



Bundesnetzagentur



bericht

Monitoringbericht 2011



www.bundesnetzagentur.de

Monitoringbericht 2011

Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Monitoring, Marktbeobachtung - Energie -
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
Tel.: +49 228 14-5920
Fax: +49 228 14-5973
harald.doerr@bnetza.de

Vorwort

Im Jahr 2010 sind im deutschen Energiemarkt erneut wesentliche Veränderungen zu verzeichnen. Der vorliegende Monitoringbericht 2011 dokumentiert, analysiert und bewertet diese Entwicklungen in den einzelnen Wertschöpfungsstufen für Elektrizität und Gas. Dabei werden im Einvernehmen mit dem Bundeskartellamt die im Zuge der Regulierung erreichten Fortschritte wie auch der weitere Handlungsbedarf aus Sicht der Bundesnetzagentur sowohl im regulierten Netzbereich als auch in den vor- und nachgelagerten Wettbewerbsbereichen dargestellt.

Die Entwicklung der Elektrizitätserzeugung war im Jahr 2010 erneut durch eine deutliche Zunahme von Erzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energieträger geprägt. Hinzu kam im Frühjahr 2011 die Stilllegung von acht Kernkraftwerken. Sowohl dieser Wegfall von dargebotsunabhängiger Erzeugung als auch die Integration der erneuerbaren Energien stellen besondere Anforderungen an die Netzbetreiber, weshalb der Ausbau der Netze das „Gebot der Stunde“ ist. So zeigt der Monitoringbericht 2011, wie auch die Berichte der Bundesnetzagentur zu den Auswirkungen der Kernkraftausstieg auf die Übertragungsnetze, dass die Netze durch die Vielzahl der in den letzten Jahren zu erfüllenden Transportaufgaben und die Veränderung der Erzeugungsstruktur am Rand der Belastbarkeit angekommen sind. Der Gesetzgeber hat mit den Netzentwicklungsplänen im Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sowie den neuen Verfahren und Zuständigkeiten des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) Möglichkeiten geschaffen, hier neue Wege zu beschreiten. Diese Beschleunigungsmöglichkeiten müssen nun rasch ausgeschöpft werden.

Neben der Beschleunigung des Netzausbaus liegt ein weiterer Schwerpunkt in der breiten Beteiligung der Öffentlichkeit. Denn die eigentlichen Probleme des Netzausbaus liegen in der Akzeptanz der Bevölkerung und der Einsicht, dass der Umbau hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung ohne Netzausbau ins Stocken gerät. Die Bundesnetzagentur stellt sich hier ihrer Verantwortung und wird an der Erreichung von Akzeptanz durch verstärkte Dialogbereitschaft mitwirken.

Neben dem Netzbereich sind auch in anderen Segmenten des Energiemarktes positive Entwicklungen zu verzeichnen. So wurde unter maßgeblicher Beteiligung der Bundesnetzagentur Ende des Jahres 2010 ein Meilenstein bei der Integration der Elektrizitätsmärkte in der Europäischen Union erreicht. Nachdem im November 2009 bereits die Marktkopplung zwischen Deutschland und dem nordischen Markt erfolgreich gestartet war, wurde nun die Einführung einer Marktkopplung in der Region Zentralwesteuropa eingeführt. Mit der Kopplung der Elektrizitätsmärkte Nordwesteuropas (Deutschland, Frankreich, Benelux und Skandinavien) sind nun die nationalen Elektrizitätspotmärkte von neun Ländern auf Großhandelsebene miteinander verbunden.

Auch im Gasmarkt wurden seit dem Jahr 2009 weitere Erfolge bei der Zusammenlegung der Marktgebiete erreicht. Existierten im Jahr 2009 noch sechs Gasmarktgebiete, jeweils drei im L-Gas- und drei im H-Gas-Bereich, so hat sich die Anzahl der Marktgebiete seit Oktober 2011 auf zwei gasqualitätsübergreifende Marktgebiete reduziert.

Erfreulich ist im Gasbereich auch die dynamische Entwicklung des Einzelhandelsmarktes. Seit Beginn der Regulierung war die Entwicklung des Wettbewerbs auf dem Gasmarkt stets einige Jahre hinter dem Elektrizitätsmarkt zurück. Im Jahr 2010 hat sich der Gasmarkt jedoch so weit entwickelt, dass er den Elektrizitätsmarkt im Haushaltskundensegment sogar überholt hat. So wechselten im Jahr 2010 anteilmäßig mehr Kunden ihren Gas- als ihren Elektrizitätslieferanten. Zudem werden im Gasbereich deutlich weniger Haushaltskunden über die Grundversorgung beliefert als es im Elektrizitätsbereich der Fall ist. Auch die seit der zweiten Jahreshälfte 2008

bzw. Ende 2008 deutlich gesunkenen Großhandelspreise für Elektrizität und Gas haben im Gasbereich bereits seit längerer Zeit einen positiven Einfluss auf die Haushaltskundenpreise während sie sich im Elektrizitätsbereich auch im Jahr 2011 noch nicht signifikant auf die Elektrizitätspreise für Haushaltskunden ausgewirkt haben. Zwar können Haushaltskunden im Gasmarkt nach wie vor nicht zwischen so vielen Anbietern wählen wie im Elektrizitätsmarkt, jedoch zeigen die zuvor genannten Faktoren, dass eine gute Wettbewerbsentwicklung nicht nur von der Quantität der Anbieter und Angebote abhängig ist.

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

Inhaltsverzeichnis

Teil I Wichtige Marktentwicklungen	7
Elektrizitätsmarkt	7
Zusammenfassung	7
Erzeugung	10
Netze	19
Großhandel.....	28
Einzelhandel	32
Gasmarkt	49
Zusammenfassung	49
Netze	50
Bewertung der Versorgungssicherheit.....	59
Großhandel.....	61
Einzelhandel	66
Transparenz und Aufsicht im europäischen Energiehandel	78
Schwerpunkte der kartellbehördlichen Wettbewerbsaufsicht	79
Ausstattung der Bundesnetzagentur	81
Teil II Weitere Marktthemen	82
Elektrizität	82
Tätigkeiten u. Verfahren des Bundeskartellamts	82
Maßnahmen gegen wettbewerbsbeschränkende Vereinbarungen	84
Allgemeine Marktdaten und Marktabdeckung	86
Erzeugung	89
Anschluss Elektrizitätserzeuger bei Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern nach Energieträgern	89
Entwicklung nach EEG vergüteter Elektrizitätserzeugung.....	90
Direktvermarktung Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien	91
Erwarteter Zu- und Rückbau von Erzeugungskapazitäten	92
Netze	98
Grenzüberschreitender Handel, Grenzkuppelstellen.....	98
Regionale Initiativen	101
Netzentgelte.....	105
Systemdienstleistungen.....	108
Untertägige Fahrplanänderungen.....	118
Veröffentlichungspflichten Verteilernetzbetreiber	119
Versorgungsstörungen	120
Großhandel.....	122
Entwicklung der Marktsegmente im Großhandelsbereich	122
Preisentwicklung.....	126
Börsen: European Energy Exchange AG (EEX) und EPEX Spot SE.....	128
Einzelhandel	134
Anbieteranzahl.....	134
Industrie- und Gewerbekunden	136
Haushaltskunden	142
Ökostromtarife	150
Mess- und Zählwesen.....	153
Messstellenbetrieb und Messdienstleistung	153
Gas	159
Tätigkeiten und Verfahren des Bundeskartellamts	159
Maßnahmen gegen wettbewerbsbeschränkende Vereinbarungen	160
Allgemeine Marktdaten und Marktabdeckung	161

Förderung von Erdgas in Deutschland sowie Im- und Export	163
Netze	165
Kapazitätsangebot; Unterbrechbare Kapazitäten	165
Bilanzierung	167
Netzausbau und Investitionen	176
Veröffentlichungspflichten.....	179
Versorgungsstörungen	181
Netzentgelte.....	182
Speicher	185
Zugang zu Untertagespeicheranlagen.....	185
Investitionen in die Erweiterung der Untertagespeicherkapazitäten.....	187
Großhandel.....	187
Einzelhandel	188
Marktdaten Gas	188
Ausspeisemenge der Gasnetzbetreiber	189
Grundversorgung.....	192
Lieferantenwechsel Gas	197
Wechselverfahren und Datenformate.....	197
Lieferantenwechsellmengen der Letztverbraucher	198
Preisniveau Gas	200
Gaspreise für Haushaltskunden	201
Gaspreise für Gewerbe- und Industriekunden.....	204
Anteile der größten Unternehmen (Dominanzmethode).....	209
Mess- und Zählwesen.....	214
Messstellenbetrieb.....	215
Messung	218
Elektrizität und Gas	220
Anreiz- und Qualitätsregulierung	220
Entflechtung.....	224
Kooperation/Konzentration des Netzgeschäftes.....	228
Glossar	229
Elektrizität und Gas.....	229
Elektrizität	231
Gas	235
Abkürzungsverzeichnis	237
Quellenverzeichnis.....	241

Teil I Wichtige Marktentwicklungen

Elektrizitätsmarkt

Zusammenfassung

Die Entwicklung der Elektrizitätserzeugung ist auch im Berichtsjahr 2010, wie im Berichtsjahr 2009, durch eine deutliche Zunahme von Erzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energieträger geprägt. Der Zubau dieser dargebotsabhängigen Erzeugung basiert im Wesentlichen auf Solaranlagen sowie im geringeren Umfang auf Windenergiekapazitäten.

Neben dem Zubau von dargebotsabhängiger Erzeugung kam im Jahr 2011 auch ein Rückbau von dargebotsunabhängiger Erzeugung, in Form der auf Basis des novellierten Atomgesetzes stillgelegten Kernenergie, hinzu. Neben diesem Rückbau der Kernenergie ist zudem ein weiterer Rückbau von dargebotsunabhängiger Erzeugung bis Ende 2014 geplant. Der gesamte Rückbau kann jedoch durch den Zubau von dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung bis 2014 voraussichtlich wieder kompensiert werden. Allerdings haben sich die im Monitoring 2010 bereits festgestellten Verzögerungen bei einer Reihe von Kraftwerksprojekten gemäß der Monitoringdaten 2011 noch einmal vergrößert. Zudem reduzierte sich das Gesamtvolumen von dargebotsunabhängigen Kraftwerksprojekten innerhalb eines Jahres um knapp 18 Prozent. Zur Gewährleistung der Systemsicherheit ist es notwendig, dass die bereits im Bau befindlichen Kraftwerke entsprechend der derzeitigen Plandaten fertig gestellt werden. Von herausragender Bedeutung ist hierbei der weitere Zubau von dargebotsunabhängiger Leistung in Süddeutschland. Hier bleibt die Lage auch nach Fertigstellung der derzeit im Bau befindlichen größeren Kraftwerksprojekte risikobehaftet.

Sowohl die Integration der erneuerbaren Energien als auch der Wegfall von dargebotsunabhängiger Erzeugung stellen besondere Anforderungen an die Netzbetreiber. Durch die Ausbauplanungen – sowohl bei Onshore- wie auch bei Offshore-Windenergie und bei Photovoltaik – werden diese Herausforderungen weiter anwachsen. Daher ist die sichere Versorgung mit Elektrizität jetzt und in den nächsten Jahren ein zentrales Thema, mit welchem sich die Bundesnetzagentur bereits aktuell in den drei Berichten zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit ausführlich auseinandergesetzt hat¹. Insgesamt konnte in den Berichten festgestellt werden, dass die derzeitige Situation im Netzbereich zwar beherrschbar ist, jedoch geht sie mit einer erhöhten Eingriffshäufigkeit der Netzbetreiber in den Systembetrieb einher. Nach wie vor ist die Netzinfrastruktur im Elektrizitätsbereich jedoch sicher und stabil.

Bei einer Gefährdung oder Störung im Elektrizitätsversorgungsnetz sind Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, diese durch netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Netzbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltungen, wurden im Jahr 2010 an jedem Tag des Jahres ergriffen. Marktbezogene Maßnahmen, insbesondere Maßnahmen des Engpassmanagements, wurden an 129 Tagen des Jahres 2010 durchgeführt. Darüber hinaus haben die Übertragungsnetzbetreiber an 157 Tagen Handelsgeschäfte getätigt, um Gefährdungen und Störungen im Netz zu beheben.

Das weiterhin bestehende, hohe Niveau der Versorgungssicherheit mit Elektrizität kann zukünftig nur durch massive Investitionen auf allen Netzebenen gewährleistet werden. Durch das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) soll die Realisierung der erforderlichen Ausbaumaßnahmen deutlich erleichtert werden. Das Gesetz benennt unmittelbar 24 Projekte, die vorrangig zu realisieren sind. Zwei dieser Projekte wurden bislang fertig gestellt. Bei zwölf der 24 EnLAG-Projekte sind deutliche Verzögerungen im Genehmigungs- und Realisierungsplan zu beobachten, so dass

¹ <http://www.bundesnetzagentur.de> „Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit“

die jeweils vorgesehene Inbetriebnahme teilweise um mehrere Jahre überschritten wird. Die Berichte der Übertragungsnetzbetreiber an die Bundesnetzagentur über den Umsetzungsstand ihrer geplanten Netzausbauvorhaben dokumentieren ebenfalls Verzögerungen. Mit Stand des zweiten Quartals 2011 sind insgesamt 149 Ausbaumaßnahmen bis zum Jahr 2014 vorgesehen, darunter auch 19 Maßnahmen zur Anbindung von Offshore-Windparks. Von den gesamten Ausbaumaßnahmen unterlagen am Ende des zweiten Quartals 2011 insgesamt 73 Ausbaumaßnahmen Verzögerungen oder einem verschobenen Zeitrahmen. Dementsprechend dokumentieren auch die im Zuge des Monitoring 2011 gemeldeten Investitionsdaten erneut die erheblich hinter den Planungen zurückbleibende Realisierung von Neu- bzw. Ausbauvorhaben der Übertragungsnetze.

Der starke Ausbau von Erzeugungsanlagen mit regenerativen Energieträgern und die gesetzlich vorgegebene Anschluss- und Abnahmepflicht, die unabhängig von der Aufnahmefähigkeit des Netzes besteht, stellt auch die Verteilernetzbetreiber vor große Herausforderungen. Neben den klassischen Ausbaumaßnahmen werden Netzbetreiber diesen Herausforderungen vor allem dadurch gerecht, dass sie ihre Netze zunehmend intelligent restrukturieren und somit über die Zeit an die geänderten Erfordernisse anpassen. So ist die Anzahl der Verteilernetzbetreiber, die Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes durchführen, im Jahr 2010 erneut angestiegen. Zudem haben Netzbetreiber die Option auch EEG-Anlagen herunterzuregulieren, wenn die Erzeugung aus erneuerbarer Energie vom Netzbetreiber nicht abgenommen werden kann, weil kein konventionelles Kraftwerk mehr zum Ausgleich herunter geregelt werden kann. Bislang konzentriert sich dieses Herunterregeln von EEG-Anlagen im Zuge des Einspeisemanagements auf die nördlichen Netzgebiete mit hoher installierter Windleistung und ist nur in geringem Umfang erforderlich. Im Jahr 2010 ist die durch das Herunterregeln entstandene Ausfallarbeit von EEG-Anlagen im Vergleich zum Jahr 2009 jedoch insgesamt um über 70 Prozent angewachsen. Dies zeigt die weiter steigenden Herausforderungen, denen Netze im Hinblick auf den rasanten Zuwachs der erneuerbaren Energien bereits jetzt, insbesondere aber in den nächsten Jahren, ausgesetzt sein werden.

Der deutsche Großhandelsmarkt für Elektrizität ist im Jahr 2010 äußerst liquide. So beläuft sich das Volumen des Großhandels im Jahr 2010 auf etwa das Siebzehnfache des tatsächlichen Elektrizitätsbedarfs in Deutschland. Ohne die Berücksichtigung der an der Börse geclearten Geschäfte, ist das außerbörsliche Handelsvolumen im Jahr 2010 mehr als vierzehn mal größer als das Handelsvolumen an der Börse (EEX und EPEX Spot). Mehr als die Hälfte des Großhandels wurde über Brokerplattformen abgewickelt und mehr als ein Drittel des Handelsvolumens wurde rein bilateral zwischen den Vertragsparteien ausgehandelt. Im Vergleich zum Jahr 2009 ist der Börsenhandel jedoch stark angestiegen. Der Elektrizitätshandel an der EEX und EPEX Spot liegt im Jahr 2010 gut 70 Prozent über dem Handelsvolumen des Jahres 2009. Die gehandelten Volumina im Vortages- und im untertägigen Börsenhandel sind um mehr als 50 Prozent gestiegen. Die Steigerung des untertägigen Handelsvolumens ist jedoch vor allem auf die Vermarktung des EEG-Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber an der EPEX Spot zurückzuführen. Die Vermarktung der EEG-Strommengen hatte zudem einen dämpfenden Effekt auf das Preisniveau des Vortageshandels im Jahr 2010, so dass die Preise hier insgesamt nur leicht gestiegen sind. Am Terminmarkt blieb das Preisniveau in 2009 und 2010 bei der Grundlast nahezu konstant, bei der Spitzenlast war ein Absinken um sieben Prozent festzustellen.

Ein Trend, der sowohl am Termin- als auch im Spotmarkt festzustellen ist, besteht darin, dass sich die Preisvolatilität gegenüber den Vorjahren deutlich reduziert hat. Diese Reduktion der Preisschwankungen ist zumindest zum Teil auf die seit Januar 2010 an der EPEX Spot vermarkteten EEG-Strommengen sowie auf die seit Ende 2009 bestehende Marktkopplung Deutschlands mit dem nordischen Markt zurückzuführen. Nachdem im November 2009 bereits die Marktkopplung zwischen Deutschland und dem nordischen Markt erfolgreich gestartet war, stand im Jahr 2010 die Einführung einer Marktkopplung in der Region Zentralwesteuropa im Mittelpunkt. Mit der Kopplung der Elektrizitätsmärkte Nordwesteuropas (Deutschland, Frankreich, Benelux und Skandinavien) Ende des Jahres 2010, wurde ein Meilenstein zur Integration der Elektrizitätsmärkte in der Europäischen Union erreicht. Seitdem sind die nationalen Elektrizitätspotmärkte von neun Ländern auf Großhandelsebene miteinander verbunden. Die damit erwar-

teten positiven Auswirkungen auf die Marktergebnisse haben sich erfüllt. Insbesondere konnte eine Preisangleichung zwischen den Ländern erreicht werden.

Der deutsche Einzelhandel für Elektrizität war im Jahr 2010 durch eine deutlich gestiegene Elektrizitätsabgabe an Industriekunden sowie durch Preiserhöhungen sowohl für Industrie- und Gewerbekunden wie auch für Haushaltskunden geprägt. Nach dem deutlichen Rückgang des Elektrizitätsabsatzes an Industriekunden im Jahr 2009 konnte im Jahr 2010 eine Steigerung um gut 14 Prozent festgestellt werden. Der Elektrizitätsabsatz an Gewerbe- und Haushaltskunden blieb vergleichsweise stabil. Insgesamt ist der Elektrizitätsabsatz in 2010 um rund sieben Prozent angestiegen und somit wieder auf dem Niveau des Jahres 2008.

Nach einer kontinuierlichen Folge von Preiserhöhungen in den letzten Jahren ist für Haushaltskunden im Jahr 2011 der höchste Anstieg der Elektrizitätspreise seit Beginn der Regulierung zu verzeichnen. Die Ursachen hierfür sind hauptsächlich in der steigenden Umlage nach EEG sowie dem steigenden Preisbestandteil für „Energiebeschaffung und Vertrieb“ zu sehen. Der starke Anstieg der EEG-Umlage, die der Förderung der erneuerbaren Energien dient, ist zwar auf mehrere Faktoren zurückzuführen, der größte Anteil entfällt jedoch auf die gestiegene Gesamtsumme der Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber. Der Anstieg im Preisbestandteil für „Energiebeschaffung und Vertrieb“ kann u.a. auf einen Anstieg der Vertriebseinnahmen der Unternehmen oder darauf zurückgeführt werden, dass sich die seit der zweiten Jahreshälfte 2008 deutlich gesunkenen Großhandelspreise, auch im Jahr 2011, aufgrund veränderter Beschaffungsstrategien der Unternehmen nicht in einem zu erwartenden Umfang positiv auf die Elektrizitätspreise für Haushaltskunden ausgewirkt haben.

Haushaltskunden, die mit der Preisgestaltung ihres Elektrizitätslieferanten nicht zufrieden sind, können ihren Lieferanten wechseln. Durch die sich weiter verbessernden Marktbedingungen haben Haushaltskunden im Jahr 2011 bereits die Wahl zwischen durchschnittlich 147 Anbietern je Netzgebiet. Auch im Jahr 2011 können durch einen Wechsel des Versorgungsvertrages oder des Lieferanten teilweise deutliche Einsparungen erzielt werden. So stellt im Durchschnitt die Grundversorgung nach wie vor die teuerste Art der Elektrizitätsversorgung dar, preislich günstiger wird es, wenn Haushaltskunden von ihren Wechselmöglichkeiten Gebrauch machen und einen anderen Tarif bei ihrem Grundversorger oder einen Tarif bei einem anderen Elektrizitätslieferanten wählen. Von diesen Wechselmöglichkeiten haben jedoch knapp 44 Prozent aller Haushaltskunden bisher noch keinen Gebrauch gemacht. 41 Prozent aller Haushaltskunden werden über einen Sondervertrag des Grundversorgers und lediglich gut 15 Prozent über einen Sondervertrag eines Wettbewerbers beliefert.

Zusammenfassend ist, neben den positiven Entwicklungen der weiter steigenden Anbieter- und Lieferantenwechselanzahl, kritisch festzuhalten, dass ein Großteil der Verbraucher trotz vorhandener Preissenkungspotentiale beim angestammten Versorger verharrt, anstatt zu einem Wettbewerber zu wechseln. Daher fällt es Wettbewerbern zunehmend schwerer Kunden zu gewinnen, die nicht bereits schon zur Kundengruppe der „wechselwilligen Kunden“ gezählt werden können. Zwar steigt im Berichtsjahr 2010 die Anzahl der Lieferantenwechsel im Vergleich zum Jahr 2009, jedoch tragen nur ca. 25 Prozent dieser Wechsel zu einer Dekonzentration der ehemaligen, regionalen Monopolgebiete bei. Entscheiden sich Haushaltskunden zu einem Wechsel des Lieferanten, so können hiervon hauptsächlich einige wenige Unternehmen profitieren. Rund 45 Prozent aller gewechselten Haushaltskunden werden dabei von den vier größten in Deutschland tätigen Lieferanten direkt oder durch andere Vertriebskanäle akquiriert. Da diese Unternehmen deutliche Kundenverluste in ihren eigenen Grundversorgungsnetzgebieten hinnehmen mussten, verringern sich, auf das gesamte Bundesgebiet bezogen, die Anteile der vier größten Elektrizitätslieferanten. Auf regionaler Ebene bleibt jedoch, trotz steigender Anbieter- und Lieferantenwechselzahlen, eine lokale Dominanz der jeweiligen Grundversorger erhalten.

Vor diesem Hintergrund ermutigt die Bundesnetzagentur - wie auch das Bundeskartellamt - alle Haushaltskunden nochmals nachdrücklich, sich über die Möglichkeiten eines Vertrags- oder Lieferantenwechsels zu informieren und die Chancen des Wettbewerbs zu nutzen.

Erzeugung

Anschluss Elektrizitätserzeuger bei Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern nach Energieträgern²

Die Erhebung der insgesamt bei ÜNB und VNB angeschlossenen Erzeugungsanlagen nach Energieträgern³ (ohne nach EEG vergütungsfähige Anlagen) im Monitoring 2011 sowie die EEG-Datenerhebung bilden gemeinsam die gesamte in Deutschland installierte Erzeugungsleistung und die Einspeisemenge in die Netze der Allgemeinen Versorgung ab.⁴

Zum 31. Dezember 2010 sind 160,5 GW Erzeugungskapazitäten an die Netze der ÜNB (77,6 GW) und VNB (82,9 GW) angeschlossen. Gegenüber dem 31. Dezember 2009 (152,7 GW) ist dies insgesamt ein Zuwachs um ca. 7,8 GW. Dieser Zuwachs basiert im Wesentlichen auf den Energieträgern Solar (plus 7,1 GW) und Wind (plus 1,7 GW), während bei anderen Energieträgern geringere Veränderungen zu verzeichnen waren. Von insgesamt 160,5 GW sind 54,2 GW erneuerbaren Energieträgern zuzurechnen. Hiervon werden 50,7 GW nach EEG vergütet. Dies entspricht einem Leistungsanteil der erneuerbaren Energieträger an der Gesamtleistung von ca. 34 Prozent.

Aufgrund des starken Wandels der Erzeugungsstruktur sind durch den Zuwachs bei den erneuerbaren Energieträgern an den Verteilernetzen (82,9 GW) jetzt mehr Erzeugungskapazitäten als an den Übertragungsnetzen (77,6 GW) angeschlossen.

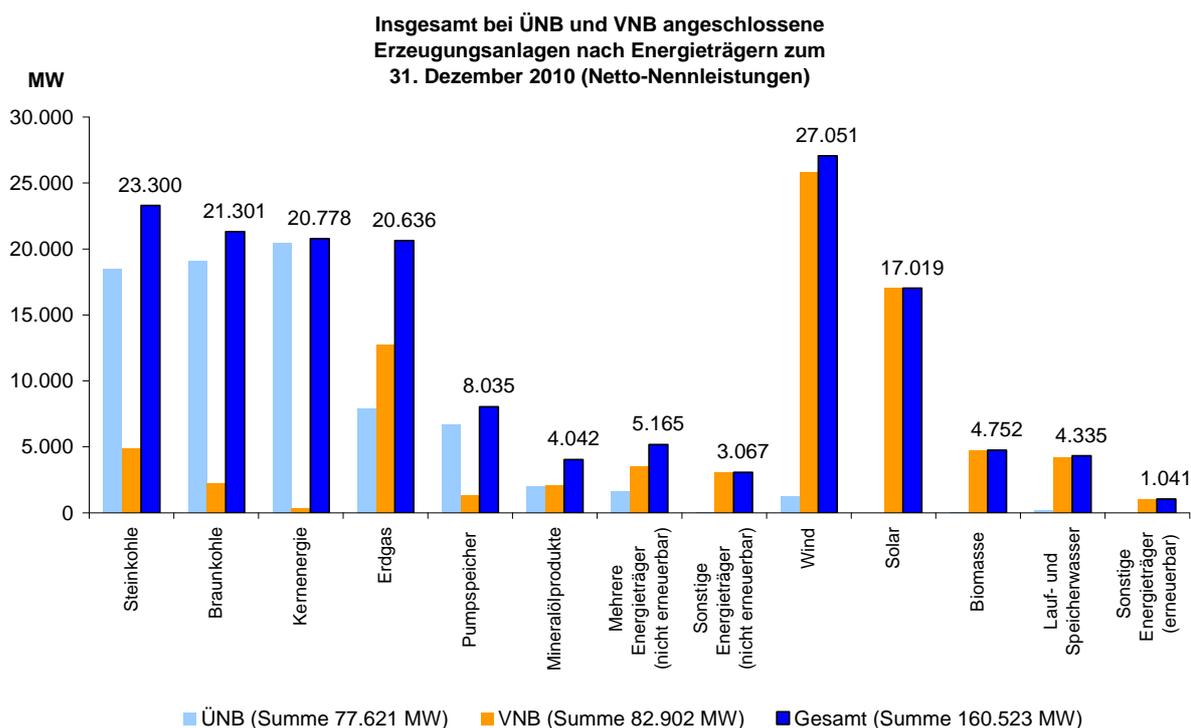


Abbildung 1: Insgesamt bei ÜNB und VNB angeschlossene Erzeugungsanlagen nach Energieträgern zum 31. Dezember 2010 (Netto-Nennleistungen⁵)

² Weitere Daten finden sich in Teil II dieses Berichtes „Elektrizität, Erzeugung, Anschluss Elektrizitätserzeuger bei Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern nach Energieträgern“.

³ Unmittelbar oder mittelbar (z. B. über ein Areal- bzw. Industrienetz) am Übertragungs- und Verteilernetz (alle Netz- und Umspannebenen) physikalisch angeschlossene Erzeugungsanlagen (inkl. vorübergehend stillgelegte / ohne endgültig aufgegebene Anlagen)

⁴ Für Details zur Marktabdeckung der Erhebung bei Verteilernetzbetreibern siehe Teil II „Elektrizität, Allgemeine Marktdaten und Marktabdeckung“.

⁵ Netto-Leistung ist die an das Versorgungssystem (Übertragungs- und/oder Verteilernetz, Letztverbraucher) abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit; Nenn-Leistung ist die Dauerleistung einer Erzeugungsanlage, für die sie gemäß den Liefervereinbarungen bestellt ist (siehe auch Glossar).

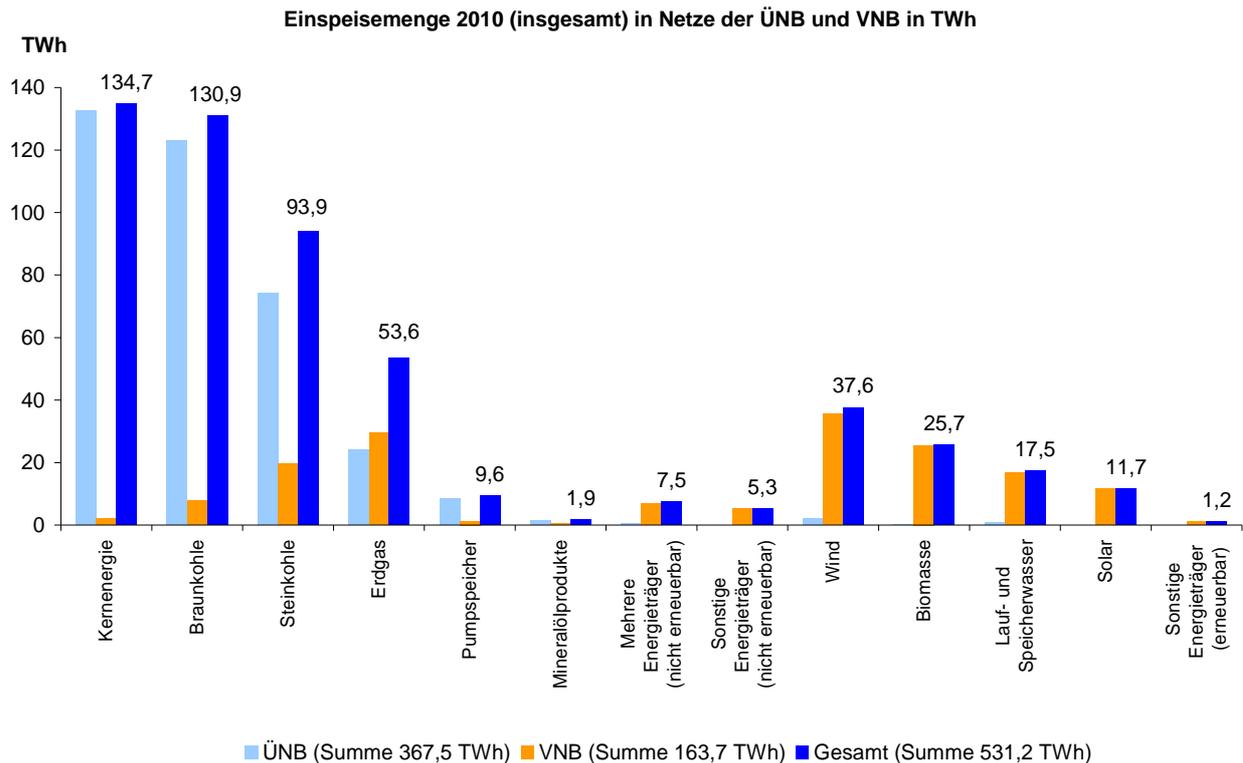


Abbildung 2: Einspeisemenge 2010 (insgesamt) in Netze der ÜNB und VNB in TWh
(Solar: Selbstverbrauchte Menge in der Einspeisemenge nicht berücksichtigt)

Insgesamt wurde 2010 eine Menge von 531,2 TWh in die Netze der ÜNB und VNB eingespeist. Dabei beträgt die Einspeisemenge in die ÜNB-Netze 367,5 TWh und in die VNB-Netze 163,7 TWh. Durch erneuerbare Energieträger wurden 93,7 TWh eingespeist, wovon 80,7 TWh nach EEG vergütet worden sind. Hieraus ergibt sich ein Einspeiseanteil der erneuerbaren Energien von ca. 18 Prozent an der Gesamteinspeisung, der damit unter dem Leistungsanteil von 34 Prozent bezogen auf die gesamten Erzeugungskapazitäten liegt.

Die Nutzungsdauer von erneuerbaren Energieträgern ist geringer als die von konventionellen Energieträgern. Ausschlaggebend hierfür sind Solarenergie und Wind. Einem Leistungsanteil von 10,6 Prozent steht bei Solarenergie ein Einspeiseanteil von 2,2 Prozent gegenüber. Hier ist allerdings zu beachten, dass 2010 ein starker Zubau von Solaranlagen im Jahresverlauf erfolgte, die demnach nicht während des gesamten Jahres 2010 eingespeist haben. Im Vergleich zu Solarenergie (686 h/a) weist Wind (1.391 h/a) eine höhere Jahresnutzungsdauer⁶ auf. Jedoch steht auch bei Wind ein Leistungsanteil von 16,9 Prozent einem Einspeiseanteil von 7,1 Prozent gegenüber. Dagegen weisen Biomasse (5.400 h/a) und Wasserkraft (4.028 h/a) höhere Jahresnutzungsdauern auf, die mit konventionellen Energieträgern vergleichbar sind.

Entwicklung nach EEG vergüteter Elektrizitätserzeugung⁷

Im Rahmen ihrer Überwachungstätigkeit nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erhebt die Bundesnetzagentur jährlich Daten bei ca. 900 Verteilernetzbetreibern (VNB), den vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und ca. 1.100 Elektrizitätslieferanten. Für den Monitoringbericht dienen als Basis die EEG-Abrechnungsdaten der Unternehmen des Jahres 2010. Zum 31. Dezember 2010 belief sich die gesamte Leistung der nach EEG vergüteten Anlagen in Deutschland auf ca. 50,7 GW (31. Dezember 2009 ca. 41,4 GW). Die installierte Leistung aller

⁶ Jahresnutzungsdauer ist das Verhältnis von eingespeister Menge zu installierter Leistung bezogen auf den Zeitraum von einem Jahr (8.760 h).

⁷ Weitere Daten finden sich in Teil 2 dieses Berichtes unter der Überschrift „Elektrizität, Erzeugung, Entwicklung nach EEG vergüteter Elektrizitätserzeugung“.

nach EEG vergüteten Anlagen ist damit in 2010 um ca. 9,3 GW angestiegen. Dies entspricht einem relativen Zuwachs von rund 23 Prozent in einem Jahr.

Aus dem Verhältnis der EEG-Erzeugungsanlagen von 50,7 GW zu den insgesamt angeschlossenen Erzeugungsanlagen bei ÜNB und VNB in Höhe von 160,5 GW ergibt sich zum Stichtag 31. Dezember 2010 ein EEG-Anteil an der installierten Leistung von 31,6 Prozent.

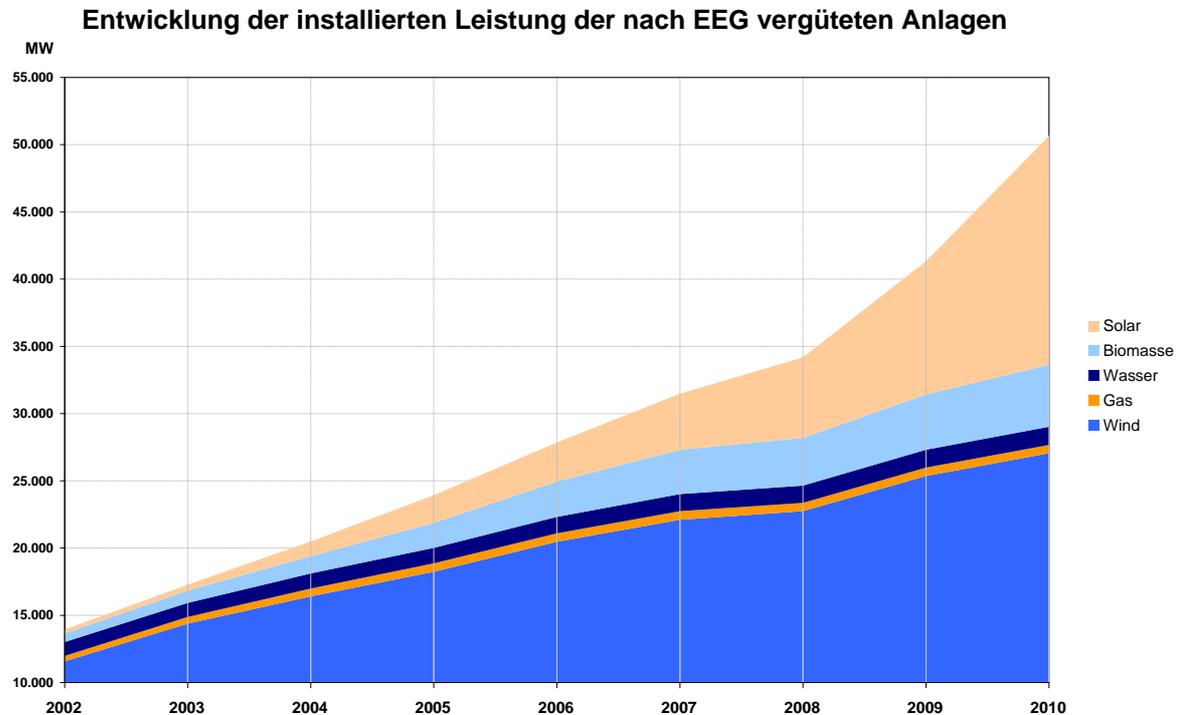


Abbildung 3: Entwicklung der installierten Leistung der nach EEG vergüteten Anlagen von 2002 bis 2010

Im Jahr 2010 war ein Zubauboom bei den Solaranlagen zu verzeichnen. Es wurden Anlagen mit einer Leistung von ca. 7,1 GW neu installiert (im Jahr 2009 waren es ca. vier GW). Daraus leitet sich eine Steigerungsrate bei den Solaranlagen von etwa 72 Prozent im Jahr 2010 ab. Die installierte Leistung von Windkraftanlagen nahm im Jahr 2010 um ca. 1,7 GW zu, was einer Steigerungsrate von 6,7 Prozent entspricht.

Der Zuwachs von Biomasseanlagen betrug ca. 0,5 GW, die Steigerungsrate beläuft sich damit auf 12,5 Prozent. Die installierte Leistung bei den übrigen EEG-Energieträgern bewegte sich in der Größenordnung des Jahres 2009.

Der von den Anlagenbetreibern regenerativ erzeugte EEG-Strom wird bei der Einspeisung in das öffentliche Elektrizitätsnetz von den VNB mit einem gesetzlich festgelegten Satz vergütet, der für die einzelnen Erzeugungsarten sehr unterschiedlich ist.

Nach der EEG-Datenerhebung betrug die insgesamt eingespeiste Jahresarbeit im Jahr 2010 80.700 GWh (im Jahr 2009: 74.153 GWh) und die an Anlagenbetreiber ausgezahlte Mindestvergütung in Summe 13.182 Mio. Euro (im Jahr 2009: 10.779 Mio. Euro). Damit ist die Einspeisung von allen EEG-Anlagen von 2009 auf 2010 um rund acht Prozent, die Gesamtvergütung hingegen um rund 22 Prozent angestiegen.

Eingespeiste EEG-Jahresarbeit 2010 (Werte für 2009 in Klammern)

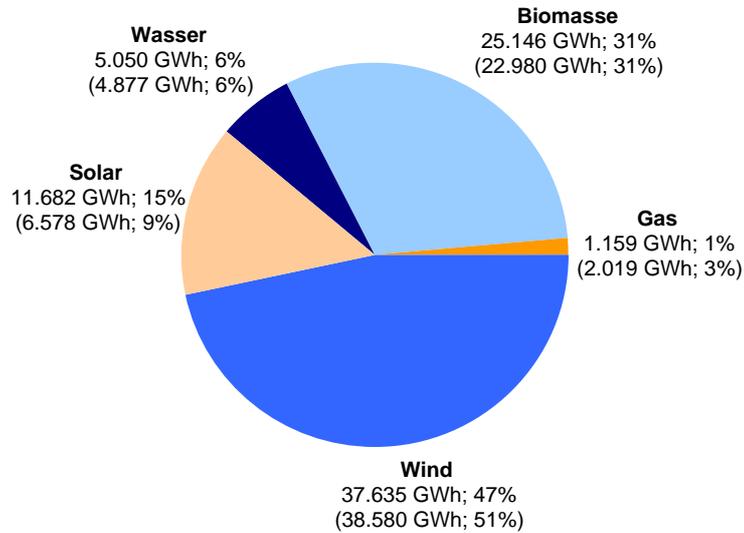


Abbildung 4: Eingespeiste EEG-Jahresarbeit in 2010 je Energieträger, absolut und anteilig (in Klammern Werte für 2009). Aufgrund des geringen Anteils wurde auf die Darstellung "Geothermie" verzichtet.

Die Entwicklung des Einspeiseverhaltens im Vergleich zum Jahr 2009 ist bei den einzelnen Energieträgern sehr unterschiedlich. So haben z. B. Windenergieanlagen ca. 2,4 Prozent weniger Arbeit in das Netz eingespeist als im Vergleich zum Jahr 2009, dadurch sank auch die an die Netzbetreiber auszuzahlende Mindestvergütung in ähnlicher Größenordnung. Die Ursache hierfür lag in einem relativ windschwachen Jahr 2010, welches unter dem Zehnjahresmittel lag.

EEG-Einspeisevergütung 2010 (Werte für 2009 in Klammern)

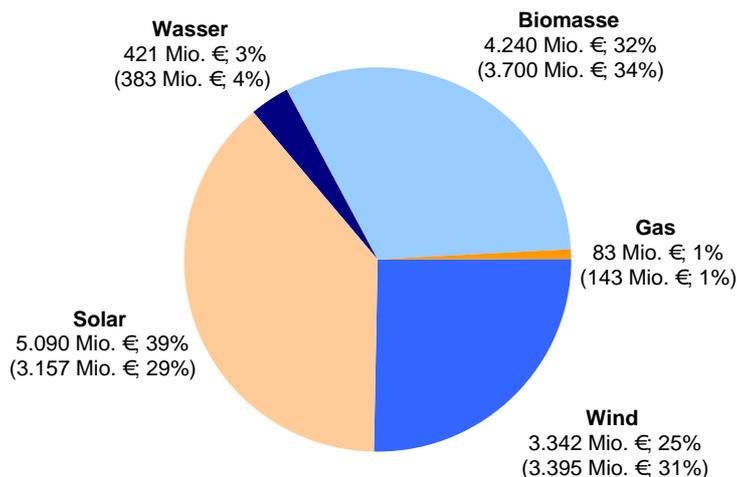


Abbildung 5: EEG-Einspeisevergütung in 2010 je Energieträger, absolut und anteilig (in Klammern Werte für 2009). Aufgrund des geringen Anteils wurde auf die Darstellung "Geothermie" verzichtet.

Durch den dargestellten extrem starken Zubau bei den Solaranlagen in 2010 sind sowohl die eingespeiste Jahresarbeit mit absolut 11.682 GWh (im Jahr 2009: 6.572 GWh) als auch die gezahlten Vergütungen mit absolut 5.090 Mio. Euro (im Jahr 2009: 3.156 Mio. Euro) im Vergleich zum Jahr 2009 noch einmal deutlich angestiegen. Insgesamt erbringen Solaranlagen an der gesamten eingespeisten EEG-Menge des Jahres 2010 nur einen Anteil von rund 15 Prozent, bezogen auf den gesamten Letztverbraucherabsatz des letzten Jahres lediglich ca. 2,4 Prozent. Dagegen nimmt die Solarenergie mit einem Anteil von 39 Prozent einen erheblichen Anteil der EEG-Vergütungszahlungen in Anspruch. Die Vergütungszahlungen werden nach Anschluss einer Anlage für die Dauer von 20 Jahren gewährt. Die Höhe der Vergütung ändert sich in diesem Zeitraum nicht. Unabhängig von der zukünftigen Entwicklung des Zubaus von Solaranlagen, werden sich die an die Solaranlagenbetreiber auszahlenden Vergütungen auch in den nächsten Jahren insgesamt auf einem sehr hohen Niveau bewegen.

Struktur des Erzeugungsbereiches

Im Zuge der Monitoringerhebungen befragt die Bundesnetzagentur zum Erzeugungsbereich sowohl Erzeuger als auch Netzbetreiber. Um einen Abgleich beider Abfragen zu ermöglichen, fokussieren seit dem Monitoring 2011 beide Abfragen auf Kraftwerke, die nicht nach EEG vergütungsfähig sind.

Das Bundeskartellamt hatte in seiner im Januar 2011 veröffentlichten Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel festgestellt, dass nach dem EEG erzeugter und vermarkteter Strom nicht zum wettbewerblich orientierten Stromerstabsatzmarkt zu zählen ist.⁸ Allerdings bleibt die Erzeugung und Einspeisung von Strom aus Anlagen, die nach dem EEG vergütet werden, nicht ohne Folgen für den wettbewerblichen Stromerstabsatzmarkt inklusive der Erzeugung in konventionellen Kraftwerken.

Die Marktanteile der vier größten Erzeugungsunternehmen werden daher abweichend zu den Vorjahren nunmehr auf Basis der nicht nach EEG vergütungsfähigen Kraftwerksleistungen sowie den Stromeinspeisungen in die Netze der Allgemeinen Versorgung, ohne Berücksichtigung von EEG-Strom, ermittelt. Dies ermöglicht einen präziseren Blick auf die Anteile der vier größten Erzeuger im marktgeführten Erzeugungsmarkt. Die nach EEG vergüteten Erzeugungsmengen sind dagegen nicht dem marktgeführten Erzeugungsmarkt zuzurechnen, da diese Einspeisemengen eine nach EEG festgelegte Einspeisevergütung erhalten.

Die im Monitoring erfassten Erzeuger verfügen insgesamt zum 31. Dezember 2010 über eine Netto-Engpassleistung⁹ von 107,0 GW, die nicht nach EEG vergütet wird. Im Kalenderjahr 2010 wurden von diesen Anlagen 450,9 TWh in die Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeist.¹⁰

Der mit der Dominanzmethode errechnete Anteil der vier größten Erzeuger (E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall) bezogen auf die erfassten Kapazitäten von 107,0 GW (ohne EEG) betrug zum 31. Dezember 2010 ca. 77 Prozent (82,8 GW). Die Einspeisungen der vier größten Erzeuger in die Netze der Allgemeinen Versorgung betragen im Kalenderjahr 2010 ohne EEG-Strom 370,7 TWh, was einem Anteil von ca. 82 Prozent entspricht.

⁸ Veröffentlicht unter http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/110113_Bericht_SU_Strom_2_.pdf, S. 63-69, 73f., 249-260.

⁹ Netto-Leistung ist die an das Versorgungssystem (Übertragungs- und/oder Verteilernetz, Letztverbraucher) abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit; Engpass-Leistung ist die Dauerleistung einer Erzeugungseinheit, die unter Normalbedingungen erreichbar ist (siehe auch Glossar).

¹⁰ Die Erhebung der angeschlossenen Leistung und der Einspeisemenge bei den Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern hat 109,8 GW bzw. 450,5 TWh ergeben, die nicht nach EEG vergütet werden.

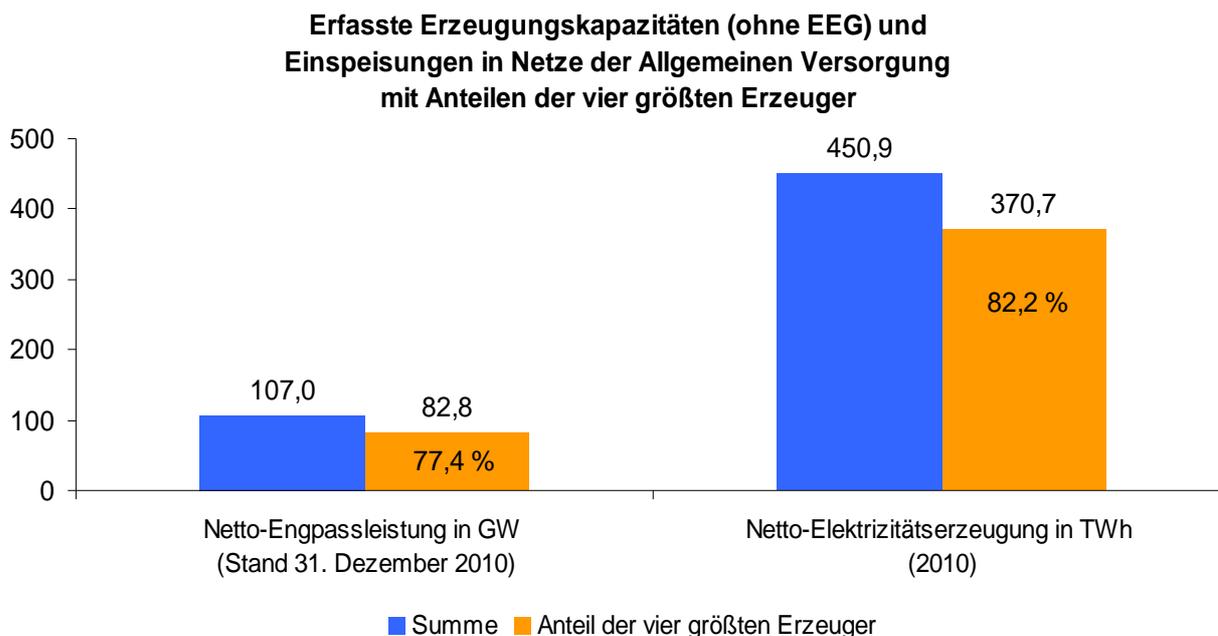


Abbildung 6: Erfasste Erzeugungskapazitäten (ohne EEG) und Einspeisungen in Netze der Allgemeinen Versorgung mit Anteilen der vier größten Erzeuger

Erwarteter Zu- und Rückbau von dargebotsunabhängigen Kraftwerkskapazitäten¹¹

Derzeit befinden sich bundesweit ca. 12.900 MW dargebotsunabhängige Kraftwerkskapazitäten in Bau, die voraussichtlich bis 2014 fertig gestellt sein werden. Hier gibt es jedoch Unwägbarkeiten wie die Kesselproblematik. So führt der Einsatz von Kesseln mit der neuartigen, hochtemperaturbeständigen und druckfesten Stahllegierung T24 (7 CrMo VTiB 10 10) zu techn. Problemen. Bei mehreren im Bau befindlichen Kohlekraftwerken hat dies bereits zu Verzögerungen bei der geplanten Inbetriebnahme geführt.

Von den insgesamt im Bau befindlichen dargebotsunabhängigen Kraftwerksprojekten haben 18 Projekte mit insgesamt 12.300 MW eine Kapazität von jeweils mindestens 100 MW. Gegenüber den Daten aus dem Monitoring 2010 lassen sich davon für elf Projekte Verzögerungen bei dem geplanten Zeitpunkt der kommerziellen Inbetriebnahme feststellen. Bei sechs Projekten (5.000 MW) beträgt die Verzögerung ein Jahr, bei vier Projekten (2.900 MW) zwei Jahre und bei einem Projekt (1.100 MW) drei Jahre. Die bereits im Monitoring 2010 festgestellten Verzögerungen bei einer Reihe von Kraftwerksprojekten haben sich damit gemäß der Monitoringdaten 2011 noch einmal vergrößert. Zudem ist das Gesamtvolumen der Investitionsvorhaben bei dargebotsunabhängigen Kraftwerken rückläufig. So reduzierte sich das Gesamtvolumen innerhalb eines Jahres um knapp 18 Prozent bzw. rund 7.300 MW.

¹¹ Weitere Daten finden sich in Teil II dieses Berichtes unter der Überschrift „Elektrizität, Erzeugung, Erwarteter Zu- und Rückbau von dargebotsunabhängigen Kraftwerkskapazitäten“. Dargebotsunabhängige Kraftwerke sind Kraftwerke, die nicht auf das Vorhandensein stochastisch verfügbarer Energieträger (wie z. B. Wind, Sonne oder in eingeschränktem Maße Wasser) angewiesen sind.

Dargebotsunabhängige Kraftwerke Bundesweit ≥ 5 MW					
Voraussichtliche Aufnahme der Elektrizitäts-einspeisung	Im Bau befindliche Projekte in MW	Behördlich genehmigte¹² Projekte in MW	Projekte im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW	Projekte noch nicht im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW	Insgesamt geplante bzw. derzeit durchgeführte Investitionen in MW
Summe dargebotsunabhängiger Energieträger Monitoring 2010 (2010 - 2020)	13.826	2.055	16.461	9.067	41.409
Summe dargebotsunabhängiger Energieträger Monitoring 2011 (2011 - 2019)	12.925	1.356	10.614	9.182	34.077
Differenz	-901	-699	-5.847	115	-7.332
Differenz in Prozent	-6,5%	-34,0%	-35,5%	1,3%	-17,7%

Tabelle 1: Rückgang dargebotsunabhängiger Kraftwerksprojekte

Die bereits während des Kernkraftwerkmoratoriums der Bundesregierung abgeschalteten acht Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von ca. 8.400 MW werden auf Basis des novellierten Atomgesetzes stillgelegt. Neben dem Rückbau der Kernenergie ist ein weiterer Rückbau von ca. 4.000 MW dargebotsunabhängiger Erzeugung bis Ende 2014 geplant. Durch den Zubau von dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung in Höhe von ca. 12.900 MW sollte der Wegfall von Kraftwerksleistung in Höhe von insgesamt 12.500 MW bis 2014 voraussichtlich wieder kompensiert sein. Zur Gewährleistung der Systemsicherheit ist es notwendig, dass die bereits im Bau befindlichen Kraftwerke entsprechend der derzeitigen Plandaten fertiggestellt werden.

Die im Folgenden dargestellten Daten basieren auf der Monitoringerhebung 2011 der Bundesnetzagentur für Kraftwerkskapazitäten mit einer Netto-Engpassleistung¹³ von mindestens 5 MW. Bei dem erwarteten Zubau von Kraftwerksleistungen wurden in der folgenden Abbildung nur die bereits im Bau befindlichen Kraftwerke berücksichtigt, die dargebotsunabhängig sind.

¹² Unter der behördlichen Genehmigung ist die Genehmigung nach dem BImSchG (Bundes-Immissionsschutzgesetz) zu verstehen.

¹³ Netto-Leistung ist die an das Versorgungssystem (Übertragungs- und/oder Verteilernetz, Letztverbraucher) abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit; Engpass-Leistung ist die Dauerleistung einer Erzeugungseinheit, die unter Normalbedingungen erreichbar ist.

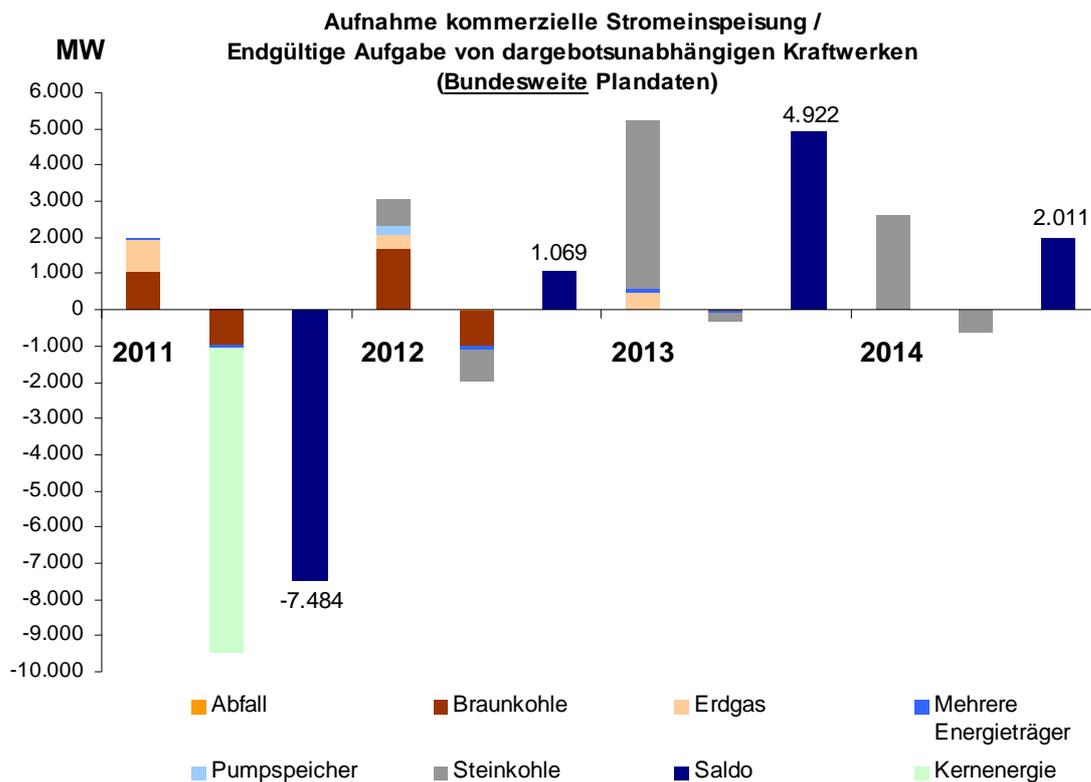


Abbildung 7: Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken (Bundesweite Plandaten für Netto-Engpassleistungen)

Von besonderer Bedeutung für die Systemstabilität in den Übertragungsnetzen sind zusätzliche dargebotsunabhängige Kraftwerkskapazitäten in Süddeutschland. Wie die nachstehend aufgeführten Daten zeigen, wird sich die Erzeugungssituation in Süddeutschland 2012 voraussichtlich nicht signifikant verändern. Demnach ist davon auszugehen, dass im Winter 2012/13 eine zum Winter 2011/12 vergleichbare Erzeugungssituation vorliegen wird.

Erst 2013 und 2014 wird durch die Fertigstellung von zwei Steinkohlekraftwerken ein Zubau an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung um insgesamt ca. 1.700 MW in Süddeutschland erwartet. Jedoch bleibt die Erzeugungssituation in Süddeutschland auch nach Fertigstellung dieser beiden Kraftwerke angespannt, da gegenüber der Situation vor der Stilllegung von fünf Kernkraftwerken in Süddeutschland etwa drei GW dargebotsunabhängiger Erzeugungsleistung fehlen.

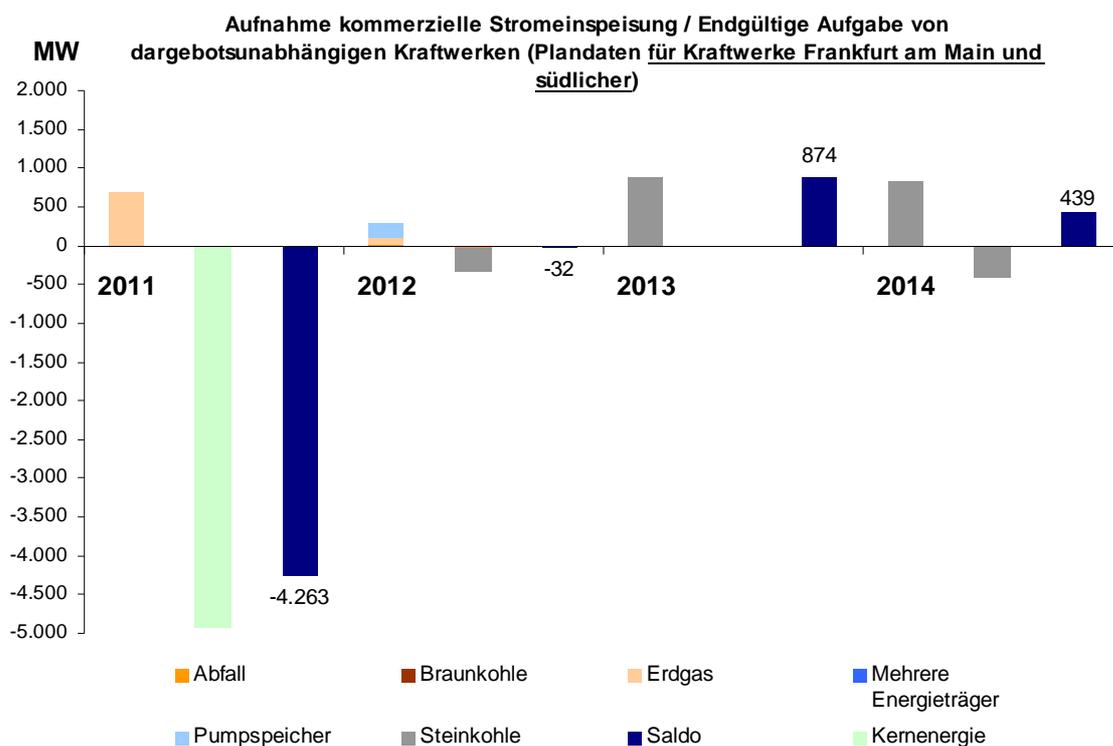


Abbildung 8: Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken (Plandaten für Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher für Netto- Engpassleistungen in MW)

Bundesweit wird bis 2022 ein Rückbau von ca. 29.500 MW dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten erwartet. Hierin sind die bereits in 2011 stillgelegten acht Kernkraftwerke mit insgesamt 8.400 MW enthalten. Neben den derzeit im Bau befindlichen 12.900 MW wird demnach der Zubau von weiteren 16.600 MW dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung benötigt, um den Rückbau bis 2022 auszugleichen. Hierbei ist es wichtig, dass es sich um neue, zusätzliche Kraftwerksleistung handelt, die nicht durch den Rückbau stillzulegender Kraftwerksblöcke am gleichen Standort wieder reduziert wird.

Gegenüber dem zusätzlichen Zubaubedarf von 16.600 MW zeigen die Erhebungen der Bundesnetzagentur im Rahmen des Monitoring 2011, dass bislang erst für dargebotsunabhängige Kraftwerksprojekte mit insgesamt ca. 1.400 MW eine behördliche Genehmigung vorliegt. Weitere 10.600 MW befinden sich noch im behördlichen Genehmigungsverfahren. Für zusätzliche Projekte mit einer Gesamtleistung von ca. 9.200 MW hat das behördliche Genehmigungsverfahren noch nicht begonnen.

Von herausragender Bedeutung ist hierbei der weitere Zubau von dargebotsunabhängiger Leistung in Süddeutschland. Gegenüber der Situation vor dem Kraftwerksmoratorium der Bundesregierung bleibt die Lage in Süddeutschland auch nach Fertigstellung der derzeit im Bau befindlichen größeren Kraftwerksprojekte ernst und risikobehafteter als vorher.

So übersteigen in Süddeutschland die erwarteten Rückbauzahlen dargebotsunabhängiger Kraftwerke deutlich die aktuellen Plandaten für die Zubauten. In diesem Zusammenhang könnte es erforderlich werden, über Allokationsanreize für den Neubau dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistungen in Süddeutschland nachzudenken.

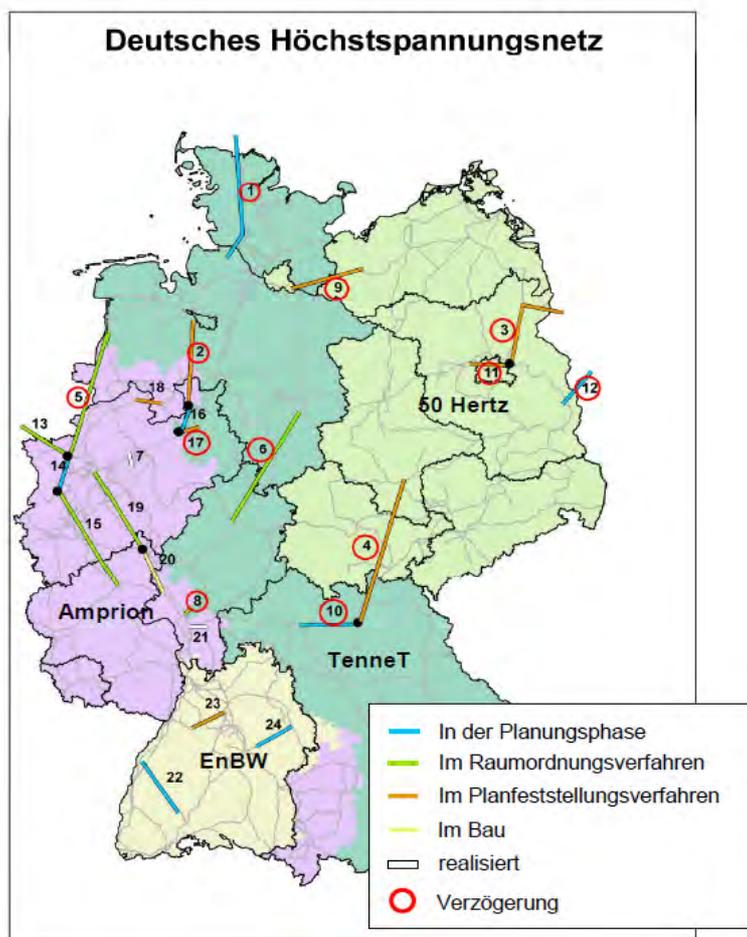
Netze

Energieleitungsausbaugesetz – Stand der EnLAG –Projekte

Mit der Einführung des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) im August 2009 hat der Gesetzgeber auf die Notwendigkeit des Ausbaus der Übertragungsnetze reagiert. Vor allem die zunehmende Transportentfernung und die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien (bspw. Offshore-Windparks) machen diesen Netzausbau notwendig. Im Bedarfsplan des EnLAG sind 24 Ausbauprojekte benannt, die beschleunigt realisiert werden sollen. Diese Projekte umfassen 1807 km an neu zu realisierenden Trassen. Zum Vergleich macht das Bestandsnetz auf der Höchstspannungsebene eine Trassenlänge von 17.610 km¹⁴ aus.

Der Genehmigungs- und Realisierungsstand der Projekte des EnLAG sieht wie folgt aus:

- Etwa 214 km von 1807 km an neu zu errichtenden Trassen sind bislang fertig gestellt.
- 12 von 24 Projekten sind verzögert mit einem voraussichtlichen Zeitverzug, der zwischen 1 und 4 Jahren liegt.
- Von den Vorhaben des Bedarfsplanes sind 7 in der Planungsphase, 6 im Raumordnungsverfahren, 8 im Planfeststellungsverfahren, 1 im Bau und 2 fertig gestellt.



*Teilabschnitte eines Projektes können sich in einem fortgeschritteneren Projektstadium befinden.
Quelle: Bundesnetzagentur*

Abbildung 9: Stand der Projekte des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) zum 20. September 2011

¹⁴ Vgl. Teil 2, Elektrizität, Allgemeine Marktdaten und Marktabdeckung (S.87 dieses Berichtes)

Der Stand der einzelnen Projekte und ihr ungefährer Verlauf lassen sich in dieser Abbildung erkennen. Rot umkreist sind die aus Sicht der Bundesnetzagentur 12 verzögerten Projekte. Die vier Regelzonen des deutschen Übertragungsnetzes, das Bestandsnetz und die 16 Bundesländer sind ebenfalls dargestellt.

Die Bundesnetzagentur hat bereits für 21 der 24 Vorhaben im Bedarfsplan des EnLAG die zugehörigen Investitionsbudgets genehmigt. Diese Genehmigungen umfassen Anschaffungs- und Herstellungskosten von in Summe ca. 4,2 Mrd. Euro. Ein weiteres Projekt steht kurz vor der Genehmigung. Zu zwei EnLAG-Vorhaben liegen der Bundesnetzagentur bislang keine Investitionsbudgetanträge vor.

Projektübersicht: EnLAG-Projekte

Stand 20.09.2011

Projektstatus:

- verzögert -

	Planung	Raumordnungsverfahren (ROV)	Planfeststellungsverfahren (PFV)	im Bau	realisiert oder teilweise realisiert	ÜNB	Bereits realisiert (in km)	Trassenlänge Gesamtproj. (in km)
1	Kassø (Dänemark) – Hamburg/Nord – Dollern					TenneT		187
2			Ganderkesee – Wehrendorf			TenneT und Amprion		93
3			Neuenhagen – Bertikow/Vierraden – Krajnik (PL)			50Hertz		115
4			Lauchstädt – Redwitz		1. Abschn. Lauchstädt-Vieselbach in Betrieb (76 km) 2. Abschn. Vieselbach-Altenfeld in Planfeststellung 3. Abschn. Altenfeld-Redwitz ROV (03/11) abgeschlossen und Planfeststellung in Vorbereitung	TenneT und 50Hertz	76 km	200
5		Diele – Niederrhein				TenneT und Amprion		166
6		Wahle – Mecklar				TenneT		230
7					Bergkamen – Gersteinwerk	Amprion	9 km	9
8		Kriftel – Eschborn				Amprion		10
9			Hamburg/Krömmel - Schwerin		Abschn. Schwerin bis Landesgrenze MV/S-H in Betrieb (UW Görries bis Landesgrenze/ UW Zarrentin ca. 48,5 km)	50Hertz	48,5 km	68,2
10	Redwitz – Grafenrheinfeld					TenneT		96
11			Neuenhagen – Wustermark			50Hertz		75
12	Eisenhüttenstadt – Baczyna (PL)					50Hertz		6,5
13		Niederrhein / Wesel – Landesgrenze NL				Amprion		35

Projektübersicht: EnLAG-Projekte

Stand 20.09.2011

Projekt-
status:

- verzögert -

	Planung	Raumordnungs- verfahren (ROV)	Planfeststellungs- verfahren (PFV)	im Bau	realisiert oder teilweise realisiert	ÜNB	Bereits realisiert (in km)	Trassen- länge Gesamtproj. (in km)
14	Niederrhein – Uftort – Osterath					Amprion		42
15		Osterath – Weißenthurm			Abschnitt Station Weißenthurm - Pkt. Neuenahr fertiggestellt, Länge ca. 33 km	Amprion	33 km	136
16	Wehrendorf – Gütersloh					Amprion		70
17			Gütersloh – Bechterdissen			Amprion		26
18			Lüstringen – Westerkappeln			Amprion		20
19		Kruckel – Dauersberg				Amprion		116
20				Dauers- berg – Hüfeld en	1. Bauabschnitt Pkt. Hüfelden - Station Limburg und 2. Bauabschnitt Station Limburg - Pkt. Fehl-Ritzhausen fertiggestellt, Länge ca. 40 km	Amprion	40 km	65
21					Pkt. Marxheim – Station Kelsterbach fertiggestellt, Länge ca. 7km	Amprion	7	7
22	Weier – Villingen					EnBW		70
23		nicht erforderlich	Neckarwestheim – Mühlhausen			EnBW		25
24	Bünzwangen – Lindach; Lindach – Goldshöfe					EnBW		60

Netzstatus und -ausbauplanung Übertragungsnetze (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen)

Die ÜNB haben quartalsweise – auf Basis der gemäß § 12 Abs. 3a EnWG zu erstellenden Netzstatus- und Netzausbauplanungsberichte – über den Umsetzungsstand ihrer bis zum Jahr 2014 geplanten Netzausbauprojekte zu berichten. Mit Stand 2. Quartal 2011 sind insgesamt 149 (2.Quartal 2010: 139) Ausbaumaßnahmen vorgesehen, darunter auch 19 Maßnahmen (2.Quartal 2010: 14) zur Anbindung von Offshore-Windparks. Nach Angaben der ÜNB unterlagen Ende des zweiten Quartals 2011 insgesamt 73 (2.Quartal 2010: 37) Ausbaumaßnahmen Verzögerungen oder einem verschobenen Zeitrahmen. Der Anstieg wird von den ÜNB u. a. mit der erhöhten Netzbelastung auf Grund der Abschaltung der acht Kernkraftwerke begründet. Die geänderte Lastflusssituation erschwert die erforderliche Ausserbetriebnahme der umzurüstenden Trassen teilweise erheblich. Aber auch der fortschreitende Projektverlauf und der damit verbundene zunehmende Konkretisierungs- und Abstimmungsbedarf der einzelnen Projektabschnitte kann zu Verzögerungen führen.

Gründe für Verzögerungen sind weiterhin vor allem:

- Verzögerungen im behördlichen Genehmigungsverfahren (bspw. auf Grund von Widerstand der lokalen Bevölkerung),
- Klagen gegen Planfeststellungsbeschlüsse,
- notwendige Änderungen in den behördlichen Genehmigungsverfahren auf Grund von Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen (bspw. bedingt durch das Niedersächsische Erdkabelgesetz),
- Lieferengpässe bei Anlagenherstellern und
- technische Gründe.

Die Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der vier deutschen ÜNB betragen im Jahr 2010 insgesamt ca. 807 Mio. Euro (2009: 739 Mio. Euro). Darin enthalten sind auch Investitionen und Aufwendungen in Höhe von ca. 5 Mio. Euro (2009: 5 Mio. Euro) für grenzüberschreitende Verbindungen. Nach wie vor besteht – insbesondere auf Grund von verzögerten Netzausbauprojekten – eine Differenz zwischen den tatsächlichen Ausgaben für die Netzinfrastruktur und den im Monitoring 2010 gemeldeten Planwerten (Planwert für 2010: ca. 905 Mio. Euro).

**Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB
(inkl. grenzüberschreitender Verbindungen)**

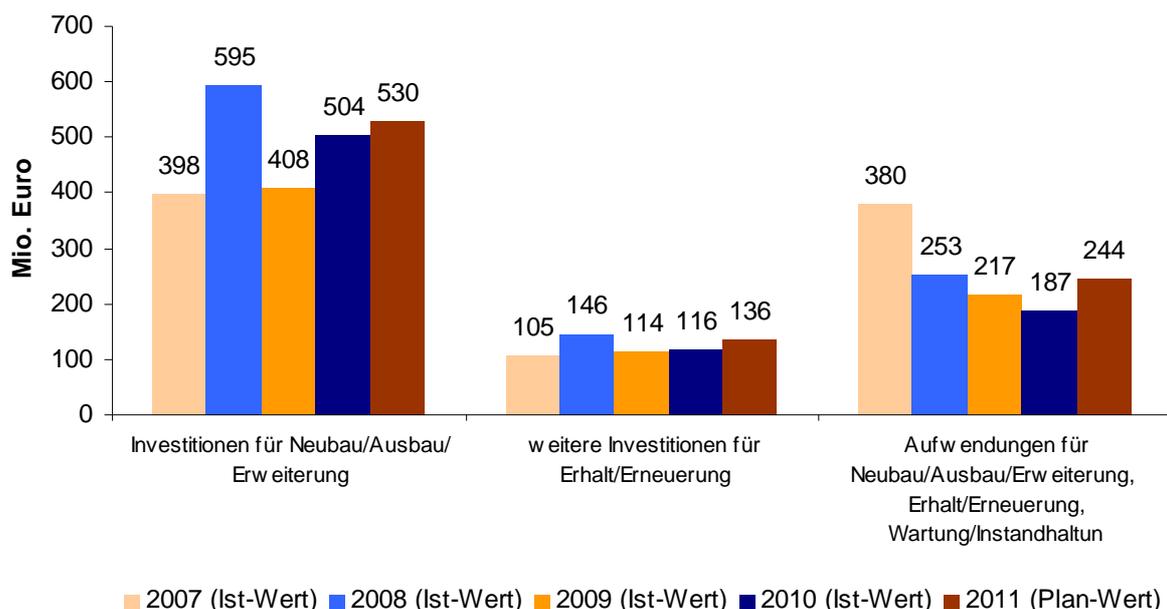


Abbildung 10: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB seit 2007 (inkl. Grenzüberschreitende Verbindungen)

Netzzustands und –ausbauplanung Verteilernetze

Die Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur von 686 ausgewerteten VNB betragen im Jahr 2010 insgesamt ca. 6.401 Mio. Euro (2009: 5.752 Mio. Euro). Darin enthalten sind Investitionen und Aufwendungen für Mess- und Steuereinrichtungen, sowie Kommunikationsinfrastruktur in Höhe von ca. 432 Mio. Euro (2009: 448 Mio. Euro). Bei den Investitionen in Neubau/Ausbau/Erweiterung und Erhalt/Erneuerung ist erneut eine steigende Tendenz zu erkennen. Dabei fallen die tatsächlichen Investitionen für die Netzinfrastruktur bei den VNB in 2010 (3.189 Mio. Euro) höher aus, als die entsprechenden Planwerte aus der Monitorin- gabfrage 2010 (3.091 Mio. Euro).

