. nur eingeschränkt in Betrieb sind.<br>*Saisonale Konservierung*: Kraftwerke, die während des Sommerhalbjahres vorläufig stillgelegt und anschließend wieder in Betrieb genommen werden. |
| L-Gas | Ein Gas der 2. Gasfamilie mit niedrigerem Methangehalt (80 bis 87 Volumenprozent) und größeren Volumenprozenten an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 9,77 kWh/m³ und einen Wobbeindex von 10,5 kWh/m³ bis |

| | |
|---|---|
| | 13,0 kWh/m³. |
| Leistungsgemessene Letztverbraucher | Bei Leistungsmessung wird die in Anspruch genommene Leistung in einem bestimmten Zeitraum gemessen. Mithilfe der Leistungsmessung wird für Endkunden ein Lastgang ermittelt, der die Leistungsaufnahme des Endkunden über einen bestimmten Zeitraum aufzeigt. Das Kriterium der Leistungsmessung dient dabei als Abgrenzung zu den nicht-leistungsgemessenen Kunden. |
| Lieferantenwechsel | Der Prozess des Lieferantenwechsels beschreibt die Interaktion zwischen den Marktpartnern für den Fall, dass ein Kunde an einer Messstelle von seinem derzeitigen Lieferanten zu einem neuen Lieferanten wechselt. Dies umfasst somit grundsätzlich nicht Aus- / Ein- und Umzüge. Der Lieferantenwechsel bei Umzügen ist nur zu erfassen, wenn durch den Kunden bei Einzug direkt ein anderer Lieferant als der Grundversorger i. S. d. § 36 Abs. 2 EnWG gewählt wird. Werden infolge eines Konzessionswechsels auch Lieferverträge mit den Kunden übertragen, ist dieser Vorgang ebenfalls nicht als Lieferantenwechsel anzusehen. |
| (Wireless) M-Bus | (Drahtloser) Meter-Bus (Feldbus) |
| M:n-Nominierungs-verfahren | Das m:n-Nominierungsverfahren ermöglicht eine Fahrplannominierung zu jedem beliebigen Korrespondenz-Bilanzkreis. Damit ist es insb. Bei länderüberschreitenden Transaktionen nicht mehr erforderlich, dass die Bilanzkreise auf beiden Seiten der Grenze von demselben Unternehmen bewirtschaftet werden (1:1-Nominierung). Dieses Verfahren ermöglicht nun, Transaktionen zwischen nicht benachbarten Ländern anzumelden, wie es z. B. im Rahmen eines lastflussbasierten Kapazitätsvergabeverfahrens erfolgen kann. |
| 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. |
| Market Splitting | Gleiches Verfahren wie Market Coupling, allerdings unter Beteiligung nur einer einzigen Elektrizitätsbörse. |

| | |
|---|---|
| Marktgebiet | *Elektrizität*<br>Mehrere Lieferorte (ÜNB) werden zu einem Marktgebiet zusammengefasst, wenn es keine Übertragungsengpässe zwischen den Netzen dieser ÜNB gibt. Die Auktionspreise der Stundenkontrakte gleicher Lieferstunde aber verschiedenen Lieferortes (ÜNB) sind gleich, wenn sie dem gleichen Marktgebiet angehören.[4)]<br><br>*Gas*<br>Marktgebiet ist die Zusammenfassung gleichgelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Transportkunden gebuchte Kapazitäten frei zuordnen, Gas an Letztverbraucher ausspeisen und in andere Bilanzkreise übertragen können. |
| Marktgebietsaufspannender Netzbetreiber | Der Fernleitungsnetzbetreiber, der das oberste Leitungsnetz in einem Marktgebiet betreibt. Sinngemäß gilt dies auch, wenn mehrere Netzbetreiber gemeinschaftlich ein Markgebiet aufspannen. |
| Matching / Mismatching | Abgleich von Nominierungen in einem Bilanzkreis. Ausgeglichene Mengen zwischen Ein- und Ausspeisung = Matching; Unausgeglichene Mengen = Mismatching |
| 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. |
| Mindestleistung | Die Mindestleistung einer Erzeugungseinheit ist die Leistung, die aus anlagespezifischen oder betriebsmittelbedingten Gründen im Dauerbetrieb nicht unterschritten werden kann.[2)] |