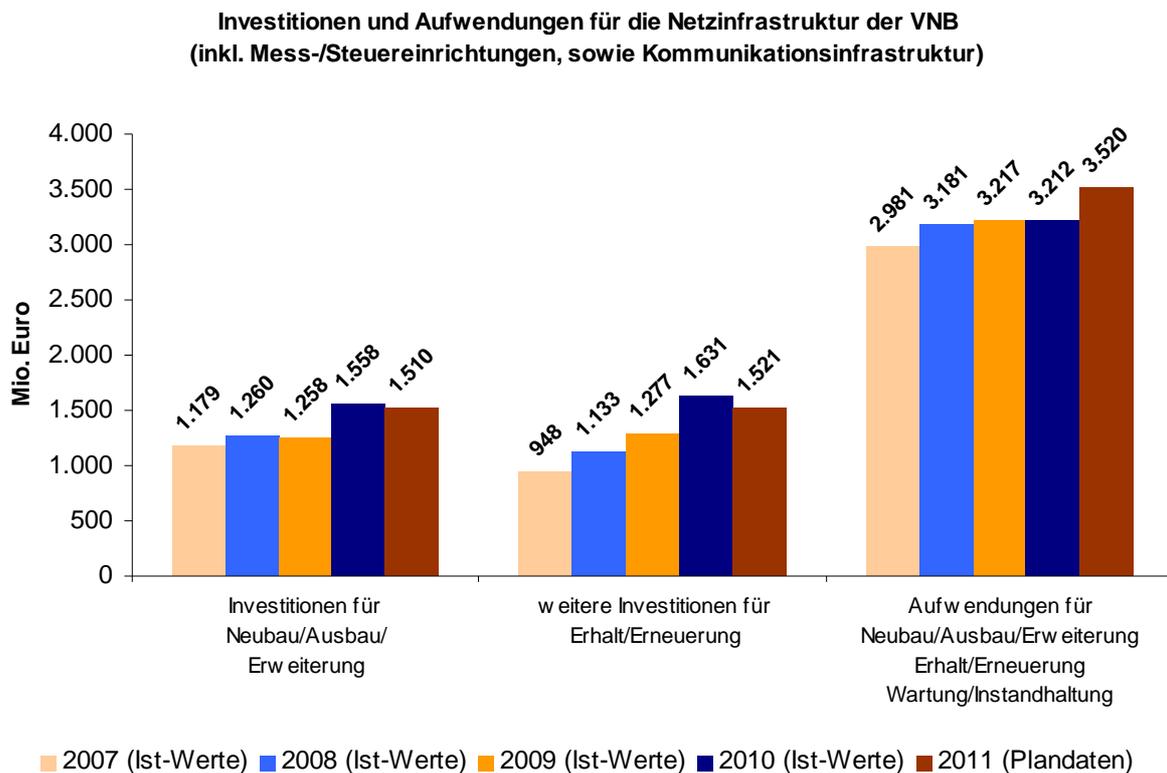


Abbildung 11: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur (inkl. Mess- und Steuereinrichtungen, sowie Kommunikationsinfrastruktur) der VNB seit 2007

Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau im Verteilernetz

Gemäß § 11 Abs. 1 EnWG und § 9 Abs. 1 EEG sind VNB dazu verpflichtet, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms - insbesondere aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas - sicherzustellen. Der starke Ausbau von regenerativen 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, indem sie ihre Netze zunehmend intelligent restrukturieren und somit über die Zeit an die geänderten Erfordernisse anpassen. Unter intelligenter Restrukturierung ist zu verstehen, dass Kapitalrückflüsse aus dem bestehenden Netz auch zur Finanzierung von Anpassungen der Netze für sich ändernde Anforderungen der Energiezukunft herangezogen werden.

Die folgende Abbildung zeigt, inwieweit die VNB Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau ihrer Netze durchführen. Der Vergleich mit den Vorjahren ergibt, dass die Anzahl der VNB, die Maßnahmen zur Optimierung (324), zur Verstärkung (364) und zum Ausbau (352) - Stichtag jeweils 1. April 2011 - des Netzes durchführen, abermals angestiegen ist.

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

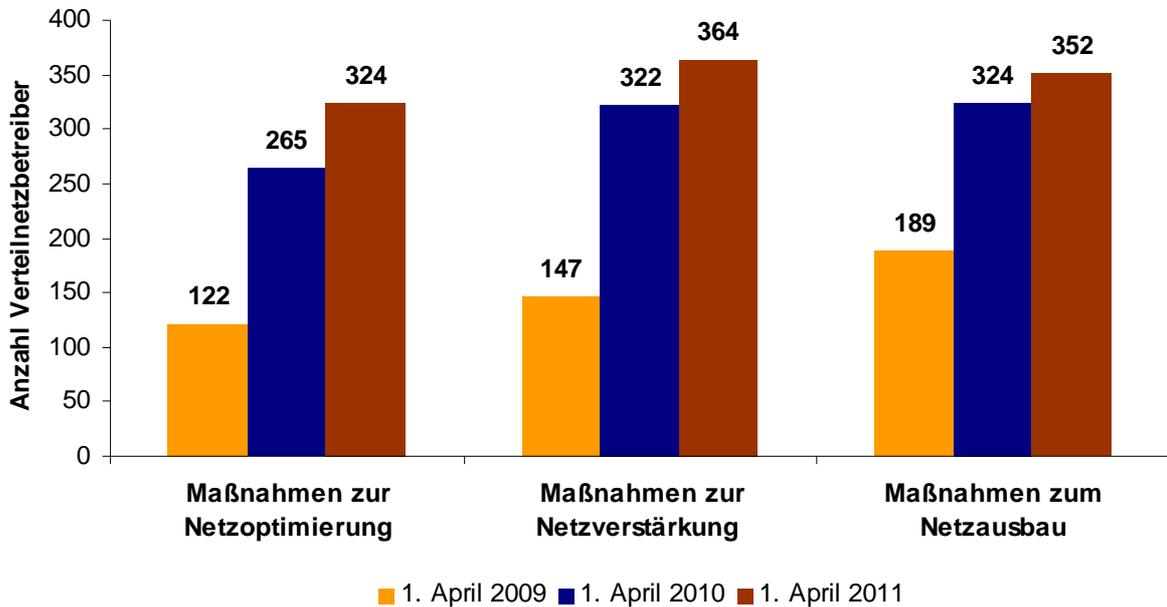


Abbildung 12: Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes entsprechend § 9 Abs. 1 EEG

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

**Überblick angewandter Maßnahmen zur Netzoptimierung und
Netzverstärkung entsprechend § 9 Abs. 1 EEG**

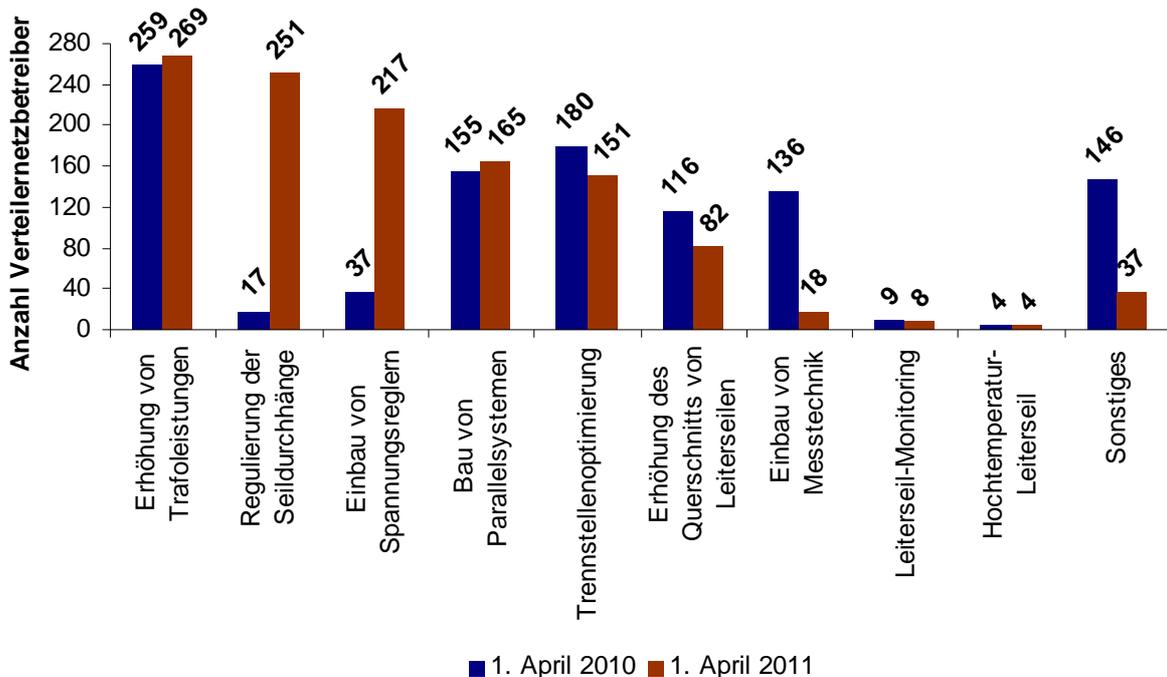


Abbildung 13: Überblick angewandter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung entsprechend § 9 Abs. 1 EEG

Im Vergleich zum Jahr 2010 ist auffällig, dass die Zahl der VNB, die im Jahr 2011 Spannungsregler einbauen mit 217 VNB (2010: 37), sowie die Seildurchhänge regulieren, mit 251 VNB (2010: 17) sehr stark angestiegen ist. Hingegen wird der Einbau von Messtechnik im Jahr 2011 durch nur noch 18 VNB (1. April 2010: 136) und damit deutlich weniger als im Jahr 2010 genutzt.

Netzanbindungen von Offshore-Windparks

Im Berichtsjahr 2010 ist die Netzanbindung für den in der Ostsee befindlichen Offshore-Windparks (OWP) EnBW Baltic 1 fertig gestellt worden. Der OWP mit seinen 21 Windenergieanlagen wurde am 2. Mai 2011 offiziell in Betrieb genommen. Neben den in der Nordsee befindlichen OWP alpha ventus und BARD Offshore 1 speist damit bereits der dritte OWP Strom in das deutsche Elektrizitätsversorgungsnetz ein.

Das im Oktober 2009 von der Bundesnetzagentur veröffentlichte Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Absatz 2a EnWG wurde nach den ersten Erfahrungen der unter der Geltung des Papiers durchgeführten Netzanbindungen im Januar 2011 mit einem Annex ergänzt, der einzelne Passagen, vor allem die zu gemeinsamen Netzanbindungen mehrerer OWP (Sammelanbindungen), weiter konkretisiert. Die Vorgaben der Bundesnetzagentur – transparente Anbindungskriterien, Stichtagsregelung und Leitlinien zur Vergabe von Überkapazitäten – ermöglichen insbesondere die strukturierte Realisierung von Sammelanbindungen unter Vermeidung von stranded investments und unter Beachtung einer zügigen und fristgerechten Netzanbindung. Die Bundesnetzagentur steht auch weiterhin im Rahmen von Gesprächen im regelmäßigen Kontakt mit allen Beteiligten, um bei Fragen der konkreten Anwendung des Positionspapiers und des Annexes Hilfe zu leisten.

Nach der Zuschlagserteilung für Sammelanbindungen für die Cluster BorWin (800 MW), HelWin (576 MW) und DolWin (800 MW) im Sommer 2010 hat der Übertragungsnetzbetreiber Tennet für im Cluster SylWin befindliche OWP im Januar 2011 nach öffentlicher Ausschreibung eine weitere Sammelanbindung (864 MW) bezuschlagt. Zusätzlich wurde von Tennet auch der Zuschlag für die Errichtung der Netzanbindung des OWP Riffgat erteilt. Weitere zwei öffentlich ausgeschriebene Sammelanbindungen für OWP im Cluster HelWin (690 MW) und DolWin (900 MW) wurden im Sommer 2011 bezuschlagt. Im Frühjahr 2011 hat Tennet für im Cluster DolWin befindliche OWP bereits die dritte Sammelanbindung für dieses Cluster sowie die Netzanbindung für den OWP Nordergründe öffentlich ausgeschrieben.

Bisher wurden bei der Bundesnetzagentur 20 Anträge auf Genehmigung eines Investitionsbudgets für die Netzanbindung von OWP mit einem Volumen von insgesamt ca. 10,9 Mrd. Euro gestellt, davon wurden 13 Anträge mit einem Volumen von 5,4 Mrd. Euro bereits genehmigt (Stand Oktober 2011).

Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG

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

Netzbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltungen, wurden von den ÜNB im Jahr 2010 an jedem Tag des Jahres ergriffen. Bei den marktbezogenen Maßnahmen sind insbesondere Maßnahmen des Engpassmanagements relevant. Zu unterscheiden sind Redispatch und Countertrade: Redispatch ist die präventive oder kurative Beeinflussung von Erzeugerleistung durch den ÜNB, mit dem Ziel, kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen. Diese Maßnahme kann regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden. Durch die Senkung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer Kraftwerke bei gleichzeitiger Steigerung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer anderer Kraftwerke bleibt in Summe die gesamte Einspeiseleistung unverändert. Countertrading ist demgegenüber das präventive

oder kurative, vom ÜNB veranlasste gegenläufige und regelzonenübergreifende Handelsgeschäft, mit dem Ziel, kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen.

Im Jahr 2010 haben die vier ÜNB an 39 Tagen über insgesamt 364 Stunden Redispatch-Maßnahmen in Form einer Leistungsanhebung durchgeführt, bei einer maximalen Leistung von 1.316 MW und einer Gesamtarbeit von 67.429 MWh. Eine Leistungsabsenkung haben die ÜNB an 90 Tagen mit insgesamt 1.447 Stunden, bei einer maximalen Leistung von 3.036 MW und einer Gesamtarbeit von 238.423 MWh veranlasst. Weiterhin haben die ÜNB Handelsgeschäfte getätigt, um Gefährdungen und Störungen im Netz zu beheben. Hier wurden über alle vier ÜNB an 43 Tagen in 253 Stunden eine maximale Leistung in Höhe von 1.675 MW und eine Gesamtarbeit von 73.495 MWh gekauft. Verkauft wurden an 114 Tagen in 1.607 Stunden eine maximale Leistung von 4.209 MW und eine Gesamtarbeit von 1.758.018 MWh.

Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG

Gemäß § 13 Abs. 2 EnWG sind Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, Strom einspeisungen, 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 Verteilernetzbetreiber gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zu Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet. Darüber hinaus sind Verteilernetzbetreiber gemäß § 14 Abs. 1a EnWG verpflichtet, Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen (Unterstützungsmaßnahmen).

Im Jahr 2010 hat ein Übertragungsnetzbetreiber an sechs Tagen über insgesamt 45 Stunden Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG durchgeführt. Dabei wurden Stromeinspeisungen um eine maximale Leistung von 150 MW und insgesamt eine Arbeit von 4.005 MWh reduziert. Weiterhin haben im Jahr 2010 vier Verteilernetzbetreiber an zwölf Tagen über 39 Stunden Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG durchgeführt. Es wurden Stromeinspeisungen um eine maximale Leistung von 40 MW und insgesamt eine Arbeit von ca. 304 MWh reduziert. Bei Unterstützungsmaßnahmen von fünf Verteilernetzbetreibern nach § 13 Abs. 2 und § 14 Abs. 1a EnWG kam es an 13 Tagen über 118 Stunden zu einer Reduktion von Stromeinspeisungen um eine maximale Leistung von 75 MW und insgesamt einer Arbeit von ca. 2.619 MWh.

Einspeisemanagementmaßnahmen nach §§ 11 und 12 EEG

Auf Grund der zunehmenden Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien - insbesondere Wind und Photovoltaik - kann es im Verteilernetz trotz entsprechender Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen zu Situationen kommen, in denen vorübergehend nicht alle Elektrizitätserzeuger unbegrenzt einspeisen können. Seit 2009 können Netzbetreiber hierbei unter Berücksichtigung der in § 11 Abs. 1 Satz 1 EEG genannten Voraussetzungen die Elektrizitätseinspeisung von Erneuerbaren Energien-, Kraft-Wärme-Kopplungs- und Grubengasanlagen mit einer Leistung über 100 kW herunterregeln.

Das Herunterregeln von EEG-Anlagen und damit die Abweichung vom Einspeisevorrang von EEG-Anlagen wird als Einspeisemanagementmaßnahme (EMM) bezeichnet. Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die EMM liegt, ist zur Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und Ausfallwärme nach § 12 EEG verpflichtet. Laut Monitoringabfrage wurde von dieser Regelung in 2010 wie folgt Gebrauch gemacht:

	Ausfallarbeit nach § 11 EEG [kWh]		Entschädigungszahlungen nach § 12 EEG [€]	
gesamt	126.809.699	100 %	10.233.938	100 %
davon entschädigt durch Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlagen angeschlossen waren	73.437.553	58 %	6.038.296	59 %
davon entschädigt durch den vorgelagerten Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die EMM lag	49.799.360	39 %	4.195.642	41 %
davon bisher ohne Entschädigung	3.572.786	3 %		

Tabelle 2: Einspeisemanagementmaßnahmen (EMM) nach §§ 11 und 12 EEG im Jahr 2010

Die EMM im Jahr 2010 entfielen fast vollständig auf Windanlagen (98,67 Prozent) und in sehr geringem Umfang auf Biomasse-, Solar- und KWK-Anlagen. Die Anwendung der EMM konzentrierte sich auf die nördlichen Netzgebiete mit hoher installierter Windleistung. Bezogen auf die Ausfallarbeit haben in der Mehrzahl diejenigen Netzbetreiber im Jahr 2010 vom EEM Gebrauch gemacht, bei denen dies bereits im Jahr 2009 notwendig war.

Der Anteil der Ausfallarbeit an der Gesamteinspeisung von EEG-Anlagen im Jahr 2010 betrug mit rund 127 GWh etwa 0,16 Prozent (2009: 0,1 Prozent), der Anteil bezogen auf die gesamte Windeinspeisung lag bei 0,34 Prozent (2009: 0,2 Prozent). Im Vergleich zum Jahr 2009 ist die Ausfallarbeit insgesamt um rund 72 Prozent angewachsen (in 2009: rund 74 GWh).

Für gut 40 Prozent der auf Grund von EMM entstandenen Ausfallarbeit und zu leistenden Entschädigungszahlungen lag die Ursache in einem vorgelagerten Netz (2009: etwa 30 Prozent). Die Entschädigungszahlungen haben sich von absolut sechs Mio. Euro im Jahr 2009 auf gut 10 Mio. Euro im Jahr 2010 erhöht. Dies entspricht einem relativen Wachstum der Entschädigungssumme von 70 Prozent. Drei Prozent der Ausfallarbeit blieben bis zum Zeitpunkt der Datenerhebung ohne Entschädigung. Ursache hierfür sind u. a. nicht oder noch nicht gestellte Entschädigungsforderungen durch den Anlagenbetreiber oder Verzögerungen der Auszahlung auf Grund von Rechtsstreitigkeiten.

Großhandel

Handelsvolumen

Der deutsche Großhandelsmarkt ist äußerst liquide. Das Volumen des Großhandels beläuft sich in 2010 auf schätzungsweise 10.600 TWh; mehr als das Siebzehnfache des tatsächlichen Elektrizitätsbedarfs in Deutschland.

Mehr als die Hälfte des Großhandels wird über Brokerplattformen abgewickelt. Der Börsenhandel hatte im Jahr 2010 lediglich einen Anteil von sechs Prozent am gesamten Handelsvolumen. Das außerbörsliche Handelsvolumen ist damit mehr als vierzehnmal größer als das Handelsvolumen an der Börse (EEX und EPEX Spot)¹⁵. Im Vergleich zum Vorjahr ist der Börsenhandel allerdings stark angestiegen. Mehr als ein Drittel des Handelsvolumens wird rein bilateral zwischen den Vertragsparteien ausgehandelt (siehe folgende Abbildung):

¹⁵ ohne OTC-Clearing

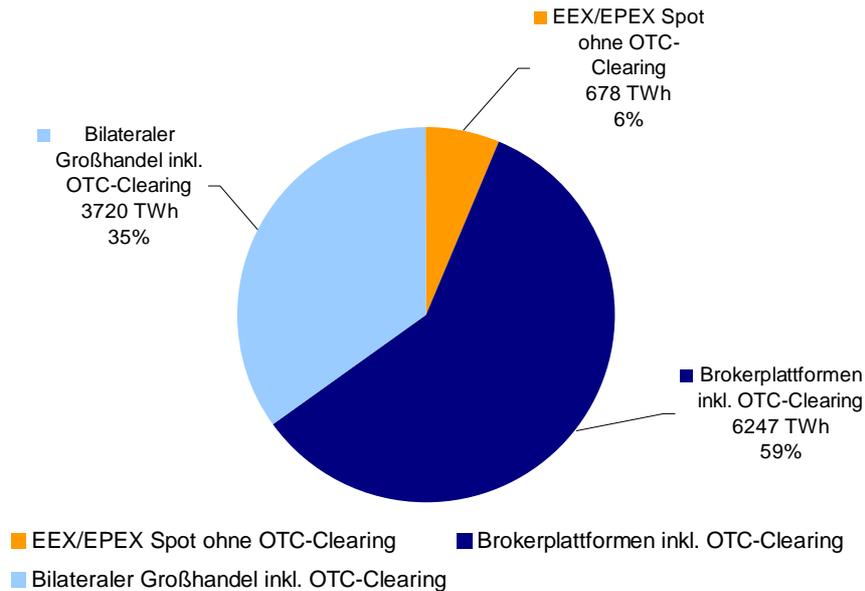


Abbildung 14: Vergleich des Elektrizitäts-Gesamthandelsvolumen für Deutschland an EEX/ EPEX Spot¹⁶, Brokerplattformen und im rein bilateralen Handel¹⁷ in 2010

Schwerpunkt der Handelstätigkeit ist der Handel mit Strom mit einer Lieferung im Folgejahr (siehe folgende Abbildung). Dieser fällt an allen Handelsplätzen am stärksten ins Gewicht. Längerfristige Geschäfte werden schwerpunktmäßig im bilateralen Handel ausgehandelt. Für den unterjährigen Handel ist die Börse ein attraktiver Handelsplatz.

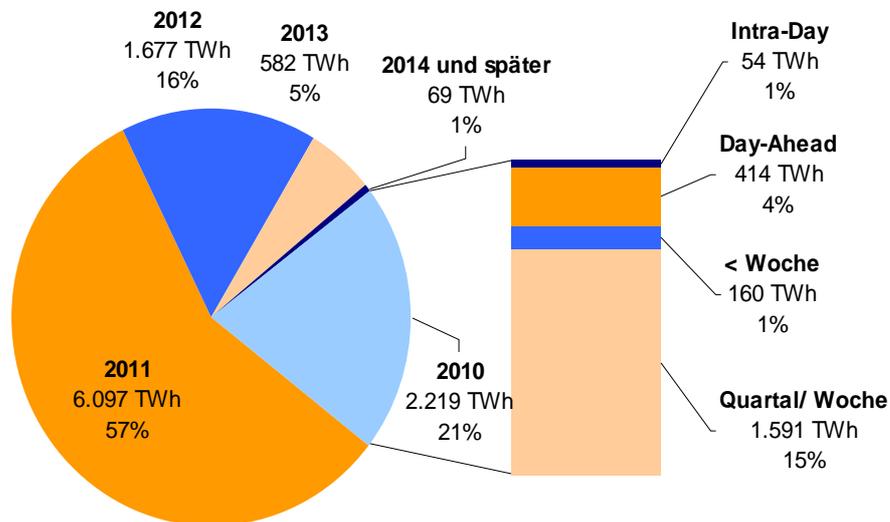


Abbildung 15: Elektrizitäts-Handelsvolumen für Deutschland (Jahr des Geschäftsabschlusses 2010)

Der Elektrizitätshandel an der EEX und EPEX Spot ist insgesamt deutlich gestiegen und liegt im Jahr 2010 gut 70 Prozent über dem Handelsvolumen des Vorjahres. Die gehandelten Volumina im Vortages- und im untertägigen Börsenhandel sind um mehr als 50 Prozent gestie-

¹⁶ Ohne OTC-Clearing

¹⁷ Das Volumen des bilateralen Handels beruht auf Hochrechnungen, sowie dem Mittelwert aus den Angaben zu Kauf- und Verkaufsvolumen.

gen. Der Vortageshandel an der EPEX Spot stieg auf 205 TWh und der untertägliche Handel auf 10,3 TWh an. Im Jahr 2010 belief sich der Handel der ÜNB im Spotmarkt auf 81 TWh, im Jahr 2009 betrug er lediglich 20 TWh. Mit 4,4 TWh geht zudem ein großer Anteil des untertäglich gehandelten Volumens (43 Prozent) auf die Beschaffung bzw. Veräußerung von Strommengen durch die ÜNB im Rahmen des EEG zurück. Die Steigerung des Handelsvolumens ist damit vor allem auf die Vermarktung des EEG-Stroms durch die ÜNB an der EPEX Spot zurückzuführen.

Auch wenn der Börsenhandel mit 463 TWh insgesamt weiterhin von untergeordneter Bedeutung ist, ist im Terminhandelsvolumen an der EEX (+80 Prozent) ein starker Anstieg zu verzeichnen gewesen.

Preisentwicklung

Das Preisniveau des Vortageshandels im Jahr 2010 ist im Vergleich zum Jahr 2009 auch durch Preisanstiege bei den Primärenergieträgern leicht gestiegen. Im Mittel betrug der Grundlastgroßhandelspreis an der EPEX Spot 44,49 Euro/MWh (Phelix Day Base) und der Spitzenlastpreis 50,95 Euro/MWh (Phelix Day Peak). Die Anfang 2010 eingeführte Vermarktung der EEG-Strommengen an der EPEX Spot hatte einen preisdämpfenden Effekt, so dass die Preise insgesamt nur leicht gestiegen sind. Die Ende 2010 eingeführte stärkere Kopplung der Märkte wird dazu führen, dass sich die Preise mit den Nachbarländern weiter angleichen.

Am Terminmarkt blieb das Preisniveau im Jahr 2009 und 2010 bei der Grundlast fast konstant. Die Preise für den Phelix Future für das Folgejahr lagen bei der Grundlast im Jahresdurchschnitt bei 49,90 Euro/MWh und bei der Spitzenlast bei 64,48 Euro/MWh (Peak). Damit liegt ein Absinken um sieben Prozent im Vergleich zum Jahr 2009 vor. Im ersten Halbjahr 2011 stieg das mittlere Preisniveau der Futures für das Folgejahr (2012) für die Grundlast allerdings wieder auf 56,39 Euro/MWh und für Spitzenlast auf 69,29 Euro/MWh. Dieser Anstieg geht zumindest teilweise auf die Verknappung der Erzeugung durch den Atomausstieg zurück. Damit liegen die Preise im Spitzenlastbereich wieder auf dem Niveau des Jahres 2009 und im Grundlastbereich mehr als 15 Prozent über den Preisen aus 2009.

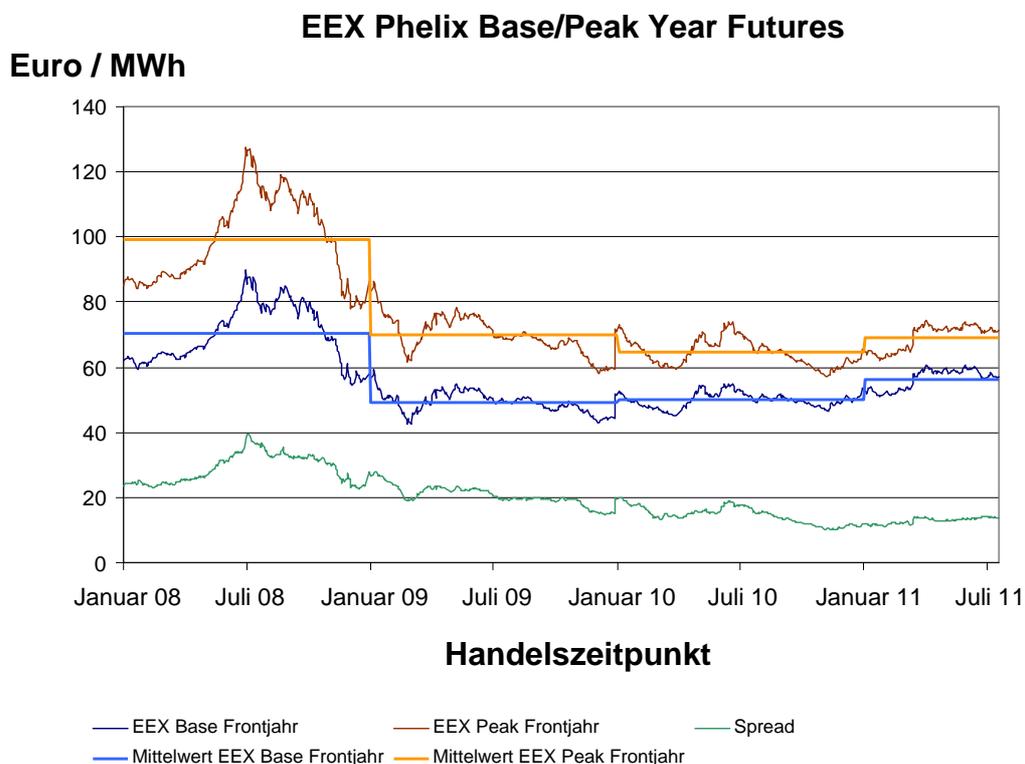


Abbildung 16: Preisentwicklung EEX Phelix-Base/Peak-Year Futures für das rollierende Folgejahr im Zeitraum 1. Januar 2008 bis 30. Juni 2011

Ein Trend, der sowohl im Termin- als auch im Spotmarkt festzustellen ist, liegt darin dass die Preisvolatilität (die Schwankungen der Preise) sich gegenüber den Vorjahren deutlich reduziert hat. Während die Spannweite im Phelix-Day-Base im Jahr 2007 153,17 Euro/MWh, im Jahr 2008 109,97 Euro/MWh und im Jahr 2009 121,93 Euro/MWh betrug, hat sich diese Spannweite im Jahr 2010 auf 56,12 Euro/MWh reduziert. Die Reduktion der Preisschwankungen ist zumindest zum Teil auf die seit Ende 2009 bestehende Marktkopplung Deutschlands mit dem nordischen Markt sowie die seit 1. Januar 2010 an der EPEX Spot vermarkteten EEG-Strommengen zurückzuführen.

Eine geringere Preisvolatilität kann sich tendenziell positiv auf die Planungssicherheit auswirken und kann zu geringeren Risikoaufschlägen führen. Gleichzeitig kann sich dadurch langfristig die Neigung zu Investitionen in konventionelle, insbesondere flexible Kraftwerke verringern. Durch den zu erwartenden Ausbau der dargebotsabhängigen Stromerzeugungsanlagen ist davon auszugehen, dass sich die Laufleistung flexibler, konventioneller Kraftwerke zunehmend verringern wird. Vor diesem Hintergrund könnten Kraftwerksinvestitionen unrentabel werden. Denn je geringer die Laufleistung von Kraftwerken ausfällt, desto schwieriger wird es grundsätzlich, positive Deckungsbeiträge zu erwirtschaften und die Investitionskosten zu amortisieren. Angesichts dessen ist fraglich, ob die Märkte auch in Zukunft ausreichende Signale für die Investition in konventionelle Kraftwerke geben. Das hat eine Diskussion über eine mögliche Einführung von sogenannten Kapazitätsmärkten angestoßen, der sich Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt weiter widmen werden.

Marktkopplung der europäischen Stromgroßhandelsmärkte

Am 9. November 2010 ist mit der Kopplung der Strommärkte Nordwesteuropas (Deutschland, Frankreich, Benelux und Skandinavien) ein Meilenstein zur Integration der Strommärkte in der Europäischen Union erreicht worden. Seitdem sind die nationalen Stromspotmärkte von neun Ländern auf Großhandelsebene miteinander verbunden. Die damit erwarteten positiven Auswirkungen auf die Marktergebnisse haben sich erfüllt. Insbesondere konnte eine Preisangleichung zwischen den Ländern erreicht werden. So lässt sich mittlerweile in ca. 70 Prozent der Stunden Preisgleichheit in Deutschland, Frankreich und Benelux beobachten. Vor der Einführung der Marktkopplung war dies in weniger als ein Prozent der Stunden eines Jahres der Fall. Eine bemerkenswerte Effizienzsteigerung.

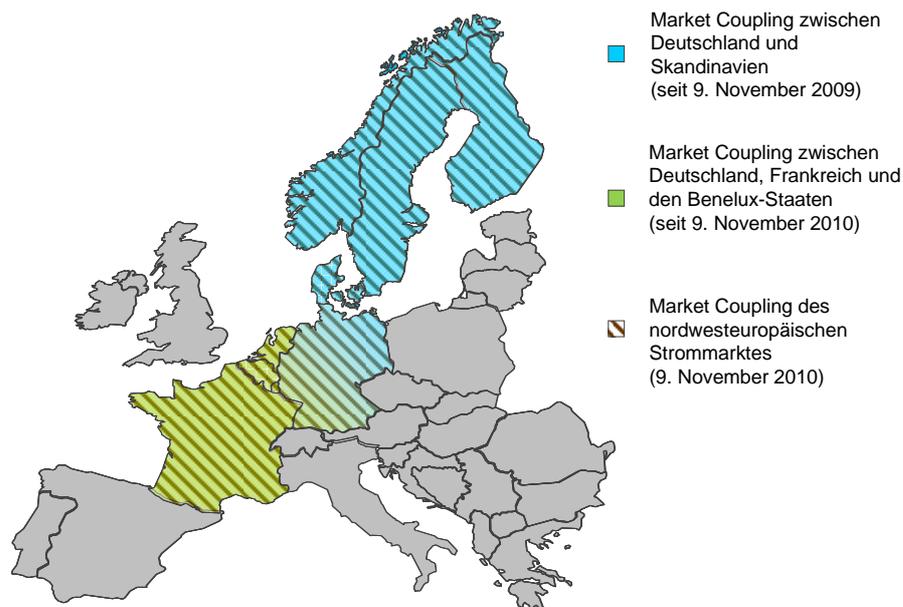


Abbildung 17: Nordwesteuropäische Marktkopplung

In der Vergangenheit waren der Handel von Strom an der Börse und die Nutzung von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten zwei gänzlich voneinander getrennte Aktivitäten. Die nationalen Stromgroßhandelsmärkte wurden separat von einander betrieben ohne Berücksichtigung grenzüberschreitender Handelsmöglichkeiten. Bei der Marktkopplung (Market Coupling) werden diese beiden Bereiche miteinander verknüpft, indem grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten bereits bei der Bestimmung der Börsenergebnisse berücksichtigt werden.

Zuvor war es für Stromhändler, die beispielsweise in Deutschland produzierten Strom in Frankreich verkaufen wollten, erforderlich, nicht nur ein Stromhandelsgeschäft abzuschließen, sondern auch dementsprechende Übertragungskapazitäten zu erwerben. Diese Separierung wies erhebliche Nachteile auf. So konnte es vorkommen, dass im Falle von Engpässen auf den grenzüberschreitenden Leitungen nicht ausreichend Übertragungskapazität erworben werden konnte oder dass Kapazitäten erworben wurden, die aufgrund eines niedrigeren Strompreises im Zielland letztlich wertlos wurden. Derartige Ineffizienzen verhindern die Marktkopplung. Ein grenzüberschreitendes Stromhandelsgeschäft kommt nur zustande, wenn entsprechende Übertragungskapazitäten zur Verfügung stehen und das Geschäft ökonomisch sinnvoll ist.

Die Marktkopplung führt im Ergebnis zu einer Angleichung der Preise an den Strombörsen. Diese sind unter anderem darauf zurückzuführen, dass die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten bei der Preisbestimmung bisher kaum eine Rolle spielten. Handelsmöglichkeiten blieben ungenutzt und die hohen Preisunterschiede spiegelten die energiewirtschaftlich ineffiziente Nutzung der Übertragungskapazitäten wider.

Nachdem im November 2009 bereits die Marktkopplung zwischen Deutschland und dem nordischen Markt erfolgreich gestartet war, stand im Jahr 2010 die Einführung einer Marktkopplung in der Region Zentralwesteuropa (CWE)¹⁸ im Mittelpunkt. Eine besondere Herausforderung war es hierbei, die Marktkopplung zwischen Deutschland und dem nordischen Markt sowie die neue Marktkopplung der Region CWE aufeinander abzustimmen. Für einen reibungslosen Start war eine umfangreiche Koordinierung der beiden Projekte notwendig, da die beiden Verbände operativ noch unterschiedlich organisiert sind. Gerade für Deutschland, das die Schnittmenge beider Projekte bildet, war diese Koordinierung besonders wichtig.

Die Marktkopplung wird auch in den nächsten Jahren ein wichtiges Thema für die Arbeit der Bundesnetzagentur bleiben. Auf europäischer Ebene hat ACER, die Agentur für die Kooperation der Energieregulierungsbehörden, der Bundesnetzagentur die Projektleitung für die Umsetzung der gesamteuropäischen Marktkopplung bis 2014 übertragen. Die Bundesnetzagentur ist bestrebt, die nordwesteuropäische Marktkopplung sukzessive um weitere Regionen bzw. Märkte zu erweitern.

Als nächster Schritt wird eine Integration des schweizerischen Marktes in den Stromverbund angestrebt. Außerdem unterstützt die Bundesnetzagentur die Bestrebungen die beiden Marktkopplungsgebiete in CWE und Nordeuropa operativ aufeinander abzustimmen. Dies würde zum einen zusätzliche Effizienzsteigerungen bedeuten und außerdem eine zukünftige Ausweitung auf weitere Länder und Regionen in Europa vereinfachen.

Einzelhandel

Entwicklung der Elektrizitätspreise für Haushaltskunden

Seit Beginn der Regulierung konnte ein allgemeines Absinken des Elektrizitätspreises für Haushaltskunden trotz Senkung der Netzentgelte nicht erreicht werden. Jedoch hat sich für Haushaltskunden die Möglichkeit verbessert, den Versorgungsvertrag oder Lieferanten zu

¹⁸ Benelux, Deutschland und Frankreich.

wechseln. Hierdurch haben zumindest wechselwillige Kunden die Möglichkeit ihre Elektrizitätspreise zu reduzieren.

Neben der Reduzierung der Netzentgelte und der Schaffung von Marktbedingungen, die einen wirksamen und unverfälschten Wettbewerb ermöglichen, ist ein weiterer Erfolg der Regulierung in der Herstellung der notwendigen Transparenz des Elektrizitätspreises zu sehen. So hat sich die Aufteilung des Elektrizitätspreises dahingehend verändert, dass Kosten, welche zu Beginn der Regulierung noch in überhöhten Netzentgelten ausgewiesen wurden, nun abgebaut oder in den Preisbestandteilen berücksichtigt sind, in denen sie entstehen.

Dieser Sachverhalt muss bei den im weiteren Verlauf aufgeführten Entwicklungen einzelner Preisbestandteile stets berücksichtigt werden. So ist z. B. die zwischen 2006 und 2009 festgestellte Versiebenfachung des Preisbestandteils „Vertrieb“ teilweise eine Folge der nicht mehr möglichen Quersubventionierung des Vertriebsbereichs aus überhöhten Netzentgelten und stellt somit nicht zwangsläufig eine missbräuchliche Preiserhöhung dar, sondern kann als die Folge einer sachgerechteren Aufteilung des Elektrizitätspreises angesehen werden.

Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert) für Haushaltskunden zum 1. April 2011

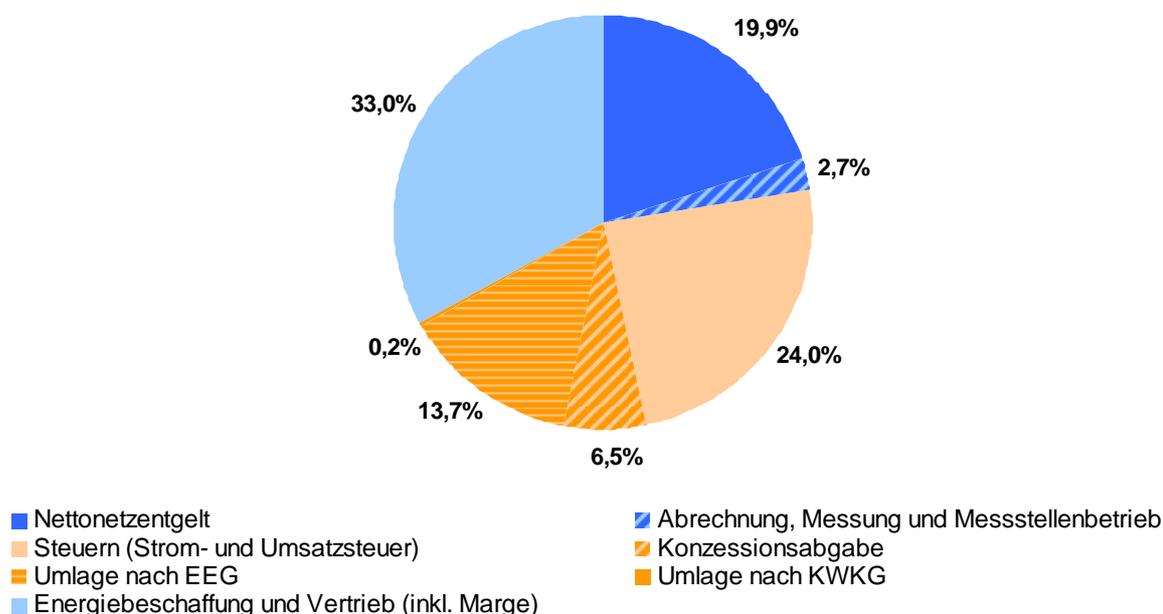


Abbildung 18: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden zum 1. April 2011

Im Vergleich zu 2010 ist der Anteil der Netzentgelte (inklusive Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb) um 2,2 Prozentpunkte, der Anteil der Steuern um 0,7 Prozentpunkte und der Anteil von „Energiebeschaffung und Vertrieb“ um 1,6 Prozentpunkte zurückgegangen. Der Anteil der Abgaben hat sich hingegen um 4,5 Prozentpunkte erhöht.

Die Haushaltskundenpreise sind von 2010 auf 2011 um 8,7 Prozent (2,0 ct/kWh) gestiegen. Dies ist der höchste Anstieg, in einer kontinuierlichen Folge von Preiserhöhungen, seit Beginn der Regulierung.

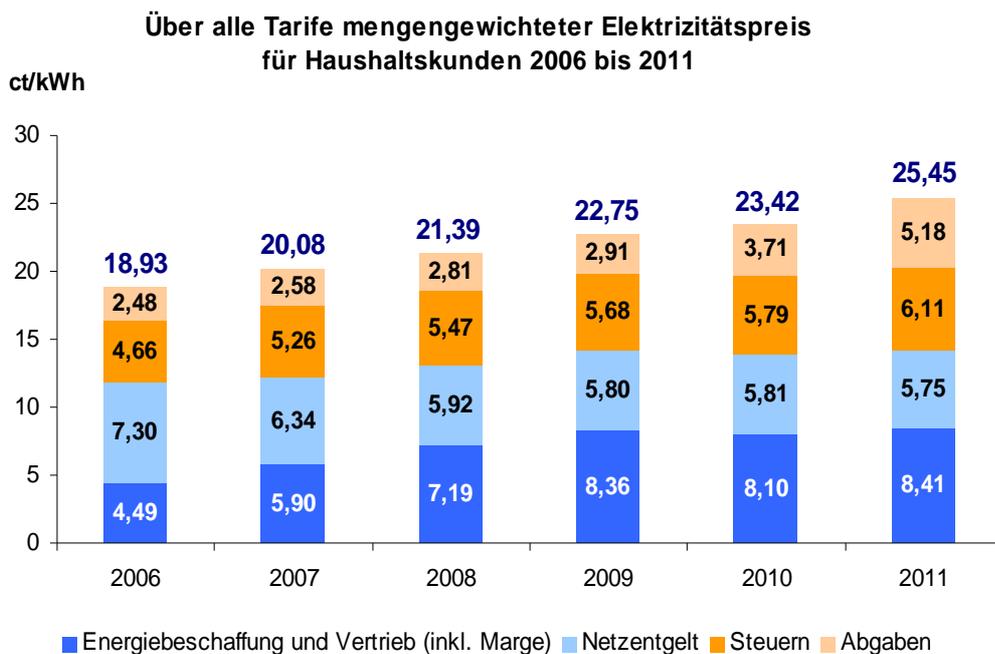


Abbildung 19: Über alle Tarife mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden 2006 bis 2011

Die Ursache hierfür scheint auf den ersten Blick schnell gefunden zu sein. So haben sich die Abgaben (Konzessionsabgabe, Umlage nach KWKG sowie EEG) von 2010 auf 2011 um 1,5 ct/kWh erhöht, was fast ausschließlich auf die um 1,5 ct/kWh gestiegene EEG-Umlage zurückzuführen ist. Dieser starke Anstieg der EEG-Umlage ist zwar auf mehrere Faktoren zurückzuführen. Der größte Anteil entfällt jedoch auf die gestiegene Gesamtsumme der Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber. Lag die Prognose für das Jahr 2010 noch bei 12,7 Mrd. Euro, so liegt sie im Jahr 2011 bei 17,1 Mrd. Euro. Von diesen 17,1 Mrd. Euro entfallen ca. acht Mrd. Euro auf die Vergütung für Solaranlagen. Ein weiterer Faktor für die Erhöhung der EEG-Umlage im Jahr 2011 ist die zu geringe Prognose der EEG-Umlage im Jahr 2010. Die daraus resultierende Unterdeckung des EEG-Kontos in Höhe von ca. 1,1 Mrd. Euro führt im Jahr 2011 zu einer Erhöhung der EEG-Umlage um 0,3 ct/kWh.

Die Konzessionsabgaben sind um ca. 0,1 ct/kWh gestiegen, während die Umlage nach KWKG um ca. 0,1 ct/kWh gesunken ist. Dem Anstieg der Abgaben entgegen haben sich die Netzentgelte (inklusive Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb) von 2010 auf 2011 nur minimal verändert (-0,06 ct/kWh), und auch die Erhöhungen im Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ (+0,31 ct/kWh) sowie den Steuern (+0,32 ct/kWh) sind nur zu einem Teil für die deutliche Preiserhöhung verantwortlich.

Der staatlich bedingte Anteil des gesamten Elektrizitätspreises setzt sich aus Steuern und Abgaben zusammen. Somit erscheinen die staatlich bedingten Preisbestandteile mit einer Zunahme von insgesamt 1,8 ct/kWh (unternehmerische Preisbestandteile insgesamt plus 0,3 ct/kWh) fast ausschließlich für den Elektrizitätspreisanstieg von 2010 bis 2011 verantwortlich zu sein. Bezüglich der Elektrizitätspreiserhöhung von 2010 auf 2011 ist allerdings zu bedenken, dass der unternehmerische Preisbestandteil, bestehend aus den Preisbestandteilen Elektrizitätsbeschaffung, Vertrieb und Netzentgelt, vor allem aufgrund von niedrigeren Großhandelspreisen auf dem für Haushaltskunden besonders relevanten Terminmarkt der Jahre 2009 und 2010 für das Erfüllungsjahr 2011, hätte deutlich sinken können. Insgesamt konnte für den Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ daher eine Absenkung erwartet werden, welche den Preisanstieg durch die steigende EEG-Umlage zumindest teilweise hätte kompensieren können. Die Monitoringerhebung zeigt jedoch einen Anstieg des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ um 0,3 ct/kWh, womit dieser Preisbestandteil über dem Niveau von 2009 liegt, also über dem Preisniveau des Jahres in dem besonders hohe Großhandelspreise aus dem Jahr 2008 in erheblichem Umfang an die Verbraucher weitergegeben werden mussten.

Entwicklung Energiebeschaffung sowie Vertrieb 2006 bis 2011 (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert)

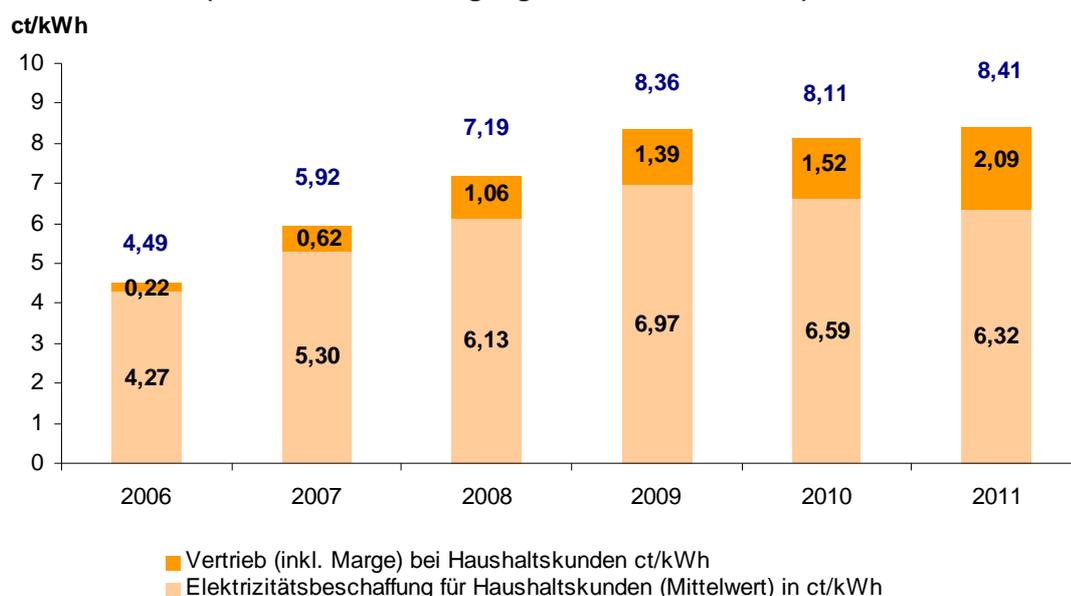


Abbildung 20:: Entwicklung Energiebeschaffung sowie Vertrieb 2006 bis 2011 in ct/kWh¹⁹

Die Netzentgelte sind für Haushaltskunden, bedingt durch den Rückgang im Preisbestandteil „Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb“, um 0,06 ct/kWh zurückgegangen. Wie in den Jahren zuvor konnten sich die Netzentgelte somit erneut preismindernd auf den gesamten Elektrizitätspreis auswirken.

Entwicklung Netzentgelte für Haushaltskunden 2006 bis 2011

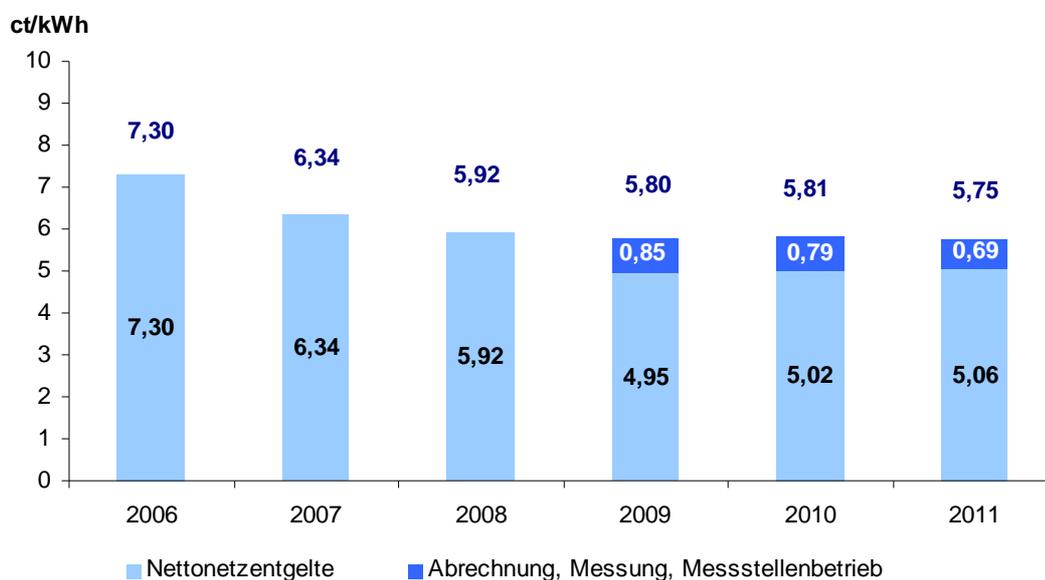


Abbildung 21: Entwicklung Netzentgelte inklusive Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb 2006 bis 2011 in ct/kWh²⁰

¹⁹ Für den Zeitraum 2006 bis 2008 wurden keine Angaben zur Bestimmung der Elektrizitätsbeschaffung erhoben, daher wird der Preisbestandteil Elektrizitätsbeschaffung von 2006 bis 2008 auf Grundlage der für 2009 übermittelten Angaben (welche im Ergebnis nahezu identisch mit einer ratiellen Beschaffung über 24 Monate sind) kalkuliert.

²⁰ Für den Zeitraum 2006 bis 2008 wurde der Preisbestandteil „Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb“ nicht separat erhoben und ist daher in den Nettonetzentgelten enthalten.

Gemäß der Datenerhebung zum Monitoring 2011 zeigen sich auch bei der Elektrizitätsbeschaffung Veränderungen gegenüber den vorangegangenen Berichtszeiträumen. Besonders auffällig sind hierbei zunächst Veränderungen in der Beschaffungsstrategie der EVU hinsichtlich der Beschaffungszeitpunkte. Wie die folgende Tabelle zeigt, wurden für die Erfüllungsjahre 2009 und 2010 jeweils ca. 85 Prozent der erforderlichen Elektrizitätsmengen in den beiden Kalenderjahren unmittelbar vor dem Erfüllungsjahr beschafft. Für das Jahr 2011 gaben die befragten EVU an, in den beiden Kalenderjahren vor dem Erfüllungsjahr nur ca. 70 Prozent der Elektrizitätsmengen und im dritten Kalenderjahr vor dem Erfüllungsjahr 2011, d.h. im Jahr 2008, bereits etwa ein Viertel der erforderlichen Elektrizitätsmenge für 2011 beschafft zu haben.

Jahr der Erfüllung	Jahr des Geschäftsabschlusses	Mittelwert Base in €/MWh	Mittelwert Peak in €/MWh	Beschaffung (B70/P30) in €/MWh	Durchschnittliche Verteilung der Einkaufsmengen in Prozent	Beschaffung nach Monitoring-erhebung in ct/kWh	Beschaffung ratierlich (über 24 Monate) in ct/kWh
2011	2011	51,44 ²¹	56,90 ²²	53,08	5 ²³	6,32	5,78
	2010	49,90	64,48	54,27	30		
	2009	53,90	78,43	61,26	40		
	2008	70,04	100,43	79,16	25		
2010	2010	44,49	50,95	46,43	5	6,59	6,67
	2009	49,20	69,84	55,39	40		
	2008	69,15	98,97	78,10	45		
	2007	54,92	79,52	62,30	10		
2009	2009	38,85	46,83	41,24	5	6,97	7,08
	2008	70,33	99,40	79,05	50		
	2007	55,40	79,46	62,62	35		
	2006	54,61	79,29	62,02	10		

Tabelle 3: Elektrizitätsbeschaffung für Haushaltskunden 2009 bis 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Elektrizität

Unter Berücksichtigung verschiedener Annahmen konnten vorläufige Beschaffungskosten für das Erfüllungsjahr 2011 synthetisch ermittelt werden. Die im Folgenden aufgeführten Berechnungen beziehen sich ausschließlich auf die Simulation der Großhandelspreise, d.h. reine Produktpreise. Beschaffungsnebenkosten für Strukturierung, Mehr-/Mindermengenausgleich oder Dienstleistungen werden indessen nicht nachgebildet. Die Ermittlung der „Beschaffungskosten nach Monitoring“ greift auf die von den EVU in der Monitoringabfrage gemachten Mengenangaben und Informationen zum Zeitpunkt des Geschäftsabschlusses zurück. Die sogenannten „ratierlichen Beschaffungskosten“ bilden ungeachtet der von den Energieversorgern gemachten Mengenangaben eine über 24 Monate gleichmäßige Elektrizitätsbeschaffung für Einzelhandelskunden nach. Beiden Simulationsrechnungen zu Elektrizitätsbeschaffung liegen gemittelte Großhandelspreise für Elektrizität an der EEX zugrunde. In der Praxis nimmt neben der börslichen Elektrizitätsbeschaffung jedoch auch die bilaterale Beschaffung eine wichtige Rolle ein. Bei beiden Modellrechnungen ist eine identische, aus den Unternehmensangaben abgeleitete, näherungsweise Verteilung der beschafften Elektrizitätsmengen in Base- und Peak-Produkte mit dem Verteilungsschlüssel 70 Prozent Base- und 30 Prozent Peak-Produkte unterstellt.

Die Elektrizitätsbeschaffung wurde mit Hilfe der Angaben, der am Monitoring 2010 und 2011 teilnehmenden Elektrizitätslieferanten sowie den Großhandelspreisen für Elektrizität an der

²¹ Vorläufiger Wert basierend auf Mittelwerten Spotmarkt, Phelix Day vom 01. Januar bis zum 10. Oktober 2011

²² Vorläufiger Wert basierend auf Mittelwerten Spotmarkt, Phelix Day vom 01. Januar bis zum 10. Oktober 2011

²³ Prognostizierter Wert, keine Unternehmensangabe

EEX berechnet. Die Elektrizitätslieferanten haben hierfür Daten eingereicht, welche Elektrizitätsmengen sie in welchen Jahren auf den Großhandelsmärkten für Elektrizität für das Jahr der Belieferung für Haushalten eingekauft haben. Darüber hinaus wurden Daten erhoben, wie sich die beschafften Mengen näherungsweise in Baseload und Peakload aufteilen.

Als Ausgangsgrößen der Berechnung wurden die drei arithmetischen Vorjahresmittelwerte der Großhandelspreise für Base- und Peak- Produkte für das jeweilige Belieferungsjahr sowie der arithmetische Mittelwert des Spotmarkts des Jahres der Belieferung, zugrunde gelegt. Mit Hilfe der Angaben der Lieferanten zur Baseload- und Peakload- Aufteilung - die Werte teilen sich durchschnittlich im Verhältnis 70 Prozent (Baseload) zu 30 Prozent (Peakload) auf - wurde basierend auf den Mittelwerten der Großhandelspreise für Elektrizität, der jeweilige Beschaffungspreis eines Jahres für das jeweilige Belieferungsjahr berechnet. Im nächsten Schritt wurde aus den Angaben, in welchen Jahren die Elektrizitätslieferanten welche Elektrizitätsmengen auf den Großhandelsmärkten beschafft hatten, eine näherungsweise prozentuale Verteilung der Einkaufsmengen der Beschaffungsjahre für das jeweilige Belieferungsjahr, errechnet. Mit dieser prozentualen Verteilung und den zuvor berechneten jeweilige Beschaffungspreisen eines Jahres für das jeweilige Belieferungsjahr, konnten gemittelte Näherungswerte für die Beschaffungskosten der Lieferjahre 2009, 2010 und 2011 bestimmt werden. In der oben stehenden Tabelle ist den, unter den erläuterten Annahmen berechneten Beschaffungspreisen eine gleichbleibende, ratierliche Beschaffung über 24 Monate gegenübergestellt.

Die sich aus den Annahmen ergebenden Beschaffungskosten belaufen sich für das Jahr 2011 auf 6,32 ct/kWh, wohingegen eine ratierliche Beschaffung über 24 Monate im Jahr 2011 Beschaffungskosten von ca. 5,78 ct/kWh ergeben hätte. Es fällt auf, dass unter den aufgeführten Annahmen die ratierliche Beschaffung für das Jahr 2011 günstigere Beschaffungskonditionen ergeben hätte, als es unter Berücksichtigung der übermittelten Unternehmensangaben der Fall ist.

Bei der Berechnung der Elektrizitätsbeschaffung muss beachtet werden, dass im Monitoring ausschließlich Mittelwerte dargestellt werden. Die daraus resultierenden Aussagen lassen somit keine Rückschlüsse auf einzelne Unternehmen zu. So liegt dem oben dargestellten Mittelwert von 6,59 ct/kWh für 2010, je nach Unternehmen eine Bandbreite zwischen 4,5 und neun ct/kWh zugrunde. Dem Mittelwert für die Elektrizitätsbeschaffung von 6,32 ct/kWh im Jahr 2011 liegt eine Bandbreite von fünf bis zehn ct/kWh zugrunde. Bei den verschiedenen Beschaffungsstrategien ist darüberhinaus zu bedenken, dass kurzfristige Beschaffungsstrategien zumeist ein höheres Risiko mit sich bringen. Die von einem Großteil der Energieversorger praktizierte langfristige Beschaffungsstrategie ist bei sinkenden Börsenpreisen zwar weniger vorteilhaft, verringert jedoch bei stark steigenden Börsenpreisen das Risiko für erhebliche Preissteigerungen im Einzelhandel.

Werden die simulierten Beschaffungskosten in Beziehung zu dem von den Energieversorgern übermittelten Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ gesetzt, ergibt sich ein Betrag von 2,09 ct/kWh der auf Vertrieb und Beschaffungsnebenkosten entfällt. Zwischen den Jahren 2009 und 2011 hat sich dieser Wert um 0,7 ct/kWh bzw. 50 Prozent erhöht. Konnten die Erhöhungen dieses Preisbestandteils zwischen den Jahren 2006 und 2009 auch darauf zurückgeführt werden, dass der Vertrieb nach 2006, regulierungsbedingt nicht mehr durch überhöhte Netzentgelte quersubventioniert werden konnte, und sich daher zwangsläufig deutlich erhöhen musste, um die tatsächlich anfallenden Vertriebskosten decken zu können, so erklärt dieser Sachverhalt nicht die Erhöhungen zwischen den Jahren 2009 und 2011.

Bei einer Betrachtung der beiden Preisbestandteile „Netzentgelt“ und „Vertrieb“, ungeachtet der bei der Rückrechnung des Bestandteils „Vertrieb“ gemachten Einschränkungen, zeigt sich, dass sich die Summe dieser beiden Preisbestandteilen seit Beginn der Regulierung erhöht hat. Da die Netzentgelte für Haushaltskunden von 2006 bis 2011 gesunken sind, zeigt sich durch die aufsummierte Erhöhung der beiden Preisbestandteile um 4,8 Prozent, dass sich der Vertriebsbestandteil – unter Berücksichtigung der zur Rückrechnung getroffenen Annahmen – überproportional erhöht hat. Wäre die Erhöhung des Vertriebsbestandteiles ausschließlich auf den Wegfall der Quersubventionierung aus den Netzentgelten zurückzuführen, so hätte der

Vertriebsbestandteil maximal um den Betrag steigen dürfen, um den sich die Netzentgelte verringert haben. Zudem ist zu berücksichtigen, dass im Rahmen der Netzentgeltregulierung Ineffizienzen im Netzbetrieb abgebaut wurden, die keiner Quersubventionierung des Vertriebes dienen.

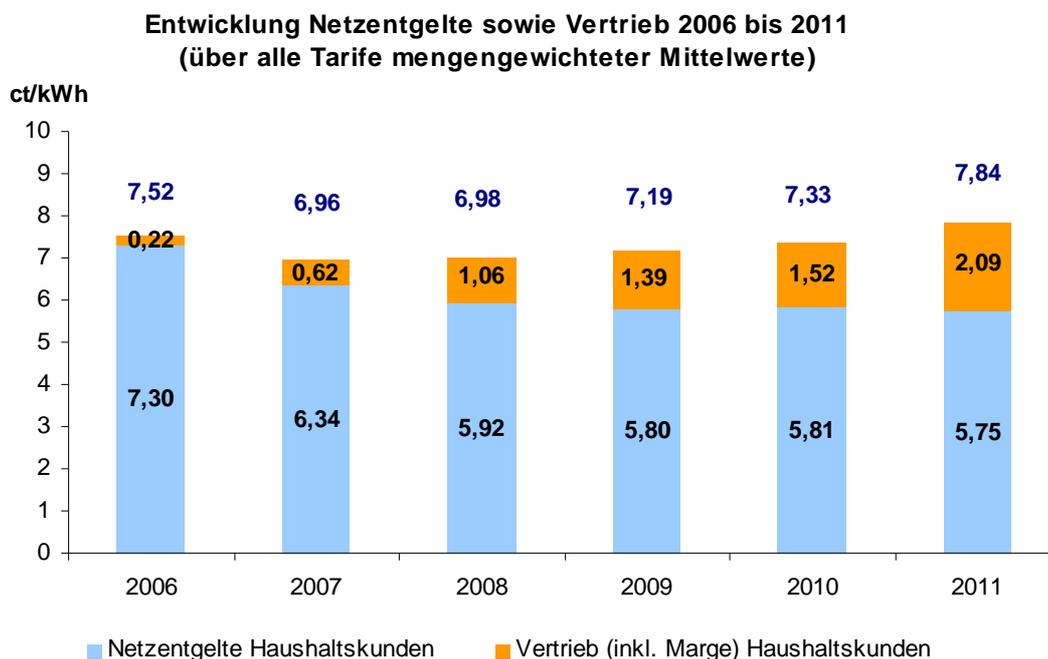


Abbildung 22: Entwicklung Netzentgelte und Vertrieb 2006 bis 2011 in ct/kWh

Aus der Darstellung wird ebenfalls ersichtlich, dass die Netzentgeltsenkung für Haushaltskunden den Verbraucher nicht erreicht hat, da die Reduzierung der Netzentgelte über den Anstieg im Preisbestandteil Vertrieb vollständig kompensiert wurde. Somit konnte die Regulierung der Netze zwar den Anstieg des gesamten Elektrizitätspreises dämpfen, bislang aber nicht zu einem allgemeinen Absinken der Elektrizitätspreise für Haushaltskunden führen.

Insgesamt wird bei einer detaillierten Betrachtung der Elektrizitätspreisentwicklung von 2010 zu 2011 deutlich, dass die Ursache für den Preisanstieg nicht so offensichtlich ist, wie es auf den ersten Blick vermuten werden könnte. Zwar ist ein gewichtiger Grund des Preisanstieges in den staatlich bedingten Abgaben und Steuern zu finden, jedoch trägt auch der unternehmerische Anteil für Energiebeschaffung und Vertrieb zum Preisanstieg bei, indem sich dieser, trotz einer zu erwartenden Absenkung, im Durchschnitt um rund 0,3 ct/kWh erhöht hat.

Die bisher vorgenommene Mittelwertbetrachtung über alle am Monitoring beteiligten Energieversorger und deren verschiedenen Tarife berücksichtigt jedoch nicht die individuelle Preisgestaltung der Unternehmen und ihrer jeweils angebotenen Tarife. Da für alle Lieferanten der gleiche diskriminierungsfreie Zugang zum Kunden und somit auch die gleichen Kosten bezüglich der Netzentgelte, Steuern und Abgaben gelten, ist der Unterschied bei den verschiedenen Tarifkategorien im Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ zu finden. Über diesen Preisbestandteil stehen Elektrizitätslieferanten im Wettbewerb zueinander, weshalb er je nach Unternehmen und Tarif sehr unterschiedlich kalkuliert wird. So zeigt eine Betrachtung der Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“, dass dieser Preisbestandteil im Durchschnitt je nach Tarif unterschiedlich hoch ausfällt.

Entwicklung "Energiebeschaffung und Vertrieb" 2006 bis 2011 (mengengewichtete Mittelwerte je Tarif)

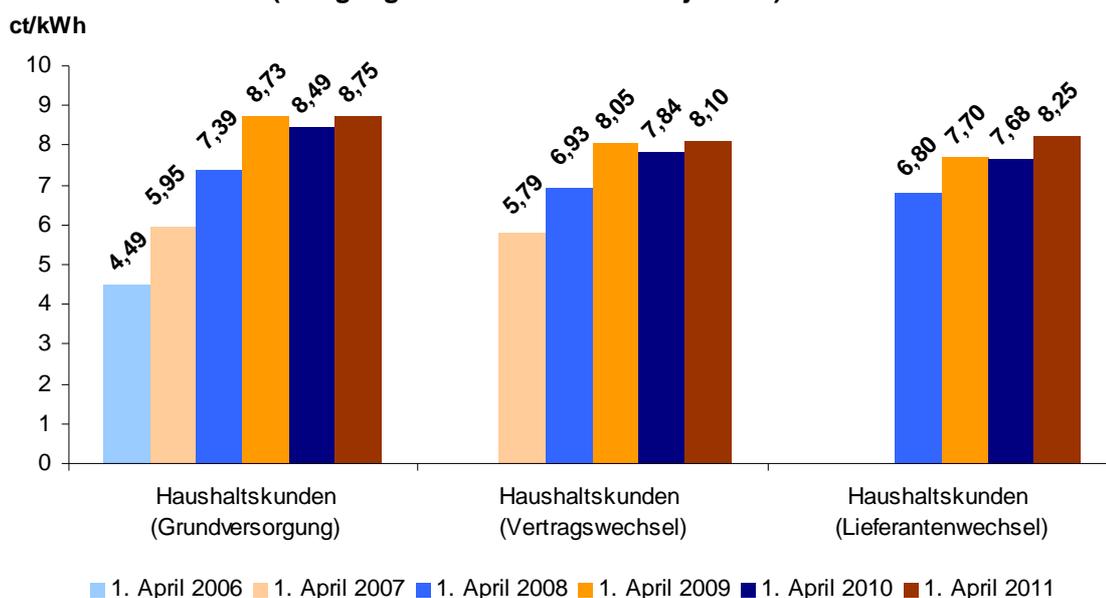


Abbildung 23: Entwicklung Energiebeschaffung und Vertrieb 2006 bis 2011 in ct/kWh

Durch einen Vergleich der drei Tarifkategorien wird deutlich, dass Preisunterschiede zwischen den verschiedenen Mittelwerten der Tarife vorhanden sind. Hierbei stellt die Grundversorgung nach wie vor die teuerste Art der Elektrizitätsversorgung dar²⁴. Preislich günstiger wird es, wenn Verbraucher von ihren Wechsellmöglichkeiten Gebrauch machen und einen anderen Tarif bei ihrem Grundversorger oder einen Tarif bei einem anderen Elektrizitätslieferanten wählen.

Vergleiche innerhalb der Tarifkategorien zeigen die individuelle Preisgestaltung der Lieferanten. So liegt z. B. die Bandbreite für „Energiebeschaffung und Vertrieb“ im Grundversorgungstarif je nach Versorgungsgebiet zwischen rund sechs und 16 ct/kWh. Um dies zu verdeutlichen zeigt folgende Abbildung die Vertriebseinnahmen (inkl. Marge) der Grundversorger je durchschnittlichen Haushaltskunden (3.500 kWh Jahresverbrauch) im Grundversorgungstarif zum 1. April 2011.

²⁴ Es gibt berechnete Gründe, dass der Grundversorgungstarif teurer ist als ein Tarif bei einem Vertrags- oder Lieferantenwechsel. So müssen Grundversorger höhere Kosten für Mahnung, Inkasso und Forderungsausfall einkalkulieren. Demgegenüber stehen jedoch höhere Marketing-, Werbungs- und Akquisitionskosten für Tarife bei Lieferantenwechsel, bei welchem die Lieferanten nicht von einem bereits vorhandenen Kundenstamm profitieren können.

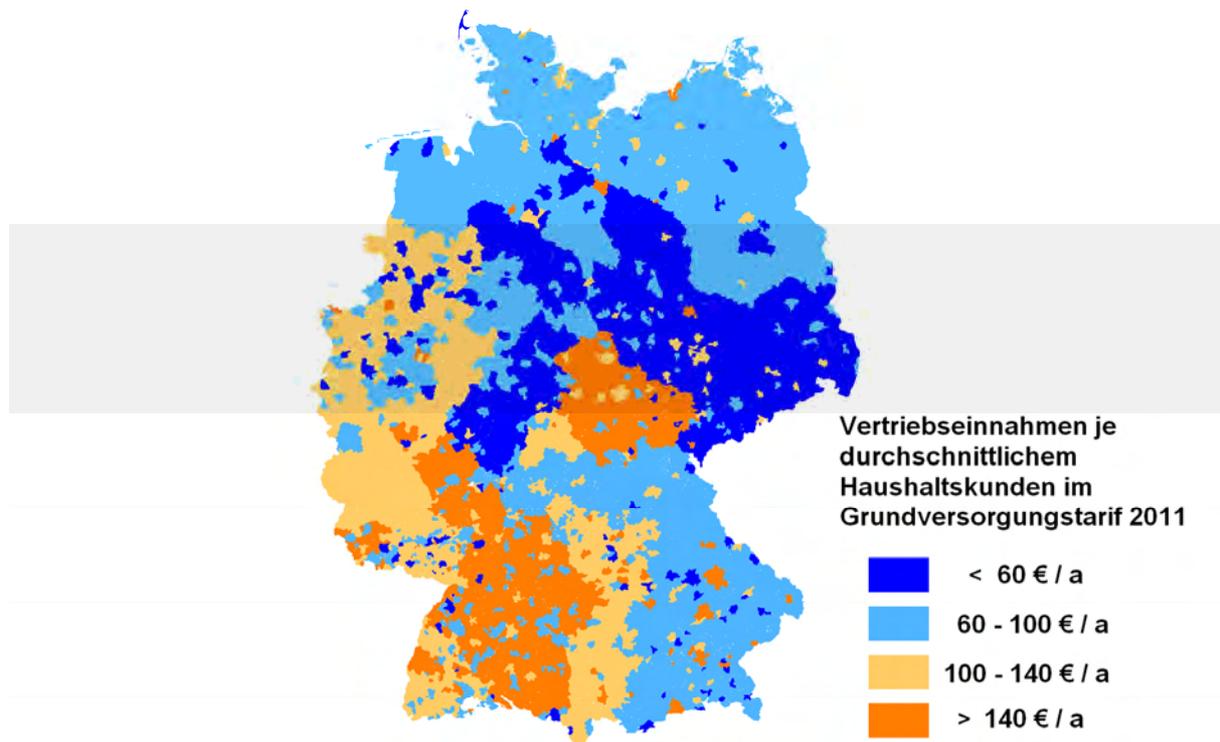


Abbildung 24: Jährliche Vertriebseinnahmen je durchschnittlichen Haushaltskunden im Grundversorgungstarif zum 01.04.2011 je Netzgebiet

Der Abbildung liegt die Annahme zugrunde, dass alle dargestellten Grundversorger für ihre Elektrizitätsbeschaffung die im Monitoring ermittelten durchschnittlichen 6,32 ct/kWh aufbringen mussten. Im Durchschnitt liegen die Vertriebseinnahmen (inkl. Marge) je Haushaltskunden mit einem Grundversorgungstarif somit bei und rund 85 Euro pro Jahr.

Bei einer Betrachtung aller Tarife und aller Haushaltskunden, liegen die durchschnittlichen Vertriebseinnahmen (inkl. Marge) je Haushaltskunden bei und rund 73 Euro pro Jahr. Da bei rund 200 Tarifen ein einmaliger Wechselbonus in Höhe von durchschnittlich 48 Euro pro Jahr gezahlt wird, ergibt sich, bezogen auf die rund 2.200 untersuchten Tarife, eine durchschnittliche Bonuszahlung in Höhe von gut vier Euro pro Jahr. Wird diese durchschnittliche Bonuszahlung noch von den durchschnittlichen Vertriebseinnahmen abgezogen, so ergeben sich durchschnittliche Vertriebseinnahmen (inkl. Marge) je Haushaltskunden von rund 69 Euro pro Jahr. Im Jahr 2009 lagen die durchschnittlichen Vertriebseinnahmen (inkl. Marge) je Haushaltskunden bei rund 49 Euro pro Jahr.

Die nachfolgende Abbildung zeigt, dass im Nordosten Deutschlands tendenziell geringere Beschaffungs- und Vertriebskosten ausgewiesen werden als im Südwesten. Im Gegensatz dazu sind die Netzentgelte im Nordosten jedoch deutlich höher als im Südwesten Deutschlands. Insgesamt gleichen sich diese beiden Preisbestandteile wieder aus, so dass sich die gesamten Elektrizitätspreise in beiden Regionen auf ähnlichem Niveau bewegen.

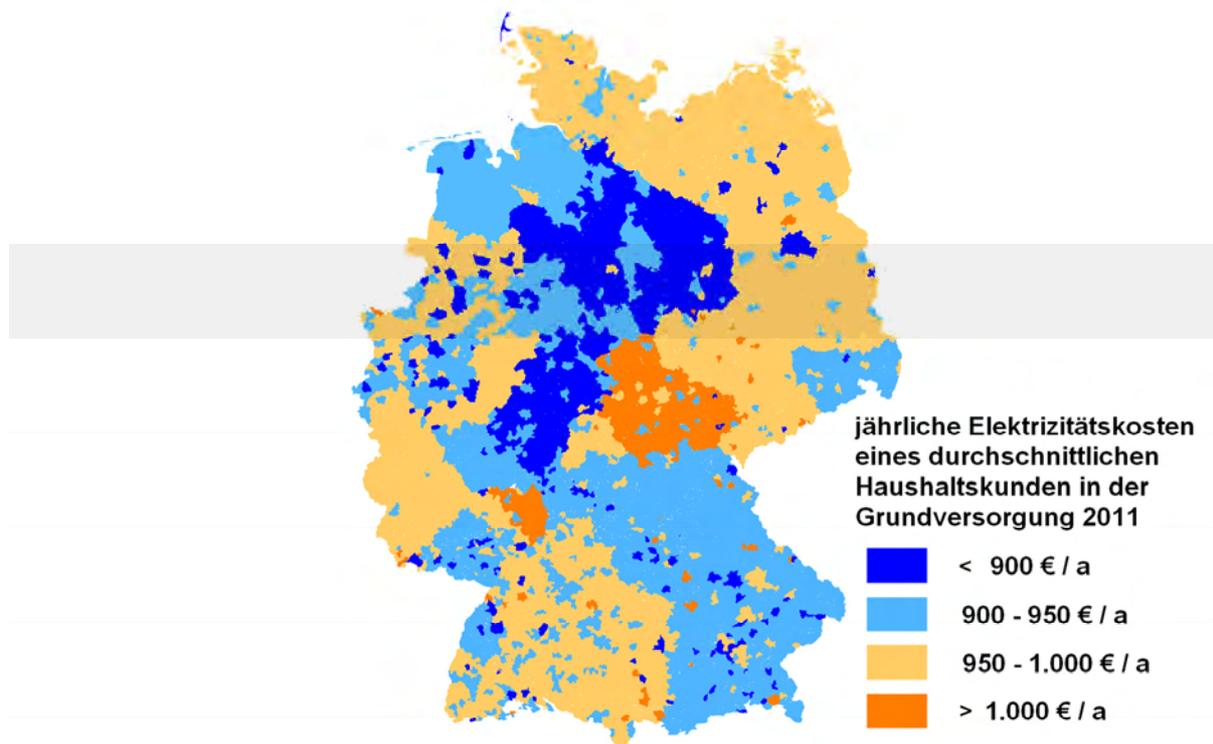


Abbildung 25: Darstellung des Elektrizitätspreisniveaus von Haushaltskunden in der Grundversorgung 2011

Dennoch ergeben sich für Haushaltskunden, die über die Grundversorgung beliefert werden, regionale Preisunterschiede in Höhe von weit über 100 Euro pro Jahr. Je nach Wohnort bezahlen Haushaltskunden mit einem Grundversorgungstarif demnach deutlich voneinander abweichende Preise für ihre Elektrizitätsversorgung. Dabei zeigt sich, dass diese Preisabweichungen nicht ausschließlich auf strukturelle Unterschiede der Versorgungsgebiete zurückzuführen sind, also auf unterschiedlich hohe Netzentgelte oder Konzessionsabgaben, sondern auch davon abhängig sind, wie ausgeprägt die jeweiligen Grundversorger ihre regionale Dominanzstellung und die Wechselträchtigkeit der Haushaltskunden nutzen.

Weiterhin ist im Jahr 2011 festzustellen, dass das Preisniveau der Sondervertragsangebote der Grundversorger (Vertragswechsel) im Durchschnitt erstmalig niedriger ist, als das Preisniveau der Sondervertragstarife, die Wettbewerber (Lieferantenwechsel) anbieten. Der Grund hierfür zeigt sich bei einer Aufteilung der Angebote bei einem Lieferantenwechsel in Tarife von Grundversorgern und Tarife von neuen Anbietern. Grundversorger bieten im Durchschnitt eine Elektrizitätsbelieferung in anderen Netzgebieten nahezu zum gleichen Preis an wie in ihrem eigenen Grundversorgungsnetzgebiet, bei einer Belieferung über einen Sondervertrag (Vertragswechsel). Dieser Sachverhalt konnte bereits in den letzten Jahren festgestellt werden. Der durchschnittliche Tarif bei einem Lieferantenwechsel war jedoch in den letzten Jahren niedriger, weil neue Anbieter günstige Tarife angeboten haben und somit das Preisniveau dieser Tarifkategorie abgesenkt haben.

Im Jahr 2011 ist erstmalig zu beobachten, dass eine Elektrizitätsbelieferung von neuen Anbietern, im mengengewichteten Durchschnitt, zu teureren Konditionen angeboten wird als eine Belieferung durch Grundversorger aus anderen Netzgebieten. Begründet ist dies durch die deutlichen Preiserhöhungen von solchen neuen Anbietern, die bereits eine hohe Anzahl von Kunden akquirieren konnten. Werden diese wenigen neuen Anbieter bei der Mittelwertberechnung der Tarife von allen neuen Anbietern rausgerechnet, so liegt das Preisniveau, mit einem Preisbestandteil für „Energiebeschaffung und Vertrieb“ in Höhe von 7,4 ct/kWh, deutlich unter dem Preisniveau der Grundversorger. Somit ist der absolut überwiegende Teil der neuen Anbieter nach wie vor deutlich günstiger als etablierte Grundversorger.

Es kann daher weiterhin festgestellt werden, dass Tarife die von Grundversorgern in anderen Netzgebieten angeboten werden, für Haushaltskunden häufig kaum eine Ersparnis im Vergleich zu den günstigeren Tarifen des regional ansässigen Grundversorgers bringen. Neue Anbieter hingegen, die zu Beginn ihrer Tätigkeit keine Grundversorger sind und eine Strategie der Neukundenakquisition verfolgen müssen, bieten zumeist eine deutlich kostengünstigere Elektrizitätsversorgung an. Daher führen weiterhin hauptsächlich die Angebote von neuen Anbietern zu einem preisbedingten Wettbewerb um Haushaltskunden.

Die aktuellen Preissteigerungen von neuen Anbietern, die bereits einen größeren Kundestamm akquirieren konnten, zeigen aber auch, dass Verbraucher, die bereits zu einem günstigeren Lieferanten gewechselt sind, keine Garantie haben, dass dieser neu gewählte Anbieter, auch in den Folgejahren der Belieferung, weiterhin einer der günstigsten Anbieter sein muss. In diesem Zusammenhang sollten besonders auch einmalige Bonuszahlungen bedacht werden, die nach dem ersten Jahr der Belieferung entfallen und somit häufig die Preisvorteile bei einem Vertrags- oder Lieferantenwechsel obsolet werden lassen. Daher rät die Bundesnetzagentur allen Verbrauchern, sich kontinuierlich über die eigenen Elektrizitätspreise sowie über Alternativangebote zu informieren und bei Bedarf den Lieferanten zu wechseln bzw. einen erneuten Wechsel des Lieferanten vorzunehmen.

Wettbewerbsentwicklung im Haushaltskundensegment²⁵

Durch ein weiterhin zu beobachtendes Beharrungsvermögen der Haushaltskunden, die trotz bestehender Preisabstände zu Wettbewerbern bei ihrem Grundversorger verharren, bleiben bestehende Preissenkungspotentiale vielerorts ungenutzt. Und dies, wobwohl die Anbietervielfalt in Deutschland flächendeckend gegeben und im Berichtsjahr 2010 weiterhin angestiegen ist. So waren am 31. Dezember 2010 im einwohnergewichteten Mittelwert bereits durchschnittlich 147 Lieferanten je Netzgebiet tätig. Unter anderem zeigt diese hohe Anzahl an Wettbewerbern, dass die notwendigen Rahmenbedingungen für einen wirksamen und unverfälschten Wettbewerb im Segment der Elektrizitätsendkunden vorliegen.

²⁵ Dieses Kapitel bezieht sich auf das gesamte Segment der Haushaltskunden. Somit liegt den hier getroffenen Aussagen keine kartellrechtliche Marktabgrenzung der Märkte für SLP- Kunden (Grundversorgungskunden, Sondervertragskunden, Heizstromkunden) zugrunde.

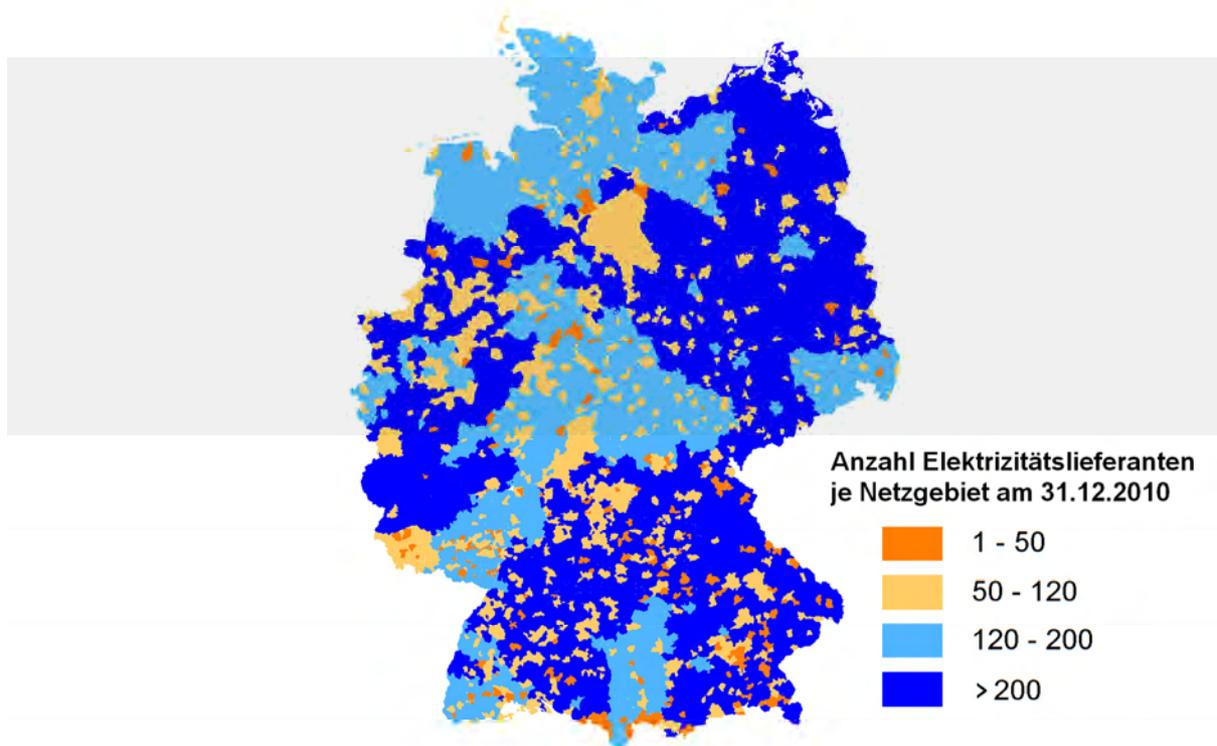


Abbildung 26: Anzahl Elektrizitätslieferanten je Netzgebiet am 31. Dezember 2010

Allerdings kann bei der Anzahl der Anbieter kritisch hinterfragt werden, ob Anbieter die (nahezu) keine Kunden in anderen Netzgebieten beliefern, in diesen Netzgebieten tatsächlich zu einer Wettbewerbersbelebung beitragen. So bieten zwar sehr viele Lieferanten ihre Tarife in immer mehr Netzgebieten an, diese Angebote bringen jedoch häufig keine größeren finanziellen Vorteile für den Kunden mit sich. Aufgrund der damit einhergehenden geringen Neukundengewinne, würden sich daher viele Lieferanten nicht als Anbieter in anderen Netzgebieten behaupten, wenn sie nicht bereits als Grundversorger in ihren eigenen Grundversorgungsnetzgebieten tätig wären.

Eine hohe Anzahl von Anbietern in allen Netzgebieten bedeutet auch nicht, dass die meisten Elektrizitätslieferanten bundesweit aktiv wären. Im Gegenteil beschränkt sich der überwiegende Teil der Elektrizitätslieferanten, besonders im Segment der Haushaltskunden, lediglich auf die Belieferung von einzelnen Regionen. So findet bei rund 90 Prozent aller Grundversorger keine nennenswerte Belieferung von Haushaltskunden in anderen Netzgebieten statt. Zudem sind über 70 Prozent aller Lieferanten nur in maximal zehn Netzgebieten tätig. Hier gibt es deutliche Unterschiede zwischen neuen Anbietern und etablierten Grundversorgern. Werden diese in zwei Gruppen unterteilt, so zeigt sich, dass neue Anbieter im Durchschnitt in 200 Netzgebieten tätig sind, etablierte Grundversorger sind hingegen nur in durchschnittlich 31 Netzgebieten aktiv.

Im Berichtsjahr 2010 wurden insgesamt rund 2,7 Mio. Lieferantenwechsel und ca. 2,2 Mio. Vertragswechsel von Haushaltskunden vollzogen. Somit haben sich im Berichtsjahr 2010 mehr Kunden für einen Wechsel des Lieferanten entschieden als einen neuen Tarif beim bisherigen Versorger zu wählen. Kumuliert haben sich jedoch von allen Haushaltskunden, die seit 1998 die Grundversorgung verlassen haben, mehr Kunden für einen Vertragswechsel bei ihrem Grundversorger entschlossen, als zu einem neuen Lieferanten zu wechseln. Aufgrund dieses Kundenverhaltens bleibt die regionale Dominanz der Grundversorger mit einem Anteil von 84,5 Prozent an der Belieferung von Haushaltskunden weiterhin erhalten. Dies zeigt sich auch bei einer Betrachtung der Vertragsstruktur der Haushaltskunden. Hatte sich der Anteil an Haushaltskunden, die von einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger beliefert wer-

den von 2007 auf 2008 noch um 4,8 Prozentpunkte erhöht, waren es von 2008 auf 2009 nur noch 2,6 Prozentpunkte und von 2009 auf 2010 lediglich noch 1,7 Prozentpunkte. Somit wurden im Berichtsjahr 2010 im Durchschnitt nur 15,5 Prozent der an Haushaltskunden gelieferten Elektrizitätsmengen von einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger geliefert.

Vertragsstruktur von Haushaltskunden, Stand 2010

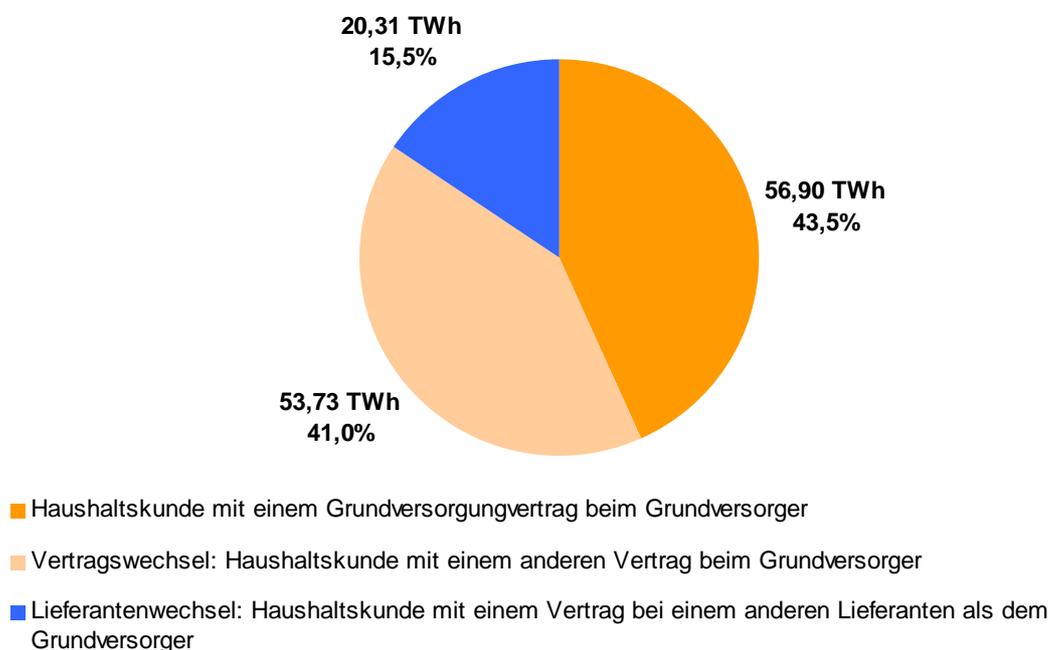


Abbildung 27: Vertrags- und Lieferantenwechsel von Haushaltskunden, Stand 2010

Da aus wettbewerblicher Sicht nicht nur Lieferantenwechsel sondern auch Vertragswechsel relevant sind, kann es positiv bewertet werden, dass mit Stand des Berichtsjahres 2010 von den 84,5 Prozent der vom Grundversorger belieferten Haushaltskunden bereits knapp die Hälfte über einen anderen Tarif als die Grundversorgung beliefert werden. Der vergleichsweise hohe Anteil an Vertragswechseln gegenüber den Lieferantenwechseln deutet darauf hin, dass der Fokus bei einem Großteil der Lieferanten stärker auf Bestandskundenbindung anstatt auf Neukundengewinnung ausgerichtet ist. Unabhängig von der Anzahl der Anbieter, die in einem Netzgebiet tätig sind, bleibt somit eine regionale Dominanz der jeweiligen Grundversorger erhalten. Nur vereinzelt können daher Anteile der Grundversorger von weniger als 70 Prozent aller im Netzgebiet belieferten Haushaltskunden festgestellt werden.

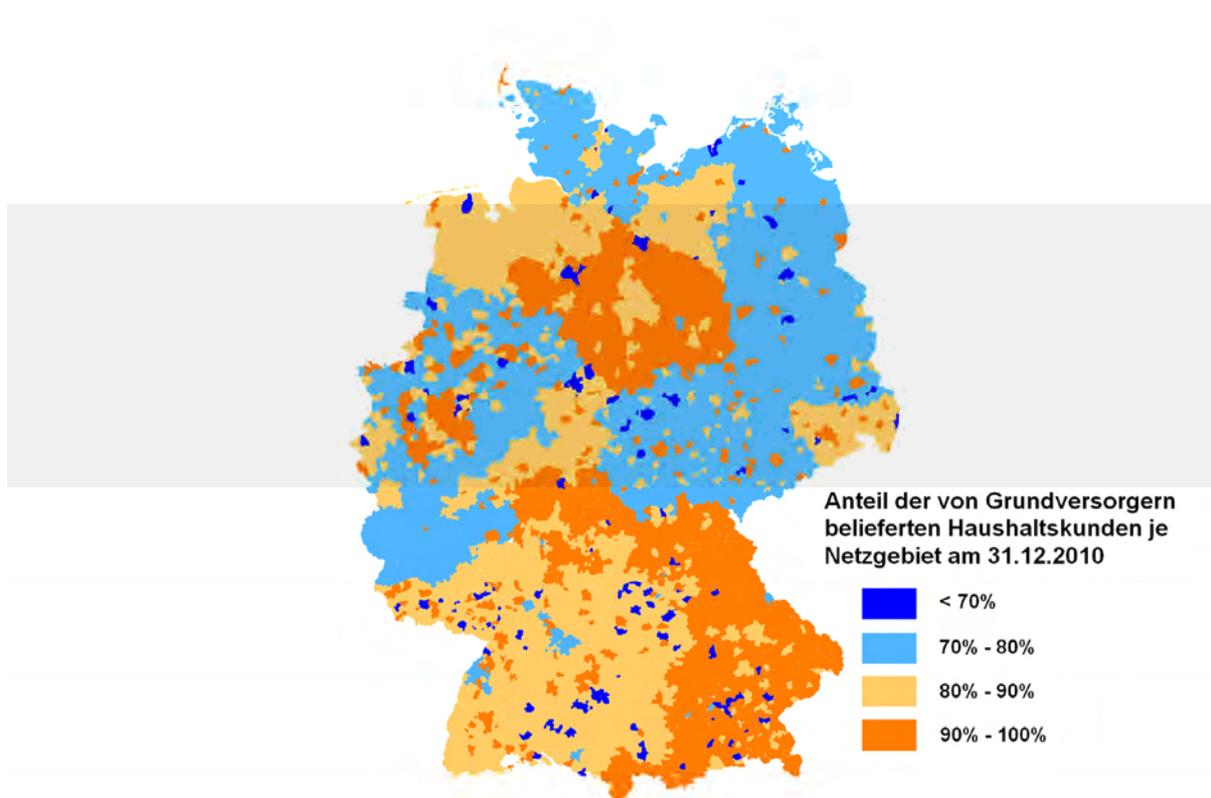


Abbildung 28: Anteil der von Grundversorgern belieferten Haushaltskunden je Netzgebiet am 31. Dezember 2010

Bei rund 90 Prozent aller Grundversorger findet keine nennenswerte Belieferung von Haushaltskunden in anderen Netzgebieten statt, weshalb erst das Auftreten von neuen Anbietern zur Belebung des Wettbewerbs beigetragen hat. Rund 73 Prozent der Haushaltskunden, die seit 1998 ihren Lieferanten gewechselt haben, wurden im Jahr 2010 von neuen Anbietern beliefert. Etablierten Grundversorger konnten hingegen nur rund 27 Prozent aller bisher gewechselten Haushaltskunden für sich gewinnen.

Aufgrund der kostengünstigeren Tarife und des hohen Anteils an der Neukundenakquisition trugen daher im Berichtsjahr 2010 besonders neue Anbieter zur Wettbewerbsbelebung im Haushaltskundensegment bei. Allerdings schließt der Begriff der neuen Anbieter alle Lieferanten ein, die nicht als Grundversorger tätig sind und/oder ab 1998 im Haushaltskundensegment der deutschen Elektrizitätsmärkte aktiv wurden. Dementsprechend werden auch Tochterunternehmen oder neu gegründete Marken von etablierten EVU zu den neuen Anbietern gezählt. Kunden- und Marktanteilsverluste der etablierten EVU können so über andere Vertriebskanäle wieder ausgeglichen werden. So zeigt sich unter Anwendung der Dominanzmethode²⁶, dass mit Stand des Berichtsjahres 2010 ca. 45 Prozent der gewechselten Haushaltskunden von den vier größten EVU²⁷ akquiriert wurden. Hierbei ist der Anteil an der Belieferung von Haushaltskunden in den eigenen Grundversorgungsnetzen geringer als in den Netzgebieten, in denen die EVU als Grundversorger agieren.

²⁶ Zur Dominanzmethode siehe Glossar

²⁷ Die „Größe“ der EVU wurde anhand der insgesamt an Haushaltskunden gelieferten Elektrizitätsmenge bestimmt.

2010			
Belieferung von Haushaltskunden	Hochgerechnete ²⁸ Abgabemengen in TWh	Abgabemengen der vier größten Unternehmen in TWh	Anteil an hochgerechneter Summe in Prozent
in den Grundver- sorgungsnetzgebieten	120,6	52,7	43,7
außerhalb der Grund- versorgungsnetzgebiete	22,2	9,9	44,6
Gesamtsumme	142,8	62,6	43,8

Tabelle 4: Anteil der vier größten Elektrizitätslieferanten an der Belieferung von Haushaltskunden im Jahr 2010

Auch wenn die vier größten Elektrizitätslieferanten knapp 45 Prozent der bisher gewechselten Kunden direkt oder durch andere Vertriebskanäle für sich gewinnen konnten, so konnte dies die deutlichen Kundenverluste, die sie in ihren eigenen Grundversorgungsnetzgebieten hinnehmen mussten, nicht ausgleichen. Daher nehmen die Anteile der vier größten Elektrizitätslieferanten bei der Belieferung von Haushaltskunden auf bundesweiter Ebene weiterhin ab. Lag im Jahr 2008 der Anteil der vier größten Elektrizitätslieferanten im gesamten Haushaltskundensegment noch bei 50,1 Prozent und im Jahr 2009 bei 48,2 Prozent, so liegt er im Berichtsjahr 2010 bei 43,8 Prozent und ist somit innerhalb von zwei Jahren um 6,3 Prozentpunkte gesunken.

Diese positive Entwicklung auf bundesweiter Ebene, ändert jedoch nicht die weiterhin dominante Stellung der lokalen Grundversorger auf regionaler Ebene. An dieser regionalen Dominanz der lokalen Grundversorger könnte sich jedoch etwas ändern, wenn Haushaltskunden in höherem Maße von der Möglichkeit des Lieferantenwechsels Gebrauch machen und von ihrem Grundversorger zu einem alternativen Anbieter wechseln würden.

Die Anzahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden hat sich in den letzten Jahren, abgesehen von einer Stagnation im Jahr 2009, stets deutlich erhöht. Im Berichtsjahr 2010 stieg die Anzahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden um rund eine halbe Mio. Wechsel an. Die Anzahl der Wechsel, die ohne Umzug durchgeführt wurden, hat hierbei, nach einem leichten Rückgang im Jahr 2009, im Berichtsjahr 2010 wieder zugenommen. Die Anzahl der Lieferantenwechsel, die bei einem Umzug durchgeführt wurden, stagniert jedoch. Daher kann unter der Annahme, dass jährlich gut vier Mio. Haushalte umziehen²⁹ davon ausgegangen werden, dass etwa jeder zehnte umziehende Haushalt einen anderen Energieversorger als den ansässigen Grundversorger als Elektrizitätslieferanten wählt.

Die Anzahl der Wechsel von weiteren Letztverbrauchern hat sich im Berichtsjahr 2010 um rund 92.000 Wechsel auf knapp 255.000 Wechsel deutlich erhöht. Insgesamt liegt die Anzahl aller Lieferantenwechsel im Berichtsjahr 2010 somit erstmalig bei knapp drei Mio. Wechseln.

²⁸ Da im Monitoring 2011 im Bereich der Elektrizitätslieferanten eine Marktabdeckung von 92 Prozent vorliegt, wurde für die Bestimmung der Anteile der vier größten Lieferanten auf eine Marktabdeckung von 100 Prozent hochgerechnet.

²⁹ Statistisches Bundesamt; Bevölkerungsentwicklung 2009: 5,1 Mio. Umzüge über die Bundesländergrenzen hinweg, davon 3,6 Mio. Umzüge Binnenwanderung

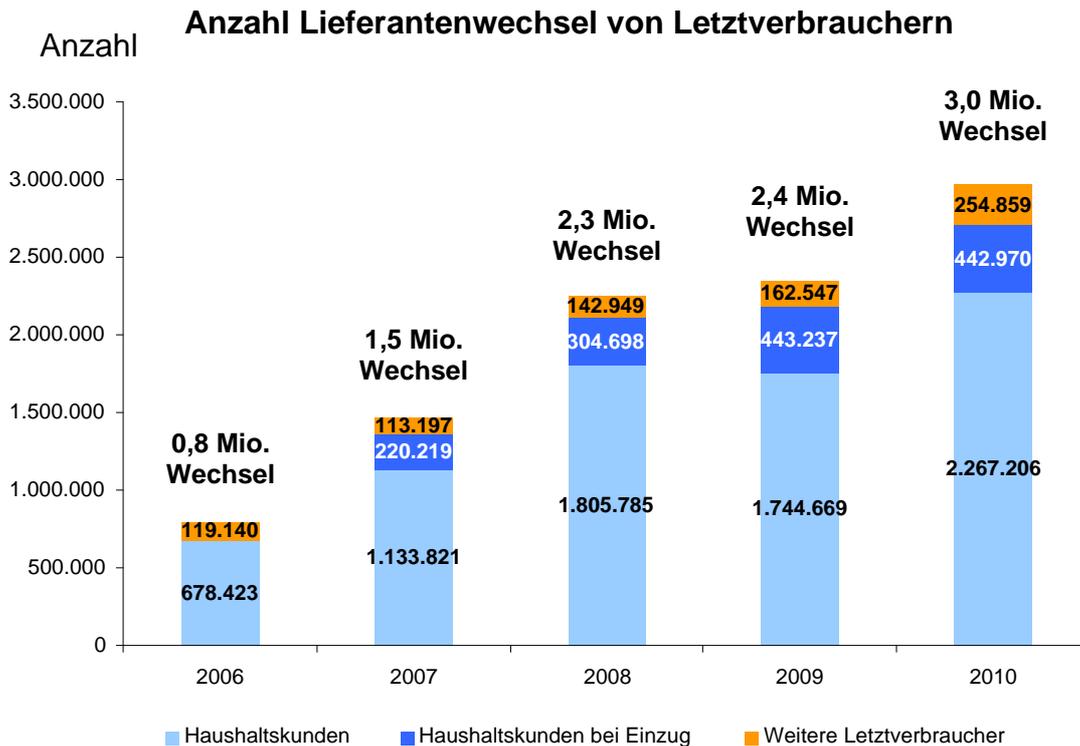


Abbildung 29: Anzahl Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern (2006 bis 2010)

Die deutliche Zunahme der Lieferantenwechsel bestätigt sich auch anhand der Lieferantenwechselquote für Haushaltskunden. So hat sich die anzahlbezogene Lieferantenwechselquote um 1,3 Prozentpunkte (auf 6,0 Prozent) und die mengenbezogene Lieferantenwechselquote um 1,5 Prozentpunkte (auf 6,8 Prozent) erhöht. Wie in den Jahren zuvor liegt auch im Berichtsjahr 2010 die mengenbezogene Lieferantenwechselquote leicht über der anzahlbezogene Lieferantenwechselquote. Dies zeigt, dass eher Haushalte mit größerem Verbrauch ihren Anbieter wechseln als Haushalte mit einem geringeren Verbrauch. So beträgt die durchschnittliche Verbrauchsmenge von Haushaltskunden, die ihren Lieferanten gewechselt haben, ca. 3.400 kWh. Im Vergleich dazu verbrauchen Haushaltskunden, die über die Grundversorgung beliefert werden, durchschnittlich nur ca. 2.600 kWh. Haushaltskunden, die ihren Vertrag beim Grundversorger gewechselt haben, weisen mit durchschnittlich ca. 3.800 kWh den größten Verbrauch auf.

Kategorie	2010 Lieferantenwechsel in TWh	Anteil an Entnahmemenge in Prozent	2010 Anzahl Lieferantenwechsel	Anteil an Anzahl Haushaltskunden in Prozent
Haushaltskunden, die ohne Umzug einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben	8,01	5,7	2.267.206	5,0
Haushaltskunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben	1,50	1,1	442.970	1,0
Gesamt	9,51	6,8	2.710.176	6,0

Tabelle 5: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden im Berichtsjahr 2010 gemäß Abfrage VNB

Die wichtigste Erkenntnis im Bereich des Lieferantenwechsels von Haushaltskunden bleibt eine Entwicklung, die sich seit dem Berichtsjahr 2008 abzeichnet. Damals konnte festgestellt werden, dass ca. zehn Prozent der Lieferantenwechsel von solchen Kunden vollzogen wurden, die bereits in den vorangehenden Jahren ihren Lieferanten gewechselt hatten. Somit führten seit dem Berichtsjahr 2008 nicht immer mehr neue Kunden einen Lieferantenwechsel durch, sondern es wechselten zunehmend solche Kunden, die zuvor bereits ihren Lieferanten gewechselt hatten. Haushaltskunden wechselten daher nicht von ihrem Grundversorger zu einem alternativen Anbieter, sondern es wurde vielmehr begonnen zwischen den neuen Anbietern zu wechseln. Hierdurch stieg die Anzahl der Lieferantenwechsel deutlich stärker an als die Anzahl der Haushalte, die von ihrem Grundversorger zu einem anderen Lieferanten wechselten. So hatten im Berichtsjahr 2009 bereits bis zu 49 Prozent aller gewechselten Haushaltskunden zuvor ihren Lieferanten gewechselt. Im Berichtsjahr 2010 beträgt der Anteil der Haushaltskunden, die zuvor bereits ihren Lieferanten gewechselt haben, nunmehr bis zu 75 Prozent. Der Anteil der Haushaltskunden, die von den ehemaligen Monopolisten einer Versorgungsregion zu einem alternativen Anbieter wechseln und somit die Dominanz der regionalen Grundversorger in ihren Grundversorgungsgebieten verringern, ist somit seit dem Berichtsjahr 2008 kontinuierlich rückläufig.

Zusammenfassend ist, neben den positiven Entwicklungen der weiter steigenden Anbieter- und Lieferantenwechselanzahl, kritisch festzuhalten, dass etablierte Grundversorger zumeist eine Strategie der Kundenbindung in ihren Grundversorgungsgebieten und weniger der Neukundenakquisition in anderen Netzgebieten verfolgen. Ebenso verharren viele Verbraucher trotz vorhandener Preissenkungspotentiale bei ihren angestammten Versorgern, anstatt den Lieferanten zu wechseln. Neuen Wettbewerbern fällt es zunehmend schwerer, Kunden zu gewinnen, die nicht bereits schon zur Kundengruppe der „wechselwilligen Kunden“ gezählt werden können. Zwar steigt im Berichtsjahr 2010 die Anzahl der Lieferantenwechsel im Vergleich zum Jahr 2009, jedoch tragen nur ca. 25 Prozent dieser Wechsel zu einer Dekonzentration der ehemaligen, regionalen Monopolgebiete bei. Entscheiden sich Verbraucher zu einem Wechsel des Lieferanten, so können hiervon hauptsächlich einige wenige EVU profitieren. Rund 45 Prozent aller gewechselten Haushaltskunden werden dabei von den vier größten in Deutschland tätigen Lieferanten akquiriert. Auf das gesamte Bundesgebiet bezogen verringern sich die Anteile der vier größten Elektrizitätslieferanten zwar deutlich, jedoch bleibt auf regionaler Ebene, trotz steigender Anbieter- und Lieferantenwechselzahlen, eine lokale Dominanz der jeweiligen Grundversorger erhalten.

Gasmarkt

Zusammenfassung

Die Gasimporte haben sich auf dem Niveau des Jahres 2009 stabilisiert und belaufen sich auf 1.384 TWh (2009: 1.373 TWh). Im gleichen Zeitraum entwickelten sich die Exporte auf 418 TWh im Jahr 2009 auf 463 TWh im Jahr 2010. Die Förderung von inländischen Gas ist weiterhin rückläufig und beträgt im Jahr 2010 ca. 12,63 Mrd. m³ (2009: 14,36 Mrd m³). Die statistische Reichweite hat sich auf Grund von Neubewertung von Lagerstätten von 10,5 auf knapp 11 Jahre erhöht.

Im Jahr 2010 wurde mit der überarbeiteten Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) ein weiterer Schritt hin zu erhöhter Markttransparenz geschaffen. Die Fernleitungsnetzbetreiber wurden verpflichtet, bis zum 1. April 2011 die Zahl der Marktgebiete für L-Gas auf ein und für H-Gas auf zwei Marktgebiete zu reduzieren. Die ehemaligen Marktgebiete Thyssengas H-Gas und Thyssengas L-Gas sowie das Marktgebiet OGE L-Gas wurden in das Marktgebiet NetConnect Germany integriert. Erstmals entstand somit ein qualitätsübergreifendes Marktgebiet in Deutschland. Technisch müssen die L-Gas und H-Gas Netze weiterhin getrennt betrieben werden. Für Transportkunden und Händler hat dies keine Relevanz mehr, da alle Ein- und Ausspeisepunkte und somit auch alle Kunden in einer großen Bilanzzone zusammengefasst werden. Auf diese Weise können Transportkunden und Händler ihre Kunden unabhängig von der Gasqualität mit Gas versorgen, was vorher nicht möglich war.

Im Zusammenhang mit dem von der Bundesnetzagentur vorgelegten Evaluierungsbericht zum Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas hat sich gezeigt, dass sich die mit der Festlegung beabsichtigten positiven Effekte für die Belebung des Wettbewerbs erfüllt haben. Neben dem deutlich verbesserten Wettbewerb um Haushaltskunden, hat sich auch die Liquidität an den Handelsmärkten verbessert. Die durch das Ausgleichs- und Regelenergiesystem erzeugte Dynamik des Systems, lässt auf weitere Fortschritte hoffen. Die Gesamtkosten des Regel- und Ausgleichsenergiesystems liegen in einem angemessenen Verhältnis zu dem erforderlichen Aufwand. Die Regel- und Ausgleichsenergieumlage ist in den letzten Umlageperioden zwar erheblich gestiegen, dieser Trend konnte jedoch in einigen Marktgebieten gestoppt oder bereits umgekehrt werden.

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit ist zum einen auf die Investitionen in Gaspipelines (Nordstream, OPAL und NEL) und zum anderen auf Maßnahmen des europäischen Gesetzgebers hinzuweisen. Die hohe Versorgungssicherheit mit Erdgas in Deutschland wird mit der künftigen Inbetriebnahme der neuen Gasleitungsprojekte eine weitere Absicherung erfahren. Ende 2011 wird die Nordstream sowie die Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL) mit einer Transportkapazität von jährlich ca. 35 Mrd. m³ in Betrieb genommen. Für das Jahr 2012 ist die Fertigstellung der Norddeutschen Erdgasleitung (NEL) mit einer jährlichen Kapazität von ca. 20 Mrd. m³ geplant, welche Gas aus der Nordstream in Richtung Westen transportieren kann. Als Reaktion auf die Lieferunterbrechung zwischen der russischen Gazprom und der ukrainischen Naftogaz Anfang 2009, die auch östliche Teile der europäischen Union betrafen, wurde zur Sicherstellung der Gasversorgung die EU-Verordnung Nr. 994/2010 erlassen. Diese EO-Verordnung soll gewährleisten, dass zukünftig keine Lücken in der Gasversorgung auftreten.

Das erfasste maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertagespeicher beträgt 20,97 Mrd. m_N³. Davon entfallen 9,19 Mrd. m_N³ auf Kavernenspeicher- und 11,78 Mrd. m_N³ auf Porenspeicheranlagen. Analog zur Struktur des deutschen Erdgasmarktes ist der weitaus größte Teil der Speicheranlagen für die Speicherung von H-Gas ausgelegt. Zum Stichtag 31. Dezember 2010 ist im Vergleich zu den Vorjahren ein sehr starker Anstieg des frei buchbaren Arbeitsgasvolumens zu verzeichnen. Der Hauptgrund für den starken Anstieg dürfte darin liegen, dass mehrere Kunden der großen Speicherbetreiber in großem Umfang von der Mög-

lichkeit Gebrauch gemacht haben, die bereits gebuchte Kapazität an die Speicherbetreiber zurückzugeben.

Der nationale Großhandelsmarkt für Gas hat sich, begünstigt durch die Marktgebietszusammenlegungen bei H-Gas und L-Gas weiterhin dynamisch entwickelt. Der Börsenhandel im Gas gewinnt ständig an Volumen und legte im Jahr 2010 gegenüber dem Jahr 2009 um 216 Prozent zu. Ein wesentlicher Grund dafür ist der zusätzliche Einkauf von Regelenergie über die EEX durch die beiden Marktgebietsverantwortlichen NetConnect Germany und Gaspool. Dennoch entsprechen die gehandelten 47.110 GWh für Spot- und Future-Produkte an der EEX weniger als drei Prozent des außerbörslichen Handels (OTC-Handel). Parallel dazu entwickelte sich der OTC-Handel ebenfalls stark, so dass die gehandelte Menge an der EEX sich prozentual kaum veränderte.

Die deutsche Wirtschaft hat sich im Jahr 2010 kräftig erholt. Infolge der verbesserten Konjunktur sind auch ein höherer Gasverbrauch und ein damit einhergehender Preisanstieg zu verzeichnen. So verteuerte sich Erdgas im Großhandel im Jahresdurchschnitt 2010 um knapp 30 Prozent im Vergleich zum Jahr 2009. Es dauerte jedoch noch bis zum Sommer, bis die Handelspreise das Niveau der Grenzübergangspreise erreicht hatten. Derzeit befindet sich der Grenzübergangspreis auf Grund seiner nach wie vor häufigen Kopplung an die (steigenden) Erdölpreise im Aufwärtstrend und lag Ende April um zwei bis drei Euro über den Spotmarktpreisen.

Der Einzelhandelsmarkt im Gasbereich ist weiterhin von einer dynamischen Entwicklung geprägt. Insbesondere der Lieferantenwechsel sowie die Zahl der Gasanbieter in den einzelnen Netzen haben sich besonders dynamisch entwickelt. Während im Jahr 2006 der Lieferantenwechsel der Haushaltskunden, aufgrund der fehlenden Rahmenbedingungen, noch nicht existent war, wechselten im Jahr 2010 etwa 720.000 Haushaltskunden ihren Lieferanten. Während das Lieferantenwechselvolumen in 2009 noch moderat um zehn Prozent gestiegen ist, verdoppelte sich in 2010 das Lieferantenvolumen von 47,18 TWh im Berichtsjahr 2009 auf 110,38 TWh im Berichtsjahr 2010. Bei einer Ausspeisemenge von 1.014,49 TWh im Berichtsjahr 2010 entspricht dies einer Lieferantenwechselquote von 10,88 Prozent.

Während 2008 die große Mehrheit der Haushaltskunden nur die Wahl zwischen einem bis fünf Lieferanten hatte, so konnte die Mehrheit der Haushaltskunden im Jahr 2009 aus einer Vielfalt von sechs bis zehn Lieferanten wählen. Im Jahr 2010 konnte der überwiegende Teil der Haushaltskunden bereits aus einer Vielfalt von 11 bis 20 Lieferanten wählen. Bereits in 36 Netzgebieten kann der Haushaltskunde seine Anbieterwahl aus mehr als 50 Gaslieferanten treffen. Die sich sehr gut und sehr dynamisch entwickelnde Vielfalt der Anbieter deutet auf eine hohe Attraktivität der regionalen und überregionalen Gasmärkte in Deutschland hin.

Zum Stichtag 1. April 2011 betrug der Gaspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung 6,64 ct/kWh. Die Netzentgelte in dieser Verbraucherkategorie liegen bei 1,37 ct/kWh, was einen Anteil der Netzentgelte am Gesamtgaspreis von ca. 20 Prozent ausmacht. Nach einem Preisrückgang im Jahr 2010 sind die Gaspreise für Haushaltskunden im Jahr wieder gestiegen, wobei die Höchstpreise aus dem Jahr 2009 noch nicht erreicht wurden.

Netze

Veränderungen in der Marktgebietslandschaft Gas

In Deutschland existierten zum 1. Oktober 2009 noch sechs Gasmarktgebiete, jeweils drei im L-Gas- und drei im H-Gas-Bereich. Die Ausdehnung der Marktgebiete kann – getrennt nach den Gasqualitäten – den folgenden Abbildungen entnommen werden.

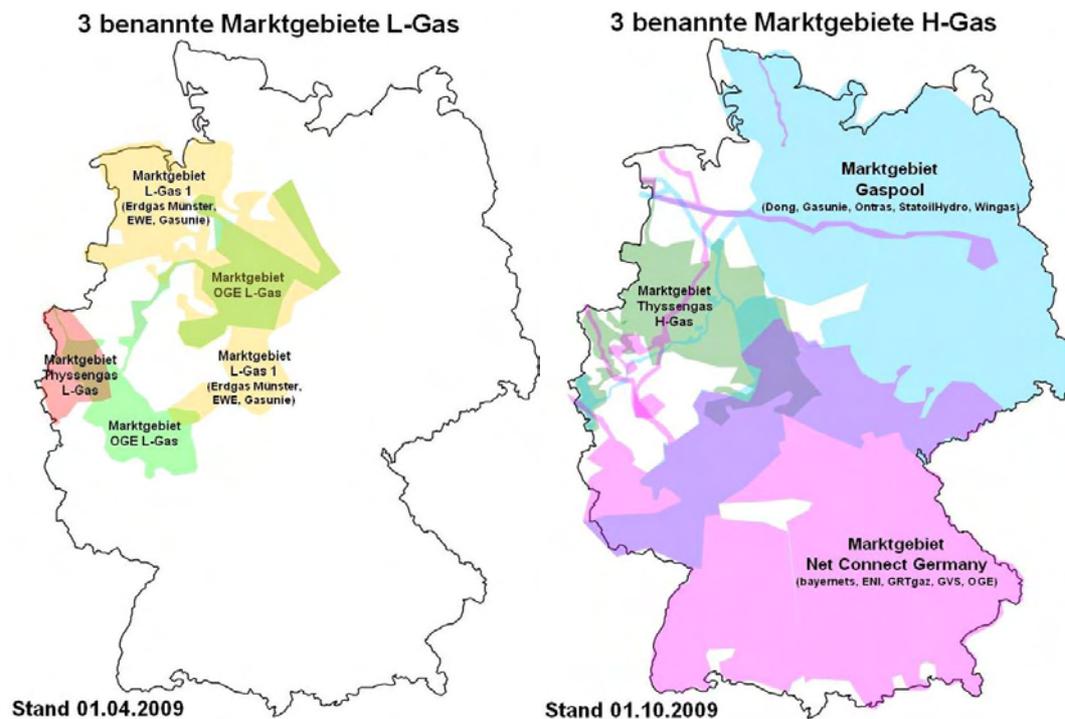


Abbildung 30: Darstellung der Marktgebietslandschaft im Gasbereich zum 01. Oktober 2009.

Am 9. September 2010 trat die neue Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) in Kraft. Gemäß § 21 Abs.1 GasNZV waren die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, bis zum 1. April 2011 die Zahl der Marktgebiete für L-Gas auf ein und für H-Gas auf zwei Marktgebiete zu reduzieren. Dabei gilt ein Marktgebiet als H-Gas Marktgebiet, wenn es überwiegend Erdgas in H-Gas Qualität enthält.

Zum 1. April 2011 wurden die ehemaligen Marktgebiete Thyssengas H-Gas und Thyssengas L-Gas sowie das Marktgebiet OGE L-Gas in das Marktgebiet NetConnect Germany integriert. Erstmals entstand somit ein qualitätsübergreifendes Marktgebiet in Deutschland. Technisch müssen die L-Gas und H-Gas Netze weiterhin getrennt betrieben werden. Für Transportkunden und Händler hat dies keine Relevanz mehr, da alle Ein- und Ausspeisepunkte und somit auch alle Kunden in einer großen Bilanzzone zusammengefasst werden. Auf diese Weise können Transportkunden und Händler ihre Kunden unabhängig von der Gasqualität mit Gas versorgen, was vorher nicht möglich war. Die Herausforderungen im Umgang mit den weiterhin vorhandenen technischen Restriktionen zwischen den Netzen unterschiedlicher Qualität liegen heutzutage allein bei den Netzbetreibern, weshalb die Zusammenlegung durch vertragliche Anpassungen und ergänzende Rahmenbedingungen begleitet wurde. Des Weiteren wurde ein Konvertierungsentgelt eingeführt. Dieses Entgelt muss von den Transportkunden und Händlern bezahlt werden, wenn sie ihre Kunden im L-Gas Bereich mit H-Gas oder im H-Gas Bereich mit L-Gas beliefern. Darüber hinaus wurden teilweise feste Kapazitäten in (bedingt) unterbrechbare umgewandelt. Allerdings haben die verbliebenen festen Kapazitäten durch die Erweiterung des Marktgebietes eine viel größere freie Zuordenbarkeit und Reichweite, als in den ehemals getrennten Marktgebieten. Um dies zu verdeutlichen ist in der nachfolgenden Abbildung auch die heutzutage größere Ausdehnung des Marktgebietes Net-Connect Germany im Vergleich zur vorherigen Abbildung dargestellt.



Abbildung 31: Darstellung der Marktgebietslandschaft im Gasbereich zum 1. April 2011.

Unabhängig davon, ob sich das Marktgebiet qualitätsübergreifend oder qualitätsscharf erweitert, hat dies immer zur Folge, dass frühere Buchungspunkte (mit einer begrenzten Höhe an Kapazitäten) zwischen den ehemaligen Marktgebieten wegfallen und zu sogenannten internen Netzkoppelpunkten umgewandelt werden. Hier bestimmt nun nicht mehr der Transportkunde mit seiner Nominierung den Gasfluss, sondern die marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber beschäftigen diesen internen Punkt entsprechend der gastechnischen Notwendigkeit. Allerdings ist die Beschäftigung dieser Netzkoppelpunkte, insbesondere bei solchen, welche nur in eine Flussrichtung betrieben werden können, oftmals eingeschränkt.

Zusätzlich erlangen die verbleibenden Buchungspunkte eine deutlich größere Nutzbarkeit (Reichweite) für die Transportkunden. Sämtliche Ausspeisepunkte des ehemaligen Marktgebietes A sind nun mit allen Einspeisepunkten des Marktgebietes B kombinierbar. Da aber zwischen den ehemals getrennten Netzen (Marktgebieten) Engpässe in den Transportflüssen bestehen, reduziert sich durch die Zusammenlegung der Marktgebiete das Angebot an festen frei zuordenbaren Kapazitäten an den verbleibenden Buchungspunkten.

Für das Berichtsjahr 2010 wurden die Transportkunden gefragt, welche Lösungsoption sie für die kapazitiven Restriktionen an den verbleibenden Buchungspunkten bevorzugen würden. Zur Auswahl stand zum einen die Absicherung der festen Kapazitätshöhe durch die Beschaffung von Lastflusszusagen oder zum anderen die Umwandlung von fest zuordenbaren Kapazitäten – zumindest teilweise – in bedingt fest zuordenbare Kapazitäten. Bei letzteren hängt die Festigkeit der Kapazität oftmals von der Prognosetemperatur für den Folgetag ab. Grundsätzlich gilt dabei, dass bei niedrigen Temperaturen viel Gas durch die Netze fließt und dadurch die Kapazitäten fest sind. Ist es wärmer und erhöht sich auf Grund der geringeren Gasflüsse die Flexibilität der Beschäftigung der Einspeisepunkte (südlicher oder nördlicher Buchungspunkt), ist die Nutzung nur noch unterbrechbar möglich. Das heißt aber nicht, dass die nominierten Transporte wirklich unterbrochen werden müssen. Zusätzlich kann bei diesen Kapazitätsprodukten noch eine örtliche Komponente die Festigkeit erhöhen, indem z. B. die Nutzung eines südlichen Einspeisepunktes in Kombination mit südlichen Ausspeisepunkten in einem definierten Bereich grundsätzlich, unabhängig von der Prognosetemperatur des Vortages, auf fester Basis – ohne Unterbrechungsrisiko – möglich ist.

Da die Antwortmöglichkeiten sich gegenseitig ausschließen, wurden die Transportkunden aufgefordert eine Option mit 1 oder 2 und die andere Option mit 3 oder 4 zu bewerten, wobei 1 „sehr wichtig“ und 4 „unwichtig“ ist. Zur Darstellung der Ergebnisse wurden die Transportkunden in drei Kategorien eingeteilt: Transportkunden, welche im Gaswirtschaftsjahr 2009/10 über keine Kapazitätsbuchung verfügten (äußerer blauer Kreis) sowie Transportkunden, welche in Summe der Ein- und Ausspeisebuchungen unter (oranger Kreis) bzw. über (innerer blauer Kreis) 1 Mio. kWh/h an Kapazität gebucht hatten. Die Größe der Kreise entspricht der Häufigkeit der gegebenen Antwortkombination beider Möglichkeiten.

Darstellung fester Kapazitäten in großen Marktgebieten

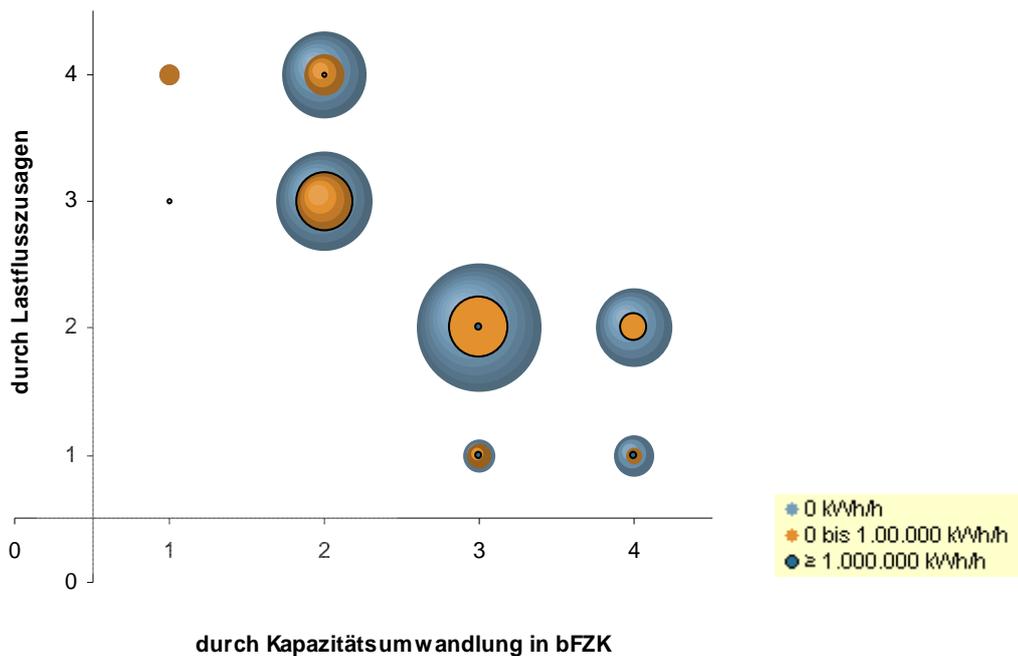


Abbildung 32: Transportkundenbewertung der zwei Optionen zur Darstellung fester Kapazität in großen Marktgebieten

Die Transportkunden mit hohen oder fehlenden Kapazitätsbuchungen sowie die Großhändler und Lieferanten ohne Kapazitätsbuchung bevorzugen mit über 60 Prozent eher die Absicherung der festen Kapazitätshöhe durch die Beschaffung von Lastflusszusagen, dementsprechend bevorzugen knapp 40 Prozent eine Kapazitätsumwandlung in bedingt fest zuordenbare Kapazität. Die Transportkunden mit Buchungen unter 1 Mio. kWh/h verteilen sich gleichmäßig (50/50) auf beide Varianten.

Die Transportkunden mit hohen Kapazitätsbuchungen, welche eine (teilweise) Kapazitätsumwandlung in bedingt festen zuordenbare Kapazitätszusagen gegenüber dem Einkauf von Lastflusszusagen bevorzugen, dürften schon heute einige Erfahrungen mit diesem Kapazitätsprodukt – insbesondere der Unterbrechungswahrscheinlichkeiten – haben. Zusätzlich werden die verbleibenden Marktgebiete immer liquider, so dass als Sicherung vor einer möglichen Unterbrechung der alternative Gasbezug am Spotmarkt eine Option darstellt. Hinzu kommt, dass die Beschaffung von Lastflusszusagen durch die Netzbetreiber immer schwieriger und kostenintensiver wird. Daher könnte einer bedingt festen zuordenbaren Kapazitätszusage zukünftig noch mehr Bedeutung zukommen. Allerdings sollte bei diesem Angebot der Netzbetreiber die oben erwähnte örtliche Komponente noch stärker berücksichtigen, um die Unterbrechungsszenarien noch weiter zu reduzieren. Dies scheint ein guter Weg zu sein, die großen Marktgebiete in Deutschland auch ausreichend mit Kapazitätsangeboten zu versorgen.

Die Thematik, durch welche Maßnahmen fest zuordenbare Kapazitäten in großen Marktgebieten dargestellt oder erhöht werden können, entweder durch Lastflusszusagen oder durch (anteilige) Kapazitätsumwandlung in bedingt fest zuordenbare Kapazitäten oder durch effizienten Netzausbau, wird weiterhin von der Bundesnetzagentur untersucht werden müssen.

Kapazitätsangebot

Im Berichtsjahr wurden erstmals Fragen zur Kapazitätsallokation gestellt. Zur Darstellung der Ergebnisse wurden die Transportkunden (Großhändler und Lieferanten) in drei Kategorien eingeteilt: Transportkunden, welche im Gaswirtschaftsjahr 2009/10 über keine Kapazitätsbuchung verfügten sowie Transportkunden, welche in Summe der Ein- und Ausspeisebuchungen unter bzw. über 1 Mio. kWh/h feste und unterbrechbare Kapazitäten gebucht hatten. Die Transportkunden sollten auf einer Skala von 1 (sehr wichtig) bis 4 (unwichtig) angeben, wie wichtig ihnen die einzelnen abgefragten Aspekte des Kapazitätserwerbs sind. Im Folgenden werden die Ergebnisse dargestellt.

Kurzfristiger Kapazitätserwerb

Wunsch täglich feste Day-Ahead-Kapazität zu erwerben

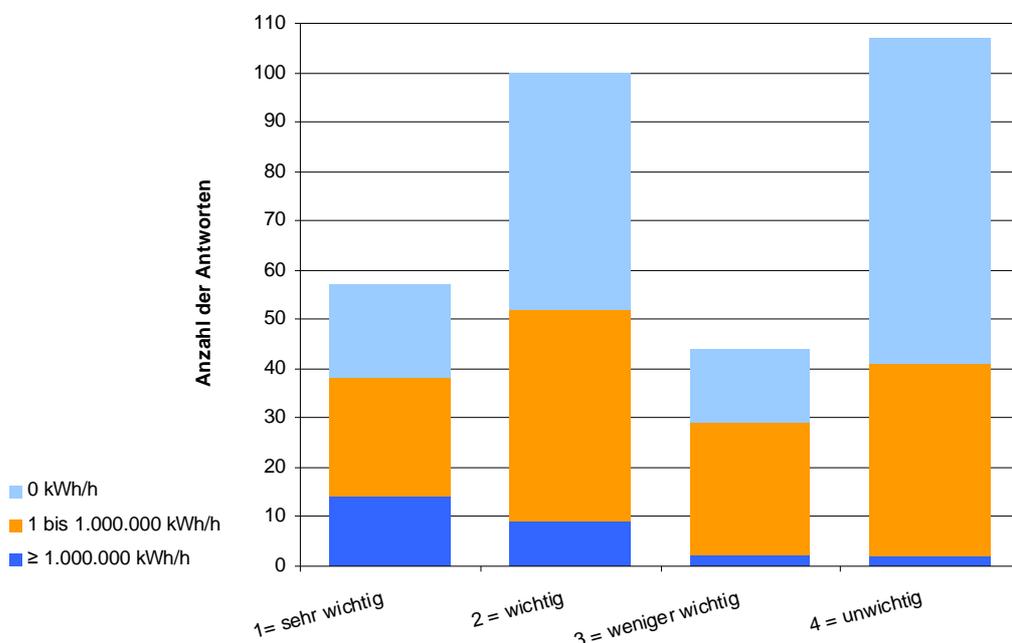


Abbildung 33: Befragungsergebnis wie wichtig die Möglichkeit des täglich festen Kapazitätserwerbs ist

In der Gesamtschau sind die Transportkunden bzgl. der Wichtigkeit täglich gesichert feste Day-Ahead Kapazitäten erwerben zu können, zweigeteilt. Schaut man sich die Antworten in den einzelnen Kategorien an, ist auffällig, dass insbesondere die großen Kapazitätsinhaber (über 85 Prozent) diese Frage mit einer hohen Wichtigkeit bewerten. Genauso auffällig ist, dass fast 50 Prozent der Transportkunden, welche keine Kapazitätsbuchungen vorgenommen haben, die Frage mit unwichtig bewertet haben. Day-ahead Kapazitäten sind insbesondere für den Handel wichtig, für Lieferanten spielen diese kurzfristigen Kapazitätsprodukte keine zentrale Rolle. Bei ihnen stehen Quartals- und Jahreskapazitäten im Fokus. Viele der Transportkunden (größtenteils Lieferanten), welche überhaupt keine Kapazitätsbuchungen im Gaswirtschaftsjahr 2009/10 vorgenommen haben, teilten mit, dass ihnen grundsätzlich der Kapazitätserwerb unwichtig ist, da sie ihr Erdgas nahezu vollständig von Vorlieferanten über den Virtuellen Handlungspunkt beziehen. Dabei ist eine separate Kapazitätsbuchung nicht nötig.

Durch die Einführung der Beschränkung von Renominierungsrechten durch die Festlegung in Sachen Kapazitätsregelungen und Auktionsverfahren im Gassektor (KARLA)³⁰ wird es in Zukunft mehr freie feste Kapazitäten auf Day-ahead Basis geben. Auf Grund der Renominierungsregeln werden diese Kapazitäten spätestens ab dem 1. April 2011 täglich in jeweils beiden Flussrichtungen – unabhängig von der Möglichkeit der technischen Fahrweise der Netze – durch die Netzbetreiber angeboten werden können. Das Umfrageergebnis bestätigt in sofern, dass die Festlegung in die richtige Richtung wirkt, um die Bedürfnisse des Marktes zu erfüllen.

Die vertraglichen Engpässe können durch die Renominierungseinschränkungen zumindest teilweise aufgehoben werden. Allerdings können diese vorhandenen Netzkapazitäten erst nach dem initialen Nominierungszeitpunkt der langfristigen Kapazitätsprodukte (z. B. Jahres-, Quartals- oder Monatskapazitäten) in einer Auktion versteigert werden. Aktuell ist dieser Nominierungszeitpunkt um 14:00 Uhr am Vortag. Die Auktion für Day-ahead Kapazitäten (D-1) soll dementsprechend nach dem Konzept der Fernleitungsnetzbetreiber um 15:30 Uhr starten³¹. Transportkunden erhalten die Kapazitäten bei erfolgreicher Teilnahme nach der Auswertung der Auktion, die für 16:45 Uhr geplant ist.

Im Monitoring wurden daher die Transportkunden befragt, ob sie eher eine frühe oder späte initiale Nominierung und damit verbunden einen frühen oder späten Erwerb der Day-ahead Kapazitäten bevorzugen. Da die Antwortmöglichkeiten sich gegenseitig ausschließen, wurden die Transportkunden aufgefordert eine Option mit 1 oder 2 und die andere Option mit 3 oder 4 zu bewerten, wobei 1 „sehr wichtig“ und 4 „unwichtig“ ist. Die Größe der Kreise entspricht der Häufigkeit der gegebenen Antwortkombination beider Möglichkeiten.

Vergabe von Quartalsprodukte

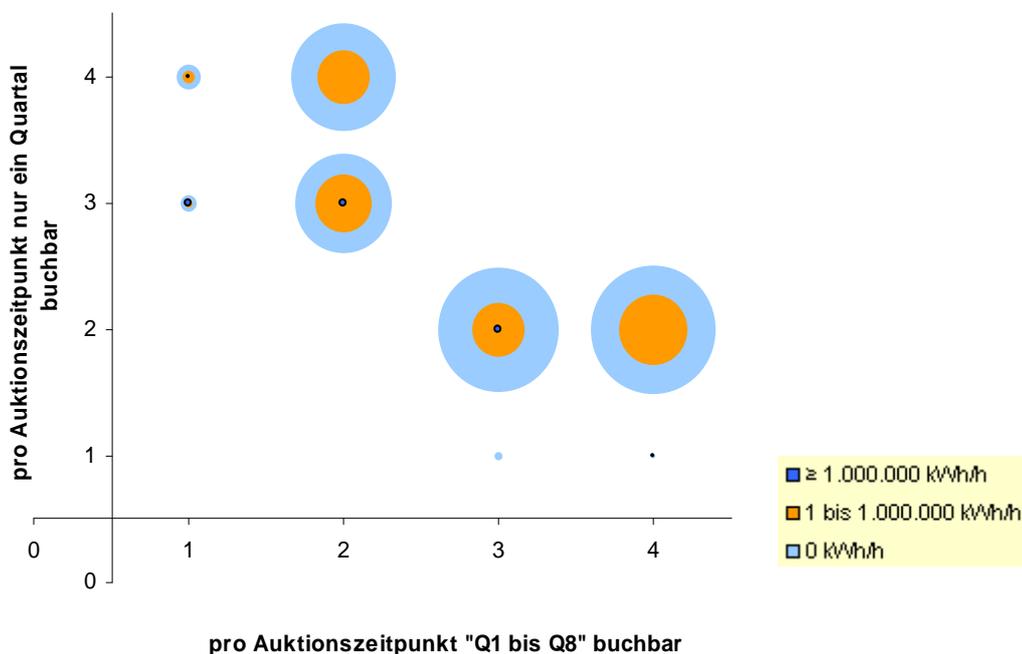


Abbildung 34: Befragungsergebnis bzgl. des Zeitpunktes des Erwerbs von Tageskapazitäten

Während Transportkunden mit hohen oder mit gar keinen Buchungen den aktuell gültigen Nominierungszeitpunkt wichtiger finden, als einen früheren Start der Day-ahead-Auktion und

³⁰ Az.: BK7-10-001

³¹ Konzept Primärkapazitätsplattform 5.0, Stand 17.05.2011

damit verbunden einer frühzeitigeren Vergabe der Kapazität (68 Prozent), sind Transportkunden mit Buchungen bis 1 Mio. kWh/h in dieser Frage nahezu indifferent.

Nach D-1 Auktion weitere D-1 Vergabe nach dem first come first serve – Verfahren (FCFS)

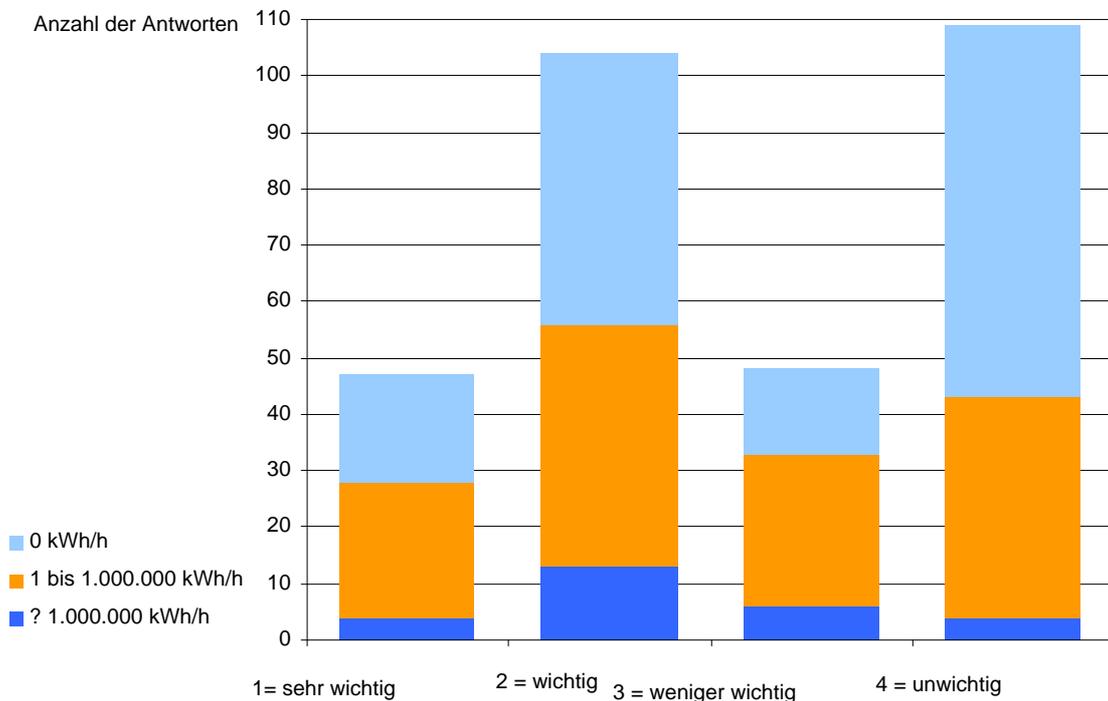


Abbildung 35: Befragungsergebnis wie wichtig die Notwendigkeit ist, nach der D-1 Auktion eine weitere Vergabe von D-1 Kapazitätsprodukten nach FCFS durchzuführen

Durch die geringe Einschränkung der Renominierungsrechte ist sichergestellt, dass täglich feste Day-ahead Kapazitätsprodukte vermarktet werden können. Darüber hinaus werden alle weiteren noch nicht vermarkteten Kapazitäten ebenfalls beim Kapazitätsangebot der täglichen Auktion berücksichtigt. Sofern die Nachfrage geringer ist als das Angebot, also noch unvermarktete Kapazitäten nach der Day-ahead Auktion zur Verfügung stehen, stellt sich die Frage, ob und wenn ja wie und wann diese Kapazitäten vermarktet werden sollen. Dazu wurden die Transportkunden befragt, wie wichtig ihnen die Möglichkeit ist, auch nach der Day-ahead Auktion feste Day-ahead Kapazitäten per FCFS Verfahren (first come first serve, Windhundprinzip) zu erwerben.

Über die Gesamtzahl der gegebenen Antworten halten 51 Prozent der Transportkunden den weiteren Erwerb von Day-ahead Kapazitäten nicht für wichtig, während 49 Prozent diese Frage mit sehr wichtig oder wichtig beantworteten. Dabei fällt auf, dass vor allem innerhalb der Gruppe von Transportkunden mit Buchungen von 1 Mio. kWh/h oder mehr der weitere Kapazitätserwerb über FCFS zeitlich nach der Auktion für wichtig oder sehr wichtig (63 Prozent) erachtet wird.

Within-day Kapazitätserwerb

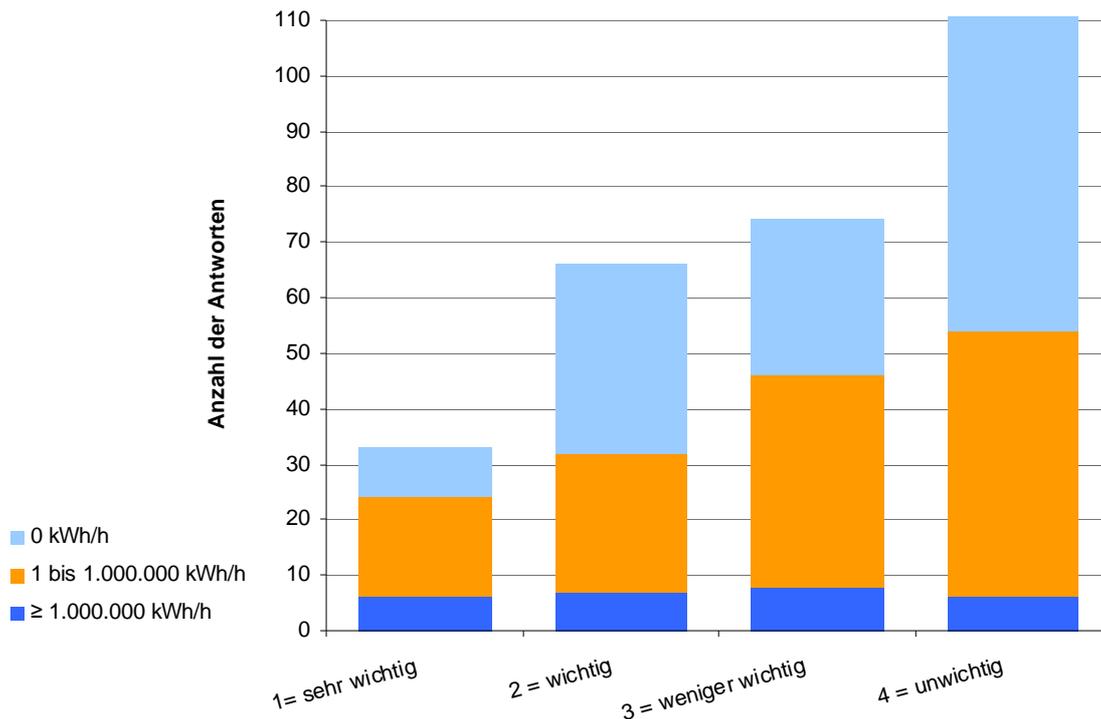


Abbildung 36: Befragungsergebnis wie wichtig die Möglichkeit des täglich festen Within-day Kapazitätserwerbs ist

Ebenso wurden Transportkunden nach ihrer Einschätzung zu Within-day Kapazitäten befragt. Der Erwerb von Within-Day Kapazitäten wurde von knapp 70 Prozent der eingegangenen Antworten als weniger wichtig oder unwichtig bewertet.

Auffällig ist hier, dass die Transportkunden mit hohen Buchungsständen die Möglichkeit des Erwerbs von Within-day Kapazitäten gleich verteilt für wichtig oder unwichtig bewerten.

Sofern Day-ahead Kapazitäten nach der Auktion weiterhin nach FCFS vergeben würden, hätte dies vermutlich zur Folge, dass am folgenden Tag das Angebot an Within-day Kapazitäten geringer ausfällt. Diese Gefahr scheinen die Transportkunden mit hohen Buchungsständen allerdings nicht zu sehen. Im Gegenteil werden beide zusätzlichen Vergabemöglichkeiten entweder als wichtig oder als unwichtig erachtet.

Generell lässt sich als ein Trend erkennen je mehr Kapazitäten der Transportkunde gebucht hat, desto wichtiger bewertet er die Möglichkeit des kurzfristigen Erwerbs von festen Kapazitäten. Dies lässt sich eventuell damit begründen, dass die anderen Transportkunden entweder bislang noch gar keine Buchungen vorgenommen haben und dies in der näheren Zukunft auch nicht anstreben, oder momentan auf Grund einer reinen Teiloptimierung der Beschaffung noch wenig ökonomischen Nutzen bei kurzfristigen Kapazitätserwerb für sich sehen. Hinzu kommt, dass sich in der Gruppe der Transportkunden mit hohen Kapazitätsbuchungen überwiegend Händler wiederfinden, denen der Erwerb kurzfristiger Kapazitätsprodukte deutlich wichtiger ist, als den Lieferanten, welche eher in den Gruppen mit geringeren Kapazitätsbuchungen wiederzufinden sind.

Langfristiger Kapazitätserwerb

Um ein umfassenderes Meinungsbild einzuholen, wurde neben der Vergabe von kurzfristigen Kapazitätsprodukten auch Fragen gestellt, die die langfristige Vergabe von Kapazitäten betrifft.

Im Rahmen der KARLA-Gas Festlegung standen – bezogen auf die Kapazitätsvergabe der nächsten zwei Jahre (Y1 und Y2) – zwei unterschiedliche Varianten zur Produktstrukturierung

zur Konsultation³². Variante A sah für die Auktion der zwei Folgejahre Y1 und Y2 nur Quartalprodukte (insgesamt acht) vor. Variante B sah zwei Jahresprodukte vor. Nach Auswertung der Stellungnahmen ergab sich eine Mehrheit für Variante A, welche auch durch die Fernleitungsnetzbetreiber zum Start der Auktionsverfahren umgesetzt wird. Im Rahmen des diesjährigen Monitoring wurden die Transportkunden nochmals befragt, ob sie für die zwei folgenden Jahre (Y1 + Y2) die Kapazitäten jeweils einzeln als Jahresprodukte erwerben möchten.