| | |
|---|---|
| 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 aus-gleichen und dass idealtypische Bedingungen bei der Abnahmemessung, wie z. B. spezielle Kreislaufschaltungen, auf normale Betriebsbedingungen umzurechnen sind. Die Nennleistung darf im Gegensatz zur Engpassleistung nicht an eine vorübergehende Leistungsänderung angepasst werden.<br>Auch darf keine Änderung der Nennleistung vorgenommen werden bei Leistungs-absenkungen 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:<br>- zusätzliche Investitionen, z. B. wirkungsgradverbessernde Retrofitmaßnahmen, getätigt werden mit dem Ziel, die Leistung der Anlage zu steigern,<br>- Anlagenteile endgültig stillgelegt oder entfernt werden, unter bewusster Inkaufnahme von Leistungseinbußen,<br>- die Anlage durch Außeneinflüsse, dauerhaft, d.h. für den Rest der Lebensdauer, außerhalb des in den Liefervereinbarungen festgelegten Auslegungsbereiches betrieben wird oder<br>- 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.[2)] |
| Nennzeit | Gesamte Berichtszeitspanne, ohne jegliche Unterbrechung (Kalenderzeit, z. B. Tag, Monat, Quartal, Jahr)[2)] |
| Netting | Die Saldierung (durch die ÜNB) der auf einer engpassbehafteten Grenzkuppelleitung in gegenläufiger Richtung beanspruchten Kapazitäten, soweit dies technisch möglich ist, um diese Leitung bis zu ihrer maximalen Kapazität zu nutzen. (vgl. Art. 6.5 S.1 EG-Verordnung 1228/2003) |
| Netto-Stromerzeugung | Die um ihren Betriebs-Eigenverbrauch verminderte Brutto-Stromerzeugung einer Erzeugungseinheit. Wenn nichts anderes vermerkt wird, bezieht sich die Netto- |

| | |
|---|---|
| | Stromerzeugung auf die Nennzeit.[2)] |
| 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 nach Abzug der elektrischen Eigenverbrauchsleistung während des Betriebes, auch wenn diese nicht aus der Erzeugungseinheit selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird.[2)] |
| Netto-Netzentgelte | *Elektrizität*<br>Stromnetzentgelt ohne Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb.<br>*Gas*<br>Gasnetzentgelt ohne Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb. |
| Netzebene | Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird (§ 2 Nr. 6 StromNEV)<br><br>Niederspannung (NS) ≤ 1 kV<br>Mittelspannung (MS) > 1 kV und ≤ 72,5 kV<br>Hochspannung (HS) > 72,5 kV und ≤ 125 kV<br>Höchstspannung (HöS) > 125 kV |
| Netzgebiet | Gesamtfläche, über die sich die Netz- und Umspannebenen eines Netzbetreibers erstrecken |
| Netznummer | Mit der Vergabe einer Betriebsnummer wird automatisch die Netznummer „1“ vergeben. Netzbetreiber können auf Antrag von der Bundesnetzagentur für weitere Teilnetze weitere Netznummern erhalten. |
| Net Transfer Capacity (NTC) | Netto Übertragungskapazität (berechnet sich aus Total Transfer Capacity abzüglich der Transmission Reliability Margin) (vgl. Transmission Code 2003) |
| Netzverluste | Die Arbeitsverluste im Übertragungs- und Verteilungsnetz (im Sprachgebrauch „Netzverluste“) eines Systems (z. B. eines EVU) sind die Differenz zwischen der physikalisch in das Netz in einer Zeitspanne eingespeisten und aus der ihm in derselben Zeitspanne wieder entnommenen elektrischen Arbeit.[2)] |
| Netzzugangsverweigerung | Ablehnende Antwort oder abänderndes Vertragsangebot durch den Netzbetreiber auf eine verbindliche Netzzugangsanfrage. |
| 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, in welchem der Lieferant Letztverbrauchern gegenüber sonstige erneuerbare Energie unter Verwendung von durch das UBA ausgestellten Herkunftsnachweisen für Strom aus erneuerbaren Energien ausgewiesen hat. |
| Open-Season-Verfahren | Verfahren der Bedarfsabfrage des Marktes nach Kapazitäten einer neuen bzw. auszubauenden Gasinfrastruktur. Sie beinhaltet den Abschluss verbindlicher Kapazitätsverträge. Leitlinien für transparente und diskriminierungsfreie Open-Season-Verfahren wurden durch die ERGEG mit den „Guidelines for Good Practice on Open Season Procedures“ (GGPOS) erstmals aufgestellt. |
| 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 | Außerbörslicher Handel. |
| Peakload (Spitzenlast) | Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder –bezug konstanter Leistung über zwölf Stunden von 08:00 bis 20:00 Uhr eines jeden Tages einer Lieferperiode.[4)] |
| Phelix (Physical Electricity Index) | Als Phelix-Day-Base wird der arithmetische Durchschnitt aller Preise der Stundenauktionen am Spotmarkt der EPEX Spot SE für das Marktgebiet Deutschland/Österreich bezeichnet (Stunde 1-24, alle Kalendertage des Jahres). Der Phelix-Peakload-Index berücksichtigt die Stundenpreise der Spitzenlastzeiten (8.00–20.00 Uhr) (vgl. www.eex.com/de) |
| Physikalischer Netzengpass | Situation, in der das Ausmaß der Nachfrage nach tatsächlichen Lieferungen die technische Kapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt übersteigt. |
| 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. |
| Pro-Rata | Die jeweilige Quote, die die Nachfrager eines knappen Angebots erhalten, wird ermittelt, indem der jeweilige Anteil an der Gesamtnachfrage berechnet und anschließend dieser Prozentsatz als Anteil vom tatsächlich verfügbaren Angebot zugeteilt wird. |

| | |
|---|---|
| Redispatching | Hierbei wird der Kraftwerkseinsatz (Dispatching) entsprechend bestehender oder drohender Netzengpässe an die Anforderungen des Netzes angepasst. Da Handelsgeschäfte nicht von diesen Maßnahmen tangiert werden, können die ÜNB die hiermit verbundenen Kosten bei der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigen. |
| Regelenergie | Wird vom Bilanzkreisnetzbetreiber beschafft und zur Regelung und Steuerung der Netze im Marktgebiet eingesetzt. |
| RLM-Kunde | 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. |
| Rucksackprinzip | Ein neuer Lieferant kann die Übertragung von Kapazitäten zur Versorgung eines Letztverbrauchers unter den Voraussetzungen des § 42 GasNZV vom Altlieferanten verlangen. |
| Schwarzstartfähig-keit | Fähigkeit einer Erzeugungseinheit (Kraftwerk), ohne Eigenbedarfsversorgung über das Elektrizitätsnetz, den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen zu können. Dies ist insbesondere bei einer Störung, die zum Zusammenbruch des Netzes führt, als erster Schritt zum Wiederaufbau der Versorgung von Bedeutung. Darüber hinaus ist eine „Inselnetzfähigkeit“ erforderlich, d.h. eine stabile Spannung liegt vor und Last kann aufgenommen werden, ohne dass es zu erheblichen Spannungs- und Frequenz-änderungen kommt. |
| SLP-Kunde | Unter SLP-Kunden (Kunden mit Standardlastprofil) sind zu verstehen:<br>(A) Elektrizität: Letztverbraucher (gem. § 12 StromNZV) mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh, bei denen keine registrierende Lastgangmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist. (Abweichungen über die definierte Entnahmegrenze hinaus können in Ausnahmefällen durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden)<br>(B) Gas: Letztverbraucher (gem. § 24 GasNZV) mit einer jährlichen maximalen Entnahme von bis zu 1,5 Mio. kWh und einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von bis zu 500 kWh pro Stunde, bei denen keine registrierende Lastgangsmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist. (Abweichungen unter oder über die definierten Entnahme- und Ausspeiseleistungsgrenzen hinaus können durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden) |
| Speicherbetreiber | Der Begriff des Speicherbetreibers wird in diesem Zusammenhang als wirtschaftlicher Betreiber verstanden. Es geht somit nicht um den technischen Betreiber; angesprochen ist das Unternehmen, das die Kapazitäten des Speichers vermarktet und als Marktakteur auftritt. |
| Spotmarkt | Markt, an dem die Geschäfte einer sofortigen Abwicklung zugeführt werden. |