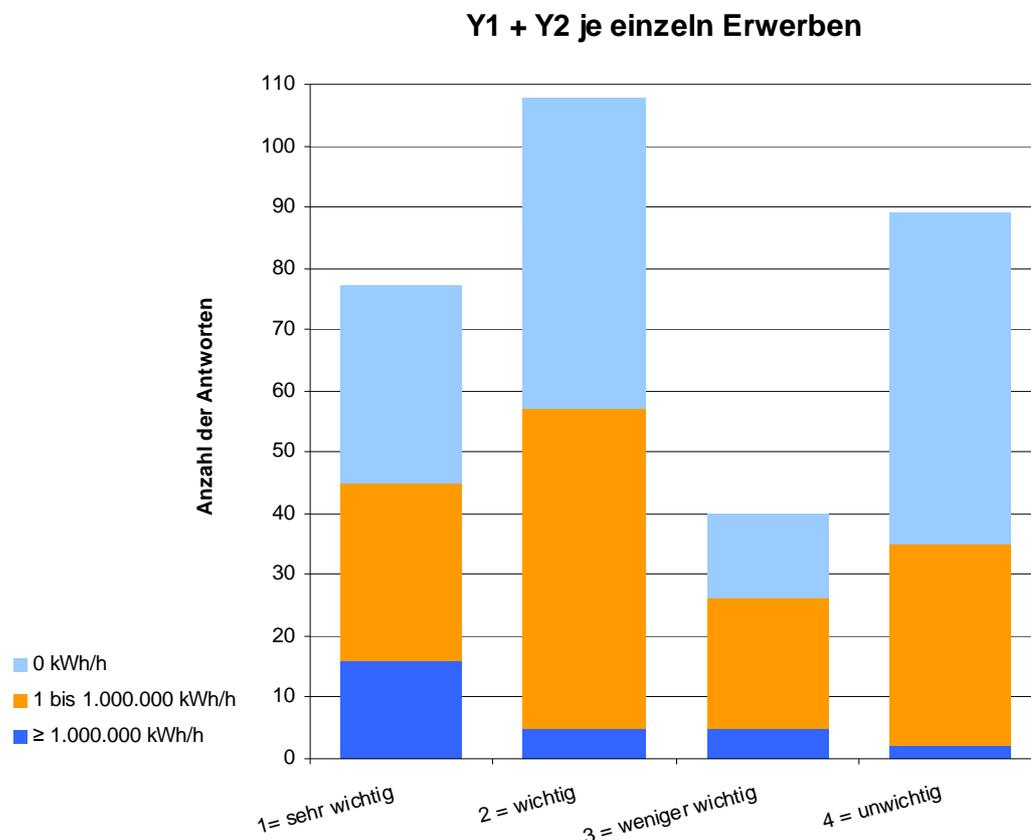


Abbildung 37: Befragungsergebnis wie wichtig die Möglichkeit des einzelnen Erwerbs von Jahreskapazitäten der beiden Folgejahre Y1 + Y2 ist

Insbesondere Transportkunden mit hohem Buchungsstand bewerten den Erwerb von Jahreskapazitäten als zusammenhängende Jahresprodukte als sehr wichtig oder wichtig (75 Prozent aller abgegebenen Antworten aus dieser Kategorie). Bei Transportkunden mit mittleren Buchungsständen fällt diese Bewertung nicht ganz so stark, aber mit 60 Prozent immer noch deutlich positiv aus.

Transportkunden wurden auch befragt, ob sie pro Auktionszeitpunkt entweder nur einzelne Quartale mit geringen zeitlichen Vorlauf einmalig buchen wollen, ohne die Möglichkeit zu haben zum gleichen Auktionszeitpunkt weitere zeitlich spätere Quartale zu erwerben. Alternativ bestand die Auswahlmöglichkeit pro Auktionszeitpunkt zeitgleich mehrere zeitlich hintereinander folgende Quartalskapazitäten (Q1 bis Q8) zu erwerben, was allerdings die Gefahr beinhaltet, dass bei den folgenden Quartalsauktionen (Q2 bis Q8, Q3 bis Q8 und Q4 bis Q8) keine Kapazitäten für einzelne Quartale mehr angeboten werden können.

Da die Antwortmöglichkeiten sich gegenseitig ausschließen, wurden die Transportkunden aufgefordert eine Option mit 1 oder 2 und die andere Option mit 3 oder 4 zu bewerten, wobei 1 „sehr wichtig“ und 4 „unwichtig“ ist. Die Größe der Kreise entspricht der Häufigkeit der gegebenen Antwortkombination beider Möglichkeiten.

³² Konzept Primärkapazitätsplattform 3.0, Stand 15.10.2010

Zeitpunkt D-1 Auktion? - frühe vs. späte Nominierung

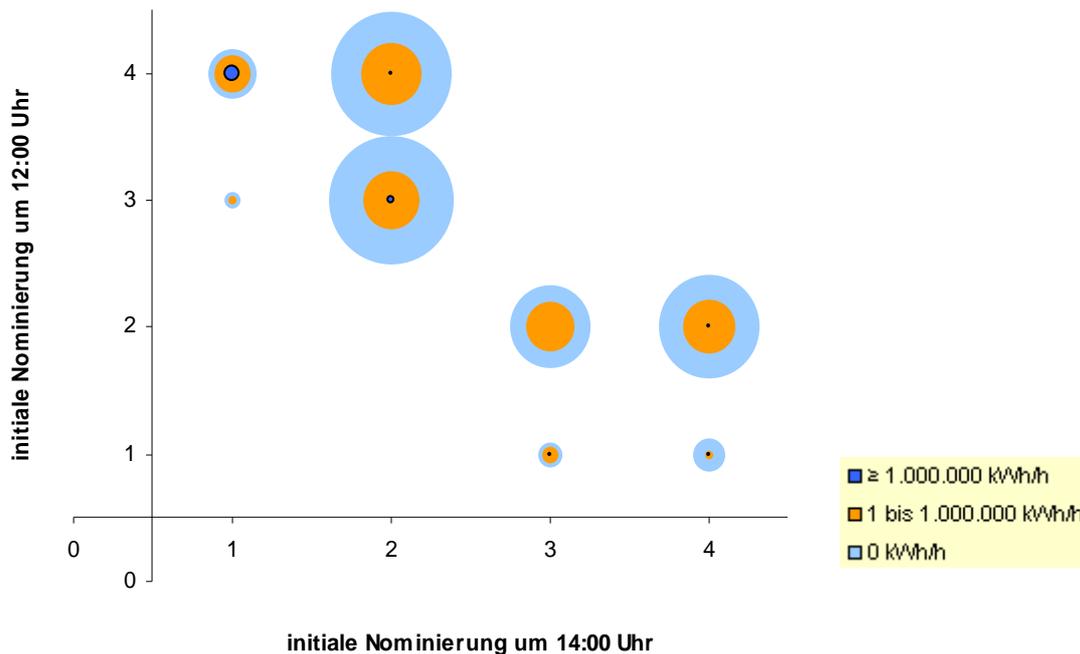


Abbildung 38: Befragungsergebnis bzgl. der Vergabe von Quartalsprodukten

Die Summe aller Antworten ist auf beide Varianten gleich verteilt. Die eine Hälfte bevorzugt die Variante der einzelnen Quartalsprodukte, die andere Hälfte bevorzugt die Möglichkeit zu einem Auktionszeitpunkt mehrere zeitlich nachfolgende Quartale zu erwerben.

Bei einer genaueren Analyse der Antworten der Transportkunden mit hohen Buchungsständen fällt im Zusammenhang mit der vorherigen Frage auf, dass alle, die den einzelnen Erwerb von Jahreskapazitäten (Y1 + Y2) als sehr wichtig bewerten, mehrheitlich angeben, dass sie eher pro Auktionszeitpunkt nur ein einzelnes Quartal einmalig buchen wollen. Dahingegen möchten die Transportkunden, welche den einzelnen Erwerb von Y1- und Y2-Kapazitäten in Form von Jahresprodukten als weniger wichtig oder unwichtig einstufen, zeitgleich mehrere zeitlich folgende Quartalskapazitäten erwerben.

Zum Start der Auktion auf der Primärkapazitätsplattform wird die Vergabe der Kapazitäten der nächsten beiden Jahre (Y1 + Y2) jedoch zunächst nach dem Konzept 5.0 der Fernleitungsnetzbetreiber erfolgen, d. h. nur Quartalsprodukte für die Kapazitäten der beiden Folgejahre, aber pro Auktionszeitpunkt zeitgleich mehrere Quartalskapazitäten (Q1 bis Q8, Q2 bis Q8, usw.). Die vorgesehene jährliche Evaluierung des Versteigerungsverfahrens wird nach den ersten durchgeführten Auktionen zeigen, ob eine Anpassung notwendig wird. Darüber hinaus kann es zu einer Anpassung in Folge der Entwicklungen auf Europäischer Ebene kommen.

Bewertung der Versorgungssicherheit

Die hohe Versorgungssicherheit mit Erdgas in Deutschland wird mit der künftigen Inbetriebnahme neuer Gasleitungsprojekte eine weitere Absicherung erfahren.

Parallel zum Bau der Nord Stream wurde mit dem Bau der Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL) mit einer Transportkapazität von jährlich ca. 35 Mrd. m³ begonnen. Beide Leitungen werden Ende 2011 in Betrieb genommen. Die Bundesnetzagentur hat im Jahr 2009 entschieden, die OPAL für einen Zeitraum von 22 Jahren von den Anforderungen der Drittzugangs- und Entgeltregulierung weitgehend freizustellen.

Für das Jahr 2012 ist die Fertigstellung der Norddeutschen Erdgasleitung (NEL) geplant. Über diese Gasleitung können jährlich ca. 20 Mrd. m³ Gas aus der Nord Stream in Richtung Westen abtransportiert werden. Die 440 Kilometer lange Erdgasleitung wird bis zum Erdgasspeicher nach Rheden führen, dem größten Erdgasspeicher Westeuropas mit über vier Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen.

Im Hinblick auf das Thema Versorgungssicherheit ist neben den erheblichen Investitionen europäischer und russischer Erdgasunternehmen in die Transportinfrastruktur auf die Maßnahmen des europäischen Gesetzgebers hinzuweisen. So ist im Dezember 2010 die EU-Verordnung Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung in Kraft getreten. Anlass für diese Neuregelung gaben unter anderem die Erfahrungen aus dem Konflikt zwischen dem russischen Gasproduzenten Gazprom und dem ukrainischen Gasversorgungsunternehmen Naftogaz im Januar 2009, in dessen Folge es zu einer Unterbrechung des Gastransits durch die Ukraine kam. Diese Lieferunterbrechung führte insbesondere in einigen südosteuropäischen Staaten dazu, dass in bestimmten Landesteilen die dortigen Endverbraucher zeitweise nicht mehr mit Gas beliefert werden konnten. In Deutschland kam es zwar für einen Zeitraum von etwa zwei Wochen zu einer erheblichen Reduzierung der Gasimporte an den Grenzübergangspunkten aus Richtung Österreich und Tschechien. Eine Gefährdung der Versorgungssicherheit war jedoch nicht zu verzeichnen.

Eine derartige Lieferunterbrechung mit vergleichbaren Auswirkungen auf die Importflüsse hat sich nicht wiederholt. Gleichwohl verfolgt der europäische Gesetzgeber mit der neuen EU-Verordnung nunmehr das Ziel, einen hohen Versorgungssicherheitsstandard der Haushaltskunden aller Mitgliedstaaten der Europäischen Union zu gewährleisten. Dieses Ziel erklärt sich insbesondere vor dem Hintergrund der hohen Abhängigkeit der Europäischen Union von Erdgasimporten, aus der sich ein Bedürfnis nach besonderen Schutzvorkehrungen vor möglichen vergleichbaren Lieferunterbrechungen verdeutlicht. Darüber hinaus soll die EU-Verordnung dem Zweck dienen, Beeinträchtigungen der Versorgungssicherheit vorzubeugen, die sich aus technischen Störungen, wie etwa dem Ausfall einer Verdichterstation, in den Mitgliedstaaten ergeben können.

So sieht die EU-Verordnung vor, dass in jedem Mitgliedsland ein bestimmter Infrastruktur- und Versorgungsstandard eingehalten wird. Durch die Erfüllung des Infrastrukturstandards wird vor allem sichergestellt, dass die Importinfrastruktur eines Mitgliedstaates in der Weise ausgelegt ist, dass bei einem Ausfall der größten Gasimportleitung die hierdurch ausbleibenden Gasmengen über alternative Importrouten in den jeweiligen Mitgliedstaat transportiert werden können. In Bezug auf die Transportinfrastruktur in Deutschland wird diese Vorgabe ohne weiteres erfüllt. In der Mitte Europas gelegen ist Deutschland besonders eng mit dem europäischen Gasfernleitungsnetz verwoben und kann über die an Tschechien, Polen, Dänemark, Norwegen, die Niederlande, Belgien und Österreich angrenzenden Importpunkte – sowie künftig über die Nord Stream – Erdgas beziehen.

Mittels des in der EU-Verordnung geregelten Versorgungsstandards soll unter anderem gewährleistet werden, dass auch unter extremen Winterbedingungen mit entsprechend hohem Gasverbrauch und bei einem gleichzeitigen Ausfall der größten Importleitung für die Haushaltskunden in Deutschland stets eine Mindestmenge an Erdgas verfügbar ist. Dies ist durch die Erdgasversorgungsunternehmen mittels geeigneter Maßnahmen sicherzustellen. Deutschland verfügt mit ca. 20 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen über die größten Erdgasspeicherkapazitäten unter allen europäischen Staaten.

Durch das novellierte Energiewirtschaftsgesetz werden der Bundesnetzagentur einzelne Vollzugsaufgaben bezüglich der EU-Verordnung übertragen. Dazu zählt unter anderem die Erstellung des Berichts über die Bewertung des Versorgungssicherheitsrisikos.

Großhandel

Die Dynamik des nationalen Großhandelsmarktes der letzten Jahre wurde durch eine Reihe von weiteren positiven Rahmenbedingungen wie etwa der guten Versorgungslage Europas durch klassische Pipelineimporte und LNG-Lieferungen auch im Jahr 2010 aufrecht erhalten. Nicht nur die Handelsliquidität der drei H-Gas Märkte (NetConnect Germany, Gaspool, Thyssengas H-Gas) legte im Vergleich zum Jahr 2009 mit insgesamt 1.490.000 GWh um über 50 Prozent zu. Hier zeigte sich insbesondere der beginnende Einfluss der Marktgebietsvergrößerungen von NetConnect Germany und Gaspool zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres im Oktober 2009, der ab dem Jahr 2010 vollends zum Tragen gekommen ist.

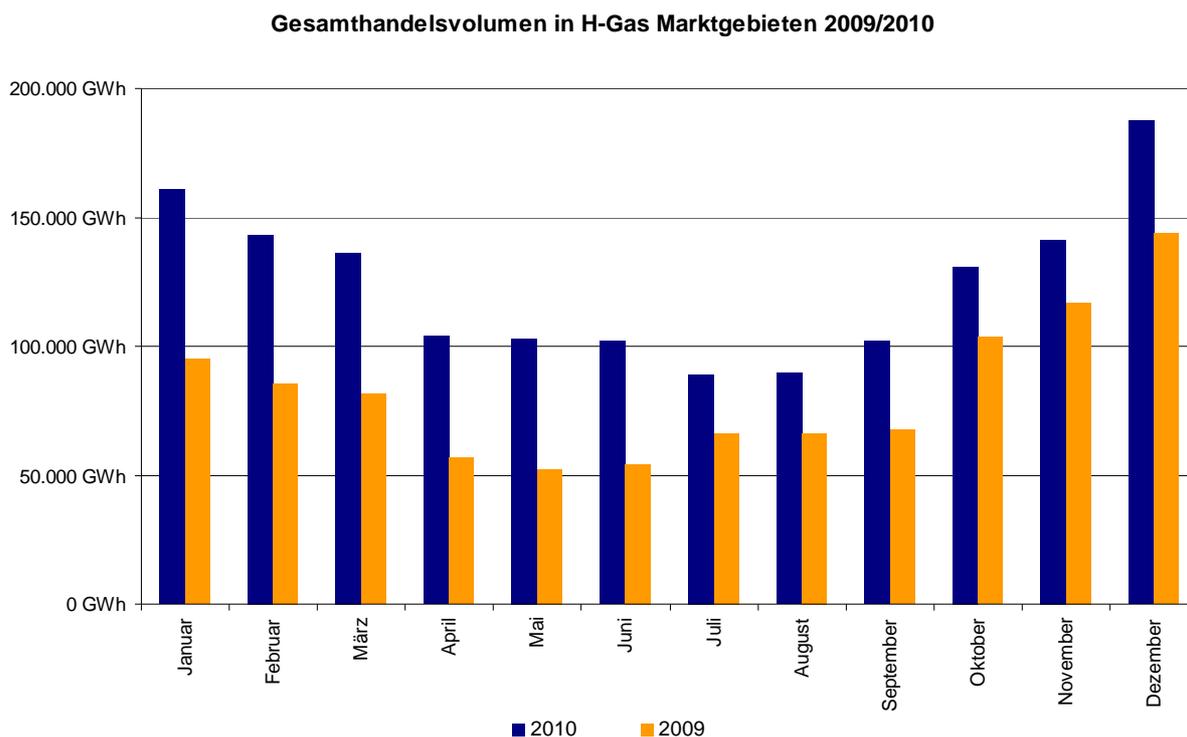


Abbildung 39: Die Entwicklung der Handelsliquidität in den Jahren 2009 und 2010. Es handelt sich um aggregierte Werte der drei H-Gas Marktgebiete von NetConnect Germany, Gaspool sowie Thyssengas (H-Gas).

Auch die Entwicklung der L-Gas-Märkte (L-Gas 1 von Aequamus, Open Grid Europe, Thyssengas L-Gas) war mit einer Gesamthandelsmenge von 195.700 GWh knapp 25 Prozent über dem Wert des Jahres 2009. Weitere Impulse wurden bereits für das Jahr 2010 durch die Umsetzung der in § 21 Abs. 1 GasNZV vorgeschriebenen weiteren Marktgebietszusammenlegung auf nur noch insgesamt drei gesetzt.

Erkennbar ist die starke Dominanz des H-Gashandels. Zwar handeln teilweise mehr als 75 Händler pro Marktgebiet das niederkalorische Erdgas. Dennoch handelt es sich bei fast 90 Prozent der in Deutschland gehandelten Mengen um H-Gas, ein Trend, der sich aus dem Jahr 2009 fortgesetzt hat. Die niedrige Handelsliquidität der L-Gas-Märkte erschwert die Bewertung und die Bildung eines marktgerechten Referenzpreises. Auf Grund der geringen Liquidität und Nachfrage wird der Handel mit L-Gas Produkten auch nicht an der Energiebörse EEX angeboten.

Gesamthandelsvolumen in L-Gas Marktgebieten 2009/2010

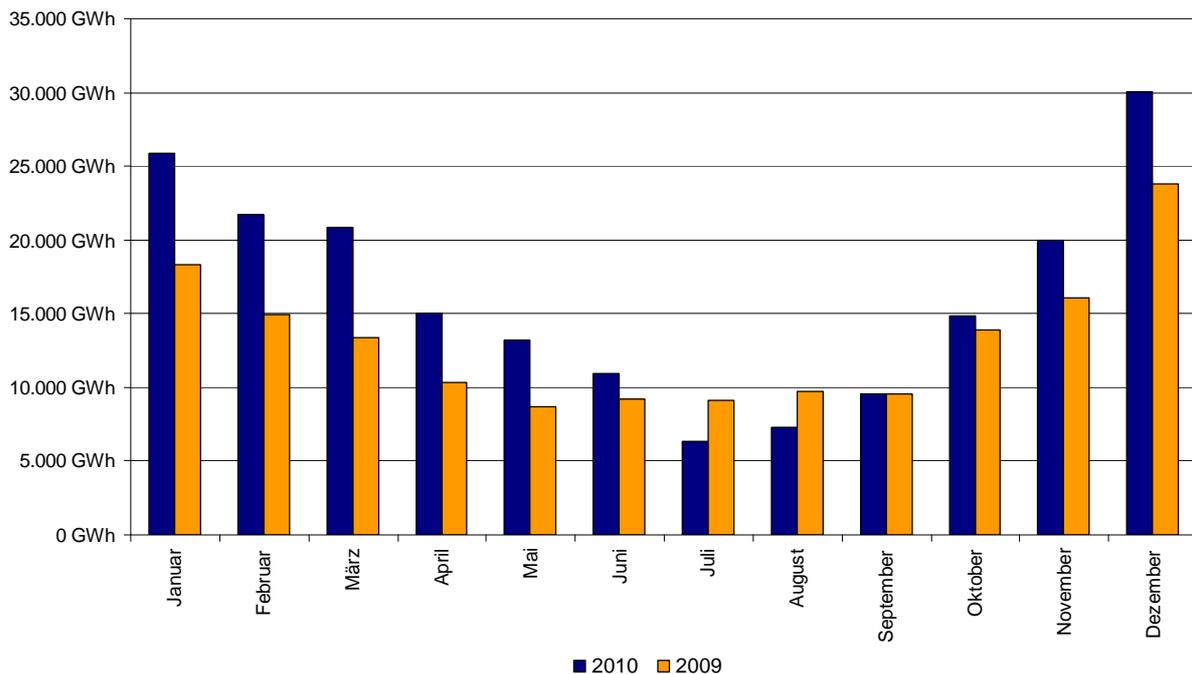


Abbildung 40: Die Entwicklung der Handelsliquidität in den Jahren 2009 und 2010. Es handelt sich um aggregierte Werte der drei L-Gas Marktgebiete von Aequamus (L-Gas 1), Open Grid Europe sowie Thyssengas (L-Gas).

Die Entwicklung der europäischen Erdgashandelsmärkte

Im Vergleich zu anderen wichtigen europäischen Handelsplätzen in Kontinentaleuropa wurden an den sechs deutschen Handelsplätzen mit 1.686.670 GWh die höchsten Mengen umgesetzt. Eine Entwicklung, die auch durch die jüngsten Analysen des laufenden Jahres 2011 bestätigt wird. Als liquide gilt insbesondere der niederländische Title Transfer Facility (TTF) mit einem Handelsvolumen von 1.156.360 GWh. Knapp 46 Prozent weniger als in Deutschland. Mit einem deutlichen Abstand folgt der belgische Handelsplatz in Zeebrügge mit einer Jahreshandelsmenge von 724.000 GWh. Auch in anderen europäischen Staaten wird der Erdgas-handel vorangetrieben und die Daten werden oftmals veröffentlicht. Da die Liquidität aber im Vergleich zu den dargestellten Handelsmärkten noch gering ausfällt, wird zwecks besserer Übersicht auf eine eingehende Auswertung verzichtet.

Trotz einer stetig zunehmenden Zahl von Handelsteilnehmern in Deutschland auf teilweise über 300 pro Marktgebiet stagniert die Höhe der Churn-Rate³³, die neben anderen wichtigen Faktoren ein Maß für die Entwicklung des Handelsplatzes darstellt. Am höchsten ist sie noch im Marktgebiet von NetConnect Germany, wobei die Werte kaum 3,0 übersteigen. Der britische NBP weist etwa eine Churn-Rate von bis zu 16 auf. Am größten Gas-Hub in den USA werden Werte von 50 und mehr erreicht. Inwieweit eine derart hohe Churn-Rate für die Entwicklung des Gashandelsmarktes erstrebenswert ist, bleibt unter Marktteilnehmern umstritten.

³³ Die Churn-Rate gibt das Verhältnis von gehandelter Menge zu physisch transportierter Menge an.

Gesamthandelsvolumen in Zentraleuropa in 2010

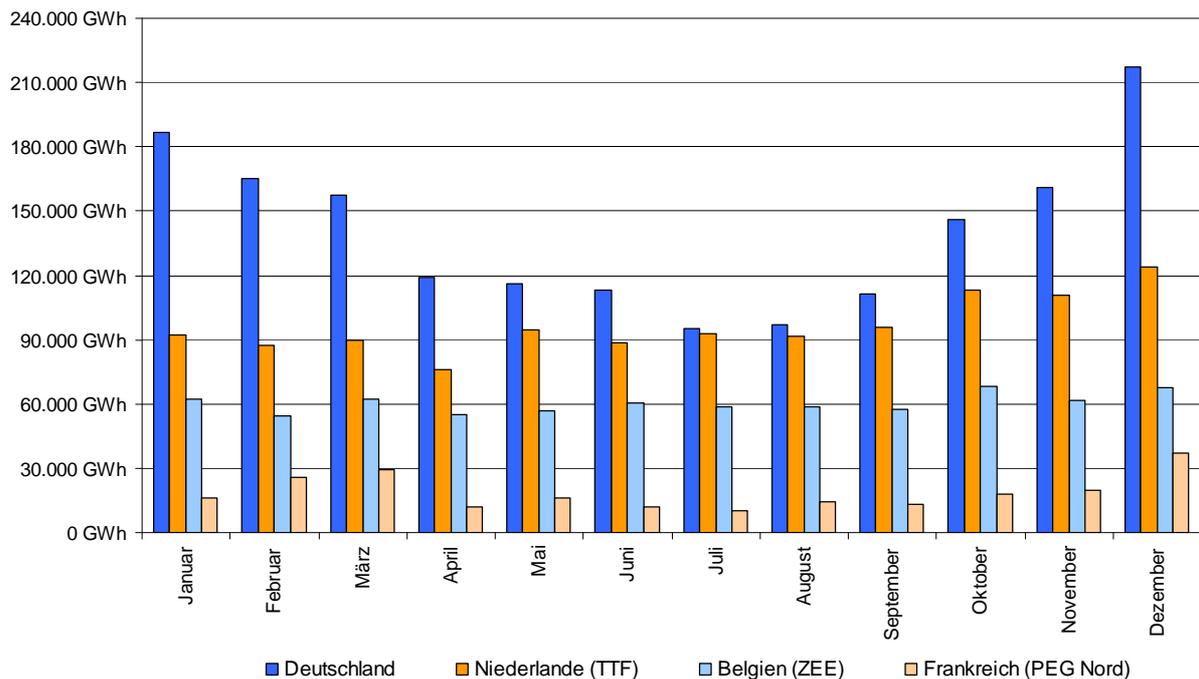


Abbildung 41: Die Entwicklung des deutschen Erdgashandelsmarktes bestehend aus den sechs deutschen Marktgebieten im Vergleich zu anderen kontinentaleuropäischen Handelsplätzen.
Quelle: Huberator, GTS, CRE.

Die Entwicklung der Energiebörse EEX

Energiehändler können seit Mitte Juli 2007 neben Kohle, Strom und CO₂ Zertifikaten auch Erdgas anonym an einer deutschen Börse handeln. Die EEX in Leipzig konnte gerade in den ersten beiden Handelsjahren deutliche Steigerungsraten aufweisen. Dabei war nach einem eher stagnierenden Jahr 2009 ein starker Zuwachs von 216 Prozent im Jahr 2010 zu verzeichnen. Ein wesentlicher Grund dafür ist der zusätzliche Einkauf von Regelenergie über die EEX durch die beiden Marktgebietsverantwortlichen NetConnect Germany und Gaspool.

Dennoch entsprechen die gehandelten 47.110 GWh für Spot- und Future-Produkte an der EEX weniger als drei Prozent des außerbörslichen Handels (OTC-Handel). Dass sich der Anteil trotz gesteigerter Börsenliquidität nicht erhöht hat, liegt auch an den deutlichen Zuwachsraten des OTC-Handels und ist darüber hinaus auch im europäischen Maßstab nicht ungewöhnlich. Im Vergleich zu anderen europäischen Börsen hat die EEX eine tragende Rolle eingenommen. Die Ende Mai 2011 durchgeführte Erweiterung der Handelsplätze um den niederländischen TTF, die Einführung des 24/7 Handels sowie die Herabsetzung der Mindestkontraktgröße von zehn MW auf ein MW lassen eine weitere Steigerung der Handelsliquidität erwarten. Darüber hinaus wird auch die Marktakzeptanz des neuen Preisindex EGIX zu beobachten sein. Dieser Preisindex, der sich aus Monatsmittelwertpreisen zusammensetzt, soll sich nach dem Willen der EEX zukünftig auch zunehmend in Lieferverträgen wiederfinden.

Gesamthandelsvolumen an der EEX in 2009/2010

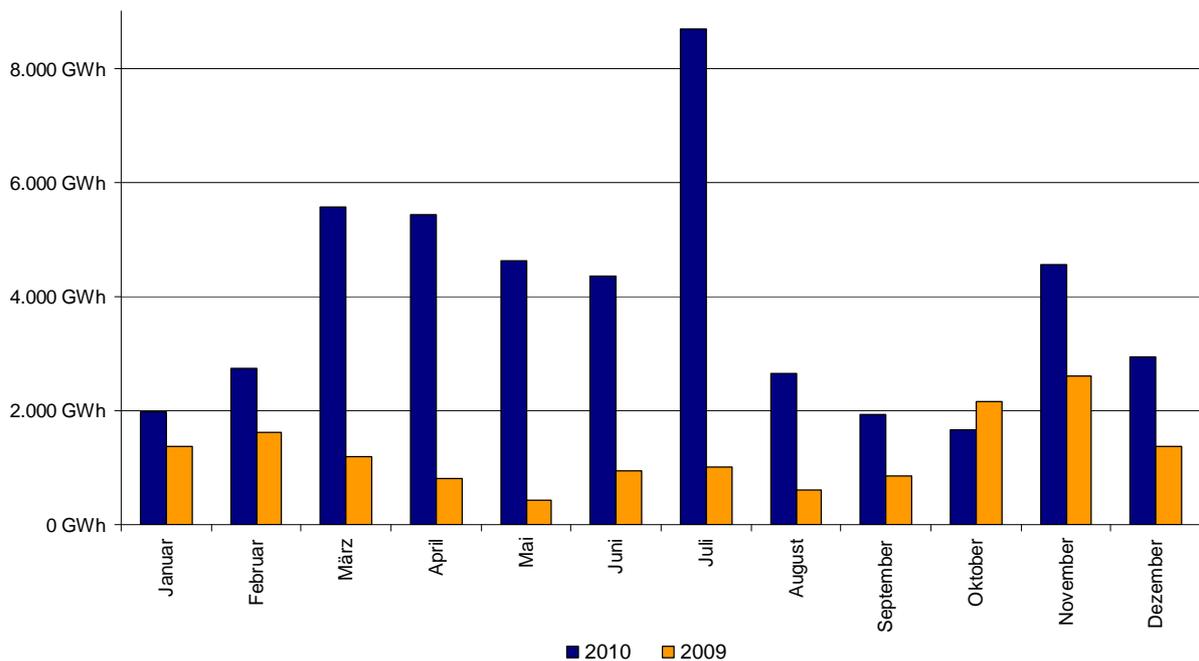


Abbildung 42: Die Entwicklung des börslichen Erdgashandels an der EEX in den Jahren 2009 und 2010. Bisher konnten nur zwei Marktgebiete gehandelt werden: NetConnect Germany sowie Gaspool. Die Darstellung zeigt aggregierte Werte.

Der OTC-Handel über Broker

Zum zweiten Mal in Folge wurden im Monitoring auch Daten von den größten europäischen Brokern abgefragt und ausgewertet. Gerade im OTC-Handel nutzen Marktakteure häufig deren Dienstleistung, um nach festgelegten Kriterien Handelskontrakte ausführen zu lassen. Die gehandelten Gasmengen über Broker im vergangenen Jahr reflektieren die insgesamt positive Liquiditätsentwicklung im Markt wider.

Wie bereits im letzten Jahr ist der Anteil des Spotmarktes im Vergleich zum Futuremarkt kleiner, was sich aber mit der kürzeren Lieferdauer erklären lässt. Ein Handelsgeschäft von beispielsweise zehn MW fließen als „Day-Ahead“ Produkt mit 240 MWh (10 MW x 24 h) in die Auswertung ein. Als „Month-Ahead“ mit 7.200 MWh (10 MW x 720 h). Grundsätzlich lässt sich sagen, je weiter der Lieferzeitraum entfernt liegt, desto geringer ist der dazugehörige Handel. Anders als an der Energiebörse wurden für das Lieferjahr 2010 auch nicht standardisierte Produkte gehandelt. Für die Handelsteilnehmer ein wichtiger Aspekt, wenn sie noch bestimmte Restmengen benötigen oder abstoßen wollen.

Insgesamt wurden über die abgefragten Broker 728.140 GWh gehandelt, mehr als eine Verdoppelung zu den Mengen im Jahr 2009. Nur ein geringer Anteil von knapp 13.000 GWh wurde über das Clearinghaus der Energiebörse abgesichert. Offensichtlich sparen sich die Auftraggeber die Gebühren dafür und verzichten auf die Absicherung im Falle eines Ausfalles, da man mit seinen Handelspartnern langjährige, positive Erfahrungen gesammelt hat.

Gehandelte OTC-Kontrakte über alle Broker in 2010

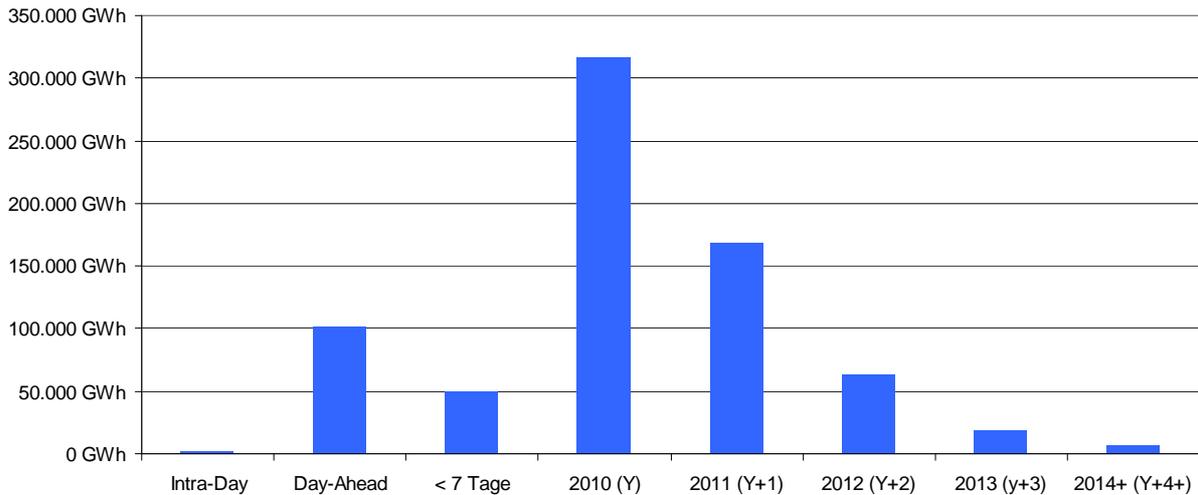


Abbildung 43: Die gehandelten OTC Erdgasmengen über Broker unterteilt nach dem kurzfristigen und langfristigen Handel für die Lieferzeiträume 2010 bis 2014 oder länger. Die Darstellung zeigt aggregierte Werte.

Die Preisentwicklung in den Erdgashandelsmärkten

Nach einem geradezu spektakulären Preisverfall der Großhandelspreise in den Erdgasmärkten 2009 setzte ab dem zweiten Quartal 2010 eine Gegenbewegung ein. Es dauerte jedoch noch bis zum Sommer, bis die Handelspreise das Niveau der Grenzübergangspreise³⁴ erreicht hatten. Obwohl der Markt durch die LNG Lieferungen nicht nur aus dem Mittleren Osten, sondern zunehmend auch aus den USA gut versorgt worden ist, haben die Verbesserung der konjunkturellen Lage und die damit verbundene Zunahme der Gasnachfrage insgesamt für einen Preisanstieg gesorgt. So verteuerte sich Erdgas im Großhandel im Jahresdurchschnitt 2010 um knapp 30 Prozent im Vergleich zum Jahr 2009. Auch wenn das Gas zeitweise wieder günstiger über die langfristigen Lieferverträge zu beziehen war, drängen doch immer mehr Marktakteure auf eine vertragliche Kopplung an die Handelspreise. Bis jetzt führten diese Wünsche aber laut Presseberichten nur in wenigen Fällen zum Erfolg. Hier bleibt die weitere Entwicklung abzuwarten. Derzeit befindet sich der Grenzübergangspreis auf Grund seiner nach wie vor häufigen Kopplung an die (steigenden) Erdölpreise im Aufwärtstrend und lag Ende April 2011 um zwei bis drei Euro über den Spotmarktpreisen.

³⁴ Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) errechnet den statistischen Durchschnittswert der deutschen Erdgasimporte von Gashandelsgesellschaften. Nicht enthalten ist die deutsche Erdgassteuer.

Referenzpreise an europäischen Gashubs im Vergleich zum GüP Erdgas in 2010

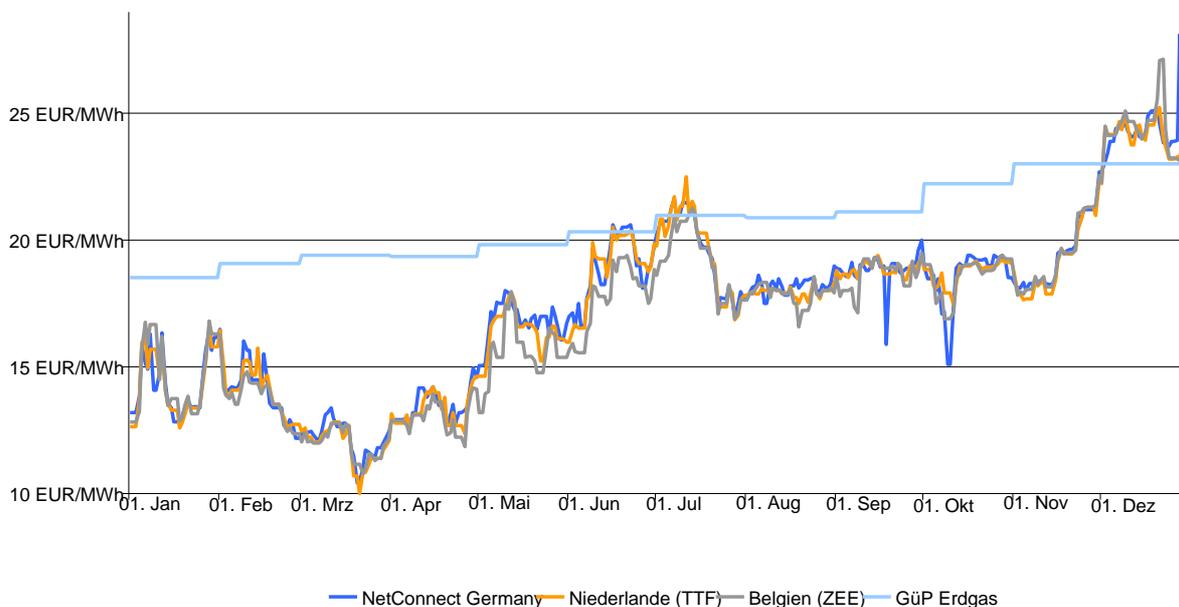


Abbildung 44: Die Entwicklung der Tagesreferenzpreise im OTC-Spotmarkt in 2010. Zum Vergleich: der Grenzübergangspreis für Erdgas (aggregierte Monatswerte). Quelle: NetConnect Germany, BAFA.

Einzelhandel

Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden

Nach einem Preisrückgang zum Stichtag 1. April 2010 sind die Gaspreise für Haushaltskunden zum Stichtag 1. April 2011 wieder gestiegen. In allen drei Kundensegmenten zeigt sich ein leichter Preisanstieg, wobei das bisher höchste Preisniveau mit Stichtag 1. April 2009 nicht erreicht wurde. Für Haushaltskunden bleibt die Belieferung mit Tarifen der Grundversorgung weiterhin die teuerste Möglichkeit Gas zu erhalten. Bereits ein Vertragswechsel beim Altlieferanten oder ein Lieferantenwechsel hin zu einem neuen Lieferanten, können deutliche Preis-minderungen mit sich bringen.

Zusammensetzung der Preise für Haushaltskunden 2011

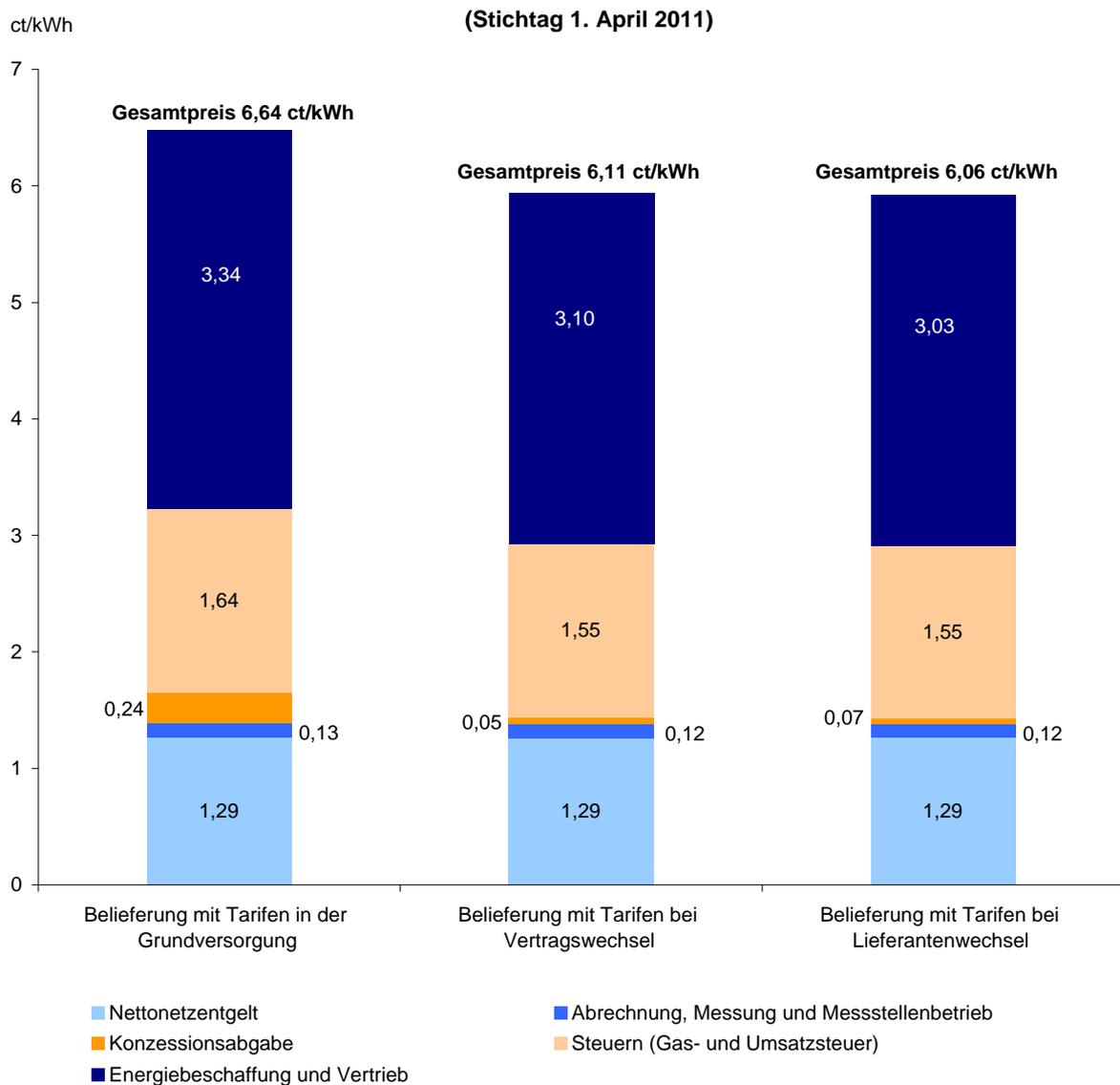


Abbildung 45: Zusammensetzung Gaspreis – zusammenfassende Betrachtung über alle Kundensegmente

Bei der Aufteilung des Gaspreises bei der Belieferung in der Grundversorgung in die einzelnen Komponenten zeigt sich ein größtenteils unverändertes Bild. Der dominierende Preisbestandteil sind die Kosten für die Energiebeschaffung und den Vertrieb, gefolgt vom Preisbestandteil Steuern, welcher die Gas- und Umsatzsteuer beinhaltet. Der dritte dominierende Preisbestandteil sind die Netzentgelte, welche leicht gestiegen sind.

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden bei der Belieferung in der Grundversorgung zum Stichtag 1. April 2011

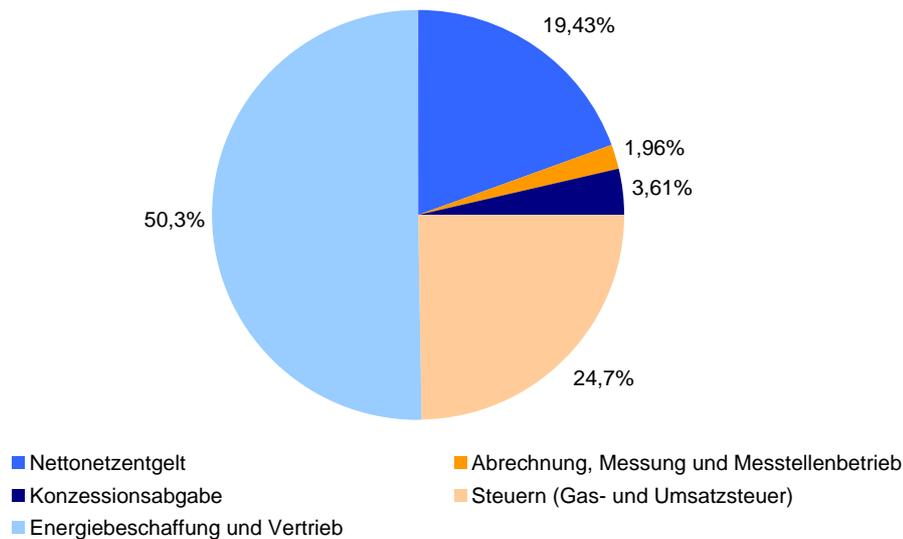


Abbildung 46: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden bei der Belieferung in der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Der Preisrückgang zum Stichtag 1. April 2010 konnte dieses Jahr teilweise wieder aufgefangen werden, ohne jedoch das hohe Preisniveau der Jahre 2007 bis 2009 zu erreichen. Im Bereich der Grundversorgung beträgt der Preisanstieg 2,5 Prozent, während er bei Tarifen bei Vertragswechsel 2,9 Prozent beträgt und bei Tarifen bei Lieferantenwechsel 2,4 Prozent liegt.

Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden 2006 bis 2011 (mengengewichtete Mittelwerte)

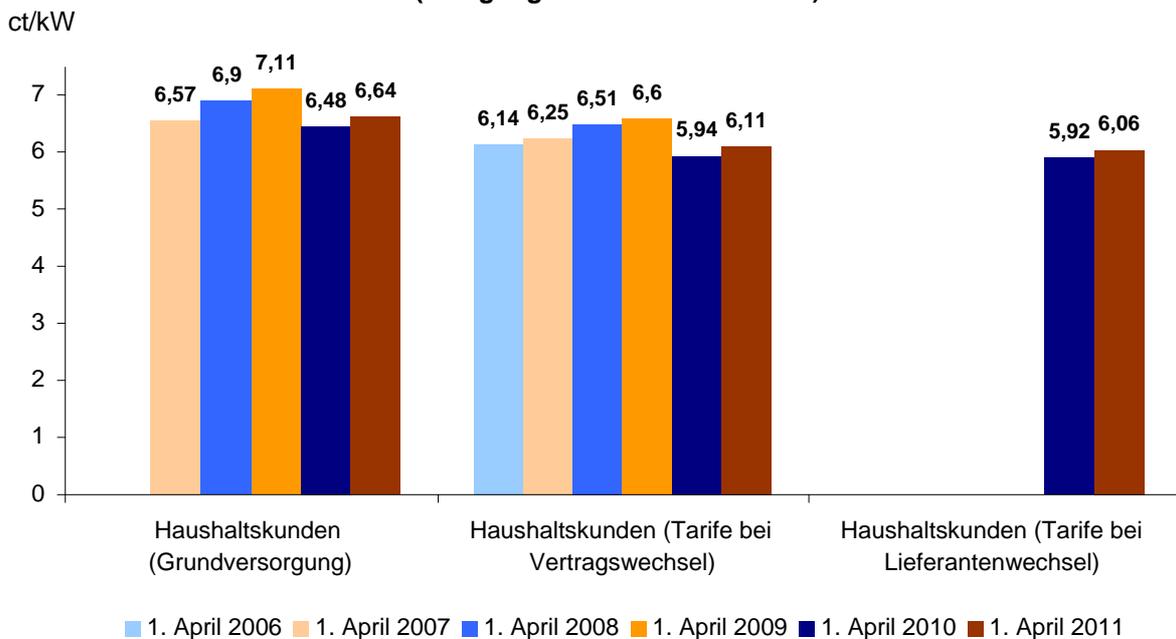


Abbildung 47: Entwicklung der mengengewichteten Gaspreise für Haushaltskunden 2006 bis 2011. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Die im letzten Jahr stark gesunkenen Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb sind zum Stichtag 1. April 2011 leicht gestiegen, ohne annähernd das hohe Niveau der Jahre 2007 bis 2009 zu erreichen. Der leichte Anstieg der Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb, welcher insgesamt bei 2,5 bis 3 Prozent liegt, ist auch mit der positiven wirtschaftlichen Entwicklung und der damit gestiegenen Nachfrage nach Gas zu erklären.

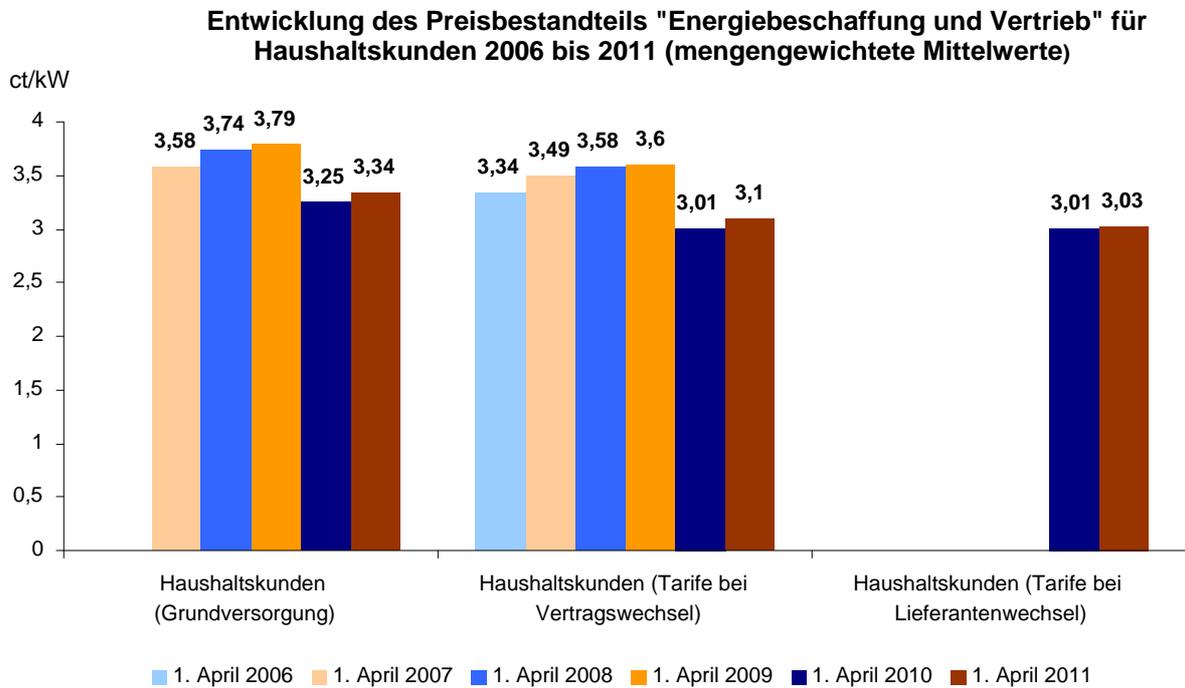


Abbildung 48: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ für Haushaltskunden 2006 bis 2011. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Bei der Betrachtung der mengengewichteten Netzentgelte inklusive der Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb zeigt sich ein differenziertes Bild. So sind die Netzentgelte für Haushaltskunden geringfügig gestiegen und erreichen damit einen neuen Höchststand, welcher bei etwa 1,41 ct/kWh liegt. Die Netzentgelte für die Belieferung der Gewerbekunden sind entgegen dem Trend gesunken, während die Netzentgelte für die Industriekunden sich erhöht haben.

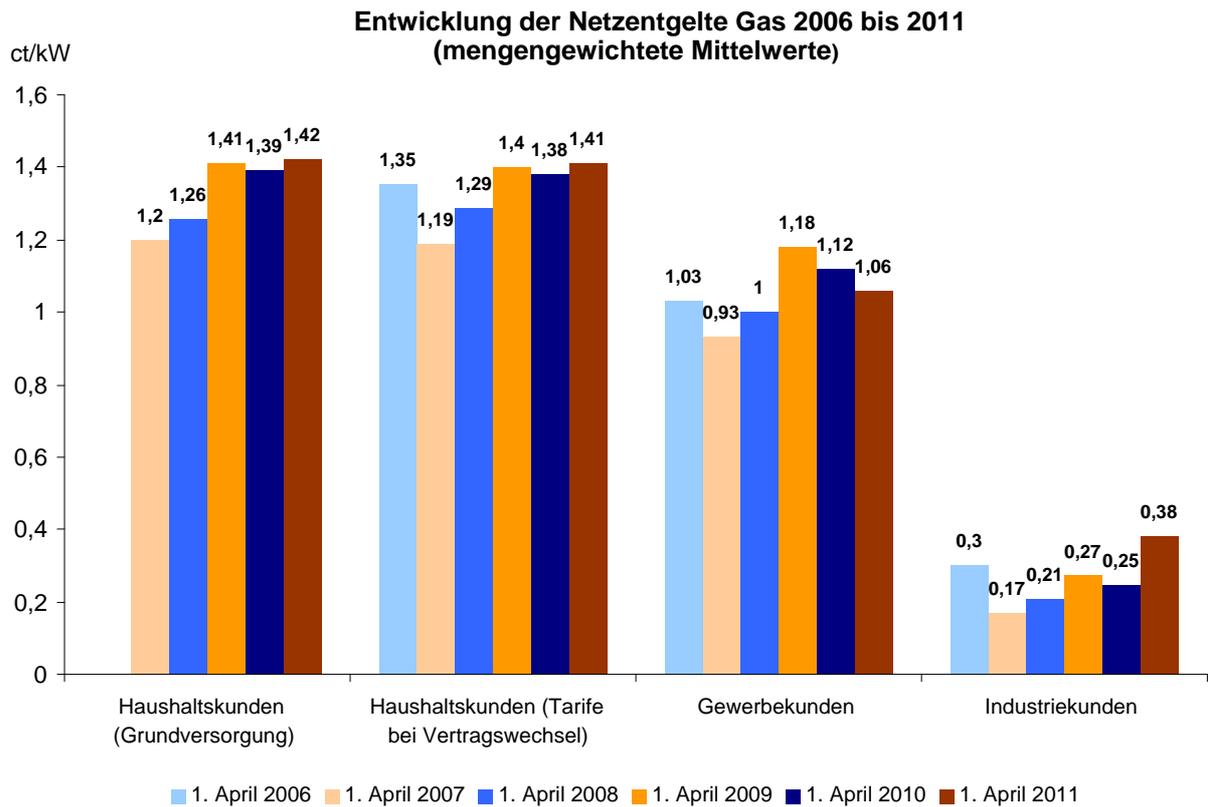


Abbildung 49: Entwicklung der mengengewichteten Netzentgelte 2006 bis 2011. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

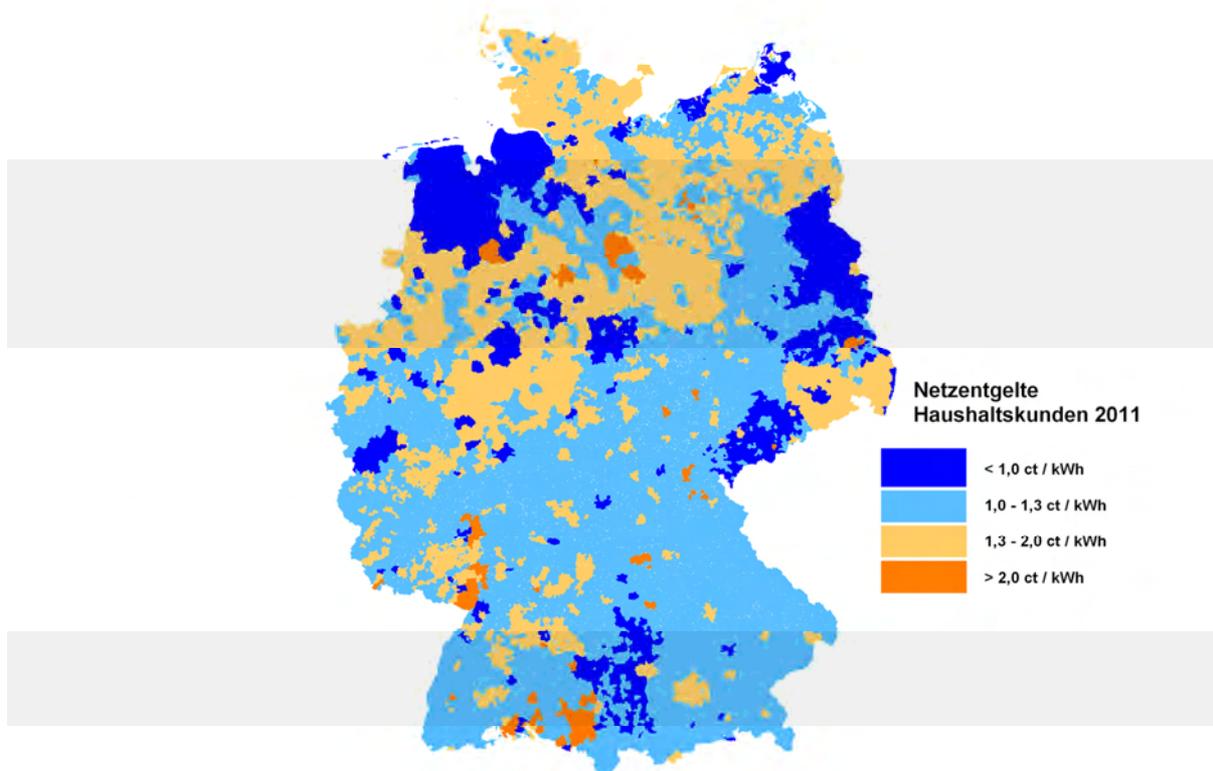


Abbildung 50: Netzentgeltniveau in der Grundversorgung bei der Belieferung der Haushaltskunden. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Für den Haushaltskunden bedeutet der moderate Preisanstieg bei einem Durchschnittsverbrauch von 20.000 kWh eine jährliche Mehrbelastung in Höhe von 32 Euro bei der Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und 34 Euro bzw. 28 Euro Mehrkosten bei der Belieferung mit Tarifen bei Vertrags- bzw. Lieferantenwechsel.

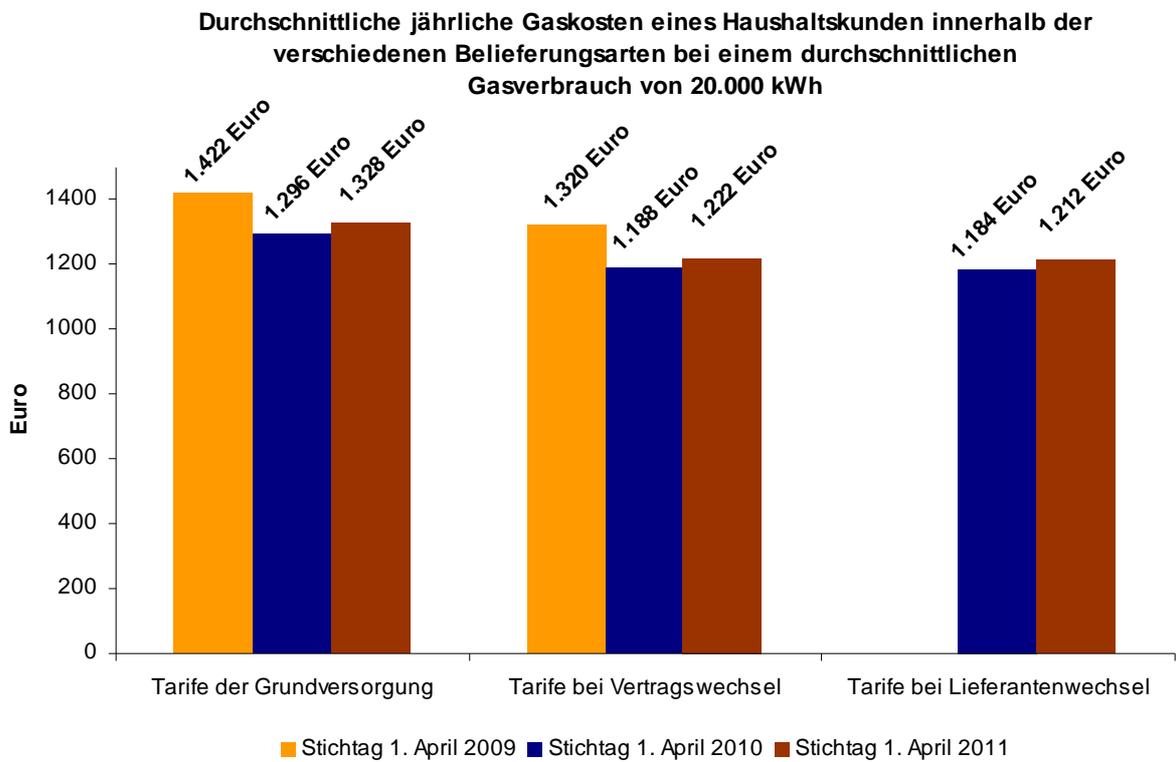


Abbildung 51: Durchschnittliche jährliche Gaskosten eines Haushaltskunden innerhalb der verschiedenen Belieferungsarten bei einem durchschnittlichen Gasverbrauch von 20.000 kWh

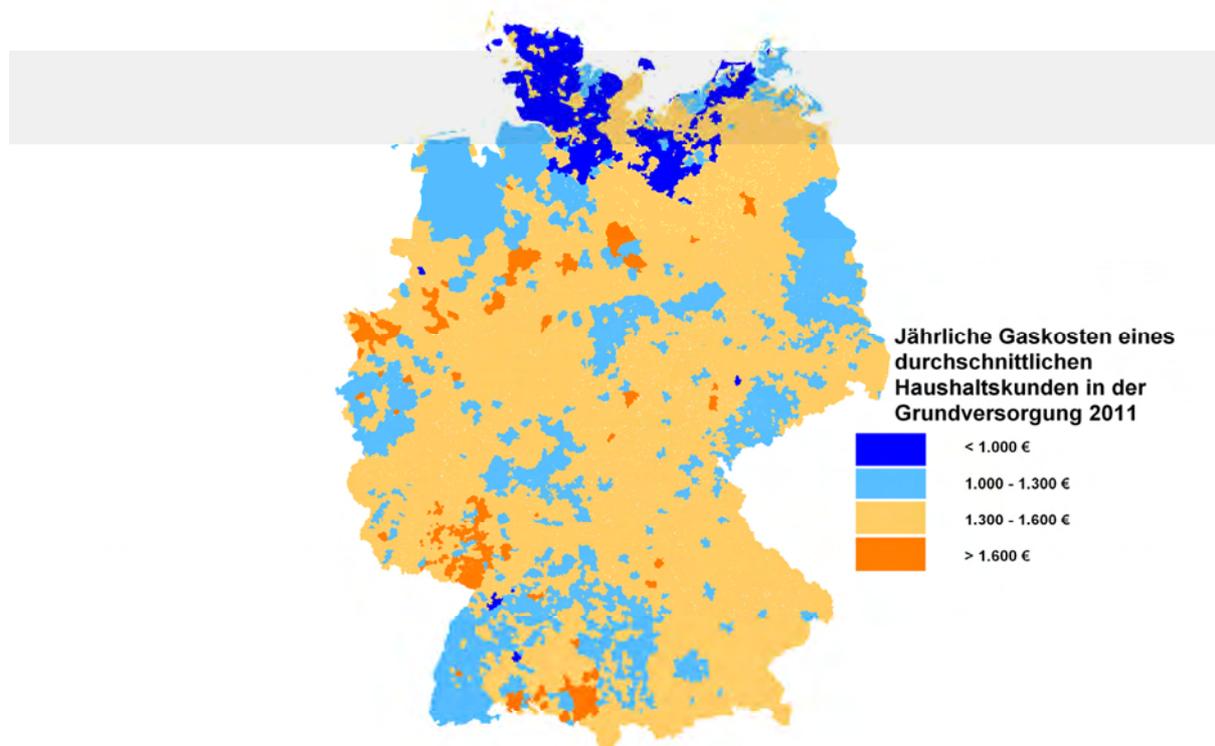


Abbildung 52: Jährliche Gaskosten eines durchschnittlichen Haushaltskunden in der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Anzahl der Lieferanten in einem Netzgebiet

Ein wesentlicher Indikator für einen funktionierenden Wettbewerb der Gaslieferanten ist die Anzahl der pro Netzgebiet zur Verfügung stehenden Gaslieferanten. Während 2008 die große Mehrheit der Haushaltskunden nur die Wahl zwischen einem bis fünf Lieferanten hatte, so konnte die Mehrheit der Haushaltskunden im Jahr 2009 aus einer Vielfalt von sechs bis zehn Lieferanten wählen. Im Jahr 2010 konnte der überwiegende Teil der Haushaltskunden bereits aus einer Vielfalt von 11 bis 20 Lieferanten wählen. Nur noch in 14 Gasnetzen ist die Vielfalt der Anbieter auf dem niedrigen Stand von vor zwei Jahren. Insgesamt entwickeln sich der Zuwachs neuer Anbieter und das Erweitern der aktiven Belieferung auf neue Netzgebiete sehr dynamisch. Bereits in 36 Netzgebieten kann der Haushaltskunde seine Anbieterwahl aus mehr als 50 Gaslieferanten treffen. Die sich sehr gut und sehr dynamisch entwickelnde Vielfalt der Anbieter deutet auf eine hohe Attraktivität der regionalen und überregionalen Gasmärkte in Deutschland hin.

**Anzahl der Netzgebiete nach Anzahl der dort aktiven Lieferanten
(Haushaltskunden)**

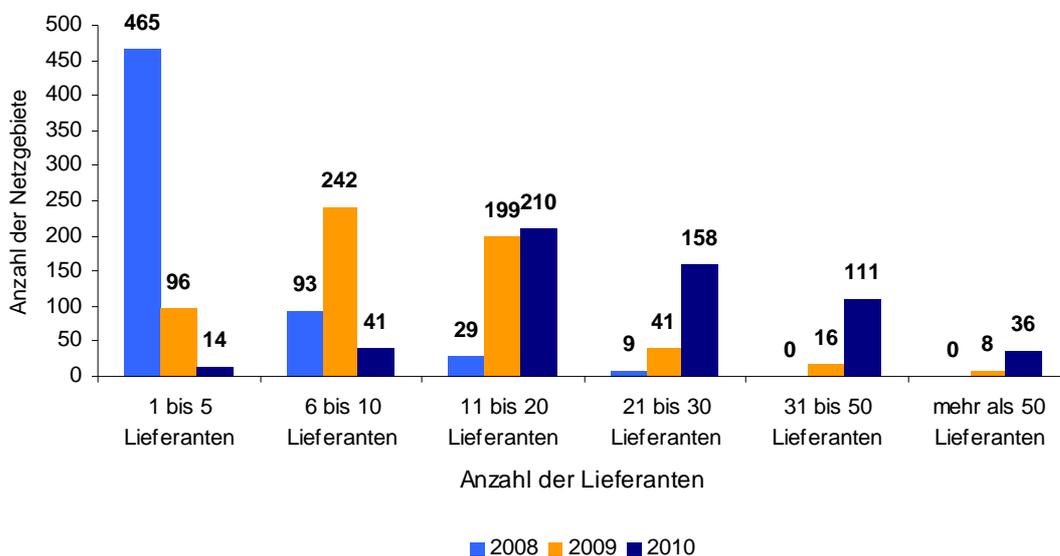


Abbildung 53: Anzahl der Netzgebiete nach Anzahl der dort aktiven Lieferanten (Haushaltskunden) gemäß Abfrage VNB Gas in den Jahren 2008 bis 2010

Bei der Befragung der Gaslieferanten nach der Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete ist ebenfalls eine Fortsetzung des Vorjahrestrends (2009) zu beobachten. Immer weniger Lieferanten, 2010 waren es 277, sind nur in einem einzigen Netzgebiet tätig. Gleichzeitig wächst die Anzahl der Lieferanten die in mehreren Netzen tätig sind, ebenso wie die Zahl der Gaslieferanten, welche in mehr als 100 Netzen gleichzeitig tätig sind. Dennoch weisen die meisten Gaslieferanten weiterhin einen regionalen Schwerpunkt auf und beschränken sich auf die Belieferung der Haushaltskunden in ihrer Heimatregion.

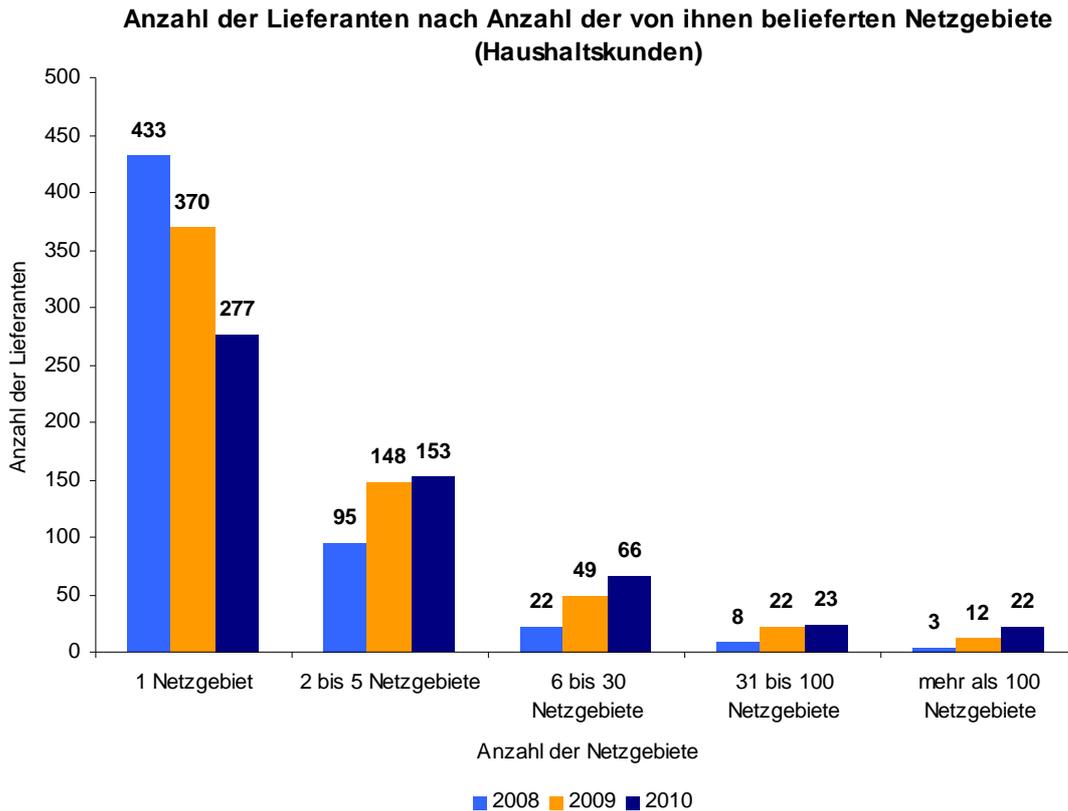


Abbildung 54: Anzahl der Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete (Haushaltskunden) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Vertrags- und Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern

Bei der Belieferung von Haushaltskunden mit Gas sind drei Belieferungsmöglichkeiten zu unterscheiden. Neben der Belieferung im Rahmen der Grundversorgung kann die Belieferung durch den Grundversorger zu Sondervertragskonditionen erfolgen. Bei dieser Belieferungsmöglichkeit bleibt der Haushaltskunde bei seinem bisherigen Versorger, schließt jedoch einen neuen Liefervertrag auf Sondervertragsbasis ab (Vertragswechsel).

Unter einem Lieferantenwechsel versteht man den Vorgang, dass ein Letztverbraucher an einer Messstelle (z. B. Hausanschluss) von seinem derzeitigen Lieferanten (Altlieferanten) zu einem neuen Lieferanten (Neulieferanten) wechselt. Die Zahl der Lieferantenwechsel ist ein wesentlicher Indikator für die Wettbewerbsentwicklung im Einzelhandelsbereich in Deutschland.

Bei der Gesamtbetrachtung aller erfassten Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber und der von ihnen gemeldeten Lieferantenwechsel ist eine Verdopplung des Volumens der Lieferantenwechsel festzustellen. Während das Lieferantenwechsellvolumen in 2009 noch moderat um zehn Prozent gestiegen ist, verdoppelte sich in 2010 das Lieferantenvolumen von 47,18 TWh im Berichtsjahr 2009 auf 110,38 TWh im Berichtsjahr 2010. Bei einer Ausspeisemenge von 1.014,49 TWh im Berichtsjahr 2010, entspricht dies einer Lieferantenwechselquote von 10,88 Prozent. Diese sehr positive Entwicklung korrespondiert mit der bereits erwähnten gestiegenen Zahl der Lieferanten in den einzelnen Gasnetzen. Der Letztverbraucher und insbesondere der Haushaltskunde können aus einer größeren Vielfalt der Gaslieferanten wählen und nutzen aktiv die Chancen, welche ein Lieferantenwechsel bietet.

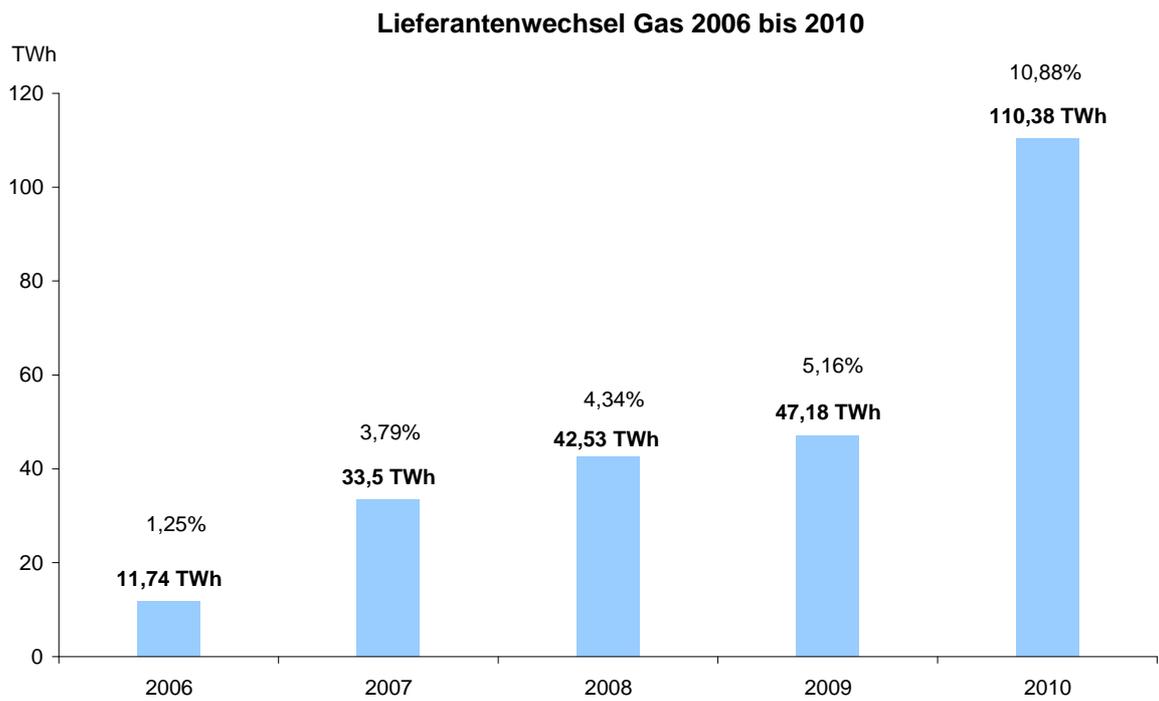


Abbildung 55: Entwicklung der Lieferantenwechselmenge in TWh sowie der Lieferantenwechselquote (2006 bis 2010), gemäß Abfrage VNB und FNB

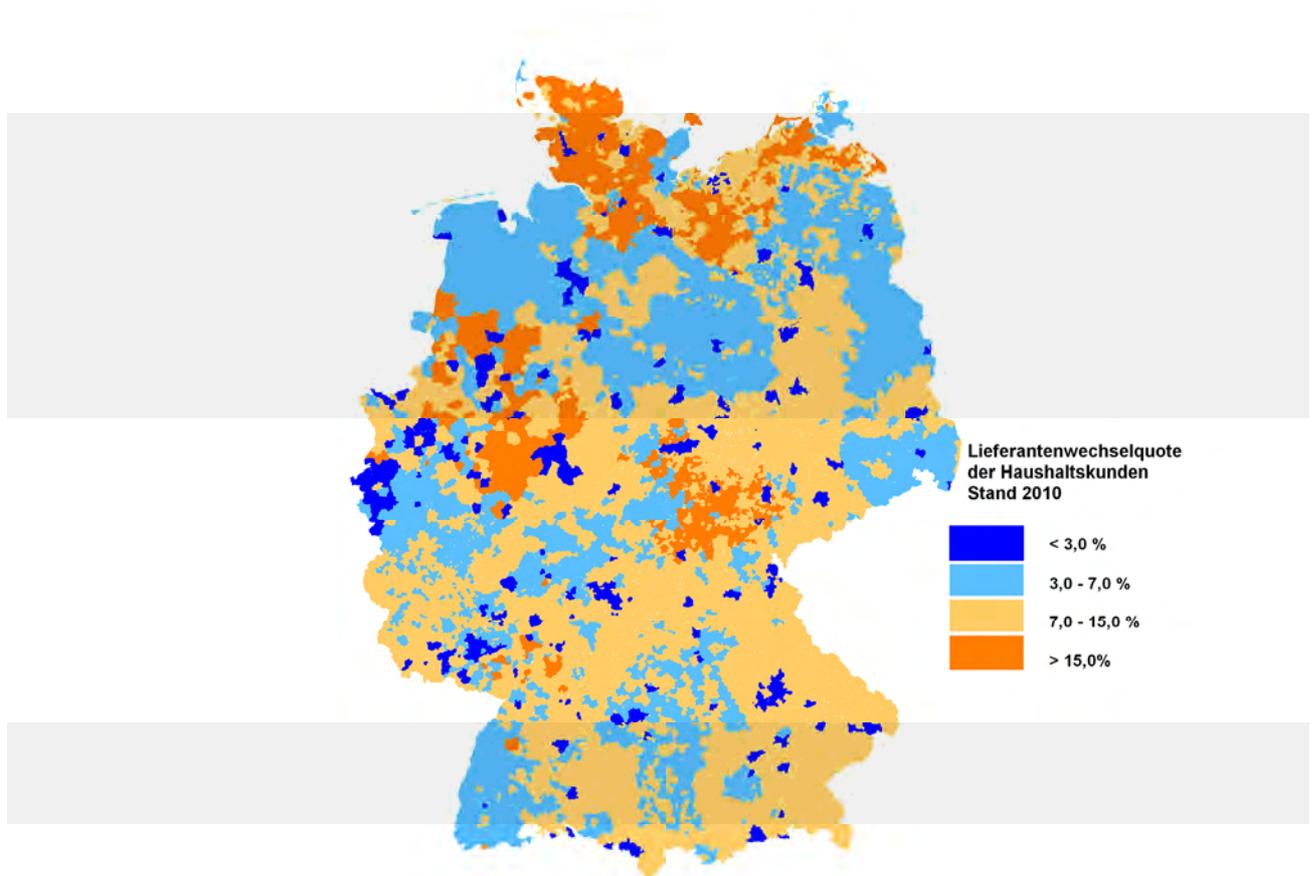


Abbildung 56: Lieferantenwechselquote der Haushaltskunden 2006 bis 2010, gemäß Abfrage VNB und FNB

Bei der Betrachtung der Zahl der Lieferantenwechsellvorgänge verfestigt sich das positive Bild noch weiter. Insbesondere die Haushaltskunden nutzten im Berichtsjahr 2010 verstärkt die Möglichkeiten des Lieferantenwechsels. So wurden 2010 insgesamt 720.039 Wechsel von Haushaltskunden zu einem anderen Lieferanten erfasst. Das sind über 317.000 Wechselvorgänge mehr als im Jahr 2009, was einer Steigerung von über 75 Prozent entspricht.

Insgesamt 88.947 Haushaltskunden haben im Jahr 2010 bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt und nicht dem Grundversorger den Vorzug gegeben. Diese Zahl lag 2009 noch bei 48.668. Auch in dieser Kategorie ist der positive Trend weiterhin sichtbar und verstärkt die Annahme, dass Haushaltskunden schon vor der Erstbelieferung durch einen Versorger am neuen Wohnort Preisvergleiche durchführen und sich für einen günstigeren Versorger als den Grundversorger entscheiden. Insbesondere diese Tatsache deutet auf eine gestiegene Preissensibilität der Haushaltskunden hin.

Anzahl Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern 2006 bis 2010

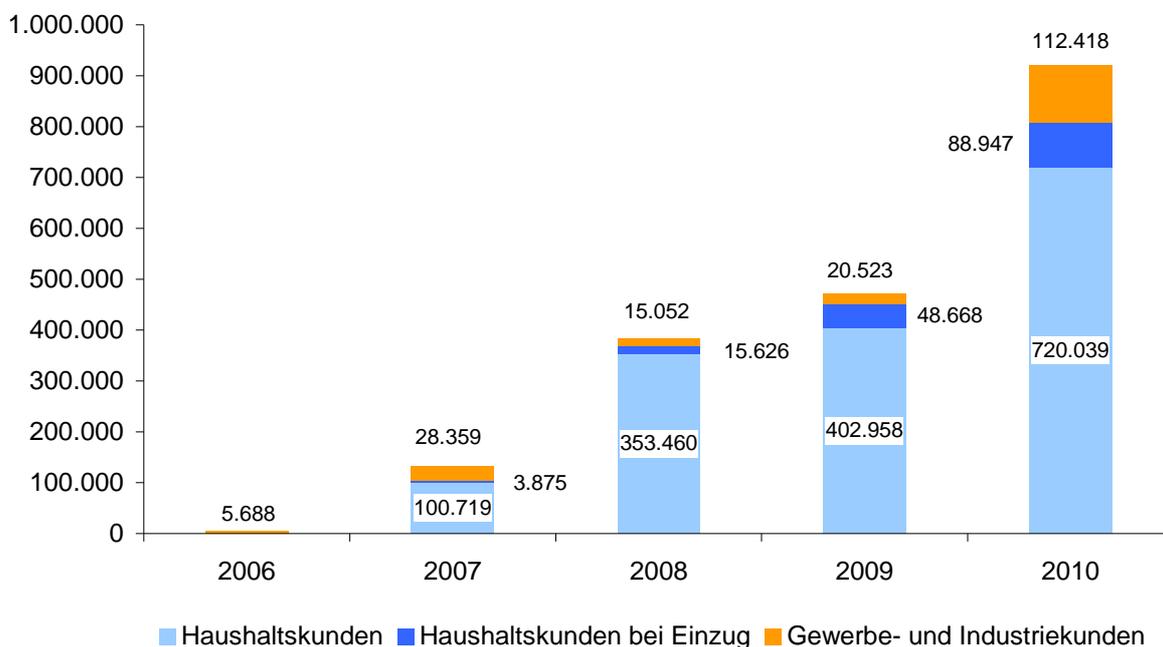


Abbildung 57: Anzahl Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern (2006 bis 2010)

Bei der Betrachtung der Kundenwanderungen zwischen den einzelnen Arten der Belieferung sowie zwischen den einzelnen Gruppen der Lieferanten, ist zu beachten, dass aufgrund der Tatsache, dass es sich hierbei um keine Vollerhebung handelt, ein Saldo verbleibt. Aufgrund unvollständiger Angaben der Unternehmen ist nicht feststellbar, wie sich die fehlenden Kunden auf die einzelnen Lieferantengruppen verteilen. Es ist jedoch festzustellen, dass sowohl kleinere als auch größere Lieferanten Kundenverluste im Bereich der Grundversorgung haben. Im Berichtsjahr 2010 erfolgt zum ersten Mal eine differenzierte Betrachtung der Kunden, die den Grundversorgungsbereich verlassen haben. Zum einen kann der Kunde einen Tarif außerhalb der Grundversorgung, aber im Grundversorgungsnetzgebiet des Lieferanten wählen, dann wird ein Vertragswechsel zu Grunde gelegt. Zum anderen kann der Kunde einen Tarif außerhalb der Grundversorgung und außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes seines Altlieferanten wählen, dann wird ein Lieferantenwechsel angenommen.

Während im Berichtsjahr 2009 kleine und mittlere Lieferanten mehr Zugänge zu verzeichnen hatten und große und sehr große Lieferanten rückläufige Kundenzahlen aufwiesen, ist das Bild im Berichtsjahr 2010 etwas differenziert. Alle Unternehmen verlieren zwar Kunden in der Grundversorgung, gewinnen jedoch neue Kunden in den Bereichen der Belieferung bei Lieferantenwechsel hinzu. Auffällig ist auch, dass vor allem große und größte Unternehmen auch Kunden im Bereich der Belieferung bei Vertragswechsel verlieren. In der Gesamtheit jedoch

wird der Trend aus dem Jahr 2009 bestätigt. Die Kundengewinne der kleinen und mittleren Unternehmen gleichen die Kundenverluste größtenteils aus, während bei den großen und größten Unternehmen netto ein Kundenverlust zu verzeichnen ist.

Neu belieferte und nicht mehr belieferte Haushaltskunden in 2010

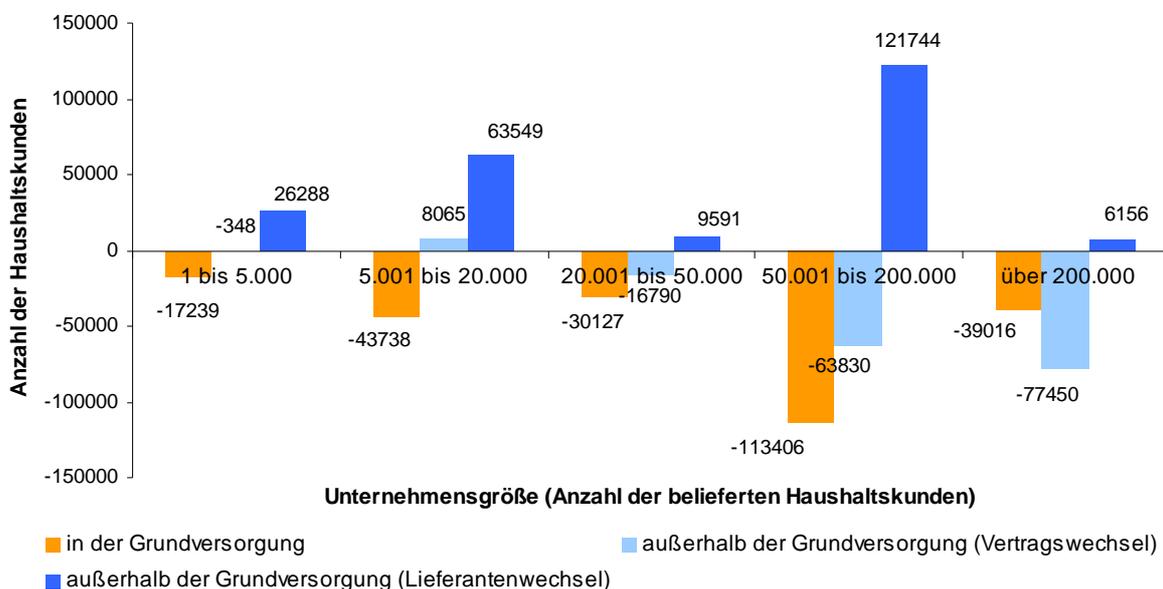


Abbildung 58: Neu belieferte und nicht mehr belieferte Haushaltskunden in 2010 – Saldobetrachtung. Dabei ist zu beachten, dass die Zahlen der neu belieferten und nicht mehr belieferten Kunden nicht miteinander aufgewogen werden können. Die auftretende Differenz basiert auf unvollständigen Angaben der Marktteilnehmer.

Die Vertragsstruktur bei der Belieferung von Haushaltskunden zum Stichtag 31. Dezember 2010 verdeutlicht den anhaltenden Trend hin zur Belieferung mit Tarifen bei Vertrags- bzw. Lieferantenwechsel. Trotz dieser positiven Entwicklung werden jedoch nur knapp sechs Prozent der Haushaltskunden von einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger, also einem echten Wettbewerber, beliefert. Etwa 70 Prozent der Haushaltskunden werden immer noch von ihrem Grundversorger mit einem Sondervertrag beliefert. Knapp 25 Prozent der abgegebenen Gasmenge an die Haushaltskunden erfolgt im Rahmen der Grundversorgung.

**Vertragsstruktur von Haushaltskunden,
Stand 31. Dezember 2010 in TWh**



Abbildung 59: Vertragsstruktur von Haushaltskunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten, Stand 31. Dezember 2010

Der Anteil der Grundversorgung an der Gesamtversorgung sinkt jedoch kontinuierlich. 2006 lag der Anteil der Haushaltskunden in der Grundversorgung bei über 40 Prozent. Im Jahr 2010 wurden etwa ein Viertel der Haushaltskunden über die Grundversorgung mit Gas beliefert.

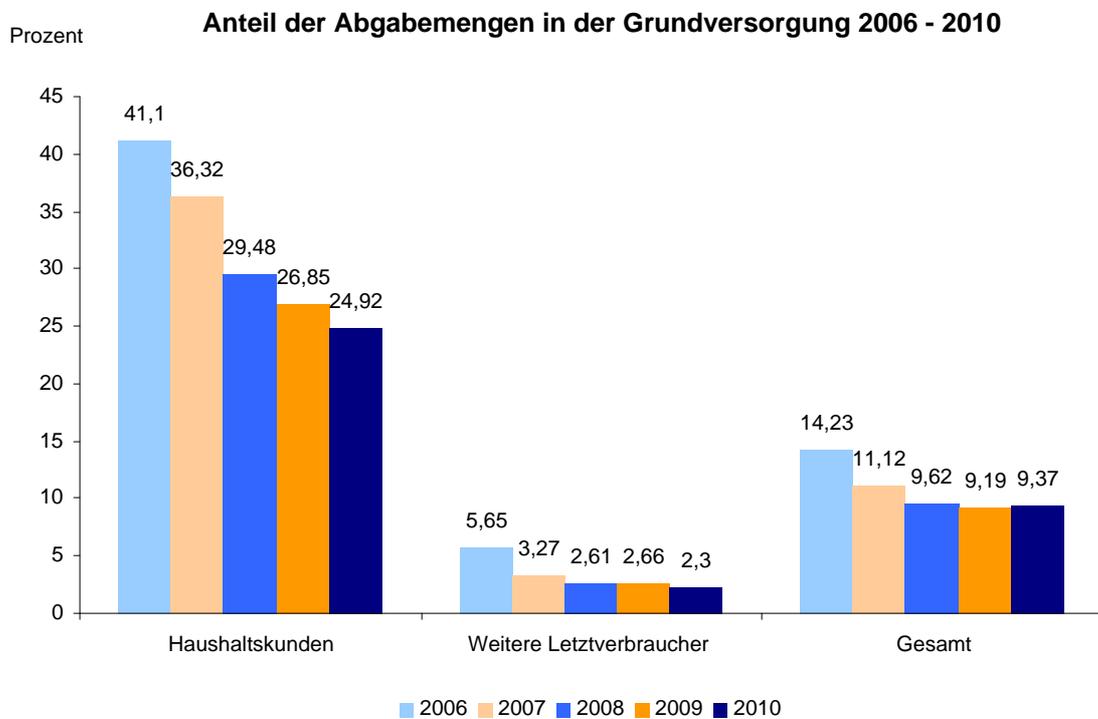


Abbildung 60: Anteil der Abgabemengen der Großhändler und Lieferanten in der Grundversorgung 2006 bis 2010 je nach Kundenkategorie

Transparenz und Aufsicht im europäischen Energiehandel

Die Bedeutung des Energiehandels in Europa hat auch im Jahr 2010 nochmals zugenommen. Auf schätzungsweise mehr als 10.600 TWh beläuft sich der Elektrizitätshandel in Deutschland. Im Gasgroßhandel wurden ca. 1.686 TWh gehandelt. Der Energiehandel ist sowohl für Energieerzeuger bzw. Energieproduzenten als auch große Nachfrager ein wichtiges Instrument, um sich gegen Energiepreisschwankungen abzusichern (sog. Hedging). Die Bedeutung des Elektrizitäts- und Gashandels steigt zudem, weil gerade kleine und kommunale Unternehmen durch eine flexiblere Handelsstrategie Wettbewerbsvorteile bei der Belieferung von Kunden generieren können. Darüber hinaus spielt speziell der Börsenhandel eine zunehmende Rolle bei der Integration der erneuerbaren Energien.

In der Folge der immer größeren wirtschaftlichen Bedeutung und der zunehmenden Europäisierung des Elektrizitäts- und Gashandels rückte auch das Erfordernis einer grundlegenden Verbesserung der europäischen Handelsaufsicht in den Mittelpunkt. Die Aufsicht über den Handel soll dabei den steigenden Risiken des Marktmissbrauchs (Marktmanipulation und Insiderhandel) entgegenwirken. Im Dezember 2010 hat die Europäische Kommission hierzu einen Entwurf für eine Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiemarktes (REMIT) vorgelegt. Der Vorschlag der Kommission orientierte sich stark an den Empfehlungen der europäischen Energie- und Finanzmarktregulierer aus dem Jahr 2008. Diese hatten in einer gemeinsamen Arbeitsgruppe festgestellt, dass die derzeitigen Regelungen der Finanzmarktaufsicht nicht ausreichend sind, eine angemessene Marktintegrität in den Energiemärkten sicherzustellen. Sie hatten daher empfohlen, sektorspezifische, maßgeschneiderte Regelungen zur Verhinderung von Marktmissbrauch zu schaffen, um diese Schwachstellen zu beseitigen.

Der von der Kommission vorgelegte Vorschlag sah solche Marktmissbrauchsregeln sowie die Veröffentlichung von Insiderinformationen und der relevanten Informationen über die Handelsgeschäfte sowie ein effizientes Reporting System von den EVU an die Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden (ACER) vor.

Der Europäische Rat und das Europäische Parlament haben inzwischen eine Einigung über die Verordnung erzielt, so dass diese voraussichtlich Ende 2011 in Kraft treten kann. Durch die Verordnung kommen neue Aufgaben auf ACER und die nationalen Behörden zu.

Neben der Energiehandelsaufsicht ist auch ein hohes Maß an Transparenz der Fundamentaldaten besonders wichtig. Unter Fundamentaldaten versteht man im Energiebereich Daten bezüglich Nutzung und Auslastung der Energieinfrastruktur und der Erzeugung/ Produktion. Transparenz bei den Fundamentaldaten kann entscheidend dazu beitragen, übermäßige Spekulation zu verhindern, da sie den Marktteilnehmern eine bessere Übersicht über die tatsächliche Angebots- und Nachfragesituation ermöglicht. Zur Verbesserung der Wettbewerbsbedingungen im europäischen Großhandel ist es zudem besonders wichtig, dass die Veröffentlichungspflichten in allen Mitgliedsstaaten vergleichbar sind. Daher haben die Energieregulierungsbehörden gemeinsam im Jahr 2010 - für den Elektrizitätsbereich in Zusammenarbeit mit dem europäischen Verband der ÜNB ENTSO-E einen Vorschlag³⁵ für europaweit verbindliche Vorschriften zur Transparenz der Fundamentaldaten unterbreitet. Dieser Vorschlag basiert auf den in Deutschland bereits erfolgreich umgesetzten Transparenzvorgaben³⁶. Die EU-Kommission beabsichtigt, diese Vorgaben europaweit verbindlich zu machen und hat das entspre-

³⁵ Siehe http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/ELECTRICITY/Comitology%20Guideline%20Electricity%20Transparency/CD/E10-ENM-27-03_FEDT_7-Dec-2010.pdf

³⁶ Weitere Informationen unter www.bundesnetzagentur.de (unter http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/AllgemeineInformationen/TransparenzStrommarkt/TransparenzStrommarkt_node.html)

chende Verfahren im Herbst 2011 begonnen. Eine verbindliche Regelung ist dann im Jahr 2012 zu erwarten.

In Deutschland erfolgt die Veröffentlichung von Fundamentaldaten seit Ende 2009 über die EEX-Transparenzplattform. Im Jahr 2010 hat die Bundesnetzagentur ihre Bemühungen um die Verbesserung der Transparenz in Deutschland weiter verstärkt. So wurden Unternehmen, welche die Informationen noch nicht auf dieser zentralen Plattform der EEX veröffentlichen, aufgefordert, ihren Veröffentlichungspflichten nachzukommen. So konnte die Anzahl der meldenden Unternehmen weiter erhöht werden. Inzwischen (Stand: November 2011) deckt die EEX-Transparenzplattform nach eigenen Angaben rund 93 Prozent der installierten Leistung ab. Die im ersten Halbjahr 2011 gewonnenen Erkenntnisse der Bundesnetzagentur zu den in Deutschland installierten Kraftwerken werden hierbei natürlich berücksichtigt. Darüber hinaus überprüft die Bundesnetzagentur, ob die Unternehmen alle relevanten Daten auf der EEX-Plattform veröffentlichen und ob die Datenmeldungen rechtzeitig erfolgen.

Positiv zu bewerten ist, dass seit Ende Juli 2011 auch die Informationen über die österreichische Erzeugung auf der EEX-Transparenzplattform veröffentlicht werden. Die EEX-Transparenzplattform hat somit Vorbildcharakter auch für europäische Lösungen.

Schwerpunkte der kartellbehördlichen Wettbewerbsaufsicht

In der Fusionskontrolle waren neben grundlegenden Verfahren zwei Zusammenschlussverfahren aus Sicht des Bundeskartellamts von herausgehobener Bedeutung. Bei der Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen wurden die in vergangenen Berichtszeitraum eingeleiteten Verfahren weitgehend abgeschlossen. Im Berichtszeitraum bildete das Vorgehen gegen Wettbewerbsbeschränkungen einen Schwerpunkt der Tätigkeit des Bundeskartellamts. Ein weiterer Schwerpunkt war die Sektoruntersuchung im Bereich Elektrizitätserzeugung und Elektrizitätsgroßhandel.

Fusionskontrolle

Im Nachgang zu dem im Jahr 2009 vom Bundeskartellamt unter Nebenbestimmungen freigegebenen Zusammenschlusskomplex EnBW/EWE/VNG³⁷ wurde im Berichtszeitraum die Auflage erfüllt: Das Bundeskartellamt hat der in den Auflagen vorgesehenen Übernahme der GESO durch die Technische Werke Dresden zugestimmt.³⁸ Zudem hat das Oberlandesgericht Düsseldorf im Berichtszeitraum über die gegen die Entscheidung EnBW/VNG eingelegte Beschwerde entschieden. Das Gericht hat die Beschwerde abgewiesen und ist der Entscheidung des Bundeskartellamts gefolgt. Der vom Bundeskartellamt vorgenommenen netzbezogenen Abgrenzung der Gasmärkte ist das Gericht ebenfalls gefolgt. Es hat jedoch erkennen lassen, dass Weiterentwicklungen bei der räumlichen Marktabgrenzung künftig nicht ausgeschlossen werden sollten³⁹.

Des Weiteren hat das Bundeskartellamt zwei Zusammenschlüsse unter Beteiligung von RWE im Hauptprüfverfahren mit Nebenbestimmungen freigegeben. Zum einen handelte es sich um die Gründung der Energieversorgung Plauen als Gemeinschaftsunternehmen, an dem RWE und die Stadt Plauen beteiligt waren. Zum anderen wurden zwei bis zum 31. Dezember 2010 befristete Beteiligungen von RWE an den Stadtwerke Lingen bzw. Stadtwerke Radevormwald unbefristet freigegeben. Die Beteiligungen von RWE hätten zu Verstärkungen marktbeherr-

³⁷ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 06.07.2009, Az. B8-96/08 - EnBW/EWE, abrufbar unter: <http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Fusion/Fusion09/B8-96-08.pdf?navid=80>;

Bundeskartellamt, Beschluss vom 24.08.2009, Az. B8-67/09 – EnBW/VNG, abrufbar unter: <http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Fusion/Fusion09/B8-67-09.pdf?navid=80>.

³⁸ Vgl. Bundeskartellamt, Fallbericht vom 26.02.2010, abrufbar unter: <http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Fusion/Fusion10/Kurzberichte/B8-023-10.pdf?navid=92>.

³⁹ Vgl. Oberlandesgericht Düsseldorf, Beschluss vom 13.10.2010, Az. VI-2 Kart 2/09 (V).

schender Stellungen auf den Elektrizitätsvertriebsmärkten geführt, weshalb sie unter der Nebenstimmung freigegeben wurden, dass RWE sich von ihrer Beteiligung an der Energieversorgung Halle trennt⁴⁰.

Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen

Nachdem in vergangenen Berichtszeiträumen die Preismissbrauchsaufsicht nach §§ 19, 29 GWB im Vordergrund der Missbrauchsaufsicht durch das Bundeskartellamt stand, wurden im Berichtszeitraum keine neuen flächendeckenden Preismissbrauchsverfahren eingeleitet. Die 2009 eingeleiteten Preismissbrauchsverfahren gegen marktbeherrschende Heizstromversorger konnten weitgehend abgeschlossen werden. Die Unternehmen haben sich zu finanziellen Entlastungen ihrer Kunden verpflichtet. Außerdem haben sich die untersuchten Heizstromversorger, einschließlich der Vergleichsunternehmen, zu marktöffnenden Maßnahmen bereit erklärt.

Wettbewerbsbewerbsbeschränkungen

Das Bundeskartellamt ist im Berichtszeitraum zahlreichen Wettbewerbsbeschränkungen auf den Energiemärkten nachgegangen. Wettbewerbsbeschränkende Verhaltensweisen wurden u. a. bei Elektrizitätsbezugsverträgen, bei der Vergabe von Konzessionen sowie in Form von Weiterverkaufsverboten bei Elektrizitäts- und Gaslieferverträgen festgestellt. Etliche der wettbewerbsbeschränkenden Verhaltensweisen haben die Abschottung der jeweils betroffenen Märkte bewirkt und dadurch den Wettbewerb beschränkt. In den meisten Fällen haben sich die betroffenen Unternehmen gegenüber dem Bundeskartellamt verpflichtet, ihre wettbewerbsbeschränkenden Verhaltensweisen aufzugeben. Daraufhin konnte das Bundeskartellamt die Verfahren mit Verpflichtungszusagenentscheidungen nach § 32b GWB einstellen.

Sektoruntersuchungen

Im Berichtszeitraum hat das Bundeskartellamt die bereits eingeleiteten Sektoruntersuchungen fortgesetzt. Die Sektoruntersuchungen basieren auf § 32e GWB und untersuchen ganze Wirtschaftszweige mit Blick auf mögliche Wettbewerbsbeschränkungen. In seiner Sektoruntersuchung „Stromerzeugung /Stromgroßhandel“ hat das Bundeskartellamt umfassende Ermittlungen im Bereich der Elektrizitätserzeugungs- und –großhandelsmärkte durchgeführt. Es wurden neue Methoden zum Nachweis von Marktmacht sowie zum Nachweis des Missbrauchs marktbeherrschender Stellungen durch Kapazitätzurückhaltungen berücksichtigt.

Des Weiteren wurde die Sektoruntersuchung Fernwärme im Berichtszeitraum fortgesetzt. Der Abschluss dieser Untersuchung steht bevor.

Competition Advocacy

Das Bundeskartellamt hat im Berichtszeitraum wiederholt auf die Bedeutung des Wettbewerbs im Energiebereich hingewiesen und auf die Errungenschaften der Öffnung der Energiemärkte für Wettbewerb aufmerksam gemacht. In einem gemeinsam mit der Bundesnetzagentur erarbeiteten Leitfaden zur Übernahme von Konzessionen hat das Bundeskartellamt Leitlinien zur wettbewerbskonformen Vergabe von Wegenutzungsrechten aufgestellt. Des Weiteren hat das Bundeskartellamt im Berichtszeitraum Stellung zu mehreren legislativen Projekten genommen. In Bezug auf das im September 2010 von der Bundesregierung vorgestellte Energiekonzept hatte das Bundeskartellamt auf die wettbewerblichen Auswirkungen der seinerzeit beschlossenen Verlängerung der Kernkraftwerkslaufzeiten hingewiesen. Außerdem hat das Bundeskartellamt in diesem Zusammenhang die wenig marktorientierte Erzeugung und Vermarktung von Elektrizität aus Erneuerbaren Energien angemahnt. Die im Energiekonzept der Bundesregierung angedachte Einrichtung einer Markttransparenzstelle zur Überwachung der Energieerzeugungs- und Energiegroßhandelsmärkte (für Elektrizität und Gas) wird vom Bundeskartellamt ausdrücklich begrüßt. Darüber hinaus hat sich das Bundeskartellamt mit einem Verordnungsentwurf der Europäischen Kommission zur Transparenz und Integrität

⁴⁰ Vgl. Bundeskartellamt, Fallbericht vom 30.04.2010, abrufbar unter: <http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Fusion/Fusion10/Kurzberichte/B08-109-09-Fallbeschreibung.pdf?navid=92>.

auf den Energiemärkten („Regulation on Energy Market Integrity and Transparency“)⁴¹ auseinander gesetzt. In seiner Ausgestaltung geht der Verordnungsentwurf nach Auffassung des Bundeskartellamts über das eigentliche Ziel, dem Schließen einer handelsseitigen Aufsichtslücke im Energiegroßhandel, hinaus. Aus Sicht des Bundeskartellamts könnten einige Aspekte der Verordnung die Erfolge der Liberalisierung der Energieerzeugungs- und Energiegroßhandelsmärkte gefährden und das Risiko einer indirekten Preis- und Investitionsregulierung von wettbewerblich organisierten Energiemärkten bedingen.

Ausstattung der Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur wird als Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Rahmen dessen Haushaltsplans geführt. Die Ausgaben der Bundesnetzagentur für die Energieregulierung beliefen sich im Jahr 2010 auf etwa 18 Mio. Euro, ein Anteil von 11,6 Prozent an den Gesamtausgaben (155,4 Mio. Euro) der Behörde.

Der Bundesnetzagentur gehören rund 2500 Beschäftigte an. Der Erledigung ihrer Aufgaben bei der Regulierung der Elektrizitäts- und Gasnetze widmen sich etwa 185 Beschäftigte.

Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts durch den Gesetzgeber im Juli 2011 ergeben sich eine Reihe neue Aufgaben für die Bundesnetzagentur. Dies betrifft u. a. Änderungen durch verschärften Entflechtungsvorschriften, Prüfung und Konsultation der nationalen Investitionspläne der ÜNB/FNB, eine intensivere Zusammenarbeit der NRB untereinander (auf EU- und auf regionaler Ebene) und innerhalb von ACER sowie ein intensiveres Markt-Monitoring. Das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) weist der Bundesnetzagentur neue Aufgaben bei der Bundesfachplanung sowie, abhängig von einer zu erlassenden Rechtsverordnung, auch bei Planfeststellungsverfahren für konkrete Leitungsvorhaben zu.

⁴¹ S. Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Integrität und Transparenz des Energiemarkts, KOM (2010) 726 endgültig, 2010/0363 (COD), abrufbar im Internet unter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:0726:FIN:DE:PDF> .

Teil II Weitere Marktthemen

Elektrizität

Tätigkeiten u. Verfahren des Bundeskartellamts

Situation im Erzeugungsbereich

Die in der Monitoringabfrage ermittelte Netto-Engpassleistung von Kraftwerken, die nicht nach EEG vergütet werden, liegt bei ca. 107 GW (Stand: 31. Dezember 2010). Es entfallen insgesamt ca. 82,8 GW, d. h. 77,4 Prozent dieser Netto-Engpassleistung auf die vier großen Erzeugungsunternehmen (2009: 82.437 MW, d. h. 79,3 Prozent). Neben diesen vier Unternehmen verfügt kein weiteres Energieversorgungsunternehmen über einen Anteil von fünf Prozent oder mehr an der Netto-Engpassleistung von Kraftwerken der Allgemeinen Versorgung.

Die im Berichtszeitraum 2010 erzeugte Nettoelektrizitätsmenge ist im Vergleich zum Jahr 2009 deutlich gestiegen, auch wenn sie noch nicht wieder das Niveau von 2008 erreicht. Die Monitoringabfrage hat für das Jahr 2010 eine gesamte Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge von 450,9 TWh ergeben (ohne nach EEG vergüteter Erzeugungsmengen), die in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist wurden. Die Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge der vier großen Erzeugungsunternehmen (ohne nach EEG vergüteter Erzeugungsmengen), die in die Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeist wurde, beläuft sich auf 370,7 TWh, was einem Anteil von 82,2 Prozent entspricht. Auch bei der Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge kommt neben den vier großen Erzeugungsunternehmen kein weiteres Unternehmen auf einen Anteil von mehr als fünf Prozent.

In der Sektoruntersuchung Stromerzeugung / Stromgroßhandel hat das Bundeskartellamt für die Jahre 2007 und 2008 auf dem Markt für den erstmaligen Absatz von Elektrizität mehrere Anbieter (RWE, E.ON, Vattenfall und gegebenenfalls auch EnBW) als individuell marktbeherrschend angesehen⁴².

Sektoruntersuchung Stromgroßhandel

Die im März 2009 vom Bundeskartellamt eingeleitete Sektoruntersuchung im Bereich der Stromerzeugung und des Stromgroßhandels wurde Anfang 2011 abgeschlossen⁴³.

Die Sektoruntersuchung beinhaltet eine ausführliche Analyse der Marktstruktur für den Untersuchungszeitraum 2007 und 2008. Ausgehend von einem Markt für den Erstabsatz von Elektrizität (ohne die Erzeugung und Vermarktung von EEG-Strom und die Vermarktung von Erzeugungskapazitäten als Regelenergie) kam das Bundeskartellamt für den Untersuchungszeitraum zu dem Ergebnis, dass in Deutschland mehrere Anbieter (RWE, E.ON, Vattenfall und gegebenenfalls auch EnBW) individuell über eine marktbeherrschende Stellung verfügen. Bei seiner Analyse ergänzte das Bundeskartellamt erstmals den Marktbeherrschungstest um eine Berechnung des Residual-Supply-Indexes (RSI). Der RSI ermittelt, ob die Erzeugungskapazitäten eines Unternehmens notwendig sind, um die Nachfrage zu decken. Ist ein Unternehmen in diesem Sinne pivotal, wird dies vom Bundeskartellamt als Indiz für das Vorliegen von Marktmacht herangezogen.

Darüber hinaus war ein Schwerpunkt der Untersuchung des Bundeskartellamts die Überprüfung der erhobenen Daten auf Hinweise für missbräuchliche Zurückhaltungen von Erzeugungskapazitäten durch marktstarke Unternehmen. Hierfür wurde ein spezieller Algorithmus

⁴² S. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung / Stromgroßhandel, Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB, Januar 2011, S. 87 ff.

⁴³ Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung / Stromgroßhandel, Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB, Januar 2011.

entwickelt, mit dem das Bundeskartellamt überprüft hat, ob die Kraftwerke im Untersuchungszeitraum durch die Erzeugungsunternehmen entsprechend den definierten Kriterien optimal eingesetzt wurden. Dabei ging das Bundeskartellamt davon aus, dass es grundsätzlich optimal ist, ein Kraftwerk einzusetzen, wenn es unter Berücksichtigung bestimmter Nebenbedingungen – etwa Mindestlauf- und Mindeststillstandszeiten – einen positiven Deckungsbeitrag erwirtschaftet. Mithilfe des Algorithmus wurde zwar in geringem Umfang Kraftwerksleistung identifiziert, die nach den definierten Kriterien hätte eingesetzt werden müssen. Da nach Anwendung des Algorithmus weitere Unsicherheiten und Rechtfertigungsgründe bestanden, ging das Bundeskartellamt jedoch davon aus, dass der festgestellte Nichteinsatz von Kraftwerken, die im Geld sind, zu gering war, um für den untersuchten Zeitraum konkrete Missbrauchsverfahren einzuleiten.

Struktur und wettbewerbliche Situation im Einzelhandelsbereich

Der Einzelhandelsbereich umfasst sämtliche Letztverbraucher, die Elektrizität zum eigenen Verbrauch nachfragen. Hierzu zählen neben den Haushalts- und Kleinkunden auch die industriellen Großkunden. Das Bundeskartellamt unterscheidet zwischen einem sachlichen Markt für die Belieferung leistungsgemessener Letztverbraucher und drei verschiedenen sachlichen Märkten für die Belieferung nicht-leistungsgemessener Letztverbraucher, nämlich Grundversorgungskunden, Sondervertragskunden und Heizstromkunden⁴⁴.

Der Markt für leistungsgemessene Letztverbraucher umfasst sämtliche Letztverbraucher, deren Verbrauch von elektrischer Energie durch eine registrierende Leistungsmessung erfasst wird. Die drei sachlichen Märkte für nicht-leistungsgemessener Letztverbraucher sind wie folgt charakterisiert: Der Markt für die Belieferung von Grundversorgungskunden mit Elektrizität umfasst sämtliche Standardlastprofilkunden, deren Verbrauch zu Allgemeinen Preisen im Sinne des § 36 Abs. 1 EnWG und des § 38 Abs. 1 EnWG abgerechnet wird. Der Markt für die Belieferung von Sondervertragskunden umfasst alle Standardlastprofilkunden, deren Verbrauch außerhalb Allgemeiner Preise abgerechnet wird. Der Markt für die Belieferung von Heizstromkunden umfasst Standardlastprofilkunden, die Elektrizität außerhalb allgemeiner Preise zum Betrieb unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen mit dem Zweck der Raumheizung nachfragen.

In räumlicher Hinsicht sind der Markt für leistungsgemessene Letztverbraucher und der Markt für die Belieferung von Sondervertragskunden deutschlandweit abzugrenzen. Der Markt für die Belieferung von Grundversorgungskunden und der Markt für die Belieferung von Heizstromkunden werden nach dem etablierten Versorgungsgebiet, d. h. im Regelfall nach dem zur Versorgung erforderlichen Niederspannungsnetz, abgegrenzt.

In 2010 belieferte Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG, beliefert über einen:	Anzahl neu belieferte Kunden	Anzahl nicht mehr belieferte Kunden
Grundversorgungstarif	1.119.175	2.193.813
Tarif außerhalb der Grundversorgung (Haushaltskunden innerhalb des eigenen Grundversorgungsnetzgebietes)	1.285.932	1.294.450
Tarif außerhalb der Grundversorgung (Haushaltskunden außerhalb des eigenen Grundversorgungsnetzgebietes bzw. von Lieferanten, die keine Grundversorger sind)	2.114.516	1.407.884
Gesamt	4.519.623	4.896.148

Tabelle 6: Anzahl der neu belieferten und nicht belieferten Kunden

Anhand der Monitoringabfrage lässt sich hinsichtlich der Struktur der Einzelhandelsmärkte im Berichtszeitraum ableiten, dass die Bedeutung von Grundversorgungsverträgen abgenommen hat. So standen ca. 2,2 Millionen nicht mehr in der Grundversorgung belieferten Endkunden

⁴⁴ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 30.11.2009, Az. B8 – 107/09 – *Integra/Thüga*, Rn. 32 ff.. Für eine ausführliche Darstellung der Marktabgrenzung vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, S. 77ff.

lediglich 1,1 Millionen Neukunden in der Grundversorgung gegenüber. D. h., dass die Anzahl der Kunden in der Grundversorgung ist um mehr als eine Million Kunden gesunken. Diese Kunden haben jedoch größtenteils nicht nur den Tarif beim bisherigen Lieferanten gewechselt, sondern auch den Lieferanten. Dies ergibt sich daraus, dass die Anzahl der Neukunden bei Lieferanten, die außerhalb des eigenen Grundversorgungsgebietes liefern bzw. keine Grundversorger sind, mit 2,1 Millionen um ca. 700.000 höher als die Anzahl der von diesen Lieferanten verlorenen Kunden ist. Diese Entwicklung verdeutlicht, dass die Bedeutung überregionaler Lieferanten im Berichtszeitraum zugenommen hat. Lieferungen in der Grundversorgung haben indessen abgenommen.

Gemeinsamer Leitfaden von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt zu Konzessionsübernahmen

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt haben im Berichtszeitraum einen „Gemeinsamen Leitfaden zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers“ erarbeitet und veröffentlicht⁴⁵. Hintergrund ist, dass ein Großteil der bestehenden, bundesweit auf ca. 20.000 geschätzten Konzessionsverträge für Strom und Gas nach § 46 Abs. 1 EnWG gegenwärtig und in den kommenden Jahren ausläuft. Im Rahmen der Konzessionsübernahme ergibt sich eine Vielzahl energie- und kartellrechtlicher Fragestellungen, zu deren Beantwortung der Gemeinsame Leitfaden von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt Hilfestellungen geben möchte. Im kartellrechtlichen Teil des Leitfadens werden insbesondere die sich aus den europäischen Grundfreiheiten abgeleiteten Vergabeprinzipien für Wegenutzungsrechte diskutiert und mögliche missbräuchliche Verhaltensweisen der Kommunen im Vergabeprozess aufgezeigt. Nach gemeinsamer Auffassung der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts verfügen die Kommunen auf den relevanten Märkten für die entgeltliche Vergabe von Wegenutzungsrechten für Strom und Gas, die räumlich auf das jeweilige Konzessionsgebiet beschränkt sind, als die einzigen Anbieter jeweils über eine marktbeherrschende Stellung. Da sie in diesem Bereich unternehmerisch tätig sind, sind die deutschen und europäischen Normen zum Missbrauch marktbeherrschender Stellungen auf sie anwendbar. Missbräuchliche Verhaltensweisen liegen u. a. in der Forderung unzulässiger Gegenleistungen für die Konzession, in der Anwendung intransparenter oder unzulässiger Kriterien für die Auswahl des Konzessionsnehmers sowie in der Bevorzugung einzelner Bieter um die Konzession ohne sachlichen Grund. Der Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung kann im Einzelfall jedoch ebenso vom Konzessionsnehmer und Netzbetreiber ausgehen, etwa wenn der Altkonzessionär seiner Informationspflicht gegenüber der Gemeinde hinsichtlich der Übermittlung netzbezogener Daten zur Verwendung im Interessenbekundungsverfahren nicht nachkommt. Das Bundeskartellamt hat im Nachgang zur Veröffentlichung des Gemeinsamen Leitfadens bereits mehrere Missbrauchs- und Kartellverfahren gegen Kommunen und Netzbetreiber eingeleitet.

Maßnahmen gegen wettbewerbsbeschränkende Vereinbarungen

Verfahren im Zusammenhang mit Strombezugsverträgen zwischen Evonik und RWE

Das Bundeskartellamt ist im Zuge der Sektoruntersuchung „Stromerzeugung / Stromgroßhandel“ auf wettbewerbsbeschränkende Klauseln in Leistungsvorhaltungsverträgen zwischen der Evonik Steag GmbH („Evonik Steag“) und der RWE Energie AG („RWE“) aufmerksam geworden. Kritische Vertragsinhalte betrafen insbesondere die Verpflichtung von Evonik, im Fall einer Elektrizitätsvermarktung an Dritte sog. „Kapitaldienstentgelte“, die RWE im Zuge der Zusammenarbeit als Gegenleistung für die Leistungsvorhaltung durch Evonik entrichtet hatte, an RWE „zurückzuerstatten“. Die vorgesehenen „Rückzahlungsverpflichtungen“ waren derart bemessen, dass sie eine Drittvermarktung durch Evonik effektiv verhinderten.

⁴⁵ S. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/AllgemInformation/LeitfadenKonzessionsrecht/LeitfadenKonzeesionsrecht.pdf?__blob=publicationFile oder http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Diskussionsbeitraege/101215_Leitfaden_Konzessionsrecht_BNetzA-BKartA.PDF.

Das Bundeskartellamt konnte nach Verfahrenseröffnung die beiden beteiligten Unternehmen unter Verweis auf § 1 GWB, Art. 101 AEUV dazu bewegen, die in Rede stehenden Klauseln für gegenstandslos zu erklären. Im Gegenzug wurde das Verfahren eingestellt. In der Folge hat RWE darüber hinaus erklärt, die ihr eingeräumte Option, den Elektrizitätsbezug aus den Kraftwerken Weiher III, MK Völklingen / HK Völklingen und GK West über das 2012 hinaus zu verlängern (bis 2015 bzw. mindestens 2020), nicht auszuüben. Damit steht künftig Leistung in substantiellem Umfang aus Evonik-Kraftwerken für die Vermarktung an Dritte zur Verfügung.

Verfahren im Zusammenhang mit Konzessionsübernahmen

Das Bundeskartellamt hat ein Verfahren gegen eine norddeutsche Gemeinde eingeleitet, die die Wegenutzungsrechte für Strom neu vergeben möchte. Im Rahmen ihres Interessenbekundungsverfahrens gemäß § 46 Abs. 3 EnWG verlangte die Gemeinde von Bietern unter anderem die Vorlage eines Konzepts zur Gründung eines Gemeindewerkes für den Elektrizitätsvertrieb. Auf Betreiben des Bundeskartellamts wird die betroffene Gemeinde das Interessenbekundungsverfahren nun wiederholen und dabei ausschließlich netzbezogene Auswahlkriterien anwenden. Die Ausschreibung der Beteiligung an einem Kooperationsmodell unter Einschluss von Vertriebsleistungen wird sich dem gegebenenfalls separat und unabhängig von der Konzessionsvergabe anschließen.

Die Frage nach möglichen Verstößen gegen das Nebenleistungsverbot, die zugleich einen Verstoß gegen §§ 19, 20 GWB darstellen, erhebt sich auch in weiteren Verfahren des Bundeskartellamts, etwa betreffend die Gewährung von Garantiedividenden oder die Übernahme zusätzlicher finanzieller Risiken im Rahmen kommunaler Beteiligungsmodelle.

Darüber hinaus ermittelt das Bundeskartellamt im Zusammenhang mit der Vergabe von Wegenutzungsrechten für Strom und Gas beim Abschluss von Konzessionsverträgen ohne vorherige Durchführung eines Interessenbekundungsverfahrens gemäß § 46 Abs. 3 EnWG. Angesichts der unvermindert hohen Anzahl an Beschwerden ist mit weiteren Verfahrenseinleitungen zu rechnen.

Verfahren zu Weiterverkaufsverboten

Das Bundeskartellamt hat im Berichtszeitraum insgesamt 17 Kartellverfahren wegen wettbewerbsbeschränkender Weiterverkaufsverbote für Mindestabnahmemengen von Elektrizität bzw. Gas mit Verfügungen nach § 32 b GWB eingestellt⁴⁶. Gegenwärtig ist noch ein weiteres Verfahren dieser Art anhängig, das einen Gasliefervertrag betrifft.

Heizstrom

Das Bundeskartellamt hat die im Herbst 2009 eingeleiteten Missbrauchsverfahren gegen 17 Heizstromversorger nach rund einem Jahr mit der Annahme von Verpflichtungszusagen abgeschlossen; gegen ein Unternehmen ist der ursprünglich bestehende Anfangsverdacht entfallen. Das Verfahren gegen die Entega GmbH & Co. KG, Darmstadt, dauert derzeit noch an. Die betroffenen Unternehmen sowie eine Vielzahl weiterer Heizstromversorger haben sich zu umfassenden marktöffnenden Maßnahmen verpflichtet und zugesagt, künftig Heizstromtarife transparent im Internet zu veröffentlichen. Des Weiteren werden die jeweiligen Netzbetreiber künftig bzw. weiterhin temperaturabhängige Lastprofile verwenden und diese Profile ebenfalls im Internet veröffentlichen. Darüber hinaus haben sich 13 Versorger zu Rückerstattungen an ihre Heizstromkunden bzw. Preismoratorien im Umfang von insgesamt rund 27 Mio. Euro verpflichtet. Eine Entlastung der Heizstrombezieher wird außerdem durch die Zusage der Unternehmen erreicht, ihren Kunden (weiterhin) für Heizstromlieferungen nur den nach der Konzessionsabgabenverordnung für Sondervertragslieferungen maximal zulässigen Hebesatz von 0,11 Cent pro kWh in Rechnung zu stellen.

Das Bundeskartellamt hat ein weiteres Verfahren wegen Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung gegen ein Unternehmen eröffnet, welches die Belieferung von Wärme-

⁴⁶ Die Zusageentscheidungen sind veröffentlicht unter: <http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/archiv/EntschKartArchiv/EntKartArchiv2010/EntschKartell.php>. Zum Hintergrund der Verfahren siehe Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, S. 80.

pumpeninhabern zu gesonderten Tarifen eingestellt hatte, ohne diesen ersatzweise einen anderen als den regulären Haushaltsstromtarif anzubieten. Nachdem sich das Unternehmen gegenüber dem Bundeskartellamt dazu bereit erklärt hatte, künftig wieder einen Wärmepumpenstromtarif anzubieten und die betreffenden Kunden zu entschädigen sowie die vorgeannten marktöffnenden Maßnahmen umzusetzen, konnte das Verfahren eingestellt werden.

Trotz der verbesserten Transparenz auf den Heizstrommärkten ist eine spürbare Wettbewerbsbelebung bislang nicht festzustellen. Überregionale Anbieter von Heizstrom treten kaum in Erscheinung. Die geringe Wettbewerbsintensität dürfte im Wesentlichen auf das vielerorts sehr niedrige Preisniveau zurückzuführen sein, welches – trotz z. T. erheblicher Preissteigerungen in den vergangenen Jahren – nur geringe oder keine Gewinnmargen zulässt.

Allgemeine Marktdaten und Marktabdeckung

Am Monitoring 2011 haben sich die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) beteiligt. Die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) der ÜNB betrug zum 31. Dezember 2010 in der Höchstspannungsebene 34.403 km und in der Hochspannungsebene 135 km. Insgesamt belief sich die Anzahl der Zählpunkte abzüglich sog. virtueller Zählpunkte i. S. d. Metering Code 2006 in den Netzgebieten der vier ÜNB am 31. Dezember 2010 auf insgesamt 1.024 Zählpunkte. Davon wiesen 937 Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung auf. Die gesamte Entnahmemenge der 146 (Stand: 31. Dezember 2010) an den Netzen der ÜNB angeschlossenen Letztverbraucher betrug 35,4 TWh im Berichtsjahr 2010.

Mit Stand 22. Juli 2011 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 869 Verteilernetzbetreiber (VNB) Elektrizität erfasst. Davon haben sich rund 770 VNB am Monitoring 2011 der Bundesnetzagentur beteiligt. Diese VNB weisen eine Entnahmemenge der Letztverbraucher von 455,1 TWh auf, was einer Marktabdeckung von rund 96 Prozent am deutschen Elektrizitätsverbrauch aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung in Höhe von 511 TWh⁴⁷ abzüglich der Abgabe an Letztverbraucher der ÜNB in Höhe von 35,4 TWh, entspricht.

Mit Stand 31. Dezember 2010 wurden insgesamt 46.894.677 Letztverbraucher beliefert. Die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) der am Monitoring 2011 teilnehmenden VNB summierte sich zum 31. Dezember 2010 auf 1.716.441 km. In den Netzgebieten der VNB Elektrizität betrug die Anzahl der Zählpunkte abzüglich sog. virtueller Zählpunkte i. S. d. Metering Code 2006 insgesamt 47.331.328 Zählpunkte zum 31. Dezember 2010. Davon wiesen 317.732 Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung auf. Insgesamt sind 43.314.502 Zählpunkte Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zuzuordnen, von diesen werden 35.448.396 (81,8 Prozent) vom jeweiligen Grundversorger i. S. d. § 36 Abs. 2 EnWG beliefert. Der Marktanteil der 20 größten VNB (ohne Einbeziehung von Beteiligungen) liegt bei 54 Prozent.

⁴⁷ Kalkulierter Näherungswert der Bundesnetzagentur

Netzstrukturdaten 2010	ÜNB	VNB	Summe
Netzbetreiber (Anzahl)	4	869	873
davon Netzbetreiber mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	4	794	798
Stromkreislänge (in km)	34.403	1.716.442	1.750.845
davon Höchstspannung	34.268	481	34.749
davon Hochspannung	135	95.019	95.154
davon Mittelspannung	0	497.044	497.044
davon Niederspannung	0	1.123.898	1.123.898
Trassenlänge (in km)	17.719		17.719
davon Höchstspannung	17.610		17.610
davon Hochspannung	109		109
Leistung angeschlossener Erzeugungsanlagen (in GW)	77,6	82,9	160,5
davon konventionelle Erzeugungsanlagen	76,2	30,1	106,3
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern	1,4	52,8	54,2
davon nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen	1,3	49,4	50,7
Einspeisemengen (in TWh)	367,4	163,7	531,1
davon aus konventionellen Anlagen	364,6	72,9	437,5
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern	2,8	90,8	93,6
davon aus nach EEG vergütungsfähigen Anlagen	2,2	78,5	80,7
Netzverluste (in TWh)	3,7	17,3	21,0
davon Höchstspannung	3,0	0,0	3,0
davon Hochspannung (inklusive HÖS/HS)	0,7	3,3	4,0
davon Mittelspannung (inklusive HS/MS)	0,0	5,4	5,4
davon Niederspannung (inklusive MS/NS)	0,0	8,6	8,6
Entnahmemengen (in TWh)⁴⁸	35,4	455,1	490,5
davon Industrie- und Gewerbekunden	35,4	325,1	360,5
davon Haushaltskunden	0,0	130,0	130,0
Letztverbraucher (Anzahl)⁴⁹	146	46.894.531	46.894.677
davon Industrie- und Gewerbekunden	134	2.503.262	2.503.396
davon Haushaltskunden	12	44.391.269	44.391.281

Tabelle 7: Netzstrukturdaten der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland im Jahr 2010

Im Bereich der Elektrizitätsgroßhändler und -lieferanten haben sich rund 940 Unternehmen am Monitoring 2011 der Bundesnetzagentur beteiligt. Von diesen sind ca. 100 Unternehmen ausschließlich als Großhändler, die keine Letztverbraucher beliefern und rund 840 als Lieferanten tätig. Die von den Lieferanten angegebenen Abgabemengen an Letztverbraucher betragen im Berichtsjahr 2010 insgesamt 458,4 TWh. Dies entspricht einer Marktabdeckung von rund 92 Prozent am deutschen Elektrizitätsverbrauch aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung von 501 TWh⁵⁰ im Berichtsjahr 2010. Die 20 größten Elektrizitätslieferanten (ohne Einbeziehung von Beteiligungen) weisen einen Marktanteil von 48 Prozent auf.

Für die Entnahmemengen von Letztverbrauchern in den Netzbereichen der erfassten ÜNB und VNB sowie für die Abgabemengen der erfassten Lieferanten haben sich die in der nachstehenden Tabelle aufgeführten Werte für das Berichtsjahr 2010 ergeben. Ebenfalls aufgeführt ist der jeweilige prozentuale Anteil der einzelnen Kategorien für die gesamte Entnahme- bzw. Abgabemenge an Letztverbraucher.

⁴⁸ Bei einer Marktabdeckung von 96 Prozent

⁴⁹ Bei einer Marktabdeckung von 96 Prozent

⁵⁰ Kalkulierter Näherungswert der Bundesnetzagentur exklusive der Elektrizitätsbelieferung über Bahnstromnetze und Infrastrukturstromnetze an Bahnhöfen in Höhe von ca. 10 TWh/a (Anhaltswert).

2010				
Kategorie	Entnahmemengen VNB/ÜNB in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent	Abgabemengen Lieferanten in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	129,97	26,5	130,69	28,5
> 10 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	123,86	25,3	106,40	23,2
> 2 GWh/Jahr	236,65	48,2	221,27	48,3
Gesamtsumme	490,48	100	458,36	100

Tabelle 8: Summierte Entnahmemengen Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und ÜNB sowie summierte Abgabemengen Letztverbraucher nach Kategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten im Berichtsjahr 2010

Die Tabelle zeigt die bestehende Struktur im Elektrizitätsmarkt. Trotz einer verhältnismäßig geringen Anzahl von großen Industriekunden (17.604) machen die großen Industriekunden mengenmäßig ca. 48 Prozent des Elektrizitätsmarktes aus. Kleinere Industrie- und Gewerbe-kunden (2.485.769) kommen auf einen mengenbezogenen Anteil von ca. 25 Prozent. Die an-zahlmäßig größte Kundenkategorie der Haushaltskunden (44.391.281) erreicht mengenbezo-gen einen Anteil von ca. 27 Prozent des Elektrizitätsmarktes.

Nach dem deutlichen Rückgang des Elektrizitätsabsatzes an Industriekunden im Berichtsjahr 2009, konnte im Berichtsjahr 2010 eine Steigerung um gut 14 Prozent festgestellt werden. Der Elektrizitätsabsatz an Gewerbe- und Haushaltskunden blieb stabil. Insgesamt ist der Elektri-zitätsabsatz in 2010 um rund sieben Prozent auf ca. 511 TWh angestiegen.

Weiterhin sind in der oben benannten Struktur die Geschäftsbereiche für Ökostrom sowie für Wärmespeicherstrom und Wärmepumpenstrom enthalten. Im Berichtsjahr 2010 wurden 4.490.579 Letztverbraucher mit Ökostrom sowie 1.841.090 Letztverbraucher mit Wärmespei-cher- und Wärmepumpenstrom beliefert. Die Abgabemengen beliefen sich hierbei für Öko-strom auf 27,3 TWh bzw. für Wärmespeicher- und Wärmepumpenstrom auf 15,2 TWh.

Bei Anwendung der Dominanzmethode weisen im Jahr 2010 drei Unternehmen einen men-genbezogenen Anteil an der gesamten Abgabemenge von mindestens fünf Prozent auf. Nach dem letztjährigen Rückgang um gut vier Prozentpunkte, ist der Anteil der vier größten Lief-eranten im Berichtsjahr 2010 erneut um 3,9 Prozentpunkte gesunken.

2010				
Kategorie	Abgabe-mengen in TWh	Hochgerechnete Abgabemengen in TWh	Abgabemengen der vier größten Unternehmen in TWh	Anteil an hochgerechneter Summe in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	130,7	142,8	65,2	45,7
> 10 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	106,4	116,3	43,1	37,1
> 2 GWh/Jahr	221,3	241,9	111,9	46,3
Gesamtsumme	458,4	501	220,2	44,0

Tabelle 9: Anteile (Anhaltswerte) der vier größten Unternehmen nach Kundenkategorien Letztverbraucher gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten unter Verwendung der Dominanzmethode für 2010

Im Berichtsjahr 2010 weisen die vier größten Lieferanten eine Elektrizitätsabgabe von insge-samt 220,2 TWh an Letztverbraucher auf. Dies entspricht einem Anteil von ca. 44 Prozent am

gesamten Netto-Elektrizitätsverbrauch in Höhe von 501 TWh⁵¹ aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung. Dabei wurden die Abgabemengen der beherrschten (konsolidierten) Unternehmen nach der Dominanzmethode dem beherrschenden Unternehmen (Stand der Beteiligungsverhältnisse zum Zeitpunkt der Berichtserstellung) zugeordnet. Zur Ermittlung der korrekten Anteile wurde die erfasste Gesamtabgabemenge in den einzelnen Kategorien entsprechend des Verhältnisses des gesamten Netto-Elektrizitätsverbrauches hochgerechnet.

Erzeugung

Anschluss Elektrizitätserzeuger bei Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern nach Energieträgern

Energieträger	Insgesamt angeschlossene Erzeugungsanlagen zum 31. Dezember 2010 (Netto-Nennleistungen in MW)		
	ÜNB	VNB	Gesamt
Steinkohle	18.440	4.860	23.300
Braunkohle	19.070	2.231	21.301
Kernenergie	20.408	370	20.778
Erdgas	7.933	12.703	20.636
Pumpspeicher	6.715	1.320	8.035
Mineralölprodukte	1.975	2.067	4.042
Mehrere Energieträger (nicht erneuerbar)	1.651	3.514	5.165
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar) ⁵²	14	3.053	3.067
Wind	1.224	25.827	27.051
Solar	1	17.018	17.019
Biomasse	26	4.726	4.752
Lauf- und Speicherwasser	164	4.171	4.335
Sonstige Energieträger (erneuerbar) ⁵³	1	1.041	1.041
Summe	77.621	82.902	160.523
hiervon ≥ 100 MW	75.571	18.265	93.836
Anteil ≥ 100 MW in Prozent	97	22	58

Tabelle 10: Insgesamt bei ÜNB und VNB angeschlossene Erzeugungsanlagen nach Energieträgern zum 31. Dezember 2010 (Netto-Nennleistungen)⁵⁴

⁵¹ Kalkulierter Näherungswert der Bundesnetzagentur exklusive der Elektrizitätsbelieferung über Bahnstromnetze und Infrastrukturstromnetze an Bahnhöfen in Höhe von ca. 10 TWh/a (Anhaltswert).

⁵² Inkl. Abfall

⁵³ Deponie-, Klär- und Grubengas; Geothermie; Sonstige nicht nach EEG vergütungsfähige Anlagen

⁵⁴ Netto-Leistung ist die an das Versorgungssystem (Übertragungs- und/oder Verteilernetz, Letztverbraucher) abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit; Nenn-Leistung ist die Dauerleistung einer Erzeugungsanlage, für die sie gemäß den Liefervereinbarungen bestellt ist (siehe auch Glossar). Bei dem Energieträger Wind liegt der Anteil von Offshore-Anlagen bei 80 MW.

Energieträger	Einspeisemenge 2010 (insgesamt) in TWh		
	ÜNB	VNB	Gesamt
Kernenergie	132,7	2,0	134,7
Braunkohle	123,2	7,8	130,9
Steinkohle	74,2	19,7	93,9
Erdgas	24,2	29,4	53,6
Pumpspeicher	8,3	1,3	9,6
Mineralölprodukte	1,5	0,5	1,9
Mehrere Energieträger (nicht erneuerbar)	0,6	6,9	7,5
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	0,0	5,3	5,3
Wind	1,9	35,7	37,6
Biomasse	0,2	25,5	25,7
Lauf- und Speicherwasser	0,7	16,7	17,5
Solar	0,0	11,7	11,7
Sonstige Energieträger (erneuerbar)	0,0	1,2	1,2
Summe	367,5	163,7	531,2

Tabelle 11: Einspeisemenge 2010 (insgesamt) in Netze der ÜNB und VNB in TWh⁵⁵

Entwicklung nach EEG vergüteter Elektrizitätserzeugung

Zum Zeitpunkt der Erstellung des Monitoringberichtes 2011 war die Erhebung und der Abgleich der von der Bundesnetzagentur erhobenen EEG-Daten für das Abrechnungsjahr 2010 noch nicht vollständig abgeschlossen. Mit dem vollumfänglichen Datenabgleich konnte erst nach dem Eingang der Meldung der ÜNB, welche eine gesetzliche Frist zur Datenabgabe bis zum 31. Juli 2010 hatten, begonnen werden. Die EEG-Zahlen des Abrechnungsjahres 2010 haben somit vorläufigen Charakter. Detaillierte Ergebnisse der Jahresendabrechnung 2009, einschließlich bundeslandscharfer Darstellungen, stehen im Bericht der Bundesnetzagentur unter:

→ www.bundesnetzagentur.de → Sachgebiete → Elektrizität/Gas → Sonderthemen → EEG-Statistikbericht zur Verfügung.

	Wasserkraft	Gas	Biomasse	Geothermie	Windenergie	Solar	Summe
Gesamt in 2010	1.350	620	4.615	8	27.051	17.019	50.663
Gesamt in 2009	1.340	641	4.102	8	25.350	9.914	41.355
Zuwachs/Rückgang im Vergleich zu 2009	0,8 %	-3,2 %	12,5 %	0,0 %	6,7 %	71,7 %	22,5 %

Tabelle 12: Installierte Leistung in MW von nach EEG vergüteten Anlagen in MW (31.12.2010) je Energieträger

Die Tabelle „eingespeiste Jahresarbeit und an Anlagenbetreiber ausgezahlte Mindestvergütung je Energieträger in 2010“ gibt die relative Veränderung gegenüber dem Jahr 2009 wieder. Auffällig sind insbesondere die extrem hohen Zuwächse von ca. 78 Prozent eingespeister Jahresarbeit und 61 Prozent gezahlter Mindestvergütung beim Energieträger Solar in nur einem Jahr. Der extrem starke Rückgang der eingespeisten Jahresarbeit und gezahlter Mindestvergütung von rund 43 Prozent bei Deponie- Klär- und Grubengas ist auf die verstärkte Teilnahme dieses Energieträgers an der Direktvermarktung zurückzuführen.

⁵⁵ Bei dem Energieträger Wind liegt der Anteil von Offshore-Anlagen bei 0,17 TWh.

Energieträger	Summe 2010		Veränderung gegenüber 2009 in Prozent
Wasser	GWh	5.050	3,5
	Mio. €	421	9,9
Biomasse	GWh	25.146	9,4
	Mio. €	4.240	14,6
Gas	GWh	1.159	-42,6
	Mio. €	83	-42,2
Geothermie	GWh	28	47,3
	Mio. €	6	37,5
Wind	GWh	37.635	-2,4
	Mio. €	3.342	-1,5
Solar	GWh	11.682	77,6
	Mio. €	5.090	61,2
Summe	GWh	80.700	7,5
	Mio. €	13.182	22,3

Tabelle 13: Eingespeiste Jahresarbeit und an Anlagenbetreiber ausgezahlte Mindestvergütung je Energieträger in 2010

Die Entwicklung der Summe der eingespeisten Jahresarbeit und die an Anlagenbetreiber ausgezahlte Mindestvergütung der Jahre 2010 wird in Teil I dieses Berichtes im Kapitel „Erzeugung, Entwicklung nach EEG vergüteter Elektrizitätserzeugung“ dargestellt.

Direktvermarktung Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien

Als Alternative zur festen EEG-Einspeisevergütung besteht für Anlagenbetreiber auch die Option, den Strom nach § 17 EEG eigenständig zu vermarkten. Bis einschließlich 2009 haben sich dafür jedoch nur wenige Anlagenbetreiber Weg entschieden. Im Jahr 2010 haben deutlich mehr Anlagenbetreiber den Weg der Direktvermarktung gewählt, so dass im Vergleich zum Jahr 2009 die direkt vermarktete EEG-Menge mit rund 1.587 GWh um das Fünffache angestiegen ist. Die Hälfte der direkt vermarkteten Anlagen waren Deponie-, Klär- oder Grubengasanlagen. Darüber hinaus entfiel ein großer Anteil auf die Wasserkraft und ca. zehn Prozent der direkt vermarkteten Menge wurde durch Onshore Windenergieanlagen erzeugt.

Energieträger	Direkt vermarktete Strommenge (in MWh)	Anteil der einzelnen Energieträger an der gesamten Direktvermarktung (in Prozent)
Deponie-, Klär- und Grubengas	803	50,58
Wasserkraft	616	38,84
Wind	159	10,02
Biomasse	9	0,55
Solar	0,09	0,01
Geothermie	0	0
Gesamt	1.587	100

Tabelle 14: direkt vermarktete Strommengen nach § 17 EEG im Jahr 2010

Der Grund für den Anstieg liegt in dem Zusammenspiel aus der Direktvermarktung nach § 17 EEG und dem sogenannten Grünstromprivileg nach § 37 Abs. 1 EEG. Anlagenbetreiber, die sich für die Direktvermarktung entscheiden, schließen im Wesentlichen Verträge mit Händlern ab, die wiederum diesen generell EEG-vergütungsfähigen Strom nutzen, um die Kriterien des Grünstromprivilegs zu erfüllen. 2010 gewann nun das Grünstromprivileg deutlich an Attraktivität und löste eine Sogwirkung auf die Direktvermarktung aus. Die Attraktivität des Grünstromprivilegs wurde durch den erheblichen Anstieg der EEG-Umlage von 2,047 ct/kWh auf 3,353 ct/kWh in 2010 erhöht.

Im Vergleich zur EEG-Elektrizitätsmenge, für die im Jahr 2009 die feste Einspeisevergütung gewählt wurde, befand sich dennoch nur ein sehr geringer Anteil (etwas weniger als zwei Prozent) in der Direktvermarktung.

Erwarteter Zu- und Rückbau von Erzeugungskapazitäten

Im Monitoring 2011 befragte die Bundesnetzagentur Erzeuger, die über Kraftwerke mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens fünf MW verfügen bzw. Investitionen in solche Kraftwerke planen und / oder bereits durchführen⁵⁶. Diese Unternehmen wurden um Angaben zu Investitionsvorhaben, geplanten Außerdienststellungen sowie zu im Jahr 2010 erfolgten Inbetriebnahmen bzw. Außerdienststellungen von Erzeugungskapazitäten gebeten.

Am Monitoring 2011 haben sich 248 Erzeuger beteiligt. Diese Unternehmen haben 2010 eine Netto-Elektrizitätsmenge von insgesamt 483,9 TWh (davon 9,2 TWh nach EEG vergütet) erzeugt und hiervon 460,1 TWh (davon 9,2 TWh nach EEG vergütet) in die Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeist. Die antwortenden Erzeuger verfügten am 31. Dezember 2010 über eine gesamte Netto-Engpassleistung von 110,2 GW (davon 3,2 GW nach EEG vergütet). Ein Vergleich mit den bei Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern erhobenen Leistungsdaten von Erzeugungsanlagen, die nicht nach EEG vergütet werden, und deren Einspeisung in die Netze der Allgemeinen Versorgung dokumentiert die hohe Marktabdeckung der Erzeugerabfrage in diesem Bereich.

Bei industriellen Erzeugungskapazitäten sowie Offshore-Windenergie weist die Erhebung jedoch weiterhin nur eine teilweise Marktabdeckung und im Bereich der weiteren erneuerbaren Energien (insbesondere aufgrund des Schwellenwertes von fünf MW) nur eine geringe Marktabdeckung auf.

Entwicklung der Erzeugungskapazitäten 2010

Für Erzeugungskapazitäten mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens fünf MW ist für das Berichtsjahr 2010 eine Zunahme der Erzeugungskapazitäten um 2,2 GW festzustellen. Dabei standen fertiggestellten Kapazitäten von 2,5 GW (Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung im kommerziellen Betrieb) eine endgültige Aufgabe von 0,3 GW gegenüber. Der Leistungszuwachs um 2,2 GW liegt oberhalb den seit 2005 im Monitoring erfassten jährlichen Zuwächsen bei Erzeugungskapazitäten:

- plus 1,7 GW im Jahr 2005
- plus 0,6 GW im Jahr 2006
- plus 1,3 GW im Jahr 2007
- plus 1,1 GW im Jahr 2008
- plus 0,2 GW im Jahr 2009

56 Wind- oder Solarparks waren anzugeben, sofern die Summe der einzelnen Erzeugungsanlagen eines Parks mindestens fünf MW beträgt.

Eingesetzter Energieträger	Erzeugungskapazitäten in 2010	
	fertiggestellt und an das Netz gegangen in MW	endgültig aufgegeben in MW
Erdgas	1.989	138
Sonstige Energieträger	194	75
Braunkohle	113	58
Mehrere Energieträger	87	25
Abfall	51	
Windenergie (Onshore-Anlage)	22	
Steinkohle	14	
Mineralölprodukte		6
Summe aller Energieträger	2.470	301

Tabelle 15: Fertiggestellte (Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung im kommerziellen Betrieb) und endgültig aufgebene (außer Betrieb genommene) Erzeugungskapazitäten 2010 (Netto-Engpassleistungen, > 5 MW)

Erwarteter Zubau von Erzeugungskapazitäten

Von den Erzeugern wurden 104 Investitionsvorhaben im Monitoring 2011 mit einer Gesamtsumme von 40 GW gemeldet.

Voraussichtliche Aufnahme der kommerziellen Elektrizitätseinspeisung 2011 - 2013					
Eingesetzter Energieträger	Im Bau befindliche Projekte in MW	Behördlich genehmigte Projekte ⁵⁷ in MW	Projekte im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW	Projekte noch nicht im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW	Insgesamt geplante bzw. derzeit durchgeführte Investitionen in MW
Steinkohle	5.399		19		5.418
Erdgas	1.765		1.207	30	3.002
Braunkohle	2.740				2.740
Windenergie (Offshore-Anlage)	1.832	200		18	2.050
Mehrere Energieträger	162	37			199
Pumpspeicher	195				195
Windenergie (Onshore-Anlage)	45	24	58		127
Sonstige Energieträger	38	9			47
Abfall	33				33
Biomasse ⁵⁸	10	5	5		20
Laufwasser		5			5
Summe aller Energieträger 2011 - 2013	12.218	280	1.290	48	13.836

Tabelle 16: Geplante bzw. durchgeführte Investitionen in Erzeugungskapazitäten 2011 - 2013 (Netto-Engpassleistungen, mindestens fünf MW)

⁵⁷ Unter der behördlichen Genehmigung ist die Genehmigung nach dem BImSchG (Bundes-Immissionsschutzgesetz) zu verstehen.

⁵⁸ Einschl. Biogas und dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie; ohne Klär- und Deponiegas.

Bei den Angaben erfolgte keine Prüfung auf die Realisierungswahrscheinlichkeit der gemeldeten Investitionsvorhaben. Von den insgesamt 104 Investitionsvorhaben haben 56 Projekte mit einer Summe von 38,8 GW eine Kapazität von jeweils mindestens 100 MW. Dies entspricht einem Anteil von rund 97 Prozent der insgesamt gemeldeten Investitionsvorhaben. Tatsächlich im Bau befinden sich gegenwärtig 48 Projekte mit einer Gesamtkapazität von 15,1 GW. Von den im Bau befindlichen Projekten haben 24 Projekte mit insgesamt 14,4 GW eine Kapazität von jeweils mindestens 100 MW.

Voraussichtliche Aufnahme der kommerziellen Elektrizitätseinspeisung 2014 - 2019					
Eingesetzter Energieträger	Im Bau befindliche Projekte in MW	Behördlich genehmigte Projekte in MW⁵⁹	Projekte im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW	Projekte noch nicht im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW	Insgesamt geplante bzw. derzeit durchgeführte Investitionen in MW
Erdgas		1.310	3.690	3.955	8.955
Steinkohle	2.631		4.348	735	7.714
Braunkohle				2.692	2.692
Windenergie (Offshore-Anlage)	288	1.288	996		2.572
Pumpspeicher				1.670	1.670
Mehrere Energieträger			1.350		1.350
Sonstige Energieträger				100	100
Windenergie (Onshore-Anlage)		26			26
Biomasse ⁶⁰			20		20
Summe aller Energieträger 2014 - 2019	2.919	2.624	10.404	9.152	25.099

Tabelle 17: Geplante bzw. durchgeführte Investitionen in Erzeugungskapazitäten 2014 - 2019 (Netto-Engpassleistungen, mindestens fünf MW)

Monitoring 2011 (Stand 1. April 2011)					
Voraussichtliche Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung	Im Bau befindliche Projekte in MW	Behördlich genehmigte Projekte in MW⁶¹	Projekte im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW	Projekte noch nicht im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW	Insgesamt geplante bzw. derzeit durchgeführte Investitionen in MW
2011 - 2013	12.218	280	1.290	48	13.836
2014 - 2019	2.919	2.624	10.404	9.152	25.099
Summe aller Energieträger 2011 - 2019	15.137	2.904	11.694	9.200	38.935

Tabelle 18: Geplante bzw. durchgeführte Investitionen in Erzeugungskapazitäten 2011 – 2019 (Netto-Engpassleistungen, mindestens fünf MW)

⁵⁹ Unter der behördlichen Genehmigung ist die Genehmigung nach dem BImSchG (Bundes-Immissionsschutzgesetz) zu verstehen.

⁶⁰ Einschl. Biogas und dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie; ohne Klär- und Deponiegas.

⁶¹ Unter der behördlichen Genehmigung ist die Genehmigung nach dem BImSchG (Bundes-Immissionsschutzgesetz) zu verstehen.

Erwarteter Rückbau von Erzeugungskapazitäten

Die von den Unternehmen gemeldeten Daten zu den geplanten Außerdienststellungen bei Erzeugungskapazitäten mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens fünf MW (inkl. teilweiser Anlagenstilllegungen) beinhalten Schätzwerte (mit Ausnahme der Kernenergie) und sind daher als Anhaltswerte anzusehen.