| | |
|---|---|
| Stammdaten | Daten eines Unternehmens für die erfolgreiche Abwicklung von Geschäftsvorgängen. Hierzu zählen u. a. Vertragsdaten von Kunden, wie z. B. Name, Adresse, Zählernummer. |
| Stromkreislänge | Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Kabel in den Netzebenen NS, MS, HS und HöS (Beispiel: Wenn L1 = 1km, L2 = 1km und L3 = 1km, dann Stromkreislänge = 1km). Bei unterschiedlichen Phasenlängen ist die durchschnittliche Länge in km zu ermitteln. Die Anzahl der pro Phase verwendeten Kabel ist für die Stromkreislänge unmaßgeblich. Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Kabel, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Geplante, in Bau befindliche, verpachtete sowie stillgelegte Kabel sind nicht zu berücksichtigen. Leitungen in Bruchteilsnutzung sind bei der Berechnung der Netzlänge mit voller Kilometerzahl anzusetzen. Die Stromkreislänge in der Netzebene Niederspannung ist einschließlich Hausanschlussleitungen und ohne Leitungen von Straßenbeleuchtungsanlagen anzugeben. Leitungen über 36 kV mit Transportfunktion und Hochspannungsentgelt können bei der Hochspannung angegeben werden. |
| Tatsächlicher Energieverbrauch | Bei der Angabe des tatsächlichen Energieverbrauchs erscheint es für die Sparte Gas angemessen, nicht auf die Erfassung in der Einheit kWh, sondern auf das Betriebsvolumen in $m^3$ abzustellen. |
| Terminmarkt | Markt, an dem Termingeschäfte und Derivate gehandelt werden. Im Gegensatz zum Spotmarkt fallen hierbei Verpflichtungs- und Erfüllungsgeschäft zeitlich nicht zusammen. |
| Umspannebene | Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in denen eine Transformation elektrischer Energie von Höchst- zu Hochspannung, Hoch- zu Mittelspannung oder Mittel- zu Niederspannung geändert wird (§ 2 Nr. 7 StromNEV). Eine darüber hinaus gehende Umspannung innerhalb der einzelnen Netzebenen (z. B. innerhalb der Mittelspannung) ist Bestandteil der jeweiligen Netzebene. |
| Untertagespeicher | Dies sind insbesondere Porenspeicher, Kavernenspeicher und Aquiferspeicher. |
| Verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne | Im Gegensatz zu den physikalischen Lastflüssen, die den tatsächlichen grenzüber-schreitenden Elektrizitätsfluss beschreiben, stellen die Verbundaustauschfahrpläne den kommerziellen grenzüberschreitenden Elektrizitätsaustausch dar. Physikalische Lastflüsse und kommerzielle Verbundaustauschfahrpläne müssen (beispielsweise aufgrund von Ringflüssen) nicht notwendigerweise übereinstimmen. |
| Verbundene Unternehmen i. S. d. § 15 AktG | Rechtlich selbständige Unternehmen, die im Verhältnis zueinander in Mehrheitsbesitz stehende Unternehmen und mit Mehrheit beteiligte Unternehmen (§ 16 AktG), abhängige und herrschende Unternehmen (§ 17 AktG), Konzernunternehmen (§ 18 AktG), wechselseitig beteiligte Unternehmen (§ 19 AktG) oder Vertragsteile eines Unternehmensvertrags (§§ 291, 292 AktG) sind. |