Eingesetzter Energieträger	Voraussichtlicher Rückbau von Erzeugungskapazitäten (Bundesweite Plandaten ≥ 5 MW)			
	2011 - 2013 in MW	2014 - 2020 in MW	2021 - 2022 in MW	2011 - 2022 in MW
Kernenergie	8.409	3.961	8.107	20.477
Braunkohle	2.020	3.240		5.260
Steinkohle	1.075	1.701		2.775
Mehrere Energieträger	177	278		455
Erdgas		432		432
Sonstige Energieträger	72			72
Speicherwasser		43		43
Abfall	33			33
Summe aller Energieträger	11.786	9.655	8.107	29.547

Tabelle 19: Voraussichtlicher Rückbau von Erzeugungskapazitäten 2011 - 2022 (Bundesweite Plandaten für Netto-Engpassleistungen, mindestens fünf MW)

Standort Kernkraftwerk	Netto-Nennleistung in MW	Zeitpunkt Stilllegung gemäß AtG	Summe Netto-Nennleistung in MW	Zeitpunkt Stilllegung gemäß AtG
Biblis A	1.167	06.08.2011	8.409	2011
Biblis B	1.227	06.08.2011		
GKN-I Neckar	785	06.08.2011		
KKB Brunsbüttel	771	06.08.2011		
KKI-1 Isar	878	06.08.2011		
KKK Krümmel	1.346	06.08.2011		
KKP-1 Philippsburg	890	06.08.2011		
KKU Unterweser	1.345	06.08.2011		
KKG Grafenrheinfeld	1.275	31.12.2015	1.275	2015
KRB-B Gundremmingen B	1.284	31.12.2017	1.284	2017
KKP-2 Philippsburg	1.402	31.12.2019	1.402	2019
KBR Brokdorf	1.410	31.12.2021	4.058	2021
KRB-C Gundremmingen C	1.288	31.12.2021		
KWG Grohnde	1.360	31.12.2021		
GKN-II Neckar	1.310	31.12.2022	4.049	2022
KKE Emsland	1.329	31.12.2022		
KKI-2 Isar	1.410	31.12.2022		
Gesamt	20.477		20.477	

Tabelle 20: Stilllegungszeitpunkte für Kernkraftwerke gemäß des novellierten Atomgesetzes

Erwarteter Zu- und Rückbau von dargebotsunabhängigen Kraftwerkskapazitäten⁶²

Die Daten zum erwarteten Zu- und Rückbau von dargebotsunabhängigen Kraftwerkskapazitäten sind eine Teilmenge der o.g. Daten zum Zu- und Rückbau von Erzeugungskapazitäten. Hierbei wurden nur die dargebotsunabhängigen Energieträger berücksichtigt (ohne Wind, Wasser und Solar). Neben einer bundesweiten Auswertung erfolgte zusätzlich eine Auswertung für Kraftwerke in Frankfurt am Main und südlicher.

Netto-Engpassleistung in MW	Zubau	Rückbau	Zubau	Rückbau	Zubau	Rückbau	Zubau	Rückbau
Energieträger	2011		2012		2013		2014	
Abfall	0	0	7	-33	26	0	0	0
Braunkohle	1.050	-980	1.690	-980	0	-60	0	0
Erdgas	908	0	411	0	445	0	0	0
Kernenergie	0	-8.409	0	0	0	0	0	0
Mehrere Energieträger	36	-89	0	-110	126	-50	0	0
Pumpspeicher	0	0	195	0	0	0	0	0
Steinkohle	0	0	750	-861	4.649	-214	2.631	-620
Summe	1.994	-9.478	3.053	-1.984	5.246	-324	2.631	-620
Saldo		-7.484		1.069		4.922		2.011

Tabelle 21: Aufnahme kommerzielle Stromspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken 2011 - 2014(Bundesweite Plandaten für Netto-Engpassleistungen)

Netto-Engpassleistung in MW	Zubau	Rückbau	Zubau	Rückbau	Zubau	Rückbau	Zubau	Rückbau
Energieträger	2011		2012		2013		2014	
Abfall	0	0	7	-33	0	0	0	0
Braunkohle	0	0	0	0	0	0	0	0
Erdgas	684	0	92	0	0	0	0	0
Kernenergie	0	-4.947	0	0	0	0	0	0
Mehrere Energieträger	0	0	0	0	0	0	0	0
Pumpspeicher	0	0	195	0	0	0	0	0
Steinkohle	0	0	0	-293	874	0	845	-406
Summe	684	-4.947	294	-326	874	0	845	-406
Saldo		-4.263		-32		874		439

Tabelle 22: Aufnahme kommerzielle Stromspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken 2011 – 2014 (Plandaten für Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher für Netto-Engpassleistungen in MW)

⁶² Dargebotsunabhängige Kraftwerke sind Kraftwerke, die nicht auf das Vorhandensein stochastisch verfügbarer Energieträger (wie z. B. Wind, Sonne oder in eingeschränktem Maße Wasser) angewiesen sind.

Eingesetzter Energieträger	Voraussichtlicher Rückbau von dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten (Bundesweite Plandaten ≥ 5 MW)			
	2011 - 2013 in MW	2014 - 2020 in MW	2021 - 2022 in MW	2011 - 2022 in MW
Kernenergie	8.409	3.961	8.107	20.477
Braunkohle	2.020	3.240		5.260
Steinkohle	1.075	1.701		2.775
Mehrere Energieträger	177	278		455
Erdgas		432		432
Sonstige Energieträger	72			72
Abfall	33			33
Summe aller Energieträger	11.786	9.612	8.107	29.504

Tabelle 23: Voraussichtlicher Rückbau von dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten 2011 - 2022 (Bundesweite Plandaten für Netto-Engpassleistungen)

Dargebotsunabhängige Kraftwerke Bundesweit ≥ 5 MW					
Voraussichtliche Aufnahme der Elektrizitäts-einspeisung	Im Bau befindliche Projekte in MW	Behördlich genehmigte Projekte in MW ⁶³	Projekte im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW	Projekte noch nicht im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW	Insgesamt geplante bzw. derzeit durchgeführte Investitionen in MW
2011 - 2013	10.294	46	1.226	30	11.596
2014 - 2019	2.631	1.310	9.388	9.152	22.481
Summe aller Energieträger 2011 - 2019	12.925	1.356	10.614	9.182	34.077

Tabelle 24: Geplante bzw. durchgeführte Investitionen in dargebotsunabhängige Erzeugungskapazitäten 2011 – 2019 (Bundesweite Plandaten für Netto-Engpassleistungen)

Eingesetzter Energieträger	Voraussichtlicher Rückbau von dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten (Plandaten Frankfurt am Main und südlicher ≥ 5 MW)			
	2011 - 2013 in MW	2014 - 2020 in MW	2021 - 2022 in MW	2011 - 2022 in MW
Kernenergie	4.947	3.961	4.008	12.916
Steinkohle	293	655		948
Mehrere Energieträger		114		114
Erdgas				0
Sonstige Energieträger				0
Abfall	33			33
Summe aller Energieträger	5.273	4.730	4.008	14.011

Tabelle 25: Voraussichtlicher Rückbau von dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten 2011 - 2022 (Plandaten für Netto-Engpassleistungen, Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher)

⁶³ Unter der behördlichen Genehmigung ist die Genehmigung nach dem BImSchG (Bundes-Immissionsschutzgesetz) zu verstehen.

Dargebotsunabhängige Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher \geq 5 MW					
Voraussichtliche Aufnahme der Elektrizitäts-einspeisung	Im Bau befindliche Projekte in MW	Behördlich genehmigte⁶⁴ Projekte in MW	Projekte im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW	Projekte noch nicht im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW	Insgesamt geplante bzw. derzeit durchgeführte Investitionen in MW
2011 - 2013	1.853	0	26	0	1.879
2014 - 2019	845	1.310	2.213	1.670	6.038
Summe aller Energieträger 2011 - 2019	2.698	1.310	2.239	1.670	7.917

Tabelle 26: Geplante bzw. durchgeführte Investitionen in dargebotsunabhängige Erzeugungskapazitäten 2011 – 2019 (Plandaten für Netto-Engpassleistungen, Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher)

Netze

Grenzüberschreitender Handel, Grenzkuppelstellen

Mittlere verfügbare Übertragungskapazität

Für den Elektrizitätsbinnenmarkt spielt die Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten zwischen den Mitgliedstaaten eine große Rolle. Zur Ermittlung der mittleren verfügbaren Übertragungskapazität wurden, soweit verfügbar, die Jahresdurchschnittswerte der jeweiligen stündlichen NTC-Werte der ÜNB herangezogen. Lücken wurden durch durchschnittliche NTC-Werte gemäß Berechnungsformeln von ENTSO-E ergänzt⁶⁵.

Wie die Daten zeigen, war Deutschland auch im Jahr 2010 die Drehscheibe im zentral-europäischen Verbundsystem. Insbesondere an den polnischen, tschechischen, französischen, dänischen und österreichischen Grenzen kam es zu Veränderungen: An der deutsch-polnischen/tschechischen Grenze⁶⁶ hat sich die mittlere verfügbare Exportkapazitäten um 11,3 Prozent, die Importkapazität um 6,2 Prozent erhöht. Umgekehrt ist an der deutsch-französischen Grenze ein Rückgang der mittleren verfügbaren Exportkapazität (-12 Prozent) und eine Erhöhung der Importkapazität (17,6 Prozent) zu beobachten. An der Grenze zwischen Deutschland und Dänemark hat sich die mittlere verfügbare Importkapazität um 10,1 Prozent erhöht. Auf dem Baltic Cable (Deutschland/Schweden) hat sich in beide Richtungen ein Rückgang der Kapazitäten ergeben, um zehn Prozent in Exportrichtung und um 6,4 Prozent in Importrichtung. Im Vergleich zum Jahr 2009 ist die mittlere verfügbare Übertragungskapazität über alle deutschen Grenzkuppelstellen hinweg gleich geblieben.

⁶⁴ Unter der behördlichen Genehmigung ist die Genehmigung nach dem BImSchG (Bundes-Immissionsschutzgesetz) zu verstehen.

⁶⁵ Bei der Angabe der Werte für eine Grenze wurde darauf geachtet, dass die Daten aus der selben 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/index.php?id=106> bzw. http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/media/pdf/Allgemeines_Kapazit_tsrechnungmodell.pdf erhältlich.

⁶⁶ Das sog. technische Profil an der Grenze D/CZ-PL ermöglicht die Betrachtung der zwischen Deutschland, Tschechien und Polen auftretenden Ringflüsse, indem die Kapazitäten zunächst gemeinsam angeboten und erst bei der Vergabe nach Ländergrenzen getrennt werden, unter der Zusatzbedingung, dass an diesen Grenzen nicht zuviel Kapazität vergeben wird.

Mittlere verfügbare Übertragungskapazität 2009/2010

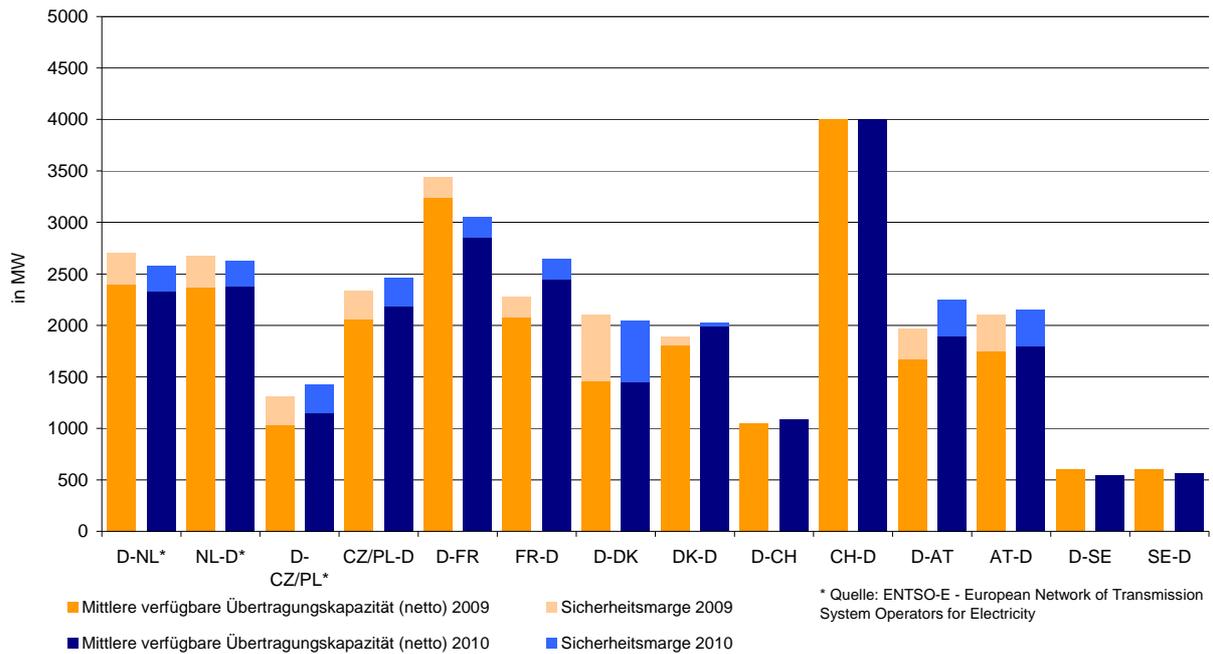


Abbildung 61: Mittlere verfügbare Übertragungskapazität

Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Verbundaustauschfahrpläne

Für die Betrachtung der Nettostrombilanz an den einzelnen Außengrenzen und an der Gesamtheit der deutschen Grenzen sind die realisierten Verbundaustauschfahrpläne entscheidend. Diese folgen den Regeln des Marktes⁶⁷ und bilden Erzeugungsüberschüsse bzw. Nachfrageknappheiten ab, die sich auch in den Ergebnissen des physischen Elektrizitätshandels widerspiegeln. Die nachfolgende Abbildung zeigt die im Jahr 2010 an den deutschen Grenzen realisierten Verbundaustauschfahrpläne:

Grenzüberschreitender Stromhandel in TWh

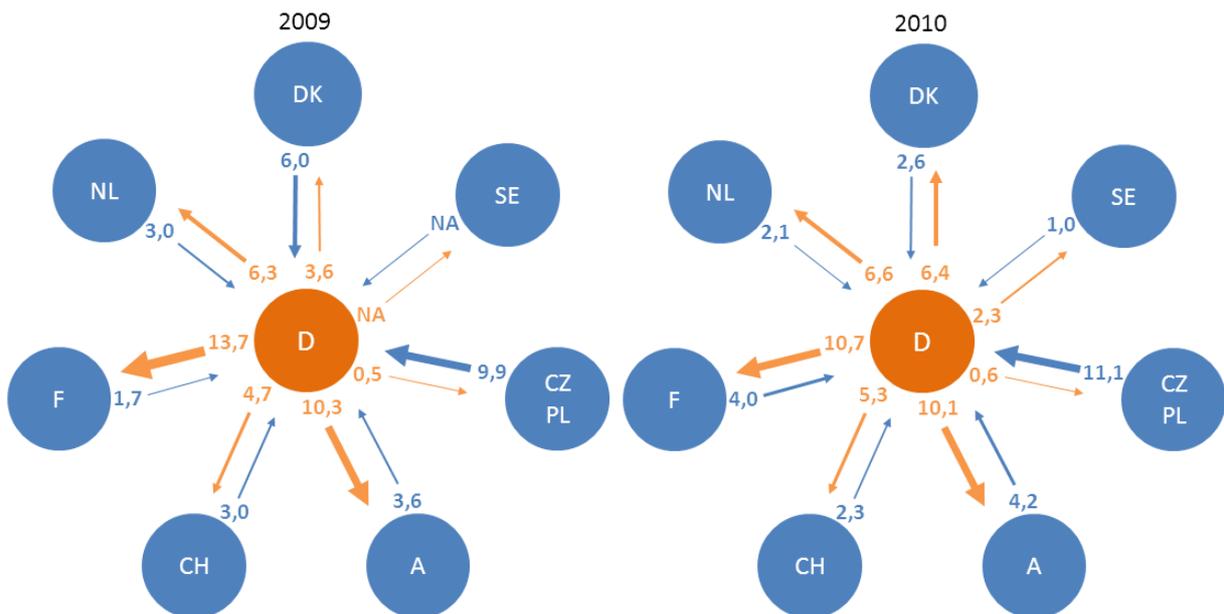
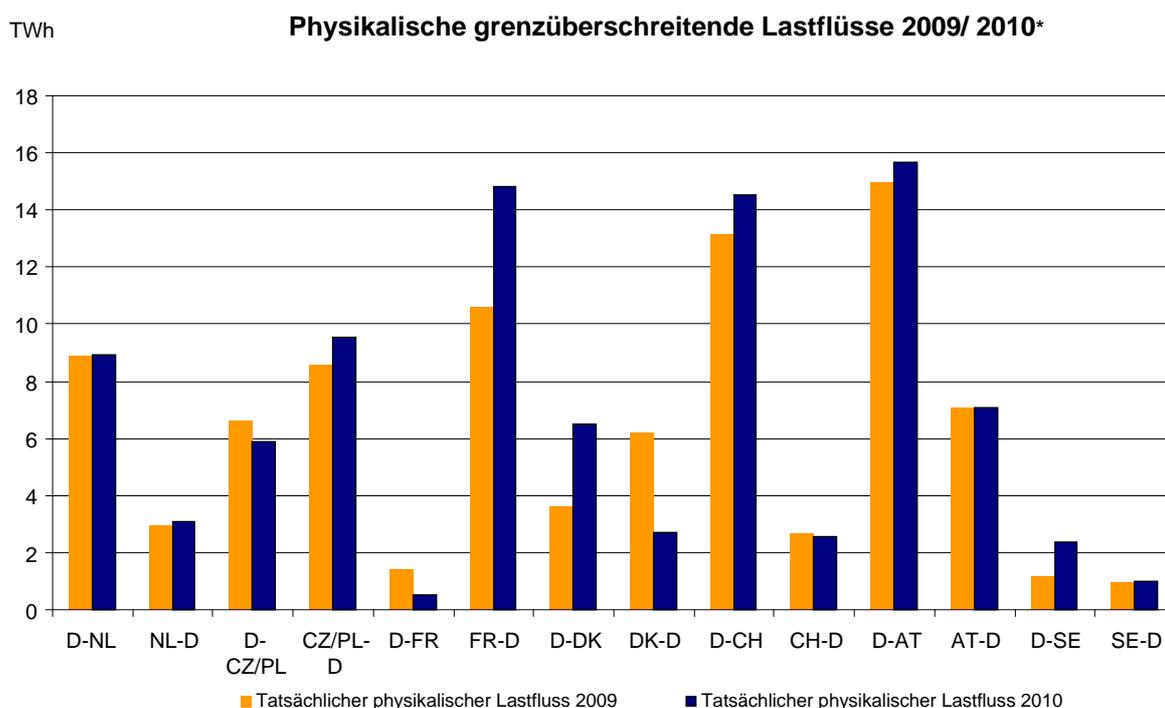


Abbildung 62: Grenzüberschreitender Stromhandel

⁶⁷ Der Elektrizitätstransport sollte vom günstigen ins teurere Land durch die Nutzung der Grenzkuppelstellen erfolgen.

Die grenzüberschreitend gehandelten Volumina sind von 66,3 TWh auf 69,2 TWh im Vergleich zum Jahr 2009 leicht angestiegen. Deutschland ist auch im Jahr 2010 mit ca. 14,8 TWh Nettoexporteur, ein Anstieg um 2,8 TWh gegenüber dem Jahr 2009⁶⁸. Weitgehend unverändert blieben die Exporte in die Niederlande, nach Österreich und in die Schweiz, welche aus deutscher Sicht die Hauptelektrizitätsabnehmer sind. Importiert wird Elektrizität im Saldo aus Tschechien-Polen.

Die in der nachfolgenden Abbildung dargestellten tatsächlichen physikalischen Lastflüsse weichen von den Fahrplänen an den einzelnen Grenzen ab⁶⁹.



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

Abbildung 63: Physikalische grenzüberschreitende Lastflüsse

Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse

Nach Artikel 13 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 erhalten die vier deutschen ÜNB einen Ausgleich (sog. Inter-TSO-Compensation - ITC) für die Kosten, die ihnen durch grenzüberschreitende Elektrizitätsflüsse (sog. Transite) über ihre Netze entstehen.

Seit dem 23. September 2010 regelt die Verordnung (EU) Nr. 838/2010 der Kommission zur Festlegung von Leitlinien für den Ausgleich zwischen ÜNB und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte den Inter-TSO-Compensation Mechanismus. Dies kodifiziert im Wesentlichen den bereits zuvor für grenzüberschreitende Stromflüsse vertraglich vereinbarten Ausgleich der ÜNB untereinander. Aufbauend auf diesen Leitlinien haben die ÜNB erneut einen multilateralen Vertrag geschlossen, welcher die genaue Berechnungsweise der Ein- und Auszahlungen sowie die von jeder ITC-Partei zu erwartenden Zahlungen enthält. Die vier deutschen ÜNB haben im Jahr 2010 einen Gesamtbetrag von

⁶⁸ Wert bezieht sich auf alle deutschen Außengrenzen ausgenommen der Grenzen zu Schweden und Luxemburg; für diese Grenzen waren keine Daten erhältlich.

⁶⁹ Zwar ist die Nettoexportbilanz 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 Vermaschtheit 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.

ca. 12,5 Mio. Euro (2009: ca. 42,6 Mio. Euro) als Kompensationszahlungen aus dem ITC-Mechanismus erhalten.

Zukünftig wird die neue europäische Regulierungsagentur ACER (Agency for Cooperation for European Regulators) eine gewichtige Rolle im Rahmen des ITC-Mechanismus einnehmen. So erstellt sie u.a. innerhalb von zwei Jahren nach Inkrafttreten der Verordnung (EU) Nr. 838/2010 einen Vorschlag für den jährlichen Ausgleichsbetrag für grenzüberschreitende Infrastrukturen auf der Grundlage einer EU-weiten Bewertung der für die Förderung grenzüberschreitender Stromflüsse benötigten Übertragungsinfrastruktur. Diesen legt sie der Europäischen Kommission vor, welche nach einem Ausgleichsbetrag festlegt. Ferner wurden der Agentur mit dieser Verordnung zahlreiche Überwachungsrechte eingeräumt sowie ENTSO-E Mitteilungspflichten auferlegt.

Regionale Initiativen

Regionale Entwicklung im Strombinnenmarkt

Auf dem Februargipfel 2011 in Brüssel haben sich die Energieministerräte der EU-Mitgliedstaaten darauf verständigt, bis 2014 einen Energiebinnenmarkt zu schaffen. Die Arbeiten an der Umsetzung des Dritten Energiebinnenmarktpaketes sind entsprechend an dieses Zeitziel auszurichten. Die Entwicklung harmonisierter grenzüberschreitender Engpassmanagement-Verfahren erfolgt parallel auf gemeinschaftsweiter Ebene und innerhalb der etablierten Regionalen Initiativen.

Rahmenleitlinie zur Kapazitätsallokation und Engpassmanagement

Um die europaweite Harmonisierung der einzelstaatlichen Elektrizitätsmärkte zu beschleunigen, sieht das Dritte Energiebinnenmarktpaket der Europäischen Union unter anderen für die grenzüberschreitenden Engpassbewirtschaftung vor, dass die Regulierungsbehörden innerhalb von ACER zunächst sogenannte Rahmenleitlinien (Framework Guidelines) erstellen. Innerhalb dieser Rahmenleitlinien ist der europäische Netzbetreiberverband ENTSO-E aufgefordert, entsprechende Netzkodizes zu erstellen.

Die Arbeiten der Regulierungsbehörden an der Rahmenleitlinie zum Engpassmanagement haben Ende 2009 begonnen und sind im Sommer 2011 abgeschlossen worden. Sie sehen grundlegende Weichenstellungen für die zukünftige Organisation des gemeinschaftsweiten Strombinnenmarktes vor. Im Einzelnen treffen sie Vorgaben für die Ausgestaltung der Engpassbewirtschaftungsmethoden für die langfristige, vortägliche und untertägliche Kapazitätsvergabe. Zudem wird bestimmt, nach welcher abstrakten Methode die Berechnung grenzüberschreitender Stromtransportkapazitäten zu erfolgen hat.

Für die langfristige Kapazitätsvergabe ist vorgesehen, finanzielle Übertragungsrechte einzuführen. Zudem soll eine die Gemeinschaft umfassende Plattform für den Sekundärhandel mit langfristig erworbenen Transportrechten aufgesetzt werden. Der vortägliche Kapazitätshandel soll implizit, also zeitgleich mit dem Stromhandelsgeschäft abgewickelt werden. Diese hat im Wege einer Preiskopplung basierend auf einem einheitlichen Algorithmus zu erfolgen. Der untertägliche Handel soll ebenfalls implizit organisiert werden. Ein entsprechender Berechnungsalgorithmus soll nach dem first-come-first-served-Prinzip arbeiten. Die untertäglich verfügbaren Kapazitäten sollen auf einer Plattform gebündelt und mit den Orderbüchern der Börsen verknüpft werden.

Für die Kapazitätsberechnung ist zukünftig ein lastflussbasiertes Verfahren einzuführen, welches die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten abhängig von den handelsseitigen Transaktionen und benachbarten Grenzkuppelstellen ermittelt. Parallel wurden in den etablierten Regionalen Initiativen des Stromsektors unterschiedliche Implementierungsprojekte hinsichtlich der in der Rahmenleitlinie angelegten Modelle begonnen. Diese bauen zum Teil auf Projekten auf, die bereits vor 2010 in der entsprechenden Region begonnen wurden.

Vor dem Hintergrund der gemeinschaftsweit ausgerichteten Rahmenleitlinie wurden seit 2010 darüber hinaus zunehmend die Grenzen der jeweiligen regionalen Initiative verlassen und interregionale Kooperationen gestartet. Hervorzuheben ist hier insbesondere die Einführung des auf Volumenkopplung basierenden Market Coupling zwischen der Region Zentralwesteuropa (CWE)⁷⁰ und den nordischen Staaten⁷¹.

Vortäglicher Handel und Marktkopplung

Nach der im November 2009 erfolgreich gestarteten Marktkopplung zwischen Deutschland und dem nordischen Markt stand für das Jahr 2010 die Einführung einer Marktkopplung in der Region CWE auf der Agenda. Eine besondere Herausforderung war es hierbei, die beiden Marktkopplungen gut aufeinander abzustimmen. Für einen reibungslosen Start war eine umfangreiche Koordinierung der beiden Projekte notwendig, da die beiden Verbände operativ noch unterschiedlich organisiert sind. Gerade für Deutschland, das die Schnittmenge beider Projekte bildet, war diese Koordinierung besonders wichtig.

Seit dem 9. November 2010 sind nun die nationalen Stromspotmärkte von insgesamt neun Ländern auf Großhandelsebene miteinander verbunden. Die damit erwarteten positiven Auswirkungen auf die Marktergebnisse haben sich erfüllt. Insbesondere konnte eine deutliche Preisangleichung zwischen den Ländern erreicht werden. So führte die Marktkopplung in ca. 70 Prozent der Stunden zu Preisgleichheit in Deutschland, Frankreich und Benelux. Davor war dies in weniger als ein Prozent der Stunden eines Jahres der Fall.

Die Ausdehnung der Marktkopplung wird in den nächsten Jahren ein wichtiges Thema für die Arbeit der Bundesnetzagentur bleiben, denn auf europäischer Ebene hat die Agentur für die Kooperation der Energieregulierungsbehörden (ACER) ihr die Projektleitung für die Umsetzung der gesamteuropäischen Marktkopplung bis 2014 übertragen. Als nächster Schritt wird eine Integration des schweizerischen Marktes in den Stromverbund angestrebt. Außerdem unterstützt die Bundesnetzagentur die Bestrebungen, die beiden Marktkopplungsgebiete in CWE und Nordeuropa (NE)⁷² operativ aufeinander abzustimmen. Dies würde zum einen zusätzliche Effizienzsteigerungen bedeuten und außerdem eine zukünftige Ausweitung auf weitere Länder und Regionen in Europa vereinfachen.

Untertäglicher Handel

Die Verbesserung der Nutzung der Grenzkuppelstellen für den untertäglichen grenzüberschreitenden Stromhandel bildete ein weiteres Schwerpunktthema speziell in der Region CWE. Am 14. Dezember 2010 wurde an der Grenze D/FR ein System installiert, das auch eine implizit kontinuierliche Kapazitätsvergabe erlaubt und damit den deutschen und den französischen Intradaymarkt koppelt. Parallel dazu bleibt ein expliziter (direkter) Nutzungszugriff für bilaterale Handelsgeschäfte bestehen. Die ersten Ergebnisse zeigen einen klaren Erfolg des Modells. Sowohl die Handelsvolumina als auch die Zahl der Marktteilnehmer ist deutlich angestiegen. Die implizite und explizite Kapazitätsnutzung ergänzen sich und bieten die notwendige Flexibilität, um unterschiedliche Marktbedürfnisse zu erfüllen.

Neben bilateralen Projekten arbeiten ÜNB, Börsen und Regulierer derzeit unter Einbeziehung der auf europäischer Ebene stattfindenden Expertengremien an einem Konzept für die Etablierung eines gemeinsamen implizit kontinuierlichen Kapazitätsvergabemodells für die Regionen CWE, NE und Großbritannien. Dieses Projekt wird faktisch zu einer Kopplung der genannten Märkte auch im untertäglichen Handel führen. Die Implementierung wird nach derzeitigen Plänen bis Ende 2012 angestrebt. Falls das geplante Modell wie vorgesehen auch den Nukleus für ein gesamteuropäisches Modell bildet, wird die Region CWE hier auch wieder eine Vorbild- und Wegweiserfunktion für die Integration des gesamteuropäischen Strommarkts übernommen haben.

⁷⁰ Benelux, Deutschland und Frankreich.

⁷¹ Dänemark, Schweden und Finnland.

⁷² Dänemark, Schweden, Finnland, Deutschland und Polen.

Untertäglicher Handel Deutschland Frankreich: Verhältnis bilaterale und börsenbasierte Handelsvolumina - April 2011

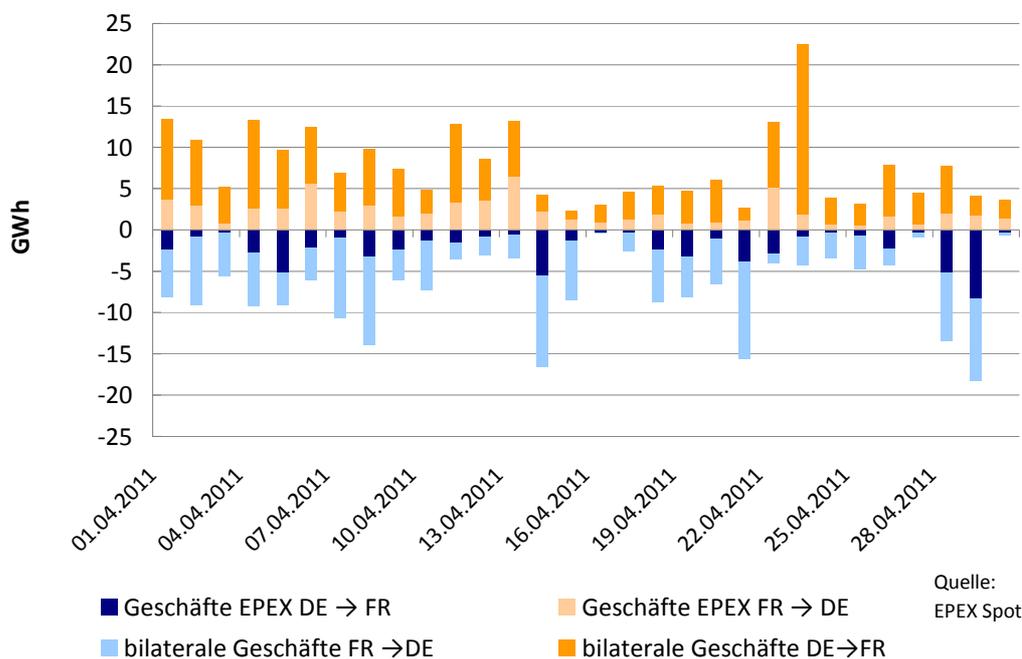


Abbildung 64: Untertäglicher Handel Deutschland Frankreich: Verhältnis bilaterale und börsenbasierte Handelsvolumina – April 2011

Das genannte Projekt ist auch in der Region Mitteleuropa (CEE)⁷³ Vorbild für Verbesserungen des untertäglichen Handels. Auf dem Weg dorthin konnte in 2010 erreicht werden, dass die Intraday-Kapazitäten aller acht ÜNB der Region nun gemeinsam über die Plattform des tschechischen ÜNB (CEPS) nach dem first-come-first-served-Prinzip vergeben werden.

Harmonisierung von Auktionsregeln

In der Region Zentralsüdeuropa (CSE)⁷⁴ lag der Schwerpunkt der Tätigkeit im Jahr 2010 auf der Verbesserung der derzeit durchgeführten Engpassmanagementverfahren sowie der Umsetzung der Inhalte des von den ÜNB der Regionen Zentralwesteuropa (CWE) und CSE am 19. Mai 2010 unterzeichneten Absichtserklärung (Memorandum of Understanding).

Der erste in der Absichtserklärung vorgesehene Schritt, die Durchführung der expliziten Jahres-, Monats- und Tagesauktionen der Transportkapazitäten an den Grenzen der Region CSE und der D/CH Grenze (nach den derzeit geltenden Auktionsregeln für die italienischen Grenzen sowie für die Grenze D/CH) durch das Auktionsbüro CASC.EU ist bereits erfolgt. Am 22. Februar 2011 hat CASC.EU die Monatsauktion für den März an der Grenze D/CH erfolgreich ausgeführt, seit dem 28. Februar 2011 führt CASC.EU auch die Tagesauktionen an dieser Grenze durch. An den italienischen Grenzen nahm CASC.EU zum 1. April 2011 die Durchführung aller expliziten Auktionen vor.

Der zweite Schritt der Absichtserklärung sieht vor, dass ab dem 1. Januar 2012 einheitliche Auktionsregeln für die verbleibenden Grenzen der Regionen CWE und CSE mit expliziten Auktionen gelten sollen. Für die Region CWE betrifft dies die Jahres- und Monatsauktionen (der vortägliche Stromhandel wird über die Marktkopplung vergeben), in der Region CSE werden derzeit an allen Grenzen alle drei Zeitschienen umfasst. Diese Auktionen werden ebenfalls von CASC.EU durchgeführt. Dieser Schritt wird derzeit sowohl von den Regulierern als auch den ÜNB intensiv diskutiert.

⁷³ Deutschland, Polen, Tschechien, Slowakei, Ungarn Österreich und Slowenien.

⁷⁴ Italien, Frankreich, Deutschland, Österreich, Slowenien und Griechenland.

Der Entwurf dieses Regelwerkes wurde im Rahmen eines Konsultationsverfahrens in einem Workshop mit allen Regulierern, ÜNB, Börsen sowie Händlern diskutiert. Bereits die Anfang Dezember stattfindenden Jahresauktionen sollen auf Basis der harmonisierten Auktionsregeln durchgeführt werden. Nur für die erste Jahresauktion an der Grenze Deutschland – Niederlande, welche im Zeitraum von Mitte September bis Mitte Oktober stattgefunden hat, werden noch die derzeit gültigen Auktionsregeln für Zentralwesteuropa herangezogen werden.

Seit 2011 erfolgt die Vergabe von langfristigen Kapazitäten (Monats- und Jahresauktion) an der Grenze D/DKWest ebenfalls durch die CASC.EU Plattform. Auch die Auktionsregeln an dieser Grenze wurden den Auktionsregeln der Region CWE angepasst.

In der Region CEE werden seit November 2010 die Kapazitäten der ÜNB durch das gemeinsame Auktionsbüro nach harmonisierten Auktionsregeln vergeben. CAO führt dabei explizite Kapazitätsauktionen für das nächste Jahr, den jeweils folgenden Monat und den jeweils nächsten Tag durch. Auf dem Weg zur europäischen Harmonisierung der Auktionsregeln beabsichtigt die Region, die Erkenntnisse aus dem Prozess der Regionen CSE und CWE in den künftigen Anpassungen der Auktionsregeln zu berücksichtigen, bevor letztendlich auch die Region CEE zur europäischen Marktkopplung hinstößt.

Flow-based Allocation

Die Rahmenleitlinie „Kapazitätsallokation und Engpassmanagement“ definiert die lastflussbasierte Marktkopplung als das Zielmodell für das kurzfristige Engpassmanagement. Wesentliche Grundlage dafür bildet die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung. Dabei werden die durch die konkreten Handelsgeschäfte entstehenden physikalischen Flüsse berücksichtigt und nach Effizienzgesichtspunkten und Netzsicherheitsaspekten die noch verfügbaren Übertragungskapazitäten ermittelt. Dies gewährleistet eine zunehmende Sicherheit der Übertragungsnetze.

Ausgehend von den Regionalen Initiativen werden derzeit zwei Projekte vorangetrieben. Sowohl in der Region CWE als auch in CEE arbeiten die Netzbetreiber an der auf die regionalen Besonderheiten zugeschnittenen Einführung der lastflussbasierten Berechnungsmethode. In CWE hatte man sich zunächst auf die erfolgreiche Einführung der Marktkopplung konzentriert und die Ausarbeitung der lastflussbasierten Methode (englisch: flow based allocation, FBA) daher zunächst zurückgestellt. Nach der erfolgreichen Einführung der Marktkopplung im Herbst 2010 wurde nun die zeitige Implementierung der lastflussbasierten Methode in Angriff genommen. Nach dem detaillierten Projektplan ist mit der Einführung der lastflussbasierten Marktkopplung in CWE bis Ende 2012 zu rechnen. Bis dahin wird seit Mitte 2010 ein sogenannter Parallellauf von bisheriger ATC-basierten und neuer lastflussbasierten Berechnung durchgeführt, wodurch Ablauf und Effizienz der neuen Methode getestet werden sollen.

In CEE wurde in den letzten Jahren die wichtige Pionierarbeit zur Einführung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung geleistet. Nach mehr als fünf Jahren kommt auch dieses Projekt nun auf die Zielgerade. Gute Ergebnisse der letzten Testrechnungen lassen hoffen, dass die ÜNB der Region CEE die Einführung des lastflussbasierten Systems bis Ende Herbst 2011 beschließen können. Dann wäre mit einer Einführung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung im ersten Halbjahr 2012 zu rechnen.

Entscheidend ist aber, dass beide Verfahren gleichzeitig betrieben werden können. Letztendlich ist es für das lastflussbasierte System erforderlich, dass nötige Annahmen zu Stromflüssen getroffen werden, die aus Transporten von Elektrizität in einer anderen Region wurzeln. Daher muss gewährleistet sein, dass die ÜNB aller angrenzenden Regionen mit lastflussbasierter Kapazitätsberechnung von denselben Ausgangsdaten ausgehen. Außerdem ist es notwendig, dass auch die Berechnung selbst koordiniert wird, da Stromflüsse in einer Region schon aus physikalischen Gründen die Stromflüsse in der Nachbarregion beeinflussen. Das ist besonders wichtig für Deutschland und Österreich, die eine gemeinsame Preiszone bilden und jeweils in beiden Regionen vertreten sind. Um diese Vereinbarkeit weiterhin durch gute Ver-

zählung der Projekte zu gewährleisten, hat die Bundesnetzagentur zusammen mit dem ebenfalls in beiden Regionen engagierten ÜNB TenneT eine Projektgruppe der ÜNB zur Koordinierung angestoßen. Hier sollen regelmäßige Treffen und intensiver Austausch der Erkenntnisse über die beiden FBA-Modelle die koordinierte Einführung beider Projekte ermöglichen.

Netzentgelte

Erlösobergrenzenentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung

Seit dem 1. Januar 2009 genehmigt und überwacht die Bundesnetzagentur Erlösobergrenzen, die festlegen, wie viel ein Netzbetreiber in einem Kalenderjahr Erlösen darf. Zum Jahresbeginn 2011 konnten die Netzbetreiber bereits das zweite Mal seit der Einführung des Anreizregulierungssystems die Erlösobergrenzen und die Netzentgelte gemäß Anreizregulierungsverordnung bzw. Stromnetzentgeltverordnung selbstständig unter Berücksichtigung des geänderten Verbraucherpreisgesamtdindex und der Veränderungen bei den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile anpassen.

Die von den Netzbetreibern getätigten Anpassungen werden von der Bundesnetzagentur durch Abgleich mit den zulässigen Erlösen geprüft, so dass eventuell nicht berechtigte Anpassungen dem Netznutzer über das Regulierungskonto zukünftig verzinst wieder gutgeschrieben werden. Zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zählen die Kosten für die vorgelagerte Netzebene sowie für die vermiedenen Netzentgelte und im Regelverfahren darüber hinaus bspw. auch Kapitalkosten für genehmigte Investitionsbudgets, Kosten für die im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit und Betriebssteuern. Zudem hat der sich aus den individuell ermittelten Ineffizienzen der Netzbetreiber ergebende Abbaubetrag einen Einfluss auf die Erlösobergrenze.

Die Verteilernetzbetreiber konnten im Jahr 2010 bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe erneut für ihre Erweiterungsinvestitionen einen Erweiterungsfaktor beantragen, der nun auch die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen angemessen berücksichtigt. 105 genehmigte Anträge auf Erweiterungsfaktor hatten im Jahr 2011 einen Anstieg der Erlösobergrenzen zur Folge. Außerdem gelten 37 bereits in 2010 genehmigte Erweiterungsfaktoren weiter in 2011.

Im Rahmen des Regulierungskontos wurden zudem von den Netzbetreibern teilweise Netzentgelte aufgrund der Differenzen zwischen den zulässigen und erzielbaren Erlösen des Jahres 2009 bei Überschreitung eines Schwellenwertes von fünf Prozent in Bezug auf die zulässigen Erlöse angepasst. Schließlich konnten die Netzbetreiber eine freiwillige Selbstverpflichtung abgeben, um die Schwankungen der Beschaffungspreise für Verlustenergie mit einem auf Basis von Börsenpreisen jährlich ermittelten Referenzpreis in den Erlösobergrenzen für Verteilernetzbetreiber ab dem Jahr 2011 berücksichtigen zu können.

Die genannten Anpassungen haben zu einer Erhöhung der Erlösobergrenzen um insgesamt 3,73 Prozent bei den Verteilernetzbetreibern geführt. Dabei wurde die Abschöpfung der Mehrerlöse, die aus der Beibehaltung ihrer ursprünglichen Entgelte in der Zeit vom 29. Oktober 2005 bis zur erstmaligen Genehmigung der Netzentgelte nach der StromNEV erzielt wurden, bereits berücksichtigt. Auf Grundlage der Erlösobergrenzen werden die Entgelte der einzelnen Netzgebiete kalkuliert. Insgesamt kam es bei Haushaltskunden und Industriekunden zu einer Absenkung der Netzentgelte sowie bei Gewerbekunden zu gleichbleibenden Netzentgelten. Die rückläufige bzw. gleichbleibende Entwicklung der Netzentgelte kann insbesondere damit begründet werden, dass die Netzbetreiber überwiegend von einem Anstieg der durchzuleitenden Energiemengen ausgehen.

Bei den Übertragungsnetzbetreibern ergab sich ein Anstieg der Erlösobergrenze 2011 ggü. 2010 von 1,67 Prozent. Der künftige Ausbau erneuerbarer Energien erfordert hohe Investitionen in die Infrastruktur der Übertragungsnetze. Zu den relevanten Netzprojekten zur Integra-

tion von erneuerbaren Energien gehören insbesondere Vorhaben nach Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), der Netzausbau-Onshore und Offshore-Anbindungen. Die jährlichen Kosten für diese Investitionen werden in Form von genehmigten Investitionsbudgets berücksichtigt, die in die Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber einfließen.

Seit 2010 sind die Kosten zum Ausgleich des EEG-Bilanzkreises nicht mehr Bestandteil der Netzentgelte. Mit der Neuregelung des Mechanismus wurde dieser Posten in die EEG-Umlage überführt, die Bestandteil des Strompreises ist. Stromlieferanten sind auf Grund der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) ab 2010 nicht mehr verpflichtet, den EEG-Strom physikalisch abzunehmen. Der EEG-Strom wird seit diesem Zeitpunkt von den Übertragungsnetzbetreibern und ausschließlich an der Börse vermarktet.

Die Bundesnetzagentur hat mit einer Festlegung für die Übertragungsnetzbetreiber seit 2010 ein Anreizmodell für die Systemdienstleistungen (Regelleistung, Verlustenergie, Redispatch) eingeführt. Der in den Erlösobergrenzen enthaltene Betrag für die Systemdienstleistungen wird jedes Jahr an die Entwicklung der Marktpreise angepasst und dann um 1,25 Prozent reduziert. Die Übertragungsnetzbetreiber werden mit Hilfe dieses Modells animiert, die Systemdienstleistungen effizient zu beschaffen. In Abhängigkeit von den realisierten Ist-Kosten wird für die Übertragungsnetzbetreiber ein Bonus gewährt bzw. ein Malus ermittelt.

Entwicklung der Netzentgelte

Die nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen, mengengewichteten Nettonetzentgelte einschließlich der Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb nach Kundenkategorie in ct/kWh vom 1. April 2006 bis zum 1. April 2011⁷⁵.

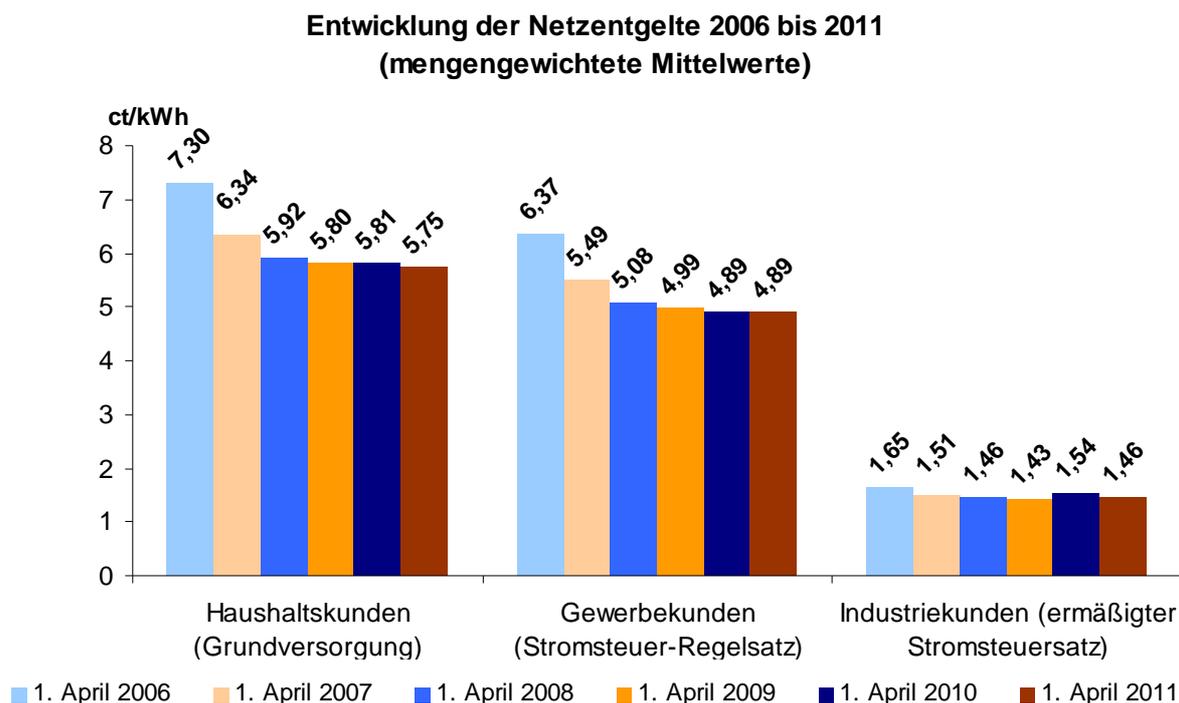


Abbildung 65: Entwicklung der durchschnittlichen mengengewichteten Netzentgelte

⁷⁵ Die Darstellungen der Netzentgelte basieren auf den folgenden Abnahmefällen:

- Haushaltskunden: Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV)
- Gewerbekunden: Jahresverbrauch von 50 MWh/Jahr, Jahreshöchstlast von 50 kW und Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV) (Sofern bei Gewerbekunden keine Leistungsmessung erfolgt, war der Wert auf der Basis einer Belieferung ohne Leistungsmessung anzugeben.)
- Industriekunden: Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr, Jahreshöchstlast von 4.000 kW und Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden, Versorgung in Mittelspannung (10 oder 20 kV)

Die durchschnittlichen, mengengewichteten Netzentgelte sind im Zeitraum 1. April 2010 bis 1. April 2011 bei Haushaltskunden (Niederspannung) und bei Industriekunden (Mittelspannung) leicht gesunken, bei Gewerbekunden (Niederspannung, leistungsgemessen) gleichbleibend.

Die Darstellung zeigt, dass die durchschnittlichen Netzentgelte für Haushaltskunden seit 2006 bis zum Ende des Berichtszeitraums um rund 1,55 ct/kWh und für Gewerbekunden um rund 1,48 ct/kWh gesunken sind. Die durchschnittlichen Netzentgelte für Industriekunden liegen um rund 0,19 ct/kWh unter dem Wert von 2006.

Die Regulierung der Netze leistet einen wichtigen Beitrag zur Dämpfung des Preisanstieges auf den Elektrizitätsmärkten. Dies wirkt sich speziell bei den Haushaltskunden aus. Gemessen an einer durchschnittlichen Jahresabnahme in Höhe von 3.500 kWh wird hier im Vergleich zu 2006 eine jährliche Ersparnis in Höhe von nahezu 55 Euro erreicht. Allerdings bleibt festzuhalten, dass die Senkung der Netzentgelte nur partiell die gestiegenen Preisbestandteile für Energiebeschaffung und Vertrieb, Steuern und sonstige staatlich veranlasste Preisbestandteile ausgleichen konnte und insofern keine Reduzierung des Elektrizitätspreises zur Folge hatte.

Durch die sinkenden bzw. gleichbleibenden Netzentgelte im Berichtszeitraum und den Preisanstieg auf den Elektrizitätsmärkten ist der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis bei Haushalts-, Gewerbe- und ebenfalls den Industriekunden im Berichtszeitraum gesunken.

Entwicklung der Netzentgeltanteile am Gesamtelektrizitätspreis 2006 bis 2011 (mengengewichtete Mittelwerte)

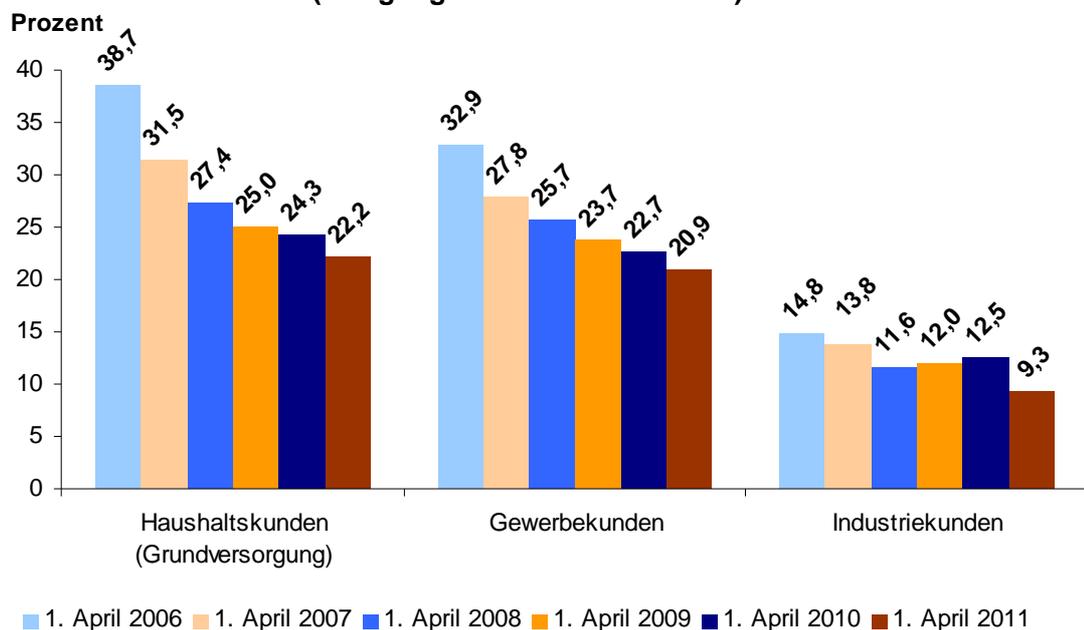


Abbildung 66: Entwicklung der Netzentgeltanteile am Gesamtelektrizitätspreis

Im Zeitraum vom 1. April 2006 (vor Erteilung der ersten Netzentgeltgenehmigung) bis zum 1. April 2011 ist der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis bei Industriekunden um 5,5 Prozentpunkte, bei Gewerbekunden um zwölf Prozentpunkte und bei Haushaltskunden um 16,5 Prozentpunkte gesunken.

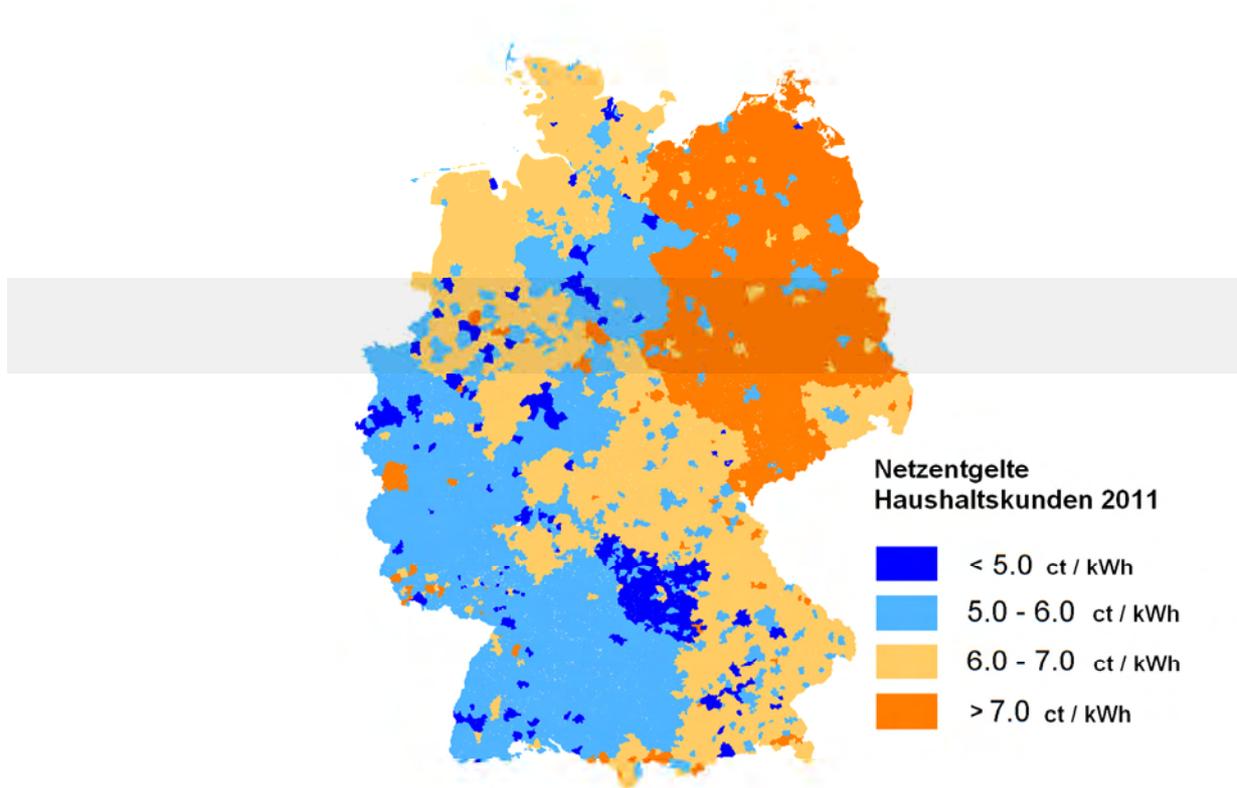


Abbildung 67: Geografische Verteilung der Netzentgelte 2011 in Deutschland für in der Niederspannung angeschlossene Haushaltskunden ohne Leistungsmessung

Bei den Netzentgelten zeigt sich in 2011 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh wie auch schon im Jahr 2010, dass in Ostdeutschland häufig höhere Netzentgelte als in Westdeutschland vorzufinden sind. Die Unterschiede bei den Stromnetzentgelten einzelner Netzgebiete können zum einen durch regulierungsbedingte Faktoren (bspw. Effizienzgrad der Netzbetreiber, Umfang der Mehrerlösabschöpfung) hervorgerufen werden. Einen wesentlichen Einfluss auf die Netzentgelte nehmen aber vor allem auch regional variierende Faktoren wie Besiedlungsdichte, Netzlast und Altersstruktur des Netzes ein.

Die im Durchschnitt höheren Netzentgelte im Osten sind im hohen Maße auf die abnahmeseitig vergleichsweise geringe Auslastung der Netzkapazitäten zurückzuführen. Hinzu kommt, dass das in Ostdeutschland ab den 1990er Jahren in weiten Teilen erweiterte bzw. erneuerte Netz höhere Kosten bewirkt als bei den älteren Netzen im Westen des Landes, die oft schon zu großen Teilen abgeschrieben sind und somit von den Netznutzern refinanziert wurden.

Systemdienstleistungen

Zu den Kernaufgaben der Übertragungsnetzbetreiber zählen die Systemdienstleistungen. Diese umfassen die Vorhaltung und den Einsatz der drei Regelleistungsarten Primär- und Sekundärregelung sowie Minutenreserve. Hinzu kommen die Bereitstellung von Verlustenergie, die Vorhaltung von Blindleistung, die Bereitstellung der Schwarzstartfähigkeit sowie nationales und grenzüberschreitendes Redispatch und Countertrading.

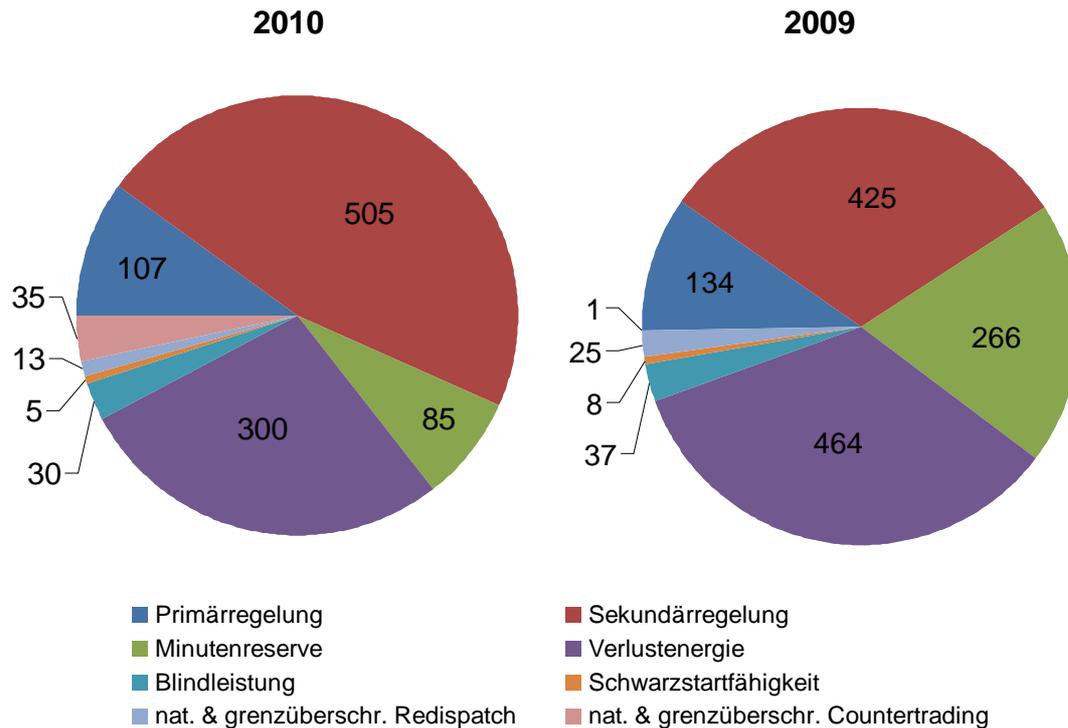


Abbildung 68: Saldierte Kosten (aufwandsgleiche Kosten abzüglich Kosten mindernde Erlöse) der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB in 2010 und 2009 in Mio. Euro

Die Gesamtkosten der Systemdienstleistungen sind im Jahr 2010 auf 1.176 Mio. Euro zurückgegangen (2009: 1.559 Mio. Euro). Trotz geringerer Kosten mindernder Erlöse von insgesamt 96 Mio. Euro (2009: 198 Mio. Euro) reduzierten sich die saldierten Kosten für die Systemdienstleistungen deutlich auf 1.080 Mio. Euro (2009: 1.360 Mio. Euro). Dies ist vor allem auf den starken Rückgang der Kosten für Minutenreserve und für Verlustenergie zurückzuführen. Als Hauptkostenblock trägt die Regelleistungsvorhaltung mit 697 Mio. Euro zu den Gesamtkosten (2009: 825 Mio. Euro) bei.

Gründe für den Kostenanstieg bei der Sekundärregelung sind trotz geringerem Einsatzvolumen (dazu unten) tendenziell gestiegene Leistungspreise. Die Kosten der Minutenreserve sind hingegen bei rückläufigem Einsatz zurückgegangen.

Regelenergie

Im Mai 2010 wurde der zunächst nur von den drei übrigen Übertragungsnetzbetreibern betriebene Netzregelverbund (NRV) durch Anordnung der Bundesnetzagentur um die Regelzone Amprion erweitert. Damit besteht der NRV nun aus den Regelzonen aller vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (50 Hertz, EnBW TNG, TenneT TSO, Amprion). Der modular aufgebaute NRV verhindert die Aktivierung gegenläufiger Sekundärregel- und Minutenreserveleistung (MRL), dimensioniert den Regelleistungsbedarf gemeinsam für alle Regelzonen, schafft einen deutschlandweit einheitlichen Markt für Sekundärregelleistung (SRL) und führt zu einem kostenoptimalen Einsatz der Regelleistung für ganz Deutschland. Seit Juli 2010 wird auch die MRL deutschlandweit beschafft und der Abruf erfolgt über eine bundesweite Abrufangfolge. Die Leistungsungleichgewichte der einzelnen Regelzonen werden saldiert, sodass 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, was sich im Rückgang der ausgeschriebenen und auch der in Anspruch genommenen Sekundärregelung widerspiegelt.

Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hz, Amprion, EnBW und TenneT

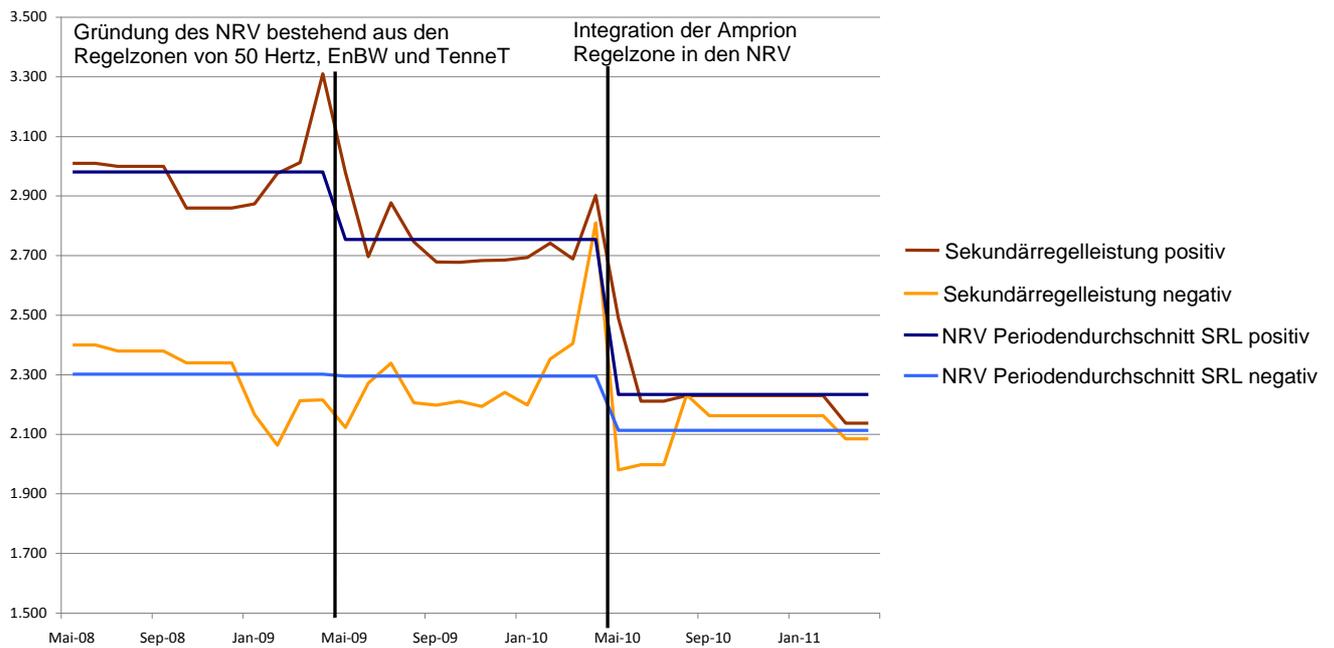


Abbildung 69: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen SRL in den Regelzonen von 50 Hertz, Amprion, EnBW und TenneT TSO

Die vorstehende Abbildung verdeutlicht die Effekte aus der Einführung des NRV. Die durchschnittlich in den Perioden zwischen Mai eines Jahres und April des nächsten Jahres ausgeschriebene SRL ist deutlich gesunken.

Besonders deutlich zeigen sich diese Effekte an der vorgehaltenen positiven SRL, die von durchschnittlich 2.981 MW im Zeitraum 2008/2009 um ca. 25 Prozent auf 2.234 MW im Zeitraum 2010/2011 zurückging. Die Menge an negativer SRL sank im selben Zeitraum um ca. acht Prozent von 2.302 MW auf 2.113 MW.

Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hz, Amprion, EnBW und TenneT

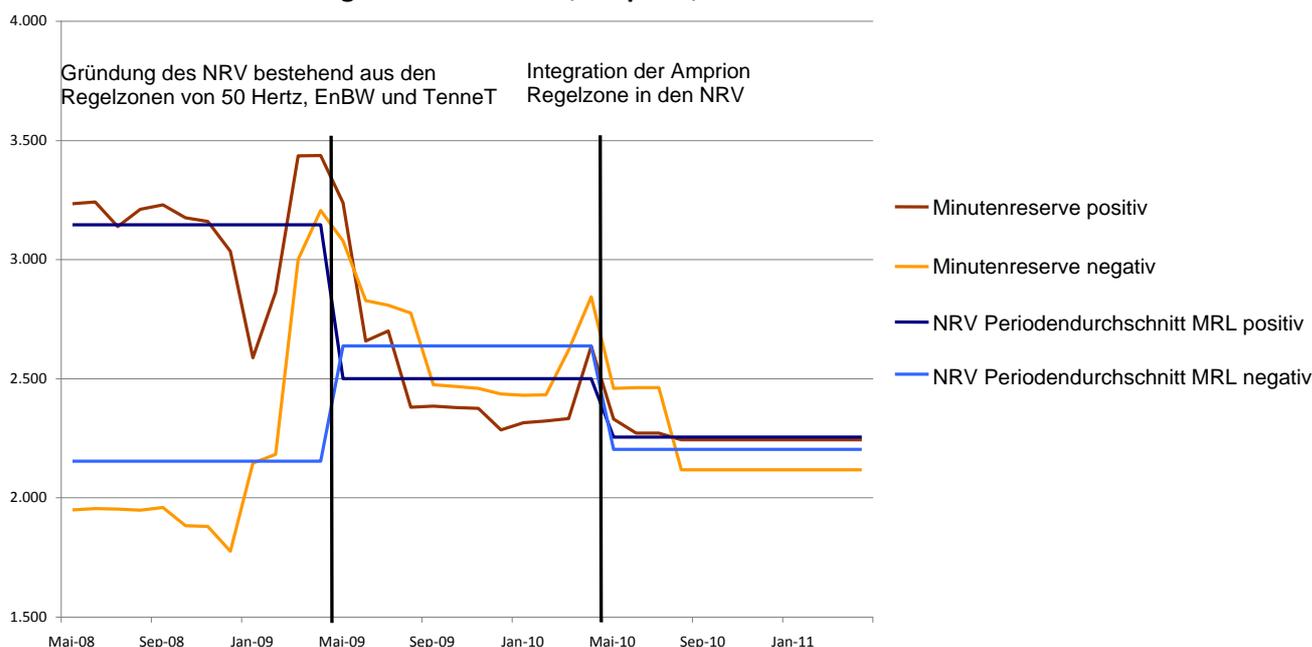


Abbildung 70: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen MRL in den Regelzonen von 50 Hertz, Amprion, EnBW TNG und TenneT TSO

Ein weniger einheitliches Bild ergibt sich bei der Vorhaltung von Minutenreserve. Während auch hier die durchschnittlich ausgeschriebene positive MRL zwischen den Zeiträumen 2008/2009 und 2010/2011 sukzessive von 3.146 MW auf 2.256 MW um ca. 28 Prozent zurückging, ist der Anteil der vorgehaltenen negativen Minutenreserve von 2008/2009 zu 2009/2010 zunächst gestiegen und dann wieder annähernd auf das Anfangsniveau zurückgegangen. Dies begründet sich z. T. mit veränderten Rahmenbedingungen und einhergehenden Anpassungen: einerseits erfolgte Anfang 2009 eine Änderung der EEG-Bewirtschaftung in den Regelzonen der EnBW TNG und TenneT TSO. Bis zu diesem Zeitpunkt war die EEG-Bewirtschaftung in diesen Regelzonen an Dienstleister ausgelagert. EEG-Prognosefehler fielen bei diesem Modell nur dann auf die ÜNB zurück, wenn der Bilanzausgleich durch die Dienstleister unvollständig erfolgte. Seit Anfang 2009 führen die ÜNB die EEG-Bewirtschaftung in Eigenregie durch, so dass sich der gesamte EEG-Prognosefehler im Regelzonenprognosefehler wiederfindet und somit zu einer erhöhten Reservevorhaltung beim ÜNB führt. Dies erklärt z. T. den Anstieg der vorzuhaltenden Minutenreserve Anfang 2009, was sich bei der negativen MRL stärker auf den Zeitraum 2009/2010 auswirkt. Andererseits wird die MRL, wie bereits erwähnt, seit Juli 2010 deutschlandweit beschafft und der Abruf erfolgt über eine bundesweite Abrufangfolge, was den im zweiten Halbjahr 2010 verringerten Bedarf erklären kann.

Die Effizienzsteigerungsmöglichkeiten aus dem NRV sind innerhalb Deutschlands nun ausgeschöpft. Der modulare Aufbau des NRV ermöglicht jedoch dessen Ausdehnung auf benachbarte ausländische Regelzonen. Dies streben die deutschen ÜNB an. Wegen der noch unterschiedlichen Rahmenbedingungen der Regelenergiemärkte in Europa können zumindest nicht alle Module des NRV unmittelbar ausgedehnt werden. Kurzfristig umsetzbar ist die Erweiterung des ersten Moduls, welches das Gegeneinanderregeln vermeidet. An den engpassbewirtschafteten Grenzen ist dabei eine Saldierung des Regelenergieeinsatzes auf die nicht vom Markt genutzten Übertragungskapazitäten beschränkt. Eine Reservierung von Kapazitäten für den Regelenergieaustausch erfolgt nicht. Auch hat die geplante Kooperation mit ausländischen ÜNB keinen Einfluss auf die Höhe der von den deutschen ÜNB gemeinsam beschafften Regelleistung.

Die vier deutschen ÜNB planen zusammen mit dem dänischen ÜNB (Energinet.dk) ab Oktober 2011 den Netzregelverbund erstmalig im Rahmen eines Testbetriebs auszudehnen. Damit soll der sichere Betrieb, der Umfang eingesparter Energie und die Auswirkung auf den Ausgleichsenergiepreis überprüft werden, bevor ein Dauerbetrieb beginnen kann. Die Leistungsspannen der im Jahr 2010 jeweils ausgeschriebenen Mengen können auch der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

	Primärregelung**	Sekundärregelung*/**		Minutenreserve**	
	pos. / neg.	pos.	neg.	pos.	neg.
EnBW TNG	623	423-437	318-329	2244-2815	2118-2903
TenneT TSO		617-779	542-923		
Amprion		699-1156	633-1391		
50Hz		470-834	425-478		

*Im Monitoringbericht 2010 über das Berichtsjahr 2009 wurden nur die Ergebnisse der jeweils ersten Ausschreibung berücksichtigt. Daher sind die Zahlen mit denen des diesjährigen Berichts nicht unmittelbar miteinander vergleichbar.
 ** Quelle:
www.regelleistung.net

Tabelle 27: Übersicht über die 2010 von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung in MW (Leistungsspannen)

Bei der Primärregelung (PRL) ist im Vergleich zum Jahr 2009 ein Rückgang des Bedarfs auf 623 MW (2009: 657 MW; 2008: 664 MW) zu verzeichnen.

Die deutschen ÜNB und der schweizerische ÜNB (Swissgrid) streben in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur und der schweizerischen Regulierungsbehörde EICOM an, Märkte für Primärregelleistung (PRL) grenzüberschreitend zu harmonisieren und perspektivisch zusammen zu führen. Voraussichtlich ab Anfang 2012 sollen in einer ersten Ausbaustufe 25 MW des schweizerischen Bedarfs für die deutschen PRL-Anbieter geöffnet werden. Für die Deckung des deutschen Bedarfs auch aus der Schweiz ist keine Begrenzung vorgesehen. Swissgrid wird mit diesen 25 MW für die gemeinsame Ausschreibung als fünfter ÜNB an der deutschen Ausschreibung entsprechend den deutschen Regularien teilnehmen und ist Anschluss-ÜNB für die schweizerischen Anbieter.

Der NRV trägt durch die Vergrößerung des Marktgebietes durch Schaffung eines deutschlandweiten Marktes für die SRL auch zu einem erhöhten Wettbewerbspotential bei. Auch stieg die Zahl der präqualifizierten Anbieter von Regelenergie bis 30. Juni 2011 auf acht bei der Primärregelung (2009: sieben), auf elf bei der Sekundärregelung (2009: neun) und es verblieben 28 Anbieter für die Minutenreserve.

Die Bundesnetzagentur strebt weitere Effizienzsteigerungen durch Intensivierung des Wettbewerbs mit der Weiterentwicklung und Verbesserung der Teilnahmebedingungen für die wettbewerblich organisierten Regelenergiemärkte an. Im April 2011 hat die Bundesnetzagentur Regeln zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten jeweils für Primär- und SRL festgelegt, die seit Ende Juni 2011 anzuwenden sind. Ziel der Festlegungen ist es, durch Erleichterung der Angebotstellung neue Anbieter für die Teilnahme an den Ausschreibungen für Regelenergie zu gewinnen und die Angebotsvolumina der bestehenden Anbieter zu erhöhen. Insbesondere sollen bisher nicht für die Regelenergie genutzte Flexibilitätspotentiale und Technologien erschlossen werden.

Einsatz der vorgehaltenen SRL

Der Einsatz von SRL ist im Jahr 2010 gegenüber 2009 deutlich zurückgegangen. In der nachfolgenden Darstellung ist zu beachten, dass ab dem 1. Mai 2009 anstelle der individuell eingesetzten SRL nur noch der Saldo der drei am NRV beteiligten ÜNB und ab 1. Mai 2010 jeweils der Saldo des deutschlandweiten NRV in die Berechnung Eingang findet. Wie in nachfolgender Abbildung zu erkennen ist, ist die beschaffte SRL in den Perioden Mai 2009 bis April 2010 und Mai 2010 bis April 2011 bedarfsgerecht sukzessive zurückgegangen. Dieser geringere Bedarf begründet sich vor allem aus dem NRV. Daher war der im Jahr 2010 zu ver-

zeichnende weitere Rückgang des SRL-Einsatzes durch den Zutritt von Amprion zum NRV zu erwarten.

Bezogen auf das Berichtsjahr 2010 betrug die insgesamt eingesetzte Energiemenge rund 2,5 TWh für positive und 4,4 TWh negative SRL.

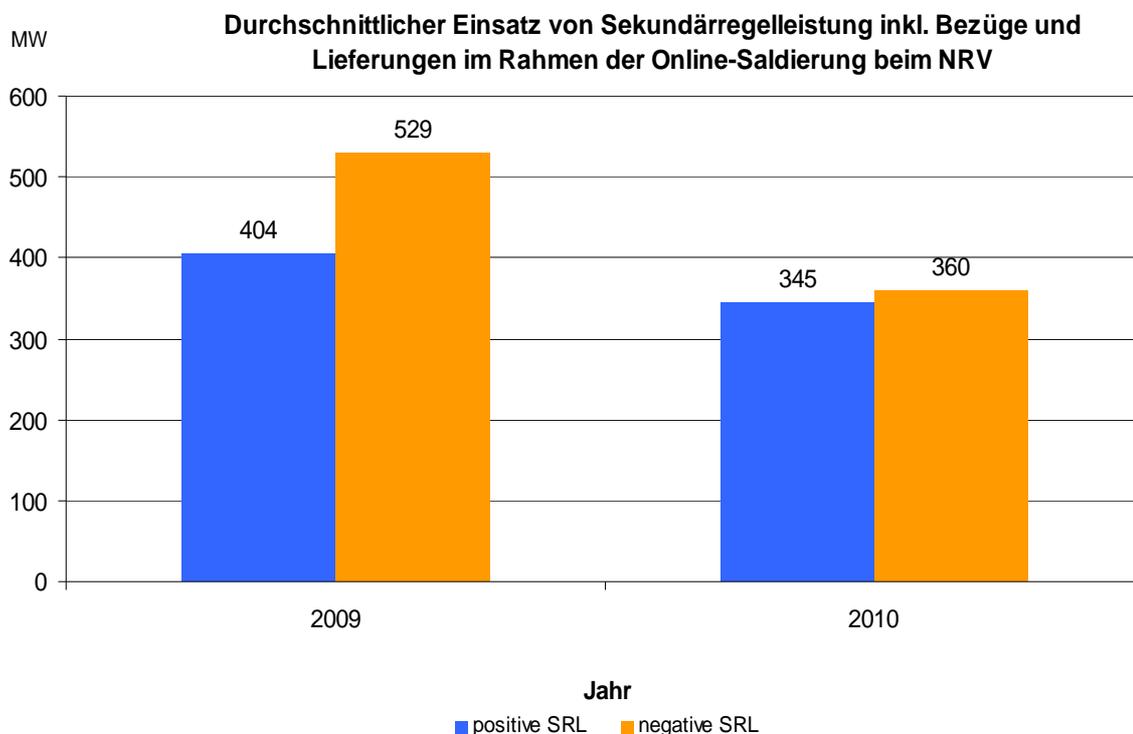


Abbildung 71: Durchschnittlicher Einsatz von SRL je Viertelstunde im Jahr 2009 und 2010

Einsatz der vorgehaltenen MRL

Die Einsatzhäufigkeit der MRL hat sich im Jahr 2010 im Vergleich zu 2009 auf insgesamt 16.567 Abrufe (2009: 18.206, 2008: 6.014, 2007: 4.888, 2006: 3.940, 2005: 6.456, 2004: 12.737) erstmals seit 2006 leicht verringert. Dies ist vor allem auf den Rückgang des negativen Minutenreserveeinsatzes zurückzuführen, der sich um 4.478 Abrufe verringerte, während der Einsatz positiver Minutenreserve allerdings um 2.839 Abrufe anstieg.

Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve

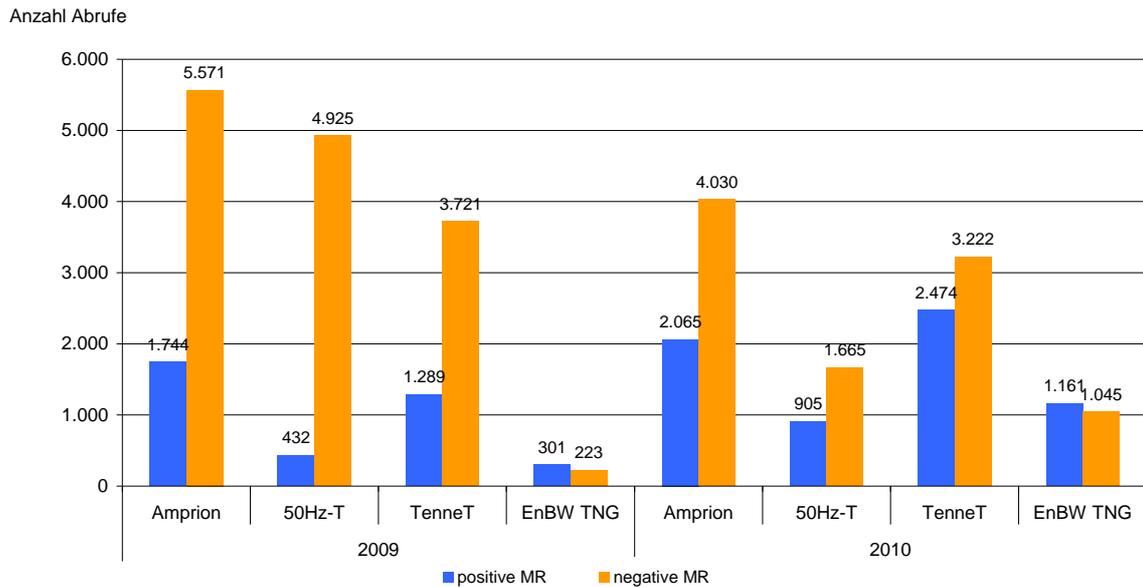


Abbildung 72: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MRL) innerhalb der vier deutschen Regelzonen 2009 und 2010

Die bei einem Abruf von MRL durchschnittlich angeforderte Leistung ist mit rund 262 MW bei der positiven (2009: 326 MW) und rund 318 MW bei der negativen MRL (2009: 373 MW) pro Abruf jeweils niedriger als im Jahre 2009.

Entwicklung der durchschnittlich abgerufenen Minutenreserveleistung

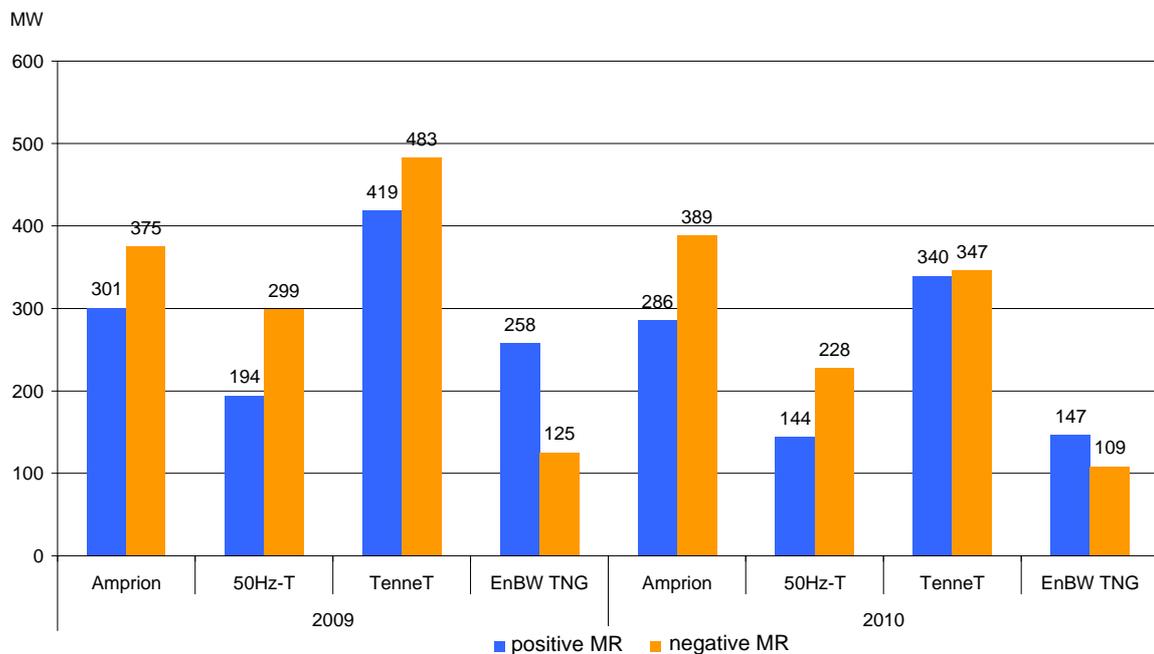


Abbildung 73: Entwicklung der Durchschnittswerte der 2009 und 2010 von den ÜNB abgerufenen Minutenreserve (MRL)

Entwicklung der insgesamt abgerufenen Minutenreserveleistung in GWh

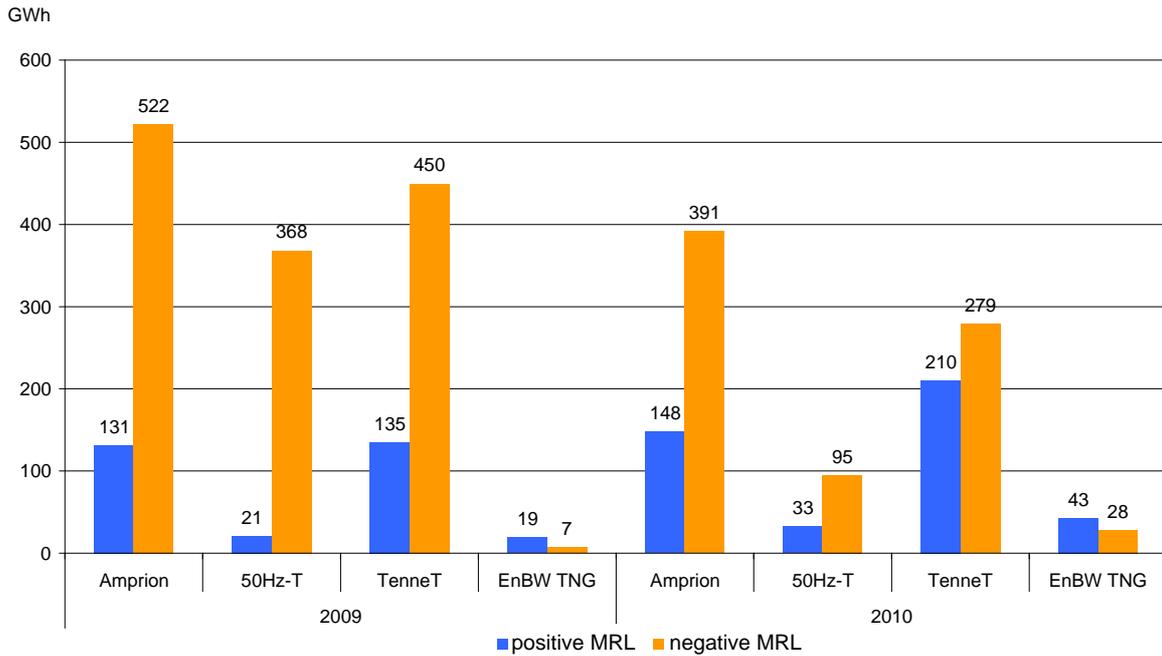


Abbildung 74: Entwicklung der abgerufenen Energiemenge 2009 und 2010 in GWh

Insgesamt wurde damit für negative MRL im Jahr 2010 eine Energiemenge in Höhe von 794 GWh (2009: 1.347 GWh), für positive MRL in Höhe von 433 GWh (2009: 306 GWh) eingesetzt.

In der folgenden Abbildung ist der durchschnittliche Regellenergieeinsatz je Kalendermonat dargestellt. Zusätzlich wurde ein Periodenmittelwert ermittelt. Eine Periode dauert jeweils von Mai bis April des Folgejahres. Hier lässt sich das Einsparungspotential des NRV in Bezug auf die Regularbeit erkennen.

Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung

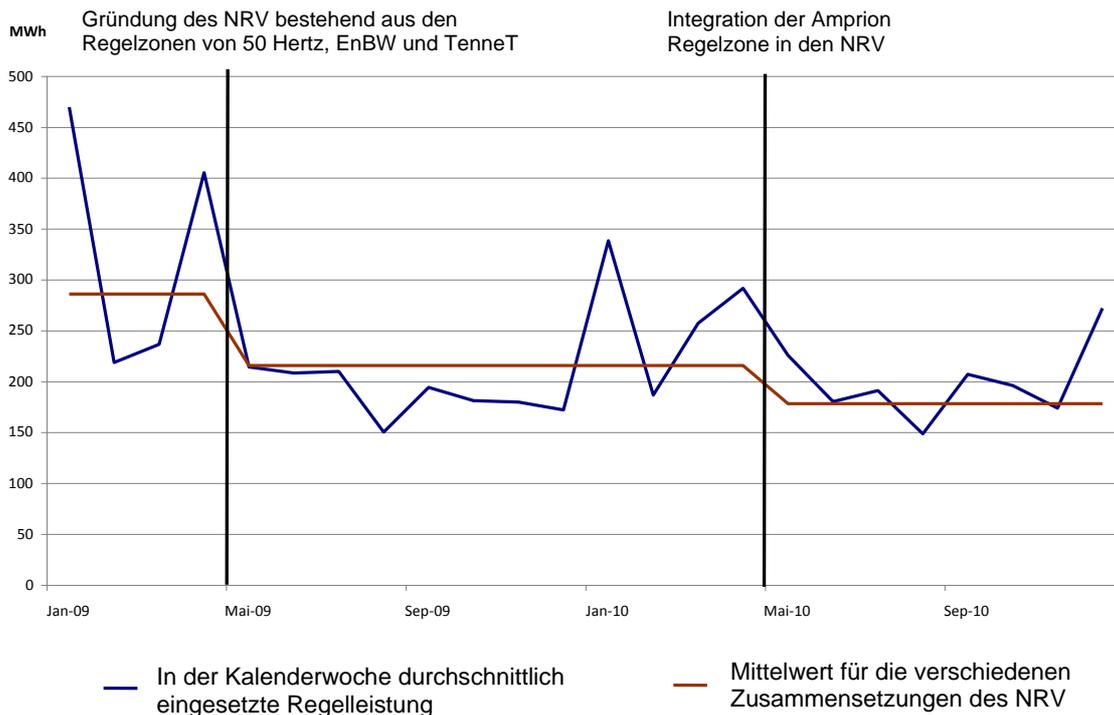


Abbildung 75: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung in MWh

Ausgleichsenergie

Im Bereich der Ausgleichsenergie gab es im Jahr 2010 zwei wesentliche Veränderungen: Der NRV wurde im Mai 2010 auf Anordnung der Bundesnetzagentur auf ganz Deutschland ausgeweitet, wie bereits im Abschnitt „Regelenergie“ dargestellt. Seit dem Beitritt von Amprion zum NRV erfolgt die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises durch einen deutschlandweit regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP). Entsprechend beziehen sich die nachfolgenden Angaben zu Ausgleichsenergiepreisen für Amprion nur auf den Zeitraum Januar bis April 2010. Für den Zeitraum ab Mai 2010 ist für alle ÜNB nur noch der reBAP relevant.

Des Weiteren werden die Beschaffung und der Aufruf der Minutenreserve von den ÜNB seit Juli 2010 bundesweit einheitlich und regelzonenübergreifend gestaltet. Durch die daraus resultierende Veränderung der Abrufreihenfolge ist von einer Auswirkung auf den Ausgleichsenergiepreis auszugehen. Im Unterschied zum Berichtsjahr 2009 sind die Maxima der Ausgleichsenergiepreise sowohl bei Amprion (Zeitraum Januar bis April 2010) als auch im NRV zurückgegangen (2009: EnBW TNG, TenneT TSO jeweils Rückgang, Amprion und 50 Hertz mit Höchstständen). Der Rückgang der Maxima im NRV ist unter anderem durch den Zutritt von Amprion zum NRV und die damit verbundenen Synergien zu erklären.

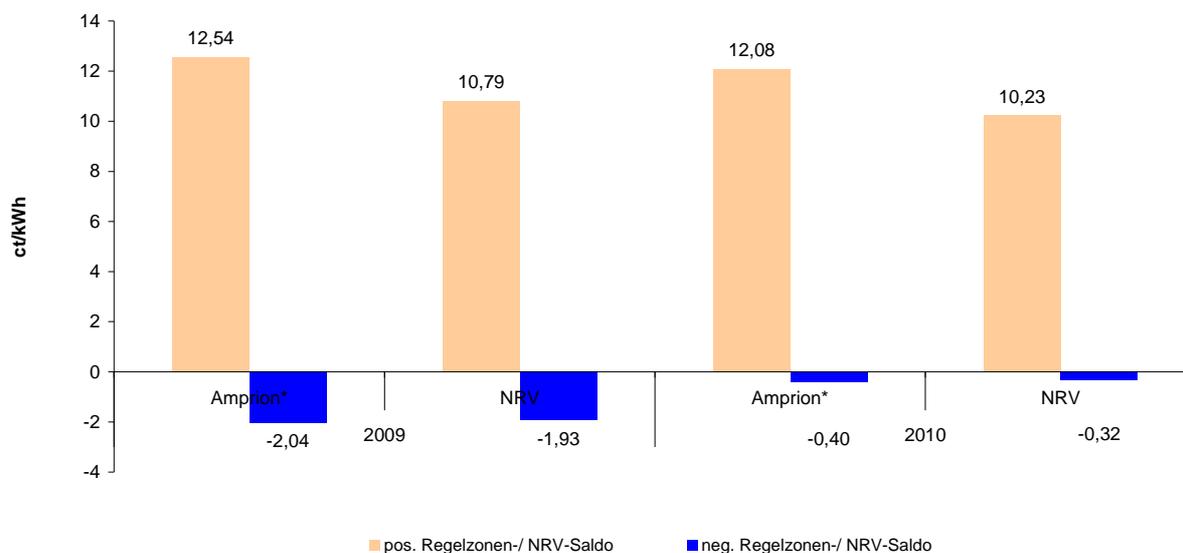
	Amprion in ct/kWh	EnBW TNG in ct/kWh	TenneT TSO in ct/kWh	50Hz in ct/kWh	NRV in ct/kWh
2009	143,8	18,3	18,3	78,8	97,5
2010	130,1	n.V.	n.V.	n.V.	60,09

Tabelle 28: Maximale Ausgleichsenergiepreise im Jahr 2009 und 2010

Der durchschnittliche, viertelstündliche Preis für Ausgleichsenergie im NRV lag im Falle eines positiven Regelzonensaldo (Unterspeisung) im Jahr 2010 bei rund 10,23 ct/kWh, im Falle eines negativen Regelzonensaldo bei rund -0,32 ct/kWh (Überspeisung). Parallel zum Rückgang der Maxima sind auch die durchschnittlichen Preise gesunken. Die durchschnittlichen gewichteten Ausgleichsenergiepreise der Amprion-Regelzone und des NRV lagen im Jahr 2010 bei positivem Regelzonensaldo zwischen 11,13 ct/kWh und 13,48 ct/kWh, bei negativem Regelzonensaldo zwischen -0,43 ct/kWh und 0,03 ct/kWh.

Die Werte von Amprion und des NRV sind in der folgenden Abbildung, vergleichend mit den Werten aus dem Jahr 2009, dargestellt. Hier ist der Rückgang der Ausgleichsenergiepreise von 2009 nach 2010 gut zu erkennen. Ebenso lässt sich der positive Effekt des NRV auf die Höhe der Ausgleichsenergiepreise ablesen.

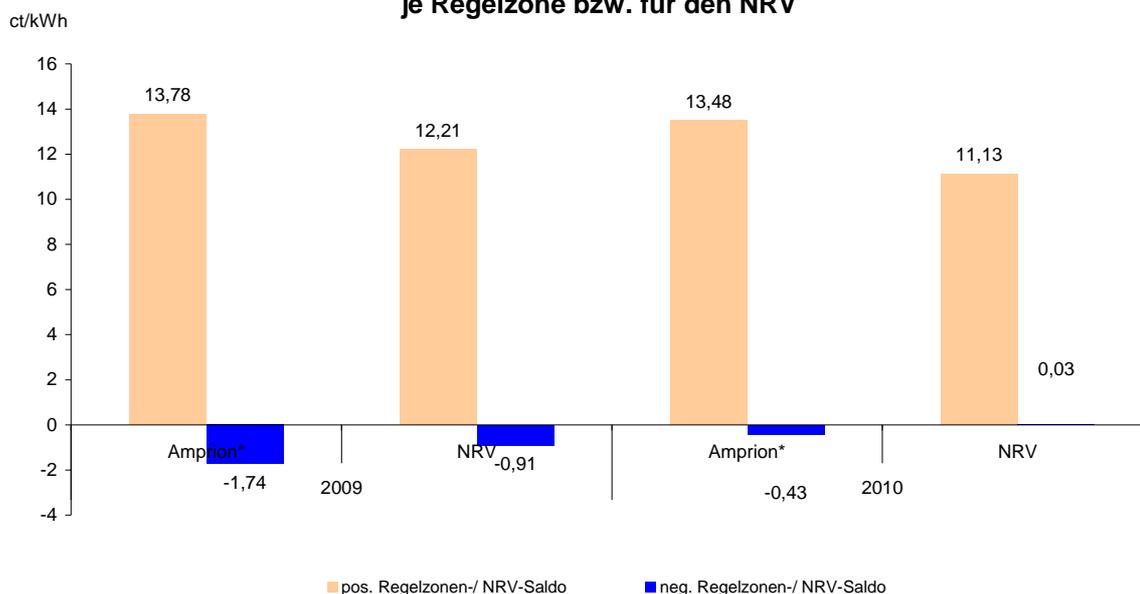
Entwicklung der durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise je Regelzone bzw. für den NRV



* Daten bis April 2010; danach Teil des NRV

Abbildung 76: Durchschnittliche arithmetische Ausgleichsenergiepreise 2009 und 2010

Entwicklung der durchschnittlichen gewichteten Ausgleichsenergiepreise je Regelzone bzw. für den NRV



* Daten bis April 2010; danach Teil des NRV

Abbildung 77: Durchschnittliche mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise 2009 und 2010

In der folgenden Abbildung ist die Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise im NRV zu sehen. Da der NRV im Jahr 2009 erst im Mai eingeführt wurde, wurde auf eine absolute Darstellung verzichtet und alternativ eine relative Veranschaulichung gewählt. Bei negativem Regelzonensaldo ist eine Häufung der Ausgleichsenergiepreise um 0 €/MWh zu erkennen. Dieser Effekt hat sich im Jahr 2010 im Vergleich zum Jahr 2009 noch einmal verstärkt, was auf die Erweiterung des NRV und den gestiegenen Wettbewerb zurückzuführen ist. Stärker ist dieser Effekt sogar noch bei positivem Regelzonensaldo zu erkennen. Dort ist eine klare

Verdichtung der Ausgleichsenergiepreise am unteren Preisniveau im Jahr 2010 zu sehen, was wiederum auf der Erweiterung des NRV und der damit verbundenen Effekte beruht.

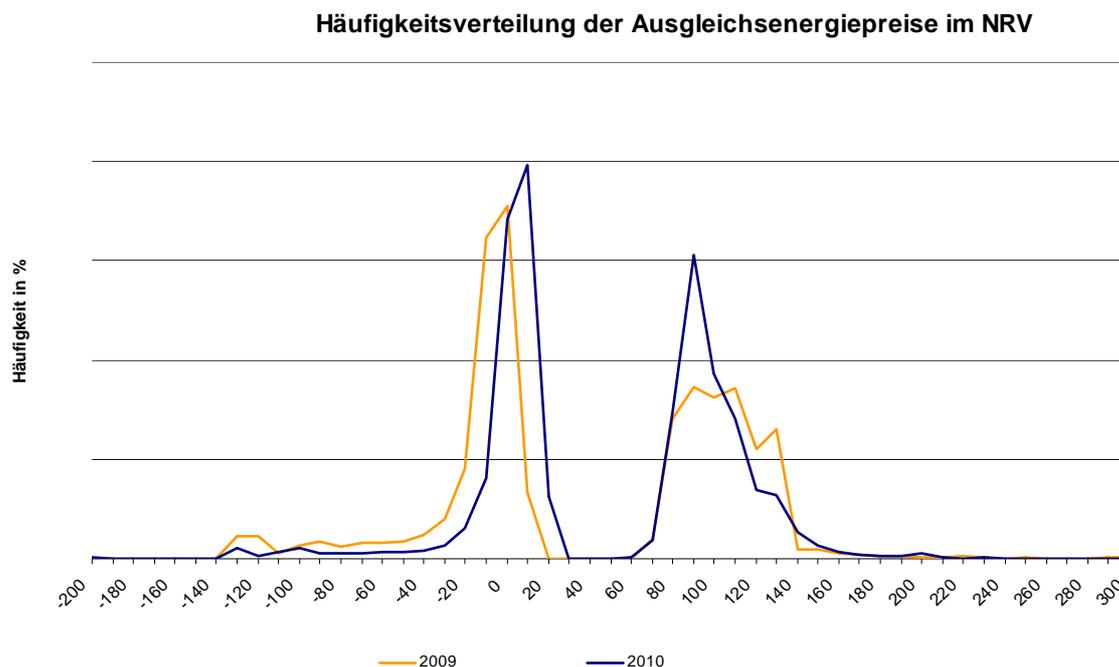


Abbildung 78: Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise 2009 und 2010 in Prozent

Untertägige Fahrplanänderungen

Grundsätzlich sind Fahrplananmeldungen, in denen die Bilanzkreisverantwortlichen den ÜNB die geplanten Elektrizitätsliefer- und -handelsgeschäfte für den jeweiligen Tag (auf Basis von viertelstündlichen Werten) mitteilen, gemäß § 5 Abs. 1 StromNZV bis 14:30 Uhr des Vortages möglich. Um den Bilanzkreisverantwortlichen zu ermöglichen, auf kurzfristige Änderungen der Angebots- und Nachfragesituation zu reagieren, gibt es die Möglichkeit, Fahrpläne auch untertägig anzupassen.

Für untertägliche Fahrplanänderungen sah § 5 Abs. 2 StromNZV bisher vor, dass Fahrpläne innerhalb einer Regelzone sowie regelzonenübergreifende Fahrpläne mit einem zeitlichen Vorlauf von mindestens drei Viertelstunden zu jeder Viertelstunde eines Tages geändert werden können. Zum 1. Dezember 2010 haben die deutschen ÜNB diese Vorlaufzeit jedoch auf 15 Minuten verkürzt. Nach § 5 Abs. 4 StromNZV ist es außerdem möglich, im Fall von ungeplanten Kraftwerksausfällen, Fahrpläne mit einem Vorlauf von 15 Minuten zur Viertelstunde zu ändern.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Anzahl und des Volumens der untertäglichen Fahrplanänderungen im Jahr 2010.

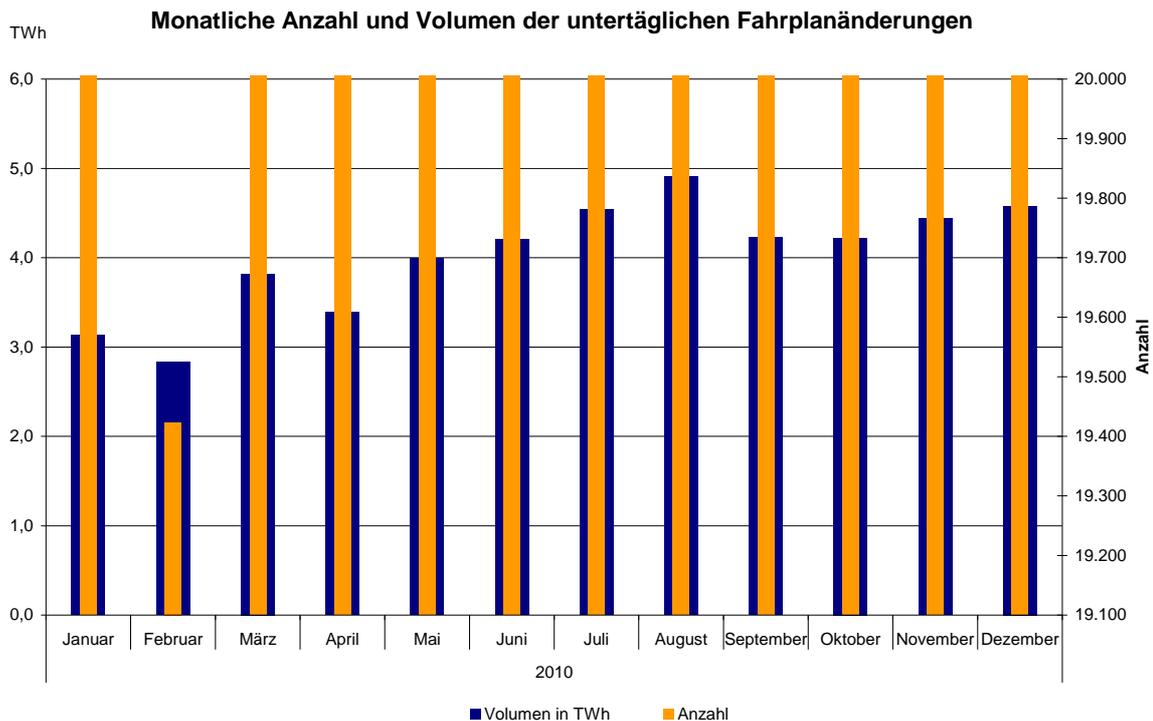


Abbildung 79: Entwicklung der Anzahl und des Volumens der untertäglichen Fahrplanänderungen pro Monat im Berichtsjahr 2010

Berücksichtigt sind hierbei alle untertäglichen Fahrplanänderungen mit Ausnahme der nachträglichen Fahrplanänderungen. Insgesamt wurden 265.710 untertägliche Fahrplanänderungen (2009: 229.672, 2008: 132.000) mit einem Gesamtvolumen von 41,3 TWh (2009: 35,72 TWh, 2008: 20,5 TWh) vorgenommen.

Zu Beginn des Monitoring der Fahrplanänderungen im Jahr 2006 waren lediglich 2.600 Fahrplanänderungen mit einem jährlichen Gesamtvolumen von 0,8 TWh zu verzeichnen. Der Trend zu mehr untertäglichen Fahrplanänderungen (sowohl anzahl- als auch volumenmäßig) lässt sich u. a. durch die zunehmende intermittierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien erklären, die einen untertäglichen Ausgleich über den Intraday Handel erforderlich macht.

Fahrplanänderungen auf Grund von Kraftwerksausfällen machten im Berichtsjahr 2010 ein Volumen von 0,85 TWh (2008: 0,6 TWh) bei einer Anzahl von fast 2.202 (2008: 1.600) Fahrplanänderungen aus.

Veröffentlichungspflichtigen Verteilernetzbetreiber

Mit Stand 1. April 2011 haben insgesamt 677 (1. April 2010: 749) Verteilernetzbetreiber darüber Auskunft gegeben, ob sie ihren Veröffentlichungspflichten entsprechend EnWG und den darauf basierenden Verordnungen (z. B. StromNZV, StromNEV, NAV) nachkommen. Dabei haben 601 (1. April 2010: 634) Unternehmen mit „Ja“ geantwortet, 75 (1. April 2010: 104) haben die Veröffentlichungspflichten nach eigenen Angaben nur „teilweise“ erfüllt und ein (1. April 2010: 11) Unternehmen machte keine Angaben.

Weiterhin haben insgesamt 672 (1. April 2010: 749) VNB angegeben, inwieweit sie die Umsetzung der Veröffentlichungspflichten nach dem „Leitfaden der Bundesnetzagentur für die Internet-Veröffentlichungspflichten der Stromnetzbetreiber“ ausrichten. Dabei haben 465 (1. April 2010: 488) Unternehmen mit „Ja“ geantwortet, 200 (1. April 2010: 237) mit „teilweise“ und sieben (1. April 2010: elf) Unternehmen machten keine Angaben.

Die Auswertung der Antworten der letzten drei Berichtsjahre weist in der prozentualen

Verteilung keine wesentlichen Unterschiede zwischen den einzelnen Jahren auf.

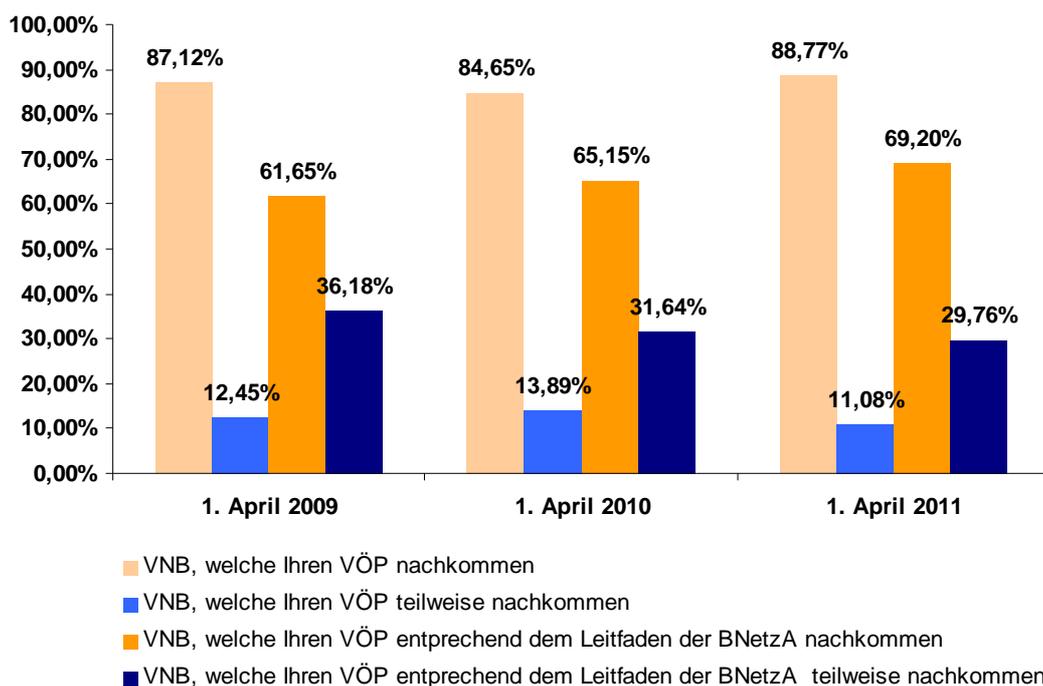


Abbildung 80: Erfüllung der Veröffentlichungspflichten Verteilernetzbetreiber (Elektrizität)

Versorgungsstörungen

Die Zuverlässigkeit der Versorgung als Bestandteil der Versorgungssicherheit ist in Deutschland weiterhin als hoch einzustufen und verdeutlicht sich - im europaweiten Vergleich - durch äußerst kurze Stromausfallzeiten. Es besteht eine „durchschnittliche Nichtverfügbarkeit in Minuten je Letztverbraucher“ (SAIDI - System Average Interruption Duration Index) für Deutschland von 14,90 Minuten im Kalenderjahr 2010. Die Versorgungsqualität hält sich somit auf hohem Niveau.

Im Jahr 2011 hat die Bundesnetzagentur gemäß § 52 EnWG für das Berichtsjahr 2010 von den deutschen Elektrizitätsnetzbetreibern einen Bericht über die in ihrem Netz aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen erhalten. Diese Berichte umfassen Zeitpunkt, Dauer, Ausmaß und Ursache der Versorgungsunterbrechungen. 890 Netzbetreiber haben für 963 Netze insgesamt ca. 206.000 Versorgungsunterbrechungen übermittelt. Die Bundesnetzagentur hat nach einer Plausibilisierung und Prüfung aus diesen Daten nach international anerkannten Methoden den Wert für die Versorgungsqualität (sog. SAIDI – System Average Interruption Duration Index) in Deutschland errechnet. Dieser Wert gibt die „durchschnittliche Versorgungsunterbrechung in Minuten je angeschlossenem Letztverbraucher“ an.

Für das Jahr 2010 ergibt sich nach Auswertung der Daten für Deutschland eine Nichtverfügbarkeit von 14,90 Minuten je Letztverbraucher. Dies zeigt erneut eine hohe Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in Deutschland.

Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG

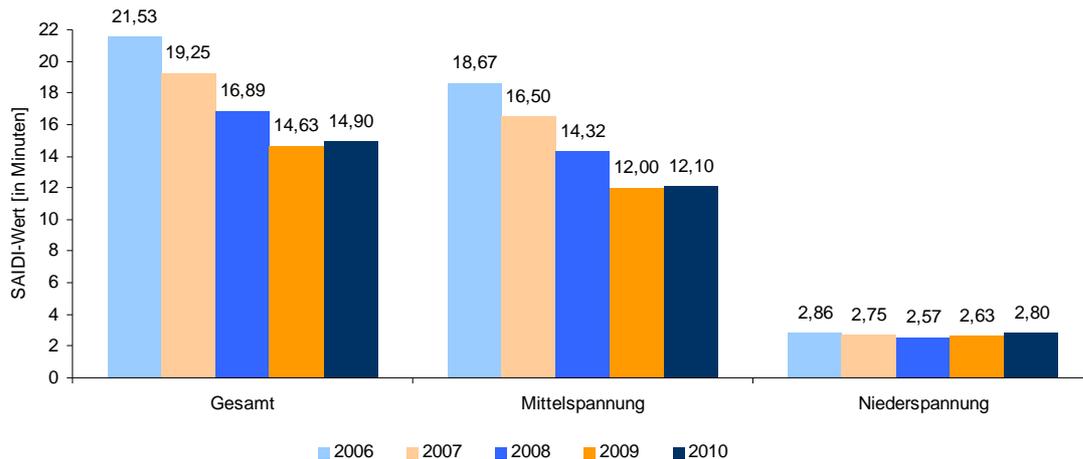


Abbildung 81: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG (Elektrizität)

In die Berechnung werden nur ungeplante Unterbrechungen, die länger als drei Minuten dauern und die auf atmosphärische Einwirkungen, Einwirkungen Dritter, Zuständigkeit des Netzbetreibers und aus anderen Netzen rückwirkende Störungen beruhen, einbezogen. Geplante Unterbrechungen und Unterbrechungen mit der Ursache „Höhere Gewalt“ werden hierbei nicht berücksichtigt. Im Verhältnis zum Berichtsjahr 2007, als der Orkan Kyrill zu einem signifikanten Anstieg von Meldungen mit der Ursache „Höhere Gewalt“ geführt hat (2007: 16,42 Minuten), lag der Wert 2010 mit 4,37 Minuten auf einem niedrigeren Niveau, jedoch auch deutlich höher als in den Vorjahren (2008: 1,2 Minuten, 2006: 1,72 Minuten). Eine Differenzierung der SAIDI-Werte nach der Unternehmensgröße (nach Anzahl Letztverbraucher) zeigt auf, dass die Versorgungsqualität diesbezüglich unterschiedlich ausfällt.

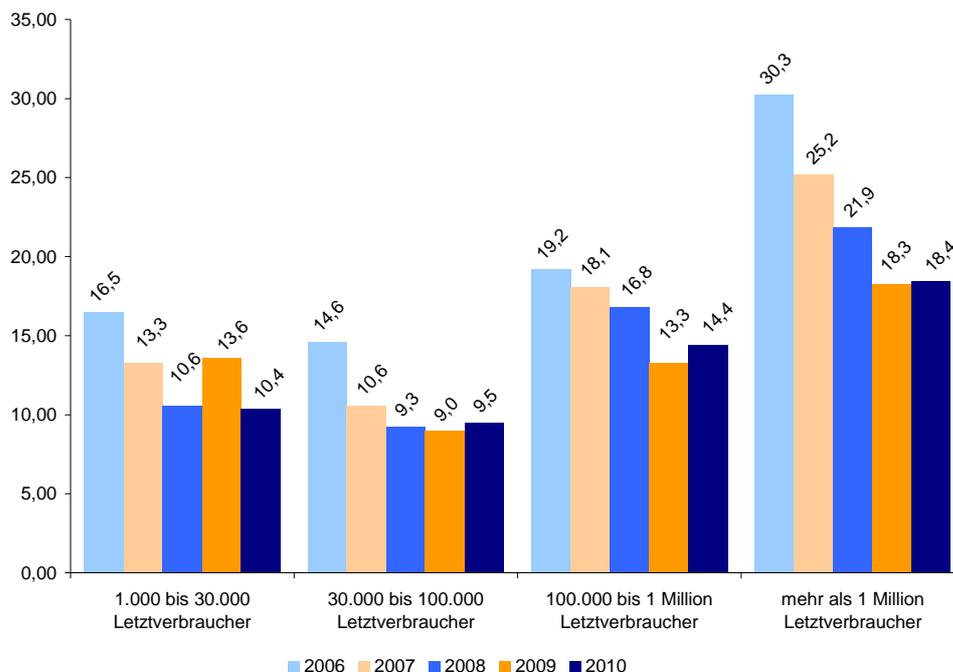


Abbildung 82: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG, Differenziert nach Unternehmensgröße (Anzahl Letztverbraucher)

Welche Ursachen zu dieser unterschiedlichen Versorgungsqualität in Abhängigkeit zur Unternehmensgröße führen ist auf Basis der vorliegenden Daten nicht zu ermitteln.

Hinsichtlich der Ursachen für ungeplante Unterbrechungen, die zur Berechnung des SAIDI herangezogen werden, liegen 7,83 Minuten der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer im Zuständigkeitsbereich der Netzbetreiber. Die übrigen ungeplanten Unterbrechungen zur Berechnung des SAIDI sind auf atmosphärische Einwirkung, Einwirkung Dritter oder Rückwirkungsstörung zurückzuführen. Über die Hälfte der ungeplanten zu berücksichtigenden Unterbrechungen sind somit beispielsweise auf Defekte an Netzbetriebsmitteln durch Alterung oder Verschleiß zurückzuführen. Mit der VDE V 0109-1:2008-07 und VDE V 0109-2:2010-11 bestehen nunmehr allerdings Normungsgrundlagen für die Instandhaltung von elektrischen Betriebsmitteln. Diese Regelungen beschreiben die Möglichkeiten der Zustandsfeststellung von Betriebsmitteln und Anlagen in Elektrizitätsversorgungsnetzen sowie die Anforderungen und Verfahren zur Instandhaltung. Nach § 49 Energiewirtschaftsgesetz sind bei der Errichtung und dem Betrieb von Energieanlagen die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Die Einhaltung dieser Regeln wird vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Elektrizität die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. eingehalten wurden. Die Bundesnetzagentur erwartet durch diese Grundlagen zur Instandhaltung eine weitere Verbesserung und eine Angleichung der Versorgungssicherheit in Deutschland.

Großhandel

Entwicklung der Marktsegmente im Großhandelsbereich

Der Elektrizitäts-Großhandel kann grundsätzlich über Börsen oder den bilateralen Handel erfolgen. Im bilateralen Handel wird unterschieden zwischen Handelsgeschäften, die über Brokerplattformen abgewickelt werden und denen, die unmittelbar durch einen rein bilateralen Vertrag zwischen zwei Unternehmen stattfinden. Für die Analyse der Entwicklung des Elektrizitäts-Handelsvolumen im Großhandelsbereich werden daher im Folgenden die gehandelten Volumina im Börsenhandel (am Terminmarkt der EEX bzw. im Kurzfristhandel an der EPEX Spot) sowie im OTC-Handel (Handel auf Brokerplattformen⁷⁶ sowie rein bilateraler Handel) betrachtet (siehe folgende Tabelle).

Bilateraler Handel		Börsenhandel
Handel über Brokerplattformen	Rein bilateraler Handel	(an EEX und EPEX Spot)

Tabelle 29: Unterteilung des Großhandels nach Handelsplätzen

Zur Erfassung des außerbörslichen Elektrizitäts-Handelsvolumens wurden – wie schon im Monitoring 2010 – Brokerplattformen nach ihrem physischen und finanziellen Handelsvolumen für Deutschland befragt.

Zudem wurden deutsche Energieversorgungsunternehmen und Energiehändler nach ihrem Handelsvolumen befragt. Unter Elektrizitäts-Großhandel werden im Monitoring bei der Befragung alle Elektrizitätshandelsgeschäfte mit physischer oder finanzieller Erfüllung sowie alle Elektrizitätslieferverträge mit physischer Erfüllung (Lieferung von Elektrizität) zwischen Unternehmen verstanden⁷⁷. 57 Prozent der befragten Unternehmen haben Angaben zu ihren Handelsgeschäften im Jahr 2010 gemacht. Der Anteil der von diesen Unternehmen auf Broker-

⁷⁶ Definition siehe Glossar; Wie schon im letzten Jahr wurden die Daten der Brokerplattformen GFI, ICAP, Spectron, TFS/Tradition und Tullet Prebon abgefragt.

⁷⁷ Dies beinhaltet auch alle Elektrizitätshandelsgeschäfte oder -lieferverträge zwischen verbundenen Unternehmen im Sinne des § 15 Aktiengesetz. Nicht anzugeben sind hierbei folgende Mengen: Systemdienstleistungen, nach EEG abgenommene bzw. vergütete Elektrizität sowie Lieferungen an Letztverbraucher.

plattformen gehandelten Strommenge beträgt 45 Prozent der von den Brokerplattformen insgesamt gemeldeten Handelsvolumina. Die Angaben der Unternehmen wurden daher hochgerechnet, wobei angenommen wird, dass die von den Unternehmen insgesamt gemeldeten bilateralen Handelsvolumina 45 Prozent des gesamten bilateralen Handels abdecken.

Handelsvolumen insgesamt

Das gehandelte Volumen im außerbörslichen Handel übersteigt das an der EEX gehandelte Volumen deutlich. Insgesamt sind schätzungsweise 10.600 TWh im Jahr 2010 gehandelt worden. Der rein bilaterale Handel macht hiervon etwa 3.700 TWh⁷⁸ aus. Das Handelsvolumen der Brokerplattformen liegt im Jahr 2010 (Jahr des Geschäftsabschlusses) für Deutschland bei 6.247 TWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahr (4.707 TWh) um 33 Prozent gestiegen. Das außerbörsliche Handelsvolumen ist damit mehr als vierzehnmals größer als das Handelsvolumen an der Börse (EEX und EPEX Spot)⁷⁹. Allerdings gewinnt der börsliche Handel insgesamt an Bedeutung. So liegt der Gesamthandel an der EEX und EPEX Spot im Jahr 2010 gut 70 Prozent über dem Handelsvolumen des Vorjahres. Damit ist der börsliche Handel deutlich stärker gestiegen als das Volumen der außerbörslichen Handelsgeschäfte.

			EEX / EPEX SPOT			Brokerplattformen	Rein bilateraler Großhandel
Terminmarkt	Jahr des Geschäftsabschlusses	Jahr der Erfüllung	ohne OTC Clearing	OTC Clearing	Gesamt	Elektrizitäts-Handelsvolumen Brokerplattformen	Elektrizitäts-Handelsvolumen im rein bilateralen Großhandel
		2010	2010	67	124	191	1.061
2011			285	429	714	3.980	1.832
2012			91	107	198	830	756
2013			18	39	58	249	315
2014 und später			1	3	4	9	58
Erfüllungszeitraum < Woche	Intra-Day		10	0,008	10	0,5	43
	Day-Ahead		205			52	157
	sonstiger Kurzfristhandel (<Woche)		-	-	-	66	94
	Gesamt		10	0,008	215	118	294
Gesamt			678	703	1381	6247	3720

Tabelle 30: Elektrizitäts-Handelsvolumen mit Lieferort Deutschland in Deutschland/Österreich für Brokerplattformen, EEX/EPEX Spot und Bilateralem Großhandel (in TWh).

Insgesamt liegt der Schwerpunkt der Handelstätigkeit auf dem Handel mit Strom mit einer Lieferung im Folgejahr. Dieser macht insgesamt 57 Prozent des Handels aus und fällt an allen Handelsplätzen am stärksten ins Gewicht. So entfallen an den Brokerplattformen 64 Prozent (3.980 TWh) des gesamten Handelsvolumens an diesen Plattformen auf Kontrakte mit einer Lieferung im Folgejahr. Längerfristige Geschäfte werden vor allem im rein bilateralen Handel

⁷⁸ Im Rahmen des Monitorings haben 57 Prozent der befragten Unternehmen Angaben zu ihren Handelsgeschäften in 2010 gemacht. Der Anteil der von diesen Unternehmen auf Brokerplattformen gehandelten Strommenge beträgt 45 Prozent der von den Brokerplattformen insgesamt gemeldeten Handelsvolumina. Die Angaben der Unternehmen wurden daher hochgerechnet, wobei angenommen wird, dass die von den Unternehmen insgesamt gemeldeten bilateralen Handelsvolumina 45 Prozent des gesamten bilateralen Handels abdecken.

⁷⁹ ohne OTC-Clearing

ausgehandelt. So fielen etwa 30 Prozent des rein bilateralen Handels auf Handelsgeschäfte mit einer Lieferung im Jahr 2012 oder später. Für den unterjährigen Handel ist die Börse ein attraktiver Handelsplatz. Der unterjährige Handel an der Börse beläuft sich im Jahr 2010 auf gut 40 Prozent.

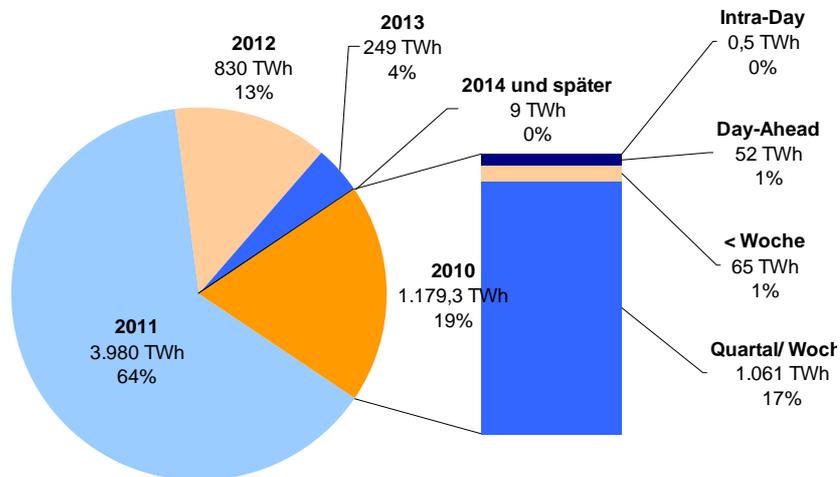


Abbildung 83: Elektrizitäts-Handelsvolumen für Deutschland an den Brokerplattformen (Jahr des Geschäftsabschlusses 2010)

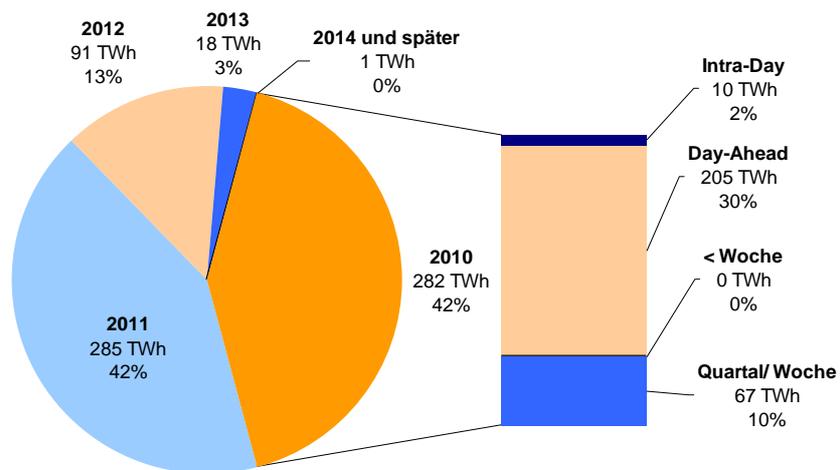


Abbildung 84: Elektrizitäts-Handelsvolumen für Deutschland an der EEX / EPEX Spot (Jahr des Geschäftsabschlusses 2010)

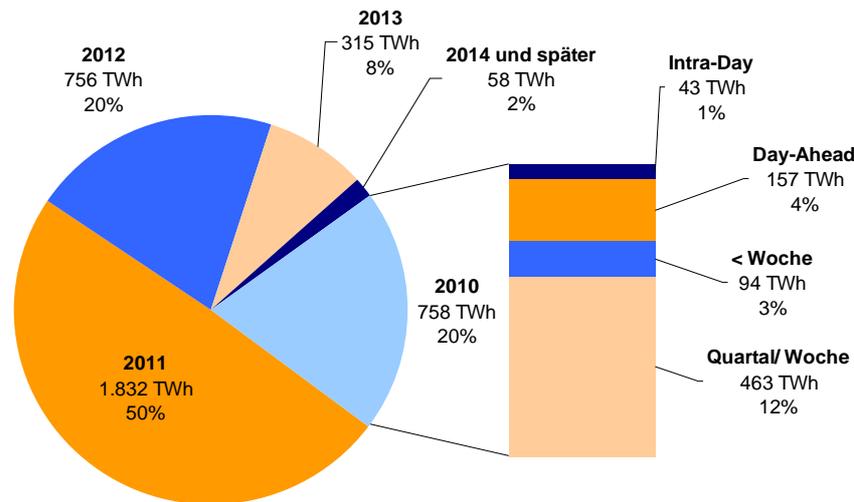


Abbildung 85: Elektrizitäts-Handelsvolumen für Deutschland für den rein bilateralen Handel (Jahr des Geschäftsabschlusses 2010)

Handelsvolumen des Terminmarktes

Der Handel am Terminmarkt ist für die Marktteilnehmer bedeutend, um sich gegen kurzfristige Preisschwankungen abzusichern. Wie die Zahlen zeigen, macht der Terminhandel volumemäßig den weit größten Anteil aus. Im Jahr 2010 wurden im Terminhandel insgesamt ca. 10.000 TWh gehandelt. Davon entfiel der Hauptanteil etwa 9.500 TWh auf den außerbörslichen Terminhandel⁸⁰. Das Terminmarkt-Handelsvolumen der Brokerplattformen lag im Jahr 2010 für Deutschland bei 6.130 TWh auf den rein bilateralen Handel entfielen 3.425 TWh.

Das bilateral gehandelte Volumen übersteigt das an der EEX gehandelte Volumen (463 TWh) deutlich. Vergleicht man allerdings die Zahlen von 2010 mit denen des Jahres 2009 gewinnt der Börsenhandel der EEX an Zuwachs. Das Handelsvolumen an der EEX für das Marktgebiet Deutschland/Österreich auf dem Terminmarkt⁸¹ erhöhte sich im Vergleich zum Jahr 2009 um 80,1 Prozent von 257 TWh auf 463 TWh. Zudem können auch OTC-Geschäfte an der Börse registriert und über die European Commodity Clearing (ECC), das Clearinghaus der EEX, abgewickelt werden. Das Volumen der so abgewickelten Termingeschäfte reduzierte sich geringfügig von 736 TWh (2009) auf 703 TWh (2010) - ein Minus von 4,6 Prozent.

Handelsvolumen im kurzfristigen Handel

Im deutschen Markt können Geschäfte über eine kurzfristige Lieferung (d. h. mit einem Zeitraum zwischen Geschäftsabschluss und Lieferung kleiner einer Woche) rein bilateral, bilateral auf Brokerplattformen oder an einer Börse (z. B. der EPEX Spot oder der EXAA) abgeschlossen werden. Unterschieden wird bei den Geschäften nach der Fristigkeit zwischen untertäglichem Handel⁸², Vortageshandel⁸³ und Handel mit längeren Vorlaufzeiten als im Vortageshandel (hierzu zählt insb. der Wochenendhandel). Besondere Bedeutung im Stromhandel hat der Vortageshandel (auch als Day-ahead Handel bezeichnet), bei welchem die Lieferung am Folgetag des Handels erfolgt. Zunehmend gewinnt aber auch der untertägliche Handel (auch als Intraday Handel bezeichnet) an Bedeutung, da durch diesen Handel kurzfristig auftretende Abweichungen zwischen prognostizierter Erzeugung bzw. Verbrauch sowie tatsächlicher Erzeugung bzw. Verbrauch ausgeglichen werden können. Die Möglichkeit eines untertäglichen Ausgleichs wird mit zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energien immer wichtiger.

Während der Handel am Terminmarkt der Börse im Verhältnis zum OTC-Handel (weiterhin) eine untergeordnete Rolle spielt, nimmt er im kurzfristigen Handel eine zunehmend wichtigere Rolle ein. Der kurzfristige Handel belief sich im Jahr 2010 insgesamt auf ca. 628 TWh. Der

⁸⁰ Es handelt sich um eine Hochrechnung (siehe Fußnote 78)

⁸¹ Definition siehe Glossar

⁸² Definition siehe Glossar

⁸³ Definition siehe Glossar

kurzfristige Handel auf den Brokerplattformen belief sich hierbei auf 118 TWh. Der rein bilateral abgewickelte Handel belief sich in diesem Zeitraum schätzungsweise auf 295 TWh⁸⁴. Der kurzfristige Börsenhandel⁸⁵ machte 215 TWh aus. Insgesamt lässt sich festhalten, dass dem Handel von Produkten mit einer Erfüllungszeitraum von weniger als einer Woche an der EEX sowohl relativ als auch absolut eine größere Bedeutung zukommt, als an den Brokerplattformen. Allerdings ist auch der rein bilaterale Handel von großer Bedeutung.

Vortageshandel

Im Jahr 2010 nahm die Bedeutung des Börsenhandels⁸⁶ im Vortageshandel nochmals deutlich zu. Das Handelsvolumen an der EPEX Spot für das Marktgebiet Deutschland / Österreich im Vortageshandel stieg im Vergleich zum Jahr 2009 um 51,5 Prozent auf 205 TWh. Im Jahr 2010 belief sich der Handel der ÜNB im Spotmarkt auf 81 TWh, in 2009 betrug er lediglich 20 TWh. Die Steigerung des Handelsvolumens ist damit vor allem auf die Vermarktung der EEG-Strommengen durch die ÜNB an der EPEX Spot zurückzuführen. Das Aufkommen an EEG-Strom betrug im Jahr 2010 nach BMU-Angaben 102 TWh. Der vortägliche Handel auf den Brokerplattformen belief sich im Jahr 2010 auf 52 TWh. Rein bilateral wurden zudem schätzungsweise 157 TWh gehandelt⁸⁷.

Untertäglicher Handel

Die untertägliche Optimierung der Marktteilnehmer findet vor allem im rein bilateralen Handel statt. Im rein bilateralen Handel⁸⁸ wurden im Jahr 2010 schätzungsweise 43 TWh gehandelt. Die Börse hat ebenfalls einen relevanten Anteil am Handelsvolumen des untertäglichen Handels. Der untertägliche Handel für Deutschland an der EPEX Spot stieg in 2010 auf 10,3 TWh an und verdoppelte sich damit nahezu im Vergleich zum Jahr 2009. Mit 4,4 TWh geht ein großer Anteil des untertäglich gehandelten Volumens (43 Prozent) auf die Beschaffung bzw. Veräußerung von Strommengen durch die ÜNB im Rahmen des EEG zurück⁸⁹. Der Handel auf Brokerplattformen spielt mit 0,5 TWh hingegen eine untergeordnete Rolle.

Preisentwicklung

Vortageshandel - Spotmarkt⁹⁰

Nach einem starken Rückgang der Großhandelspreise im Jahr 2009, stiegen die Preise in diesem Jahr am Spotmarkt wieder leicht an. Dennoch bleiben die Börsenpreise im Jahr 2010 deutlich unter den Höchstwerten aus dem Jahr 2008. Im Mittel betrug der Grundlastgroßhandelspreis (Phelix Day Base) an der EPEX Spot 44,49 Euro/MWh und der Spitzenlastpreis 50,95 Euro/MWh (Phelix Day Peak).

Ein Trend, der sowohl Termin als auch im Spotmarkt festzustellen ist, liegt darin dass die Preisvolatilität (die Schwankungen der Preise) sich gegenüber den Vorjahren deutlich reduziert hat. Während die Spannweite im Phelix-Day-Base im Jahr 2007 153,17 Euro/MWh, im Jahr 2008 109,97 Euro/MWh und im Jahr 2009 121,93 Euro/MWh betrug, hat sich diese Spannweite im Jahr 2010 auf 56,12 Euro/MWh reduziert. Die Reduktion der Preisschwankungen ist zumindest zum Teil auf die seit Ende 2009 bestehende Ende 2009 bestehende Marktkopplung zwischen Deutschland und dem nordischen Markt⁹¹ sowie die seit 1. Januar 2010 an der EPEX Spot vermarkteten EEG-Strommengen zurückzuführen.

⁸⁴ Es handelt sich um eine Hochrechnung (siehe Fußnote 78)

⁸⁵ Handel an EPEX Spot mit Lieferzeitraum < 1 Woche

⁸⁶ Berücksichtigt wurde der Handel an der EPEX Spot. Der Handel an der EXAA beschränkt sich auf den Spotmarkt. In 2010 wurden 6,4 TWh im Spotmarkt der EXAA gehandelt.

⁸⁷ Es handelt sich um eine Hochrechnung (siehe Fußnote 78)

⁸⁸ Es handelt sich um eine Hochrechnung (siehe Fußnote 78)

⁸⁹ Berücksichtigt wurden Verkaufs- und Kaufmengen der ÜNB entsprechend der Veröffentlichung nach §2 Nr.3 AusglMechAV.

⁹⁰ Insbesondere die Preise des Vortageshandels sind maßgeblich für die Fahrweise der Kraftwerke. Unter idealtypischen Bedingungen bildet sich der Preis am Strommarkt gemäß der sog. Merit-Order. Kraftwerke werden entsprechend der Rangfolge ihrer kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung eingesetzt. Der Strompreis entspricht den kurzfristigen Grenzkosten des letzten noch zur Nachfragedeckung benötigten Kraftwerks („Grenzkraftwerk“).

⁹¹ Siehe dazu vertiefend Teil 1 Kapitel Großhandel

Eine geringere Preisvolatilität wirkt sich tendenziell positiv auf die Planungssicherheit aus und kann zu geringeren Risikoaufschlägen führen. Gleichzeitig kann sich dadurch langfristig die Neigung zu Investitionen in konventionelle, insbesondere flexible, Kraftwerke verringern. Durch den zu erwartenden Ausbau der dargebotsabhängigen Stromerzeugungsanlagen ist davon auszugehen, dass sich die Laufleistung flexibler, konventioneller Kraftwerke zunehmend verringern wird. Vor diesem Hintergrund könnten Kraftwerksinvestitionen unrentabel werden. Denn je geringer die Laufleistung von Kraftwerken ausfällt, desto schwieriger wird es, positive Deckungsbeiträge zu erwirtschaften und die Investitionskosten zu amortisieren. Angesichts dessen ist fraglich, ob die Märkte auch in Zukunft ausreichende Signale für die Investition in konventionelle Kraftwerke geben. Das hat eine Diskussion über eine mögliche Einführung von sogenannten Kapazitätsmärkten angestoßen, der sich Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt weiter widmen werden.

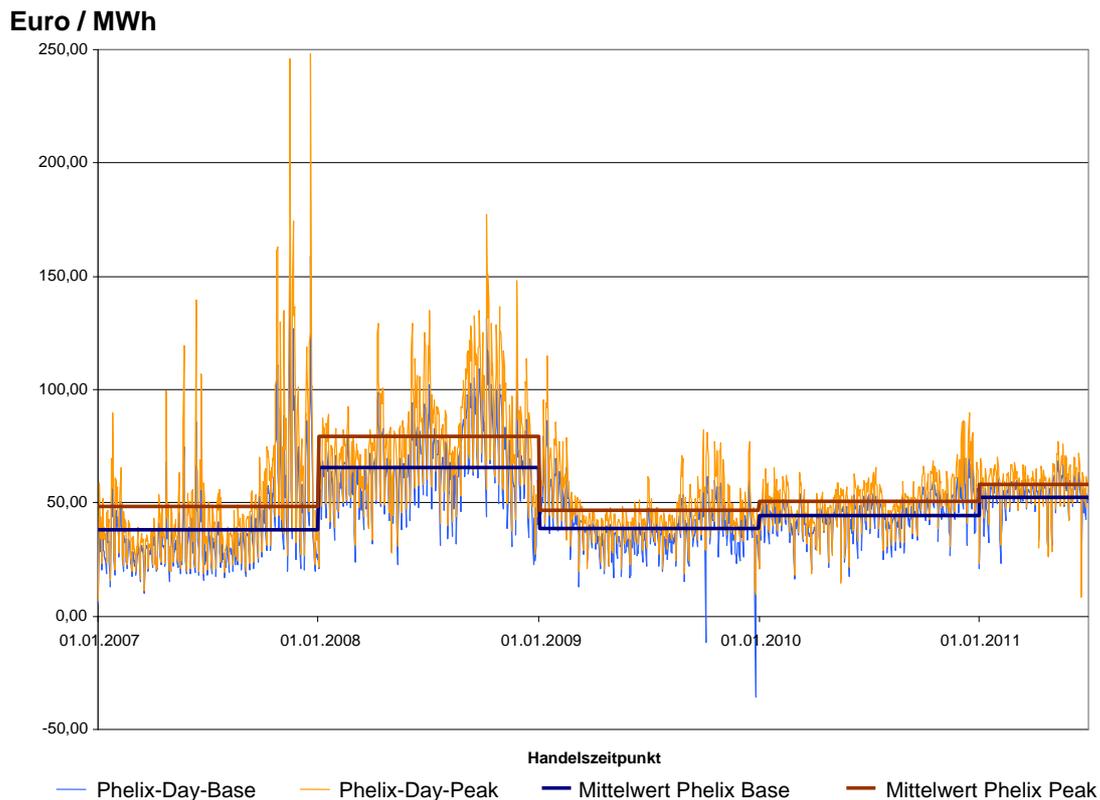


Abbildung 86: Preisentwicklung EEX/EPEX Spot Phelix-Day-Base und Phelix-Day-Peak im Zeitraum 1. Januar 2007 bis zum 30. Juni 2011.⁹²

Terminmarkt

Die Preise am Terminmarkt spiegeln die Erwartungen der Preise für eine Stromlieferung in der Zukunft wider. Sie haben einen Einfluss auf die Preise für die Belieferung von Haushalts-, Geschäfts- und Industriekunden und geben wichtige Preissignale für Kraftwerksinvestitionen⁹³. Betrachtet man die Erwartungen Marktteilnehmer für das Folgejahr, so deutete dies auf konstante bzw. sogar leicht fallende Großhandelspreise im Jahr 2011 hin. Das Preisniveau der Phelix-Year Futures für 2011 lag im Mittel im Jahr 2010 bei 49,9 Euro/MWh. Im Vergleich des Preisniveaus der Phelix-Year-Futures für 2010 aus dem Jahr 2009 bedeutete dies einen leichten Anstieg von 1,4 Prozent. Der Phelix-Year Futures für Spitzenlast lag im Mittel bei 64,48 Euro/MWh, ein signifikantes Absinken um sieben Prozent im Vergleich zum Jahr 2009. Der in der folgenden Tabelle dargestellte Verlauf der Futures im Jahr 2010 zeigt, dass der Preis des Phelix insbesondere im zweiten Halbjahr sehr stark sank.

⁹² Quelle: www.eex.com/de

⁹³ Verschiedene Faktoren haben hier Einfluss auf den Preis. Wichtige Einflussfaktoren sind z. B. Brennstoffpreise für Kohle, Gas und Öl, Preise für Emissionszertifikate, die Verfügbarkeit von Strom aus Windenergie, Solarenergie oder Wasserkraft (vor allem in Skandinavien und den Alpenländern) sowie die Entwicklung der Nachfrageseite.

Das im ersten Halbjahr 2011 gebildete mittlere Preisniveau der Futures für das Folgejahr (2012) zeigt für die Grundlast allerdings einen Anstieg um 13 Prozent auf 56,39 Euro/MWh und für Spitzenlast um sieben Prozent auf 69,29 Euro/MWh. Dieser Anstieg geht zumindest teilweise auf die Verknappung der Erzeugung durch den Atomausstieg zurück. Damit liegen die Preise im Spitzenlastbereich auf dem Niveau des Jahres 2009, im Grundlastbereich allerdings 15 Prozent über den Preisen aus 2009.

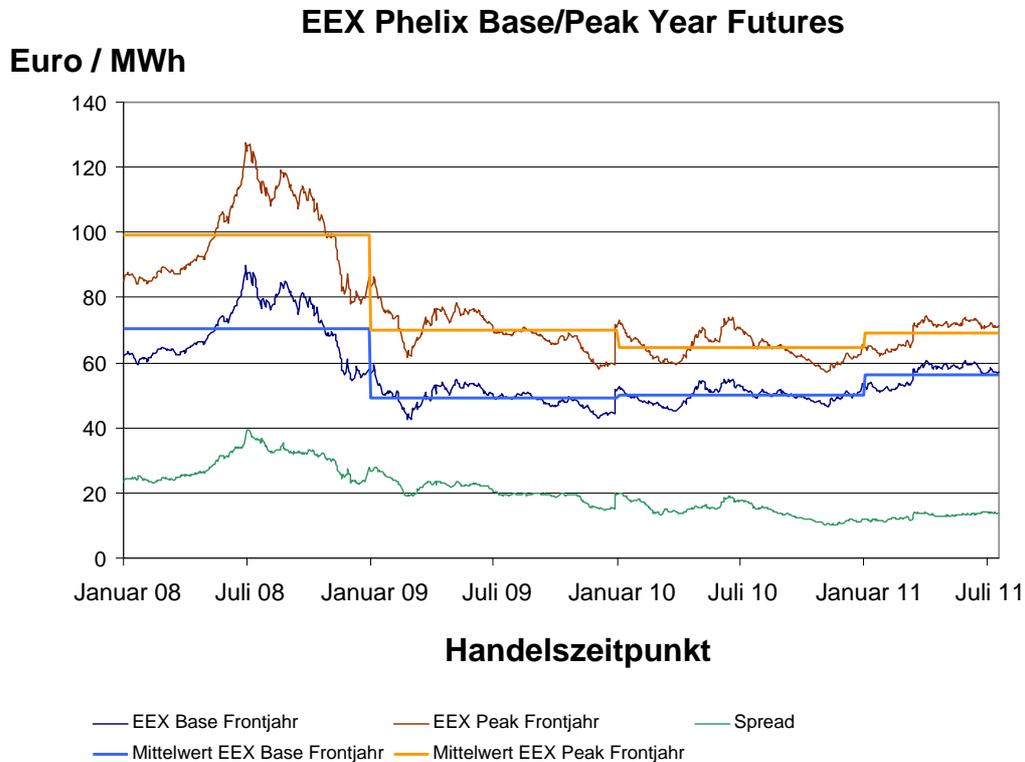


Abbildung 87: Preisentwicklung EEX Phelix-Base/Peak-Year Futures für das rollierende Folgejahr im Zeitraum 1. Januar 2008 bis 30. Juli 2011.

Börsen: European Energy Exchange AG (EEX) und EPEX Spot SE

Handelsvolumen im Spot- und Terminmarkt

Das Handelsvolumen an der EEX und der EPEX Spot ist im Berichtsjahr 2010 in allen Zeitbereichen deutlich gestiegen. Lediglich die Volumina des OTC-Clearings sind leicht gesunken.

Elektrizitäts-Handelsvolumen EEX / EPEX Spot für Deutschland/Österreich	2009 in TWh	2010 in TWh	Veränderung in TWh	Veränderung in Prozent
Spotmarkt Day-Ahead	135,6	205,0	69,4	51,2
Intra-Day-Spotmarkt inkl. OTC-Clearing	5,7	10,2	4,5	80,2
Terminmarkt ohne OTC-Clearing ⁹⁴	257,3	463,0	205,7	79,9
Terminmarkt nur OTC-Clearing ⁹⁵	736,8	702,8	-34,0	-4,6

Tabelle 31: Elektrizitäts-Handelsvolumen für Deutschland/Österreich an der EEX / EPEX Spot⁹⁶

⁹⁴ Nur Phelix Futures, German Power Futures und Optionen auf Phelix Futures

⁹⁵ Nur Phelix Futures, German Power Futures und Optionen auf Phelix Futures

Handelsteilnehmer

Die unten stehende Tabelle zeigt, dass die Gesamtzahl der Elektrizitäts-Handelsteilnehmer im Börsen- und OTC-Handel an der EEX / EPEX Spot mit 229 Teilnehmern gegenüber dem Jahr 2009 konstant geblieben ist. Allerdings gab es geringfügige Veränderungen in der Zusammensetzung der Handelsteilnehmer. Im Spotmarkt ist bei EVU und Großhändlern ein leichter Rückgang zu verzeichnen (Rückgang von 116 auf 106), ebenso bei den Banken und Finanzdienstleistungsinstituten (Rückgang von 16 auf 11). Bei den weiteren Teilnehmern war hingegen ein Anstieg zu verzeichnen (von 6 auf 11). Von den 229 Handelsteilnehmern an der EEX / EPEX Spot handelt es sich bei 147 Teilnehmern um Handelsteilnehmer mit einem Unternehmenshauptsitz außerhalb Deutschlands. Der Handel an EEX und EPEX Spot wird demnach zunehmend für ausländische Marktteilnehmer interessant.

In der unten stehenden Tabelle ist zudem das Handelsvolumen⁹⁷ der unterschiedlichen Handelsteilnehmer im Elektrizitäts-Großhandel dargestellt. Hier machen die EVU und Großhändler mit 69 Prozent den wesentlichen Teil der Handelsvolumina aus. Hinzu kommen Banken und Finanzdienstleistungsinstitute mit einem Anteil am Gesamtvolumen von 20 Prozent. Letztverbraucher spielen mit knapp drei Prozent Anteil am Handelsvolumen an der EEX/EPEX Spot bisher eine untergeordnete Rolle. Die weiteren Handelsteilnehmer machen mit acht Prozent einen geringen Anteil aus. Der Anteil des Handelsvolumens im Spotmarkt in dieser Kategorie ist im Vergleich zum Jahr 2009 deutlich gestiegen. Dies geht vor allem auf die Vermarktung von EEG-Strommengen durch die ÜNB zurück.

Kategorisierung Handelsteilnehmer Elektrizität Börsenhandel an EEX / EPEX Spot für Deutschland/Österreich	Anzahl Handelsteilnehmer 31. Dezember 2010 (31. Dezember 2009)			Handelsvolumen der Käufe und Verkäufe in TWh in 2010 (in 2009)		
	Spot- markt	Termin- markt	Gesamt	Spot- markt	Termin- markt	gesamt
Energieversorgungsunternehmen i.S.v. § 3 Nr. 18 EnWG und Großhändler i.S.v. § 3 Nr. 21 EnWG	106 (116)	117 (110)	145 (137)	274,9 (206,3)	655,6 (769,8)	930,6 (976,1)
Banken (Kreditinstitute i.S.v. § 1 Abs. 1 KWG) und Finanzdienstleistungsinstitute i.S.v. § 1 Abs. 1a KWG	11 (16)	22 (21)	26 (30)	30,0 (29,2)	248,2 (457,2)	278,2 (486,4)
Letztverbraucher i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG und Handelsgesellschaften von Letztverbrauchern	47 (47)	6 (6)	49 (49)	31,3 (22,2)	10,6 (38,1)	41,9 (60,3)
Weitere Handelsteilnehmer, die nicht den drei vorgenannten Kategorien zugeordnet werden können	11 (6)	7 (8)	18 (13)	91,9 (13,5)	12,4 (10,9)	104,3 (695,1)
Gesamt	175 (185)	152 (145)	229 (229)	428 (271,2)	927 (1946,8)	1.355 (2217,9)
davon nicht nationale Handelsteilnehmer	107 (107)	105 (103)	147 (141)			

Tabelle 32: Kategorisierung der Elektrizitäts-Handelsteilnehmer an der EEX / EPEX Spot in den Bereichen Börsenhandel und OTC-Handel für Deutschland/Österreich (Stand 31.12.2010, Stand 31.12.2009 in Klammern)

⁹⁷ Dargestellt sind Käufe und Verkäufe an der Börse. Das Handelsvolumen ergibt sich daher durch Halbierung der in dieser Tabelle dargestellten Volumina und ist in Tabelle 30 dargestellt.