| | |
|---|---|
| Verlustenergie | Die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie. |
| Verschiebungsfaktor | Der Verschiebungsfaktor cos $\varphi$ ist der Kosinus des Phasenwinkels zwischen den Sinusschwingungen der Spannung und des Stroms. Er kann auch als Verhältnis der Wirkleistung zur Scheinleistung bezeichnet werden und ist ein Maß für den Umfang der Blindleistungsbeanspruchung. Man unterscheidet zwischen kapazitiver und induktiver Blindleistung. Eilt die Sinusschwingung des Stromes der Sinusschwingung der Spannung voraus, spricht man von kapazitiver Blindleistung, im umgekehrten Fall von induktiver Blindleistung. |
| Vertikale Netzlast | Die vertikale Netzlast ist die vorzeichenrichtige Summe aller Übergaben aus dem Übertragungsnetz über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen zu Verteilungsnetzen und Endverbrauchern. |
| Vertragswechsel | Wechsel des Versorgungstarifs bei dem gleichen Energieversorger von dem ein Kunde zuvor beliefert wurde. |
| Virtueller Punkt (VP) (Auch virtueller Handelspunkt genannt) | Um die Gashandels- und Gastransportgeschäfte innerhalb des Zwei-Vertrags-Modells darzustellen wird der VP als Bezugspunkt für die Abwicklung verwendet. Mit der Gaseinspeisung in ein Marktgebiet steht das Gas am VP dieses Marktgebietes zur Verfügung und kann dort beliebig gehandelt werden. |
| Wärme-Nennleistung | Die Wärme-Nennleistung einer Anlage ist die höchste Dauerleistung ohne zeitliche Einschränkung, für die sie gemäß den jeweiligen Liefervereinbarungen bestellt ist. Ist die Nennleistung nicht nach den Bestellunterlagen bestimmbar, so ist für die Neuanlage einmalig ein unter Normalbedingungen durchschnittlich erreichbarer Leistungswert zu ermitteln. Netto-Wärmenennleistung ist die Brutto-Wärmenennleistung abzüglich aller Wärmeleistungen für Wärmeprozesse in der Anlage selbst. |
| Weiterverteiler | Regionale und lokale Gasverteilernetzbetreiber (keine Exporteure) |
| Within-day Kapazitäten | Kapazität des (jetzigen) Handelstages |
| Zertifiziertes technisches Sicherheits-management | Das technische Sicherheitsmanagement eines Netzbetreibers, das von einer unabhängigen externen Stelle zertifiziert ist und durch regelmäßige Audits überprüft wird. |
| Zählpunkt | Netzpunkt, an dem der Energiefluss (bei Gas die transportierte Gasmenge) messtechnisch zu Abrechnungszwecken erfasst wird. |
| Zweivertragsmodell | Verfahren, welches den Gastransport innerhalb einer Bilanzzone (Marktgebiet) mit zwei Verträgen gegenüber den Transportkunden abzuwickeln. Einem Einspeisevertrag in das Marktgebiet und einem Ausspeisevertrag zu Letztverbrauchern in diesem |

| | |
|---|---|
| | Marktgebiet oder einem buchbaren Ausspeisepunkt an der Marktgebietsgrenze. |
| Zwischengelagerter Netzbetreiber | Ein Netzbetreiber, welcher einem anderen, z. B. einem marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber, nachgelagert und i. d. R. zusätzlich einem Verteilernetzbetreiber vorgelagert ist. |

**Quellen Glossar**

1) Europäische Gemeinschaften: Gaspreise, Daten 1990-2003, Luxemburg, 2003:
2) VGB PowerTech e.V.: VGB-Standard, Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, VGB-Standard-S-002-T-01;2012-04.DE, Essen, 1. Ausgabe 2012
3) Statistisches Bundesamt: Fachserie 4 Reihe 6.1, Produzierendes Gewerbe; Beschäftigung, Umsatz, Investitionen und Kostenstruktur der Unternehmen in der Energie- und Wasserversorgung, 2005, Wiesbaden, 2007
4) Europäische Gemeinschaften: Elektrizitätspreise, Daten 1990 – 2003, Luxemburg, 2003
5) Öko-Institut e.V.: Monitoring der Kraft-Wärme-Kopplungs-Vereinbarung vom 19. Dezember 2003 für den Teilbereich Kraft-Wärme-Kopplung, Berichtszeitraum 2010, Berlin, 2012, S.79f.

# 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**

10. November 2015

**Druck**

Siebengebirgsdruck GmbH&Co.KG

**Bildnachweis**

Bundesnetzagentur

**Text**

Bundesnetzagentur
Referat 603

Bundeskartellamt
Arbeitsgruppe Energie-Monitoring