Aktivität der Handelsteilnehmer

Während die Zahl aktiver Handelsteilnehmer am Elektrizitäts-Terminmarkt um 39 Prozent auf 23 Teilnehmer je Handelstag sank, stieg die durchschnittliche Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer im Vortageshandel der EPEX Spot von 2009 auf 2010 um zehn Prozent auf 137 Teilnehmer an.

Eine weitergehende Analyse der Aktivität der Handelsteilnehmer im Spotmarkt der EPEX Spot zeigt, dass im Berichtsjahr 2010 erstmals die durchschnittliche Zahl der aktiven Verkäufer (118) über der Zahl der aktiven Käufer (101) liegt. Die Anzahl von Nettoverkäufern, also Teilnehmer, die in der Stundenauktion im Saldo über alle 24 Stunden mehr verkauft als gekauft haben, lag im Jahr 2009 noch bei 41, so ist sie im Berichtsjahr 2010 auf 49 gestiegen. Die Anzahl der Nettokäufer ist ebenfalls gestiegen (von 41 auf 49).

Durchschnittliche Anzahl aktiver Handelsteilnehmer je Handelstag	2009	2010	Veränderung prozentual
Terminmarkt der EEX			
Elektrizitäts-Terminmarkt der EEX (inkl. OTC) ⁹⁸	38	23	-39
Spotmarkt (Day-ahead) der EPEX Spot			
Aktive Handelsteilnehmer (Teilnehmer, deren Gebote ausgeführt worden sind)	125	137	+10
Aktive Verkäufer (Teilnehmer, die in der Stundenauktion in mind. einer Stunde verkauft haben)	100	118	+18
Aktive Käufer (Teilnehmer, die in der Stundenauktion in mind. einer Stunde gekauft haben)	107	101	-6
Netto-Verkäufer (Teilnehmer, die in der Stundenauktion im Saldo über alle 24 Stunden mehr verkauft als gekauft haben)	41	49	+20
Netto-Käufer (Teilnehmer, die in der Stundenauktion im Saldo über alle 24 Stunden mehr gekauft als verkauft haben)	84	88	+5

Tabelle 33: Durchschnittliche Anzahl aktiver Elektrizitäts-Handelsteilnehmer an der EEX/ EPEX Spot für Deutschland/Österreich, sowie aktive Handelsteilnehmer am Elektrizitäts-Spotmarkt Day-ahead der EEX / EPEX Spot für das Marktgebiet Deutschland/Österreich

Rolle der Market Maker

Der Einsatz von Market Makern ist ein gängiges Instrument von Börsen zur Steigerung der Liquidität des Handels. Als Market Maker waren die Unternehmen Vattenfall Energy Trading GmbH, RWE Supply & Trading GmbH und E.ON Energy Trading SE im gesamten Berichtsjahr 2010 aktiv. The Royal Bank of Scotland plc war in dem Zeitraum vom 1. Januar 2010 bis

⁹⁸ Ermittlung auf Basis der abgeschlossenen Geschäfte über alle Phelix-Futures Kontrakte (ohne Optionen auf Phelix-Futures)

1. Juli 2010 als Market Maker für Phelix Futures aktiv. Alle Unternehmen waren auch im Jahr 2009 als Market Maker aktiv. Der Umsatzanteil der Market Maker ist rückläufig. Er sank gegenüber dem Jahr 2009 erneut um zwei Prozent und liegt im Jahr 2010 damit bei 31 Prozent.

Marktkonzentration

Wie der unten stehenden Tabelle zu entnehmen ist, liegt der Anteil der fünf umsatzstärksten Handelsteilnehmer im Stromhandel in einer ähnlichen Größenordnung wie im Jahr 2009. Mit 43 Prozent ist die Bedeutung der fünf umsatzstärksten Händler im Spotmarkt geringer als im Terminmarkt (48 Prozent). Allerdings ist der Anteil der fünf umsatzstärksten Handelsteilnehmer am Spot-Verkaufsvolumen gegenüber dem deutlich gestiegen auf 63 Prozent. Dies ist u. a. durch die Vermarktung der EEG-Mengen am Spotmarkt durch die ÜNB zu erklären. Von den vier ÜNB ist lediglich ein Unternehmen nicht unter den umsatzstärksten Handelsteilnehmern.

	Gesamtkaufvolumen und Gesamtverkaufsvolumen		nur Gesamtkaufvolumen	nur Gesamtverkaufsvolumen
	2009 in Prozent	2010 in Prozent	2010 in Prozent	2010 in Prozent
Umsatzanteil der fünf umsatzstärksten Elektrizitäts-Handelsteilnehmer in Summe (bezogen auf MWh)				
Spotmarkt der EEX / EPEX Spot (Day-Ahead Deutschland/Österreich)	41	43	36	63
Terminmarkt der EEX (ohne OTC-Clearing) auf Basis der abgeschlossenen Geschäfte über alle Phelix-Futures-Kontrakte	51	48	49	49
Terminmarkt der EEX (inkl. OTC-Clearing) auf Basis der abgeschlossenen Geschäfte über alle Phelix-Futures-Kontrakte	37	38	37	40
Umsatzanteil der Market Maker in Summe (bezogen auf MWh)				
Elektrizitäts-Terminmarkt der EEX (ohne OTC-Clearing) auf Basis der abgeschlossenen Geschäfte über alle Phelix-Futures-Kontrakte	33	31	29	34

Tabelle 34: Umsatzanteil der fünf umsatzstärksten Elektrizitäts-Handelsteilnehmer für Deutschland/Österreich an der EEX / EPEX Spot

Bedeutung der preisunabhängigen Gebote

An der EEX/EPEX Spot können unterschiedliche Arten von Geboten abgegeben werden. Die Gebote lassen sich grundsätzlich in preisabhängige und preisunabhängige Gebote einteilen. Preisunabhängige Gebote werden von den Handelsteilnehmern in der Regel dann abgegeben, wenn die Strommenge zur Deckung des Bedarfs beschafft werden muss bzw. unabhängig vom Preis veräußert werden soll. Zudem besteht die Möglichkeit finanzielle Terminmarktprodukte der EEX physisch erfüllen zu lassen. Dies wird durch preisunabhängige Gebote im Spothandel abgewickelt. Außerdem vermarkten die ÜNB die EEG-Mengen in der Regel auf Basis von preisunabhängigen Geboten.

Preisunabhängige Gebote spielen an der Börse daher eine wichtige Rolle. Vom gesamten Elektrizitäts-Handelsvolumen am Day-Ahead Spotmarkt der EEX / EPEX Spot im Berichtsjahr 2010 sind 74 Prozent der Käufe (152,6 TWh) und 68 Prozent der Verkäufe (140,3 TWh) auf Basis von preisunabhängigen Geboten getätigt worden. 30 Prozent der preisunabhängigen Käufe (45,5 TWh) bzw. 40 Prozent der preisunabhängigen Verkäufe (56,3 TWh) am Spotmarkt der EEX / EPEX Spot geht auf die physische Erfüllung von Phelix Futures zurück. Diese Menge ist gegenüber den Vorjahren gestiegen - bei den preisunabhängigen Verkäufen um 19 Prozent bei den preisunabhängigen Käufen um 29 Prozent.

Elektrizitäts-Handelsvolumen EEX / EPEX Spot Day-Ahead für das Marktgebiet Deutschland/Österreich	2009 in TWh	2010 in TWh	Veränderung in TWh	Veränderung in Prozent
Gesamtvolumen	135,6	205,5	69,9	51,5
Preisunabhängige Käufe (Teilmenge des Gesamtvolumens)	107	152,6	45,6	42,6
<i>davon physisch erfüllte Phelix Futures durch preisunabhängige Käufe</i>	35,4	45,5	10,1	28,5
Preisunabhängige Verkäufe (Teilmenge des Gesamtvolumens)	97,5	140,3	42,8	43,9
<i>davon physisch erfüllte Phelix Futures durch preisunabhängige Verkäufe</i>	47,3	56,3	8,9	18,8

Tabelle 35: Volumen preisunabhängiger Gebote am Spotmarkt Day-Ahead der EEX / EPEX Spot für das Marktgebiet Deutschland/Österreich

Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG (EXAA)

Neben der EPEX Spot ist der Vortages-Handel für das Marktgebiet Deutschland/Österreich auch an der österreichischen Spotbörse EXAA möglich. Während für das Handelsvolumen auf dem Day-Ahead-Spotmarkt der EXAA für die Lieferzone Österreich und Deutschland bereits im Jahr 2009 ein Anstieg von 2,2 TWh auf 4,7 TWh festzustellen war, ist dieser Wert im Berichtsjahr 2010 nochmals um 36 Prozent auf 6,4 TWh gestiegen.

Elektrizitäts-Handelsvolumen an der EXAA	2009	2010	Veränderung prozentual
Elektrizitäts-Spotmarkt der EXAA Day-ahead für die Lieferzone Österreich und Deutschland	4,7	6,4	+36

Tabelle 36: Elektrizitäts-Handelsvolumen an der EXAA für die Lieferzone Österreich und Deutschland

Sowohl die Zahl der Handelsteilnehmer insgesamt als auch die durchschnittliche Zahl aktiver Handelsteilnehmer hat am Elektrizitäts-Spotmarkt der EXAA für die Lieferzone Österreich und Deutschland im Berichtsjahr 2010 zugenommen. Dabei ist für die Handelsteilnehmer mit Handelskonten in deutschen Regelzonen wie schon im Jahr 2009 ein vergleichsweise großer Zuwachs zu verzeichnen.

Anzahl Handelsteilnehmer am Elektrizitäts-Spotmarkt der EXAA	31.12.2009	31.12.2010	Veränderung absolut	Veränderung prozentual
Lieferzone Österreich und Deutschland	61	67	6	+10
Handelskonten in deutschen Regelzonen ⁹⁹	36	45	9	+ 25
Durchschnittliche Anzahl aktiver Handelsteilnehmer am Elektrizitäts-Spotmarkt der EXAA je Liefertag				
2009	2010	Veränderung absolut	Veränderung prozentual	
Lieferzone Österreich und Deutschland KAUF	28,8	35,2	6,4	22
Ausführung der Gebote in deutschen Regelzonen KAUF	30	36,4	6,4	21
Lieferzone Österreich und Deutschland VERKAUF	10,7	13,6	2,9	27
Ausführung der Gebote in deutschen Regelzonen VERKAUF	11,2	16,1	4,9	44

Tabelle 37: Elektrizitäts-Handelsteilnehmer an der EXAA

Preisentwicklung im Börsenhandel (Elektrizität)

Der unten stehenden Tabelle ist die Entwicklung des mittleren Preisniveaus am Day-Ahead-Spotmarkt für die EEX und die EXAA für die Lieferzone Österreich und Deutschland im Berichtsjahr 2010 sowie im ersten Halbjahr 2011 zu entnehmen. Weitere Auswertungen der Daten finden sich im Teil I dieses Berichtes im Kapitel Großhandel.

	Produkt	2008 in €/MWh	2009 in €/MWh	2010 in €/MWh	1. Halbjahr 2011 in €/MWh
EPEX Spot	Mittelwert Phelix-Day-Base (Day-Ahead)	65,76	38,85	44,49	52,73
EXAA	Mittelwert Phelix-Day-Base (Day-Ahead)	66,18	38,92	44,81	-
EPEX Spot	Mittelwert Phelix-Day-Peak (Day-Ahead)	79,43	46,83	50,95	58,03
EXAA	Mittelwert Phelix-Day-Peak (Day-Ahead)	80,52	47,36	51,82	-

Tabelle 38: Elektrizitäts-Preisniveau (Mittelwerte) an der EEX / EPEX Spot sowie Elektrizitäts-Preisniveau an der EXAA (Spotmarkt Day-Ahead)

⁹⁹ Transpower Stromübertragungs GmbH und Amprion GmbH, seit 01.01.2010 auch 50Hertz Transmission GmbH und EnBW Transportnetze AG.

Transparenz von Fundamentaldaten

Die Veröffentlichung aller preisrelevanten Informationen spielt eine wichtige Rolle, um gleiche Wettbewerbsbedingungen für die Teilnehmer im Stromhandel zu schaffen. Vor diesem Hintergrund hat sich die Bundesnetzagentur - wie schon in den vergangenen Jahren - sehr für eine Verbesserung insbesondere der Erzeugungstransparenz engagiert.

Zur Verbesserung der Wettbewerbsbedingungen im europäischen Großhandel ist es insbesondere wichtig, dass die Veröffentlichungspflichten in allen Mitgliedsstaaten vergleichbar sind. Daher haben die Energieregulierungsbehörden unter ERGEG im Jahr 2010 – in Zusammenarbeit mit dem europäischen Übertragungsnetzbetreiberverband ENTSO-E einen Vorschlag¹⁰⁰ für europaweit verbindliche Vorschriften zur Transparenz der Fundamentaldaten unterbreitet. Dieser Vorschlag basiert auf den in Deutschland bereits erfolgreich umgesetzten Transparenzvorgaben¹⁰¹. Die EU-Kommission beabsichtigt, diese Vorgaben europaweit verbindlich zu machen und hat das entsprechende Verfahren im Herbst 2011 begonnen. Eine verbindliche Regelung ist im ersten Halbjahr 2012 zu erwarten.

Die Bundesnetzagentur hat national ihre Bemühungen für die Verbesserung der Transparenz in Deutschland weiter verfolgt. So wurden Unternehmen, welche die Informationen noch nicht auf der zentralen Plattform der EEX veröffentlichen, aufgefordert, ihren Veröffentlichungspflichten nachzukommen. So konnte die Anzahl der meldenden Unternehmen weiter erhöht werden. Inzwischen (Stand: Oktober 2011) deckt die EEX-Transparenzplattform nach EEX-Angaben rund 91 Prozent der installierten Leistung ab.

Darüber hinaus überprüft die Bundesnetzagentur, ob die Unternehmen alle relevanten Daten auf der EEX-Plattform veröffentlichen und ob die Datenmeldungen rechtzeitig erfolgen. Positiv zu bewerten ist, dass seit Ende Juli 2011 auch die Informationen über die österreichische Erzeugung auf der EEX-Transparenzplattform veröffentlicht werden. Die EEX-Transparenzplattform hat somit Vorbildcharakter auch für europäische Lösungen.

Einzelhandel

Anbieteranzahl

Die VNB wurden im Monitoring 2011 aufgefordert, die Anzahl der Lieferanten anzugeben, die in ihren Netzgebieten Letztverbraucher sowie Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG mit Elektrizität beliefern. Die nachfolgende Darstellung zeigt, dass immer mehr Elektrizitätslieferanten ihre Produkte in immer mehr Netzgebieten anbieten.

¹⁰⁰ Siehe http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/ELECTRICITY/Comitology%20Guideline%20Electricity%20Transparency/CD/E10-ENM-27-03_FEDT_7-Dec-2010.pdf

¹⁰¹ Für weitere Informationen siehe www.bundesnetzagentur.de (unter http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/AllgemeineInformationen/TransparenzStrommarkt/TransparenzStrommarkt_node.html)

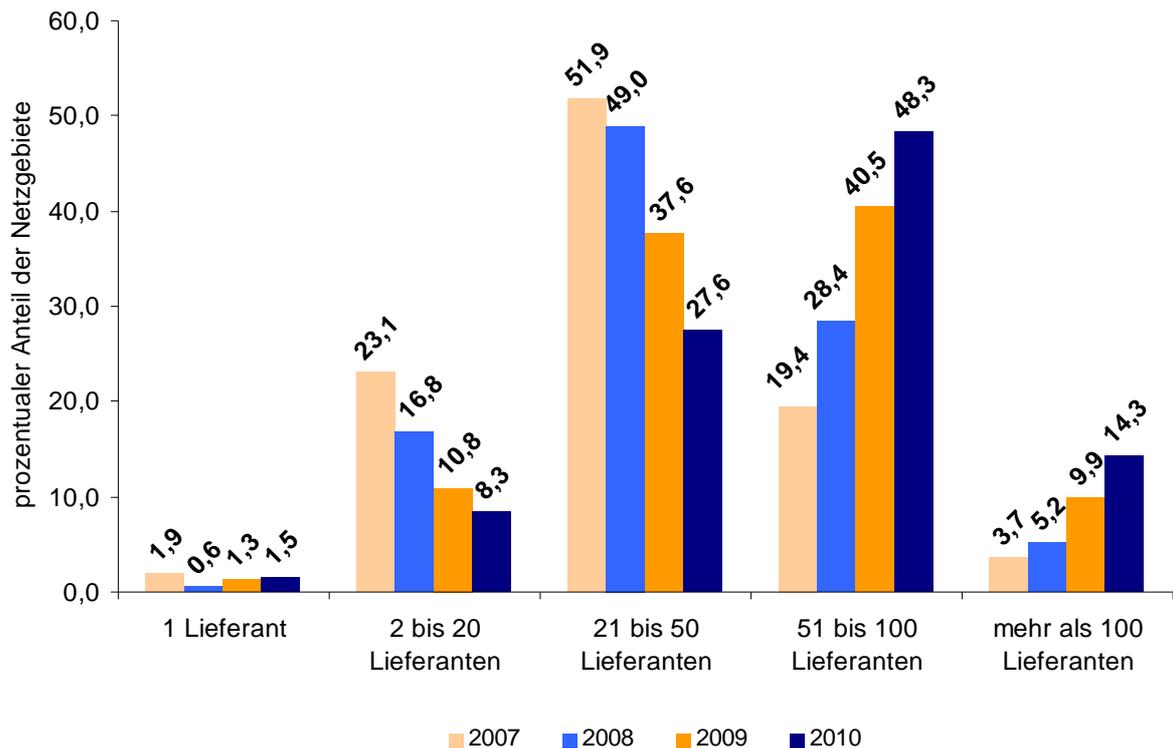


Abbildung 88: Prozentualer Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig sind, gemäß Abfrage VNB (Elektrizität)

Im Berichtsjahr 2010 sind in 62,6 Prozent aller Netzgebiete mehr als 50 Lieferanten aktiv. Durchschnittlich beliefern 66 Lieferanten die angeschlossenen Letztverbraucher je Netzgebiet. Dies entspricht einer Zunahme von 2009 auf 2010 um durchschnittlich zehn Lieferanten je Netzgebiet. Die Spanne liegt, je nach Netzgebiet, zwischen einem und 318 Lieferanten. Bei einer ausschließlichen Betrachtung von Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG sinken diese Zahlen leicht ab. Die an das jeweilige Netz angeschlossenen Haushaltskunden werden im Berichtsjahr 2010 von durchschnittlich 55 Lieferanten je Netzgebiet beliefert (2009: 43 Lieferanten). Die Spanne liegt je nach Netzgebiet, zwischen einem und 284 Lieferanten.

Wird nicht nur der arithmetische Mittelwert betrachtet, der sich aus den einzelnen Netzgebieten ergibt, sondern auch die Einwohneranzahl in den Netzgebieten berücksichtigt, so erhält man einen einwohneranzahlgewichteten Mittelwert. Dieser wird dem Sachverhalt gerecht, dass besonders in einwohnerreichen Versorgungsgebieten überdurchschnittlich viele Lieferanten aktiv sind und stellt somit einen realitätsnäheren Kennwert für die durchschnittliche Lieferantenzahl der Haushaltskunden dar. Der einwohnergewichtete Mittelwert zeigt, dass Haushaltskunden von durchschnittlich 147 Lieferanten je Netzgebiet beliefert werden. Somit hat sich der einwohnergewichtete Mittelwert von 2009 auf 2010 um 23 Lieferanten je Netzgebiet erhöht.

Diese hohe Anzahl an Lieferanten je Netzgebiet relativiert sich jedoch durch die erhobenen Daten der Lieferanten. Auch die Lieferanten sollten im Monitoring 2011 die Anzahl der Netzgebiete angeben, in denen sie Letztverbraucher bzw. Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG mit Elektrizität beliefern. Die Angaben der Lieferanten zeigen, dass nur relativ wenige Elektrizitätslieferanten bundesweit aktiv sind und sich der überwiegende Teil, besonders im Haushaltskundensegment, auf die Belieferung von einzelnen Regionen beschränkt.

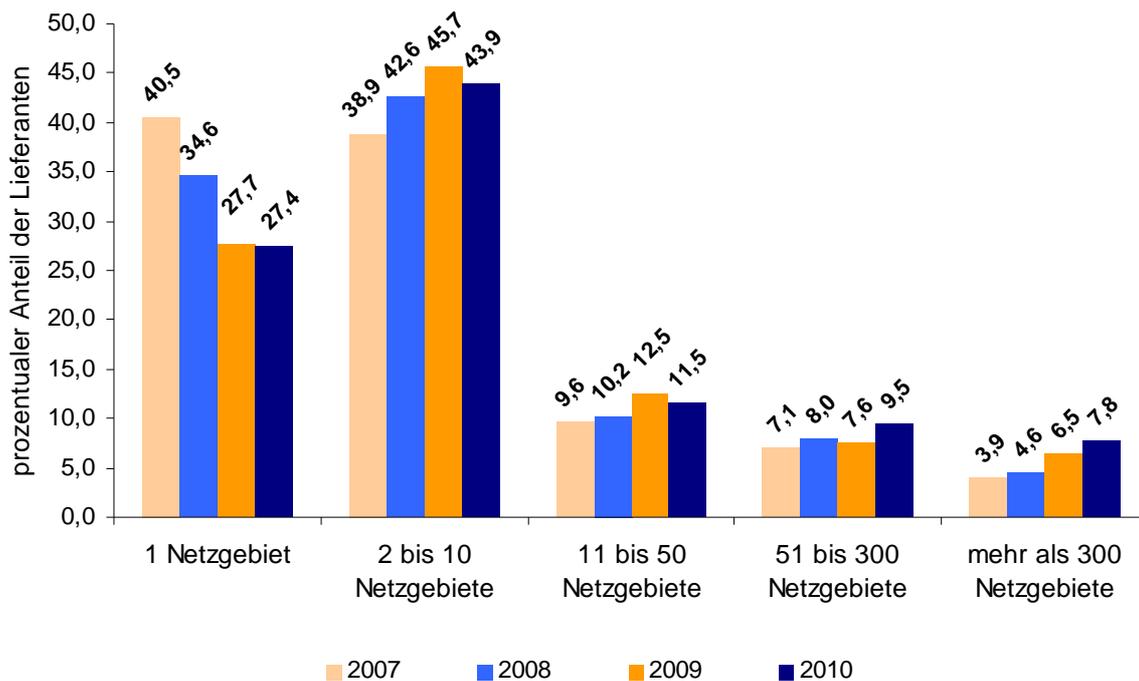


Abbildung 89: Prozentualer Anteil der Lieferanten, die in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten tätig sind, gemäß Abfrage Großhändler/Lieferanten (Elektrizität)

Nach wie vor beliefern mehr als ein Viertel der Lieferanten nur in einem Netzgebiet Letztverbraucher mit Elektrizität. Jedoch steigt die Anzahl der Lieferanten, die in mehr als 50 Netzgebieten aktiv sind. Insgesamt betrachtet ist ein Lieferant in durchschnittlich 63 Netzgebieten tätig. Dies entspricht einer Zunahme von 2009 auf 2010 um durchschnittlich elf Netzgebiete. Die Spanne liegt je nach Lieferant zwischen einem und 861 Netzgebieten. Bei einer ausschließlichen Betrachtung von Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG sinken diese Zahlen ebenfalls leicht ab. Ein Lieferant beliefert Haushaltskunden in durchschnittlich 44 Netzgebieten, was ebenfalls einer Zunahme von 2009 auf 2010 um durchschnittlich elf Netzgebiete entspricht. Die Spanne liegt hier zwischen einem und 861 Netzgebieten je Lieferant.

Industrie- und Gewerbekunden

Vertrags- und Lieferantenwechsel

Die befragten ÜNB und VNB haben die Menge und Anzahl der Lieferantenwechsel im Berichtsjahr 2010 in ihrem Netzbereich als Gesamtwert und für die jeweiligen drei Kundenkategorien angegeben. Dabei haben sich die in der nachstehenden Tabelle aufgelisteten Werte ergeben. Für die Lieferantenwechsel der Industrie- und Gewerbekunden ist die Kategorie „≤ 10 MWh/Jahr“ (Haushaltskunden) nicht relevant und wird in diesem Kapitel nur der Vollständigkeit halber angegeben.

Kategorie	2010 Lieferantenwechsel in TWh	Anteil an Entnahmemenge in Kategorie in Prozent	2010 Anzahl Lieferantenwechsel	Anteil an Anzahl Letztverbraucher in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	8,79	6,8	2.783.311	6,3
> 10 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	13,54	10,9	184.702	7,4
> 2 GWh/Jahr	24,15	10,2	2.438	13,9
Gesamt	46,48	9,5	2.970.451	6,3

Tabelle 39: Lieferantenwechsel Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und ÜNB

Die mengen- und anzahlbezogenen Lieferantenwechselquoten liegen in den Kategorien mit Elektrizitätsentnahmemengen von mehr als zehn MWh/Jahr deutlich über den Quoten von Letztverbrauchern mit geringeren Elektrizitätsentnahmemengen. Die mengen- sowie anzahlbezogene Wechselquote bleibt bei großen Industriekunden mit 10,2 bzw. 13,9 Prozent geringfügig unter dem Niveau des Jahres 2009. Dies gilt ebenso für kleinere Industrie- sowie Gewerbekunden, die eine mengen- sowie anzahlbezogene Wechselquote von 10,9 bzw. rund 7,6 Prozent aufweisen. Insgesamt sind im Berichtsjahr 2010 im Segment der Industrie- und Gewerbekunden 187.140 und somit knapp 25.000 Lieferantenwechsel mehr als im Jahr 2009 zu verzeichnen.

Die gesamte mengenbezogene Lieferantenwechselquote ist um 0,1 Prozentpunkte von 2009 auf 2010 gesunken. Die anzahlbezogene Lieferantenwechselquote weist hingegen einen deutlichen Anstieg um 1,4 Prozentpunkte auf. Dieser Anstieg ist jedoch unabhängig vom Wechselverhalten der Industrie- und Gewerbekunden, da er vor allem auf das vermehrte Wechseln von Haushaltskunden mit einem geringeren Verbrauch zurückzuführen ist.

Neben den Lieferantenwechselquoten ist auch der Vertragswechsel wettbewerbsrelevant. Daher zeigt die folgende Abbildung welche Vertragsstruktur bei Industrie- und Gewerbekunden vorliegt.

Vertragsstruktur von Industrie- und Gewerbekunden, Stand 2010

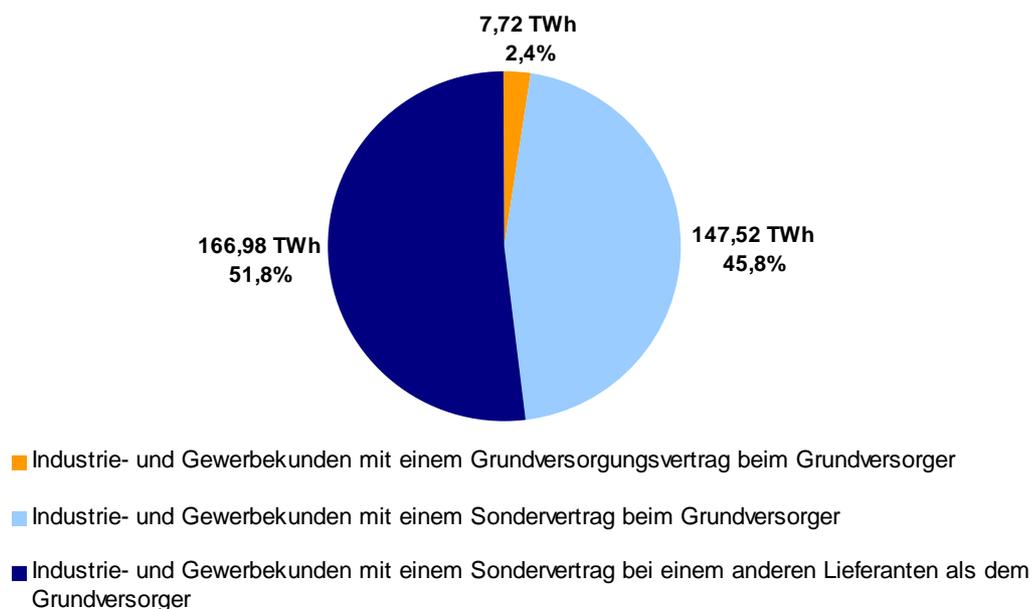


Abbildung 90: Belieferung von Industrie- und Gewerbekunden, Stand 2010

Mit Stand des Jahres 2010 befinden sich von Industrie- und Gewerbekunden lediglich 2,4 Prozent in der Grundversorgung. Diese 2,4 Prozent repräsentieren ausschließlich kleinere Gewerbekunden, so dass von den großen Gewerbekunden sowie den Industriekunden kein Unternehmen über die Grundversorgung beliefert wird. 45,8 Prozent werden von den Grundversorgern über einen alternativen Vertrag beliefert und 51,8 Prozent werden von anderen Lieferanten als den Grundversorgern beliefert. Da somit über die Hälfte aller Industrie- und Gewerbekunden von einem anderen Lieferanten als dem lokalen Grundversorger beliefert werden, kann von einem überregionalen Markt ausgegangen werden.

Preisniveau

Die Darstellungen des Einzelhandelspreisniveaus für Industriekunden basiert auf folgendem Abnahmefall:

- Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr,
Jahreshöchstlast von 4.000 kW und Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden,
Versorgung in Mittelspannung (10 oder 20 kV)¹⁰²

Für Industriekunden ergibt sich folgende Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus:

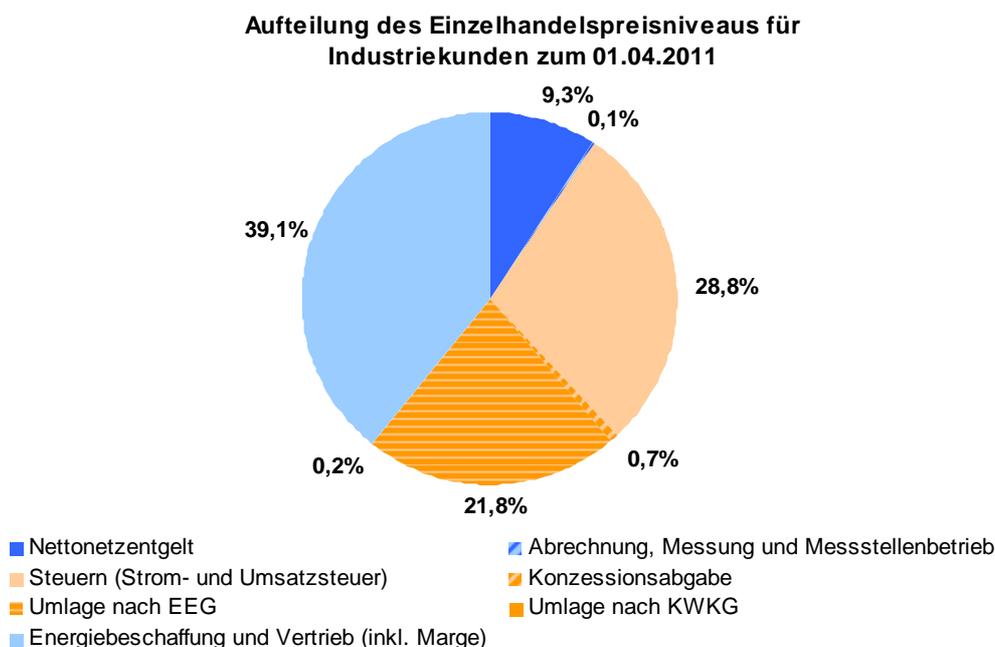


Abbildung 91: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus Industriekunden zum 1. April 2011

Wie die oben stehende Abbildung zeigt, haben die Nettonetzentgelte (inklusive Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb) mit 9,4 Prozent nur einen geringen Anteil am gesamten Elektrizitätspreis der Industriekunden. Die Steuern (Strom- und Umsatzsteuer) summieren sich auf einen Anteil von 28,8 Prozent, die Abgaben auf rund 22,7 Prozent. Somit machen Steuern und Abgaben erstmalig über 50 Prozent am Elektrizitätspreis für Industriekunden aus. Hierbei fallen besonders die gestiegene EEG-Umlage sowie der Wegfall des ermäßigten Stromsteuersatzes ins Gewicht. Den größten Anteil am Gesamtelektrizitätspreis für Industriekunden hat jedoch weiterhin der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ mit aktuell 39,1 Prozent.

Bei der Angabe der Industriekundenpreise wurden die antwortenden Lieferanten angehalten, eine plausible Abschätzung auf Basis der am 1. April 2011 geltenden Konditionen für die Abrechnung von Kunden ihres Unternehmens mit einer dem Abnahmefall vergleichbaren Abnahmestruktur vorzunehmen. Hierbei haben 266 Unternehmen Angaben zu ihren Tarifen innerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes und 212 Unternehmen Angaben zu ihren Tarifen außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes eingereicht. Die Auswertung der Angaben von 225 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) in der Kategorie innerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete sowie die Auswertung der Angaben von 183 Unternehmen (mengenge-

¹⁰² Für die Kategorie Industriekunden wurden folgende ergänzende Annahmen getroffen: Es war davon auszugehen, dass die besondere Ausgleichsregelung (Härtefallregelung) gemäß § 40 bis 44 EEG nicht angewendet wird. Weiterhin war für diese Kategorie bei der Ermittlung der Umlage nach KWKG davon auszugehen, dass die Elektrizitätskosten im vorangegangenen Kalenderjahr vier Prozent des Umsatzes nicht überstiegen haben (vgl. § 9 Abs. 7 KWKG).

wichteter Mittelwert) in der Kategorie außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete hat zu den in der nachstehenden Tabelle dargestellten Ergebnissen geführt¹⁰³.

Industriekunden (mengengewichtet) 1. April 2011	außerhalb des Grundversorgungs- netzgebietes	innerhalb des Grundversorgungs- netzgebietes	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Nettonetzentgelt	1,46	1,46	9,3
Entgelt für Abrechnung	0,01	0,01	0,0
Entgelte für Messung	0,00	0,00	0,0
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,00	0,00	0,0
Konzessionsabgabe	0,11	0,11	0,7
Umlage nach EEG	3,44	3,44	21,9
Umlage nach KWKG	0,03	0,03	0,2
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	4,52	4,53	28,8
Energiebeschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)	6,07	6,16	39,1
Gesamtpreis	15,64	15,74	100,0

Tabelle 40: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 1. April 2011 für Industriekunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Das hier nicht dargestellte arithmetisch gemittelte Preisniveau für Industriekunden liegt mit mehr als 16 ct/kWh über dem mengengewichteten Preisniveau. Dies zeigt, dass große Lieferanten derzeit günstigere Preise anbieten als kleinere Lieferanten und erklärt, warum die vier größten deutschen Lieferanten weiterhin einen Marktanteil von über 46 Prozent im Bereich der Industriekunden inne haben. Ein Vergleich der Preise innerhalb und außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete zeigt, dass zwischen dem Preisniveau regionaler Grundversorger und anderer Anbieter fast kein Unterschied besteht. Dieses nahezu identische Preisniveau der lokalen Elektrizitätslieferanten mit dem anderer Wettbewerber ist ein Indiz für überregionalen Wettbewerb.

Die Darstellungen des Einzelhandelspreisniveaus für Gewerbekunden basiert auf folgendem Abnahmefall:

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

Für Gewerbekunden ergibt sich nachfolgende Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus:

¹⁰³ Bei der Auswertung für den mengengewichteten Mittelwert konnten nur Preisangaben verwendet werden, bei denen die Unternehmen auch in der entsprechenden Kundenkategorie Angaben zur Abgabemenge an Letztverbraucher vorgenommen haben. Da nicht von allen Unternehmen, die Angaben zum Preisniveau vorgenommen haben, auch Angaben zur Abgabemenge an Letztverbraucher in der entsprechenden Kundenkategorie vorliegen, ist die Anzahl der Unternehmen in der Auswertung für den mengengewichteten Mittelwert geringer als die Unternehmenszahl bei dem arithmetischen Mittelwert.

**Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für
Gewerbekunden zum 01.04.2011**

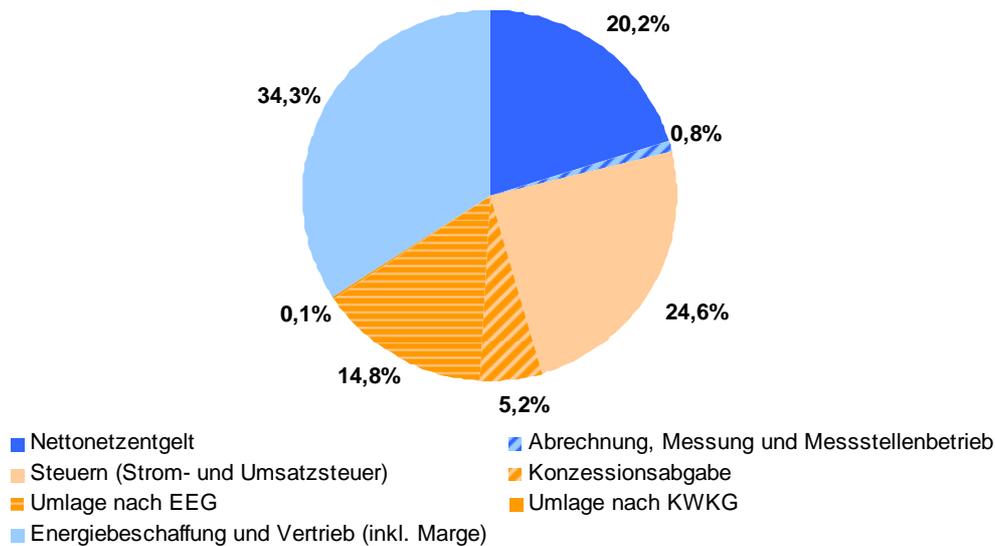


Abbildung 92: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus Gewerbekunden zum 1. April 2011

Für die Preise der Gewerbekunden haben 609 Unternehmen Angaben zu Tarifen innerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes und 437 Unternehmen Angaben zu Tarifen außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes vorgelegt. Die Auswertung der Angaben von 586 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) in der Kategorie innerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete sowie die Auswertung der Angaben von 372 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) in der Kategorie außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete hat zu den in der nachstehenden Tabelle dargestellten Ergebnissen geführt¹⁰⁴.

Gewerbekunden (mengengewichtet) 1. April 2011	außerhalb des Grundversorgungs- netzgebietes	innerhalb des Grundversorgungs- netzgebietes	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Nettonetzentgelt	4,71	4,71	20,2
Entgelt für Abrechnung	0,07	0,07	0,3
Entgelte für Messung	0,05	0,05	0,2
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,06	0,06	0,3
Konzessionsabgabe	1,22	1,22	5,2
Umlage nach EEG	3,47	3,47	14,8
Umlage nach KWKG	0,03	0,03	0,1
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	5,76	5,76	24,6
Energiebeschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)	8,02	8,01	34,3
Gesamtpreis	23,39	23,38	100,0

Tabelle 41: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 1. April 2011 für Gewerbekunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

¹⁰⁴ Bei der Auswertung für den mengengewichteten Mittelwert konnten nur Preisangaben verwendet werden, bei denen die Unternehmen auch in der entsprechenden Kundenkategorie Angaben zur Abgabemenge an Letztverbraucher vorgenommen haben. Da nicht von allen Unternehmen, die Angaben zum Preisniveau vorgenommen haben, auch Angaben zur Abgabemenge an Letztverbraucher in der entsprechenden Kundenkategorie vorliegen, ist die Anzahl der Unternehmen in der Auswertung für den mengengewichteten Mittelwert geringer als die Unternehmenszahl bei dem arithmetischen Mittelwert.

Das nicht dargestellte arithmetisch gewichtete Preisniveau für Gewerbekunden ist mit 22,9 ct/kWh innerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete deutlich niedriger als das mengengewichtete Preisniveau. Außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete ist das arithmetische Preisniveau mit 24,2 ct/kWh jedoch deutlich höher als das mengengewichtete Preisniveau. Dies zeigt, dass kleinere EVU innerhalb ihres Grundversorgungsnetzgebietes zumeist eine günstigere Elektrizitätsbelieferung für Gewerbekunden anbieten als größere EVU. In anderen Netzgebieten verhält es sich genau anderes herum. Hier bieten größere EVU günstigere Tarife an. Der Vergleich des Preisniveaus innerhalb und außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete zeigt das gleiche Bild wie bei Industriekunden. Das nahezu identische Preisniveau der lokalen Elektrizitätslieferanten mit dem anderer Wettbewerber ist ein auch bei den Gewerbekunden ein Indiz für überregionalen Wettbewerb.

Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der mengengewichteten Mittelwerte der Nettonetzentgelte, der Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb, der Steuern, der sonstigen staatlich veranlassten Preisbestandteile, von Energiebeschaffung und Vertrieb sowie der Gesamtelektrizitätspreise für Industrie- und Gewerbekunden im Zeitraum 1. April 2010 bis 1. April 2011 in ct/kWh. Darüber hinaus wird die prozentuale Veränderung der jeweiligen Preisbestandteile aufgezeigt.

Elektrizitätspreisentwicklung 1. April 2010 zu 1. April 2011				
mengengewichteter Mittelwert	Industriekunde		Gewerbekunde	
	in ct/kWh	in Prozent	in ct/kWh	in Prozent
Nettonetzentgelt	-0,07	-4,6	-0,01	-0,2
Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	+0,00	+0,0	+0,01	+5,9
Konzessionsabgabe	+0,00	+0,0	+0,07	+6,1
Umlage nach EEG	+1,41	+69,5	+1,42	+69,3
Umlage nach KWKG	-0,02	-40,0	-0,10	-76,9
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	+1,43	+46,1	+0,29	+5,3
Energiebeschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)	+0,70	+12,8	+0,18	+2,3
Gesamtpreis	+3,45	+28,1	+1,86	+8,6

Tabelle 42: Entwicklung des mengengewichteten Preisniveaus der Industrie- und Gewerbekunden (Elektrizität)

In der Kategorie der Industriekunden ist der Preisbestandteil für „Energiebeschaffung und Vertrieb“ im Jahr 2011 um 0,70 ct/kWh bzw. 12,8 Prozent angestiegen. Es zeigt sich, dass die Weitergabe der gestiegenen Großhandelspreise bei Industriekunden somit deutlicher ausfällt als bei anderen Kundengruppen, was hauptsächlich auf eine kurzfristigere Elektrizitätsbeschaffung für Industriekunden im Vergleich mit anderen Kundengruppen zurückzuführen ist. Der Gesamtpreis für Industriekunden ist mit 3,45 ct/kWh bzw. 28,1 Prozent erheblich gestiegen. Dies ist zu einem großen Teil auf die um 1,41 ct/kWh bzw. 69,5 Prozent angestiegene Umlage nach dem EEG zurückzuführen. Einen ebenso großen Anteil hat der Wegfall des ermäßigten Stromsteuersatzes. Dies hat für Industriekunden zu einem Anstieg der Steuerbelastung um 1,43 ct/kWh bzw. 46,1 Prozent geführt. Dem entgegen konnten sich die Netzentgelte mit einem Rückgang um 0,07 ct/kWh bzw. 4,6 Prozent dämpfend auf den Preisanstieg auswirken.

Nachdem für Gewerbekunden der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ im Jahr 2010 um 0,33 ct/kWh gesunken war, hat er sich im Jahr 2011 wieder um 0,18 ct/kWh bzw. 2,3 Prozent erhöht. Der Gesamtpreis für Gewerbekunden ist um 1,86 ct/kWh bzw. 8,6 Prozent

angestiegen. Dies ist zum überwiegenden Teil auf die um 1,42 ct/kWh bzw. 69,3 Prozent angestiegene Umlage nach dem EEG zurückzuführen. Die Netzentgelte sind konstant auf dem Niveau von 2010 geblieben.

**Entwicklung der Industrie- und Gewerbekundenpreise 2006 bis 2011
(mengengewichtete Mittelwerte) in ct/kWh**

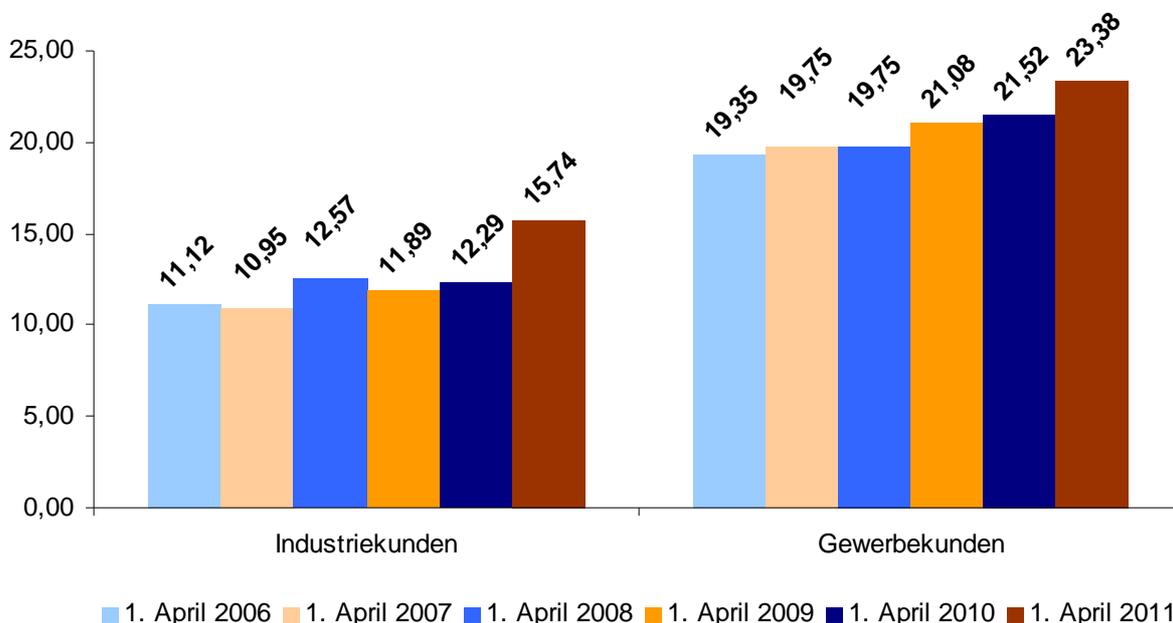


Abbildung 93: Entwicklung der mengengewichteten Industrie- und Gewerbekundenpreise von 2006 bis 2011

Wie in der Abbildung zu erkennen ist, weisen die Industriekundenpreise keine gleichförmige Preissteigerung auf. Sie unterliegen aufgrund von kurzfristigen Beschaffungsstrategien Preis-schwankungen nach oben wie auch nach unten. In den letzten fünf Jahren lässt sich für In-dustriekunden insgesamt eine Elektrizitätspreiserhöhung von 4,62 ct/kWh bzw. 41,5 Prozent feststellen. Diese erhebliche Mehrbelastung kann bei den Elektrizitätspreisen für Industriekun-den überwiegend auf die seit 2006 deutlich gestiegenen Abgaben zurückgeführt werden. So beträgt der Anteil der Abgabenerhöhung an der Gesamtpreiserhöhung zwischen 2006 und 2011 deutlich über 50 Prozent.

Bei einer Betrachtung der Elektrizitätspreise für Gewerbekunden zwischen 2006 und 2011 ist insgesamt eine Steigerung um 4,03 ct/kWh bzw. 20,8 Prozent festzustellen. Diese ist zum überwiegenden Teil auf gestiegene Abgaben und auf den gestiegenen Preisbestandteil für „Energiebeschaffung und Vertrieb“ zurückzuführen. Die Abgaben sind zwischen 2006 und 2011 um 2,68 ct/kWh und „Energiebeschaffung und Vertrieb“ um 1,77 ct/kWh gestiegenen. Ebenso sind die Steuern um gut einen ct/kWh gestiegen, während die Netzentgelte um rund 1,5 ct/kWh zurückgegangen sind.

Haushaltskunden

Vertrags- und Lieferantenwechsel

Letztverbraucher, die zu den Konditionen der Grundversorgung beliefert werden, vollziehen keine Vertrags- oder Lieferantenwechsel und geben insoweit keine weiteren Impulse für eine Wettbewerbsentwicklung auf dem Elektrizitätsmarkt. Gegenüber der Belieferung von Industrie- und Gewerbekunden zeigen sich im Bereich der Haushaltskunden, gemäß der folgenden Dar-stellung, deutlich höhere Werte im Bezug auf Kunden, die über die Grundversorgung beliefert werden.

Vertragsstruktur von Haushaltskunden, Stand 2010

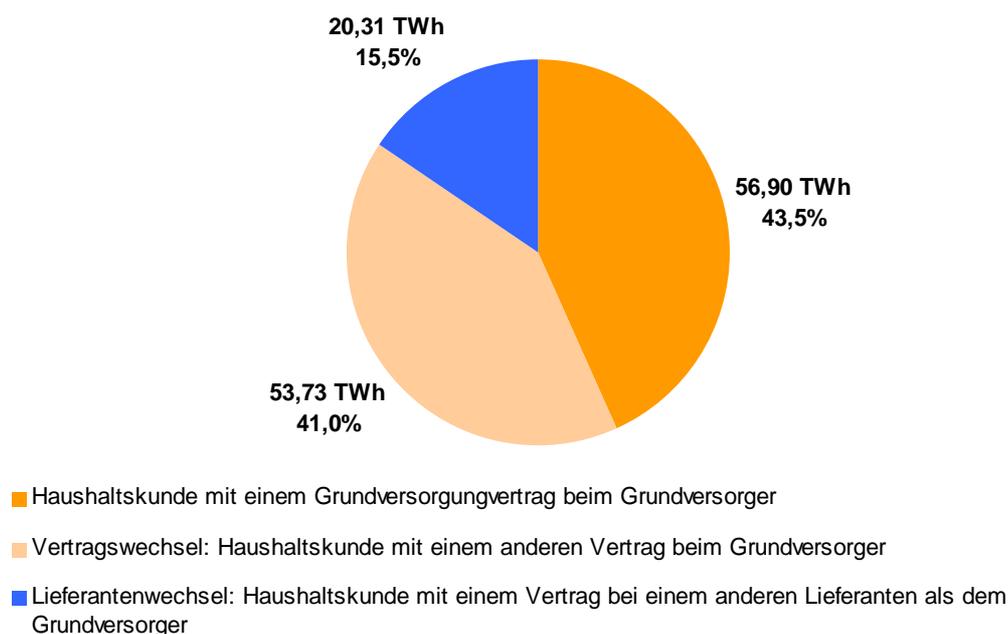


Abbildung 94: Vertrags- und Lieferantenwechsel von Haushaltskunden

Mit Stand des Berichtsjahres 2010 werden 43,5 Prozent aller Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG über die Grundversorgung beliefert. 41 Prozent haben einen anderen Vertrag mit ihrem Grundversorger abgeschlossen und 15,5 Prozent der Haushaltskunden werden von einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger beliefert.

Die Menge der über die Grundversorgung belieferten Haushaltskunden ist von 2009 auf 2010 um 1,5 Prozentpunkte zurückgegangen. Die Menge der Haushaltskunden, die einen Vertragswechsel vollzogen haben, ist im Jahr 2010 identisch zum Vorjahr und die Menge der Haushaltskunden die ihren Lieferanten gewechselt haben, ist um 1,5 Prozentpunkte angestiegen. Insgesamt wurden im Berichtsjahr 2010 rund 2,7 Mio. Lieferantenwechsel und ca. 2,2 Mio. Vertragswechsel von Haushaltskunden vollzogen. Somit haben sich im Berichtsjahr 2010 mehr Kunden für einen einen Wechsel des Lieferanten entschieden anstatt lediglich einen neuen Tarif beim bisherigen Versorger zu wählen. Kumuliert haben sich jedoch von allen Haushaltskunden, die seit 1998 die Grundversorgung verlassen haben, mehr Kunden für einen Vertragswechsel bei ihrem Grundversorger entschlossen, als zu einem neuen Lieferanten zu wechseln. Auf Grund dieses Kundenverhaltens bleibt die regionale Dominanz der Grundversorger, mit einem Anteil von 84,5 Prozent an der Belieferung von Haushaltskunden, weiterhin erhalten.

Im Bereich der Vertragswechsel ist festzustellen, dass die durchschnittliche Entnahmemenge von Haushaltskunden, die einen Vertragswechsel durchgeführt ca. 3.800 kWh beträgt. Im Vergleich dazu beträgt die durchschnittliche Entnahmemenge von Haushaltskunden, die über die Grundversorgung beliefert werden ca. 2.600 kWh und von Haushaltskunden, die einen Lieferantenwechsel durchgeführt haben, ca. 3.400 kWh.

Im Bereich der Lieferantenwechsel zeigt sich, dass der Anteil der Haushaltskunden, die von einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger beliefert werden, in Höhe von 15,5 Prozent im Vergleich mit den seit 2005 ermittelten, aufsummierten Lieferantenwechselquoten für Haushaltskunden von 26,6 Prozent, deutlich niedriger ausfällt¹⁰⁵. Dies zeigt, dass die Ermittlung kumulierter Lieferantenwechselquoten durch die einfache Aufsummierung jähr-

¹⁰⁵ „≤ 50 MWh/Jahr“ in 2005: 2,22 Prozent; „≤ 10 MWh/Jahr“ in 2006: 2,55 Prozent; „Haushaltskunden“ in 2007: 4,34 Prozent; „Haushaltskunden“ in 2008: 5,34 Prozent ; „Haushaltskunden“ in 2009: 5,3 Prozent ; „Haushaltskunden“ in 2010: 6,8 Prozent.

licher Wechselquoten nicht sachgerecht ist. Der wichtigste Grund hierfür ist, dass einige der in den Lieferantenwechselquoten erfassten Haushaltskunden ihren Lieferanten bereits mehrfach gewechselt haben. Diese Haushaltskunden stellen somit keine dem Wettbewerb neu zugeführten Kunden dar und können daher auch nicht jedes Jahr aufs Neue einer wettbewerbsbelebenden Kundengruppe zugeordnet werden. Wird nur das Wechselverhalten im Berichtsjahr 2010 betrachtet, so ist festzustellen, dass knapp drei Viertel der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden durch solche Kunden vollzogen wurden, die bereits in den Jahren davor schon ihren Lieferanten gewechselt hatten. Damit hat sich die Anzahl der Haushaltskunden, die bereits mehrfach gewechselt sind, im Berichtsjahr 2010 gegenüber 2009 erneut deutlich erhöht.

Wie auf der nachstehenden Abbildung zu erkennen ist, weisen die Lieferantenwechselquoten regionale Unterschiede auf. Allerdings zeigt die Karte hierbei nur die Wechselquoten für das Berichtsjahr 2010 und keine allgemein gültige Verteilung der Wechselaktivitäten. So wurde z. B. im Berichtsjahr 2009 teilweise eine vollkommen andere regionale Verteilung der Wechselaktivitäten festgestellt.

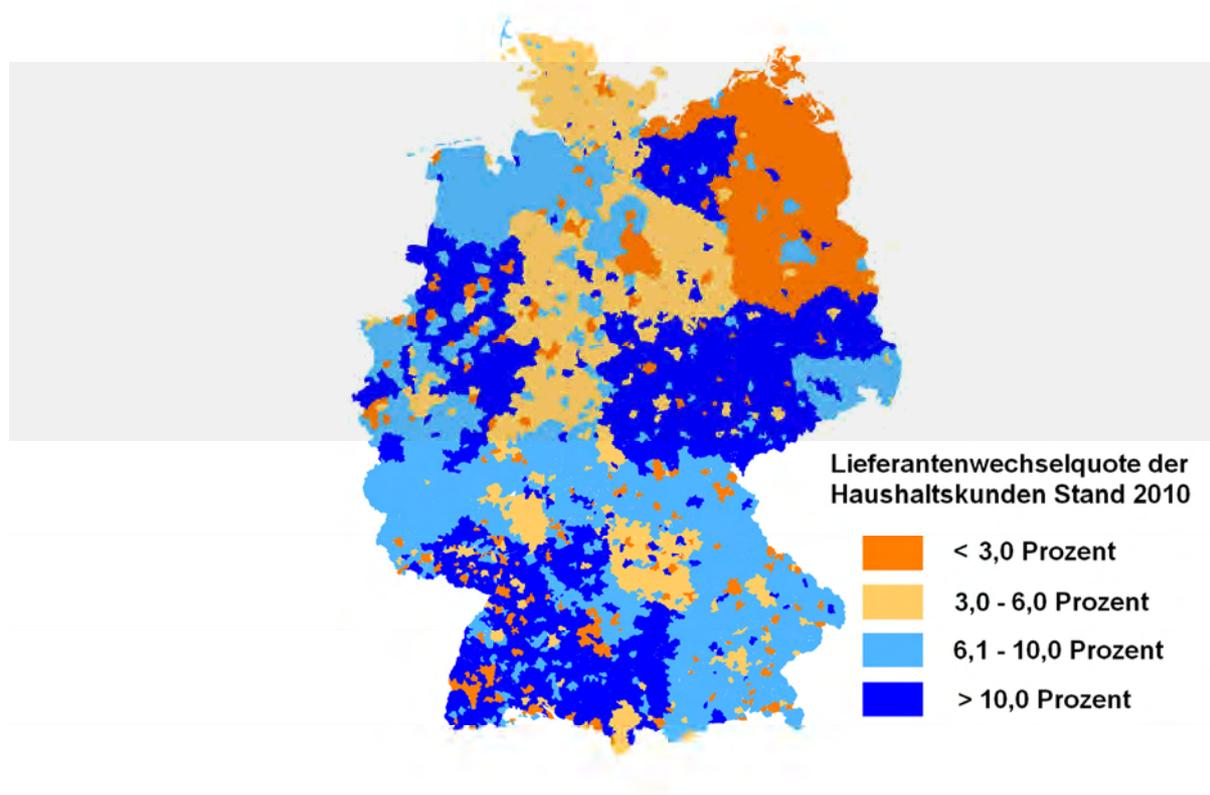


Abbildung 95: Lieferantenwechselquote der Haushaltskunden je Netzgebiet im Berichtsjahr 2010

Im Monitoring 2011 wurden Lieferanten erstmalig befragt, wie viel Prozent der von Ihnen initiierten Lieferantenwechsel von Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG ohne Verzögerungen umgesetzt wurden. Die Abfrage ergab hierbei einen positiven Rücklauf über die vorhandenen Wechselprozesse und den daran beteiligten Unternehmen. So wurden aus Sicht der den Wechsel initiiierenden Lieferanten 92,4 Prozent aller Lieferantenwechsel zum nächstmöglichen Zeitpunkt und somit termingrecht durchgeführt.

Preisniveau

Im Rahmen des Monitoring 2011 wurden die Großhändler und Lieferanten aufgefordert, das aktuelle durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau ihres Unternehmens (Preisstand 1. April 2011) in ct/kWh für Haushaltskunden mitzuteilen. Hierbei sollten sämtliche Preisbestandteile, wie Arbeitspreis, Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis etc., die dem Letztverbraucher in Rechnung gestellt werden, berücksichtigt werden. Weiterhin war eine

Aufteilung in Nettonetzentgelte, Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb, Steuern (Strom- und Umsatzsteuer), sonstige staatlich veranlasste Preisbestandteile wie Konzessionsabgabe, EEG- und KWKG-Umlage sowie der Preisbestandteil für „Energiebeschaffung und Vertrieb“ anzugeben. Im Monitoring 2011 sollten die befragten Lieferanten bei Haushaltskunden zwischen Kunden, die über die Grundversorgung, Kunden die außerhalb der Grundversorgung (Tarif bei Vertragswechsel) und Kunden, die außerhalb des eigenen Grundversorgungsnetzgebietes (Tarif bei Lieferantenwechsel) beliefert werden, unterscheiden.

Die Darstellung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden basiert auf dem folgenden Abnahmefall:

- Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV), Belieferung mit Eintarifmessung.

Bei einer Mengengewichtung über alle Tarife (Grundversorgung, Vertragswechsel und Lieferantenwechsel) konnte zum 1. April 2011 folgende Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden festgestellt werden:

Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert) für Haushaltskunden zum 1. April 2011

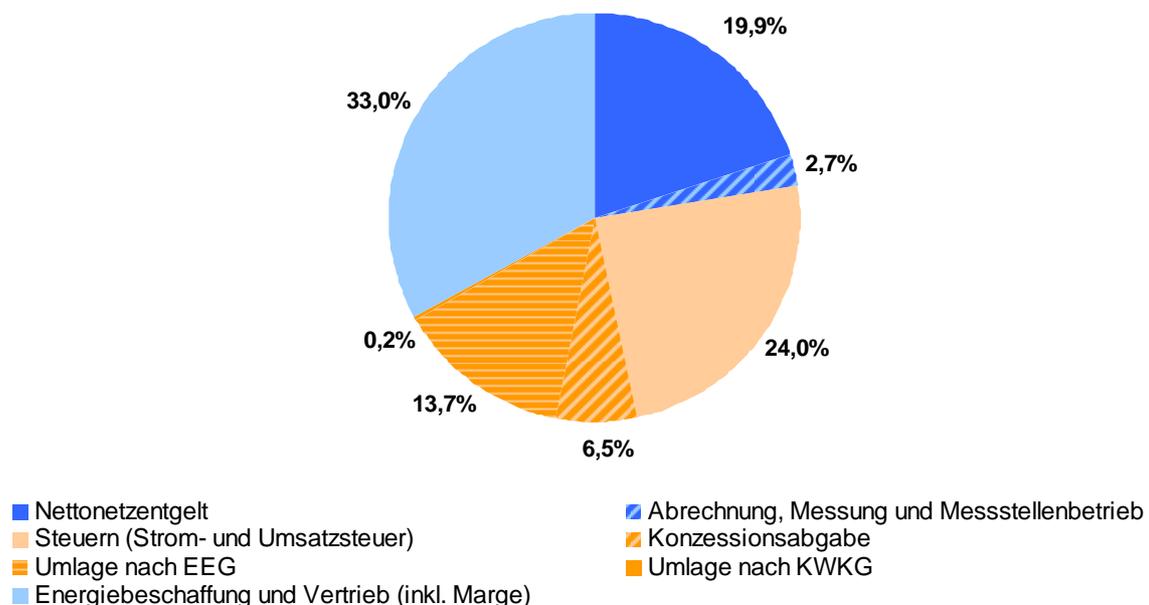


Abbildung 96: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden zum 1. April 2011

Im Vergleich zu 2010 haben sich die Anteile am Elektrizitätspreis im Jahr 2011 hauptsächlich in den Bereich der Abgaben verschoben. So haben die Abgaben, bedingt durch die deutlich gestiegene EEG-Umlage, um 4,5 Prozentpunkte zugenommen. Der größte Preisbestandteil für „Energiebeschaffung und Vertrieb“ ist um 1,6 Prozentpunkte, der Anteil der Netzentgelte (inklusive Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb) um 2,2 Prozentpunkte und der Anteil der Steuern um 0,7 Prozentpunkte zurückgegangen.

Bezogen auf das Jahr 2006 ist der Anteil der Steuern nahezu konstant geblieben. Zwar wurde die Mehrwertsteuer im Jahr 2007 erhöht, dafür ist jedoch der Anteil der Strom- bzw. Ökosteuern leicht gesunken. Der Anteil der Abgaben ist mit 7,2 Prozentpunkten deutlich angestiegen. Während hierbei die Umlage nach KWKG gesunken und die Konzessionsabgabe leicht gestiegen ist, hat sich die Umlage nach EEG deutlich erhöht. Seit 2006 ist der Anteil der Netzentgelte mit rund 16 Prozentpunkten am deutlichsten gesunken, während der Anteil für Energiebeschaffung und Vertrieb mit knapp 9,2 Prozentpunkten am deutlichsten gestiegen ist. Es zeigt sich, dass seit Beginn der Netzentgeltregulierung im Wesentlichen eine Verschiebung von den Netzentgelten zum Preisbestandteil für „Energiebeschaffung und Vertrieb“ stattgefunden

den hat. Zudem ist die Abgabenbelastung, aufgrund der Förderung von Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern, deutlich gestiegen.

In den folgenden zwei Tabellen werden die Ergebnisse der Erhebung des aktuellen durchschnittlichen Einzelhandelspreisniveaus zum 1. April 2011 für Haushaltskunden aufgeführt. Es werden die mengengewichteten Mittelwerte sowie der Anteil der einzelnen Preisbestandteile am über alle Tarife mengengewichteter Gesamtpreis aufgeführt. Dabei wurde für jeden einzelnen Preisbestandteil sowie für den Gesamtwert der jeweilige Mittelwert separat gebildet. Bei der Ermittlung des mengengewichteten Mittelwertes wurde für den Preisstand 1. April 2011 der Mittelwert unter Berücksichtigung der Abgabemenge an Haushaltskunden in der dazugehörigen Kundenkategorie berechnet.

Insgesamt wurden für die Belieferung über die Grundversorgung 630 Tarife, außerhalb der Grundversorgung 609 Tarife sowie außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes 474 Tarife angegeben. Die Auswertung der nachfolgenden Tabelle basiert dabei für die Grundversorgung auf den Angaben von 605 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert), für Tarife außerhalb der Grundversorgung auf den Angaben von 567 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) und für Tarife außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes auf den Angaben von 419 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert).

Haushaltskunden (mengengewichtet) 1. April 2011	Grund- versorgungstarif	Tarif außerhalb der Grundversorgung (Vertragswechsel)	Tarif außerhalb des Grundversorgungs- netzgebietes (Lieferantenwechsel)
Nettonetzentgelt	5,06	5,06	5,06
Entgelt für Abrechnung	0,34	0,34	0,34
Entgelte für Messung	0,11	0,11	0,11
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,24	0,24	0,24
Konzessionsabgabe	1,65	1,65	1,65
Umlage nach EEG	3,49	3,49	3,49
Umlage nach KWKG	0,04	0,04	0,04
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	6,20	6,06	6,08
Energiebeschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)	8,75	8,10	8,25
Gesamtpreis	25,88	25,09	25,26

Tabelle 43: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 1. April 2011 für Haushaltskunden innerhalb sowie außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Das hier nicht aufgeführte arithmetisch gemittelte Preisniveau für Haushaltskunden ist in der Grundversorgung nahezu gleich mit dem mengengewichteten Preisniveau. Hierdurch zeigt sich, dass der Preis einer Elektrizitätsbelieferung über die Grundversorgung unabhängig von der Größe des Lieferanten ist. Bei einem Vertragswechsel, also einer Elektrizitätsbelieferung außerhalb der Grundversorgung durch den Grundversorger, ist das arithmetisch gemittelte Preisniveau geringer als das mengengewichtete Preisniveau. Bei einem Lieferantenwechsel, also einer Elektrizitätsbelieferung durch einen anderen Lieferanten als dem Grundversorger, liegt das arithmetisch gemittelte Preisniveau unter dem mengengewichteten Preisniveau. Dies ist darauf zurückzuführen, dass neue Anbieter, die bereits eine große Anzahl von Kunden gewinnen konnten, ihre Preise deutlich erhöht haben und somit aufgrund ihrer großen Liefermenge die mengengewichteten Preise übermäßig erhöht haben.

Insgesamt bleibt bei der Betrachtung der Mittelwerte die Grundversorgung die teuerste Art der Elektrizitätsbelieferung, preislich günstiger wird es bei einem Vertrags- oder Lieferantenwechsel. Hierbei fällt auf, dass bei einer Mittelwertbetrachtung der Tarifkategorien Tarife bei einem Vertragswechsel im Jahr 2011 erstmalig günstiger sind als Tarife bei einem Lieferantenwechsel. Bei einem detaillierten Vergleich der Tarifkategorien muss beachtet werden, dass sich die Tarifkategorie des Lieferantenwechsels aus Angeboten von Grundversorgern, die in anderen Netzgebieten aktiv sind und aus Angeboten von neuen Anbietern zusammensetzt. Es bieten zwar immer mehr Grundversorger in anderen Netzgebieten Tarife an, allerdings zu Preisen, die im Durchschnitt auf dem Preisniveau liegen, dass sie bei einem Vertragswechsel im eigenen Versorgungsgebiet anbieten. Der überwiegende Teil der neuen Anbieter hingegen bietet deutlich günstigere Tarife an. Allerdings haben einige wenige neue Anbieter, die bereits eine große Anzahl von Kunden gewinnen konnten, ihre Preise im Jahr 2011 deutlich erhöht, was sich auf den mengengewichteten Tarif überproportional auswirkt. Daher ist im Jahr 2011 der Mittelwert für die Tarife von neuen Anbietern höher als für Tarife bei einem Vertragswechsel beim Grundversorger. Werden jedoch die Tarife der wenigen neuen Anbieter, die bereits eine große Anzahl von Kunden gewinnen konnten, aus der Auswertung herausgenommen, so zeigt sich, dass im Berichtsjahr 2010 weiterhin nahezu alle neuen Anbieter deutlich günstigere Tarife anbieten als Grundversorger für Tarife bei einem Vertragswechsel.

Zusätzlich zu den Einsparungen, die Haushaltskunden bei einem Vertrags- oder Lieferantenwechsel durch die geringeren Preise erzielen, können häufig noch preismindernde Sonderbonifikationen und -regelungen in Anspruch genommen werden. Die befragten Lieferanten wurden aufgefordert für zwei Haushaltskundentarife (ohne Ökostromtarif) die bestehenden Bonifikationen und Regelungen anzugeben. Die folgende Tabelle bildet daher nur einen Teil der tatsächlichen Tarifvielfalt auf dem Elektrizitätsmarkt ab. Bezüglich der Mindestvertragslaufzeit und Preisstabilität wurden nur Tarife ausgewertet, bei denen Angaben von mehr als einem Monat gemeldet wurden. Zum 1. April 2011 lassen sich folgende Ergebnisse für Sondertarife, also Tarife außerhalb der Grundversorgung (innerhalb wie auch außerhalb der Grundversorgungsnetze) feststellen.

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen (Stand 1. April 2011)	Haushaltskunden (Vertragswechsel)		Haushaltskunden (Lieferantenwechsel)	
	Anzahl Tarife	Durchschnittliche Menge	Anzahl Tarife	Durchschnittliche Menge
Mindestvertragslaufzeit	239	12 Monate	226	12 Monate
Preisstabilität	183	15 Monate	185	14 Monate
Vorauskasse	57	11 Monate	43	11 Monate
einmalige Bonuszahlung	51	45 Euro	96	49 Euro
Kautio	3		10	
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	106		81	

Tabelle 44: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskundenkategorie (Elektrizität)

Die Mindestvertragslaufzeit beläuft sich bei 465 Haushaltskundentarifen auf durchschnittlich zwölf Monate. Bei 368 Tarifen wurde eine Preisstabilität von durchschnittlich 15 Monaten bei Vertragswechsel bzw. 14 Monaten bei Lieferantenwechsel angegeben.

Bei 13 Tarifen wurde eine Kautio und bei 100 Tarifen einer Vorauskassenzahlung für durchschnittlich elf Monate im Voraus, verlangt. Andere Sonderbonifikationen und -regelungen wurden bei 187 Tarifen angegeben. Weiterhin wurde für 147 Tarife eine durchschnittliche Bonuszahlung von einmalig 45 Euro bei einem Vertragswechsel und einmalig 49 Euro bei einem Lieferantenwechsel aufgezeigt. Nach dem Anstieg der Bonuszahlungen von 2009 auf 2010 um durchschnittlich rund zehn Euro, ist auch von 2010 auf 2011 ein weiterer Anstieg der durchschnittlichen Bonuszahlungen um rund fünf Euro zu verzeichnen.

Um bei der Preisdarstellung dem Sachverhalt gerecht zu werden, dass Haushaltskunden über unterschiedliche Tarife beliefert werden, erfolgt für die Darstellung eines repräsentativen Haushaltskundenpreises, eine Mengengewichtung über alle Tarife anstatt Tarifkategorien zu bilden. Hierbei wird jeder Tarif einzeln mit der Elektrizitätsmenge, die über diesen Tarif an Haushaltskunden geliefert wird, gewichtet. Dies bedeutet, dass in dem Folgend dargestellten Gesamtpreis für Haushaltskunden sämtliche Wechselaktivitäten und unterschiedlichen Preisstellungen berücksichtigt wurden.

Haushaltskunden 1. April 2011	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Nettonetzentgelt	5,06	19,9
Entgelt für Abrechnung	0,34	1,3
Entgelte für Messung	0,11	0,4
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,24	0,9
Konzessionsabgabe	1,65	6,5
Umlage nach EEG	3,49	13,7
Umlage nach KWKG	0,04	0,2
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	6,11	24,0
Energiebeschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)	8,41	33,1
Gesamtpreis	25,45	100,0

Tabelle 45: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden (Elektrizität)

Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung des über alle Tarife mengengewichteten Mittelwertes der Netzentgelte, Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb, Steuern, sonstigen staatlich veranlassten Preisbestandteile, „Energiebeschaffung und Vertrieb“ sowie der Gesamtelektrizitätspreise für Haushaltskunden in ct/kWh. Darüber hinaus wird die prozentuale Veränderung der jeweiligen Preisbestandteile aufgezeigt.

Elektrizitätspreisentwicklung 1. April 2010 zu 1. April 2011		
Haushaltskunden (über alle Tarife mengengewichtet)	in ct/kWh	in Prozent
Nettonetzentgelt	+0,05	+1,0
Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	-0,10	-12,7
Konzessionsabgabe	+0,13	+8,6
Umlage nach EEG	+1,43	+69,4
Umlage nach KWKG	-0,09	-69,2
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	+0,32	+5,5
Energiebeschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)	+0,30	+3,7
Gesamtpreis	+2,03	+8,7

Tabelle 46: Entwicklung des über alle Tarife mengengewichteter Preisniveaus für Haushaltskunden (Elektrizität)

Die Nettonetzentgelte haben sich zwischen den Jahren 2010 und 2011 minimal erhöht. Da jedoch die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb gesunken sind, ist insgesamt ein leichter Rückgang der Netzentgelte zu verzeichnen.

Auch die Umlage nach KWKG ist gesunken. Die Konzessionsabgaben sind hingegen angestiegen. Insgesamt sind die Abgaben, bedingt durch die deutliche Steigerung der Umlage nach EEG um 1,43 ct/kWh bzw. 69 Prozent, von 2010 auf 2011 erneut stark angestiegen. Der deutliche Anstieg der EEG-Umlage ist hauptsächlich auf die gestiegene Gesamtsumme der Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber zurückzuführen. Lag die Prognose für das Jahr 2010 noch bei 12,7 Mrd. Euro, so liegt sie im Jahr 2011 bei 17,1 Mrd. Euro. Von diesen 17,1 Mrd. Euro werden rund acht Mrd. Euro auf die Vergütung für Solaranlagen entfallen. Ein weiterer Faktor für die Erhöhung der EEG-Umlage im Jahr 2011 ist die zu geringe Prognose der EEG-Umlage im Jahr 2010. Die daraus resultierende Unterdeckung des EEG-Kontos in Höhe von rund 1,1 Mrd. Euro führte im Jahr 2011 zu einer Erhöhung der EEG-Umlage um ca. 0,3 ct/kWh.

Nach dem Rückgang des Preisbestandteils für „Energiebeschaffung und Vertrieb“ um 0,25 ct/kWh im Jahr 2010, ist im Jahr 2011 wieder ein Anstieg dieses Preisbestandteils um 0,30 ct/kWh bzw. 3,7 Prozent zu verzeichnen. Somit haben sich die seit der zweiten Jahreshälfte 2008 deutlich gesunkenen Großhandelspreise auch im Jahr 2011 nicht in dem zu erwartenden Umfang positiv auf die Elektrizitätspreise für Haushaltskunden ausgewirkt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass viele Lieferanten angeben, noch 25 Prozent der Liefermengen für die Belieferung im Jahr 2011 im Jahr 2008 beschafft zu haben. Zudem ist der Preisbestandteil Vertrieb von 2010 auf 2011 erneut deutlich um 0,56 ct/kWh bzw. ca. 37 Prozent angestiegen.

Insgesamt stiegen die Elektrizitätspreise für Haushaltskunden von 2010 auf 2011 um durchschnittlich 2,03 ct/kWh bzw. 8,7 Prozent an. Diese Preiserhöhung stellt somit den deutlichsten Anstieg der Elektrizitätspreise seit Beginn der Regulierung dar.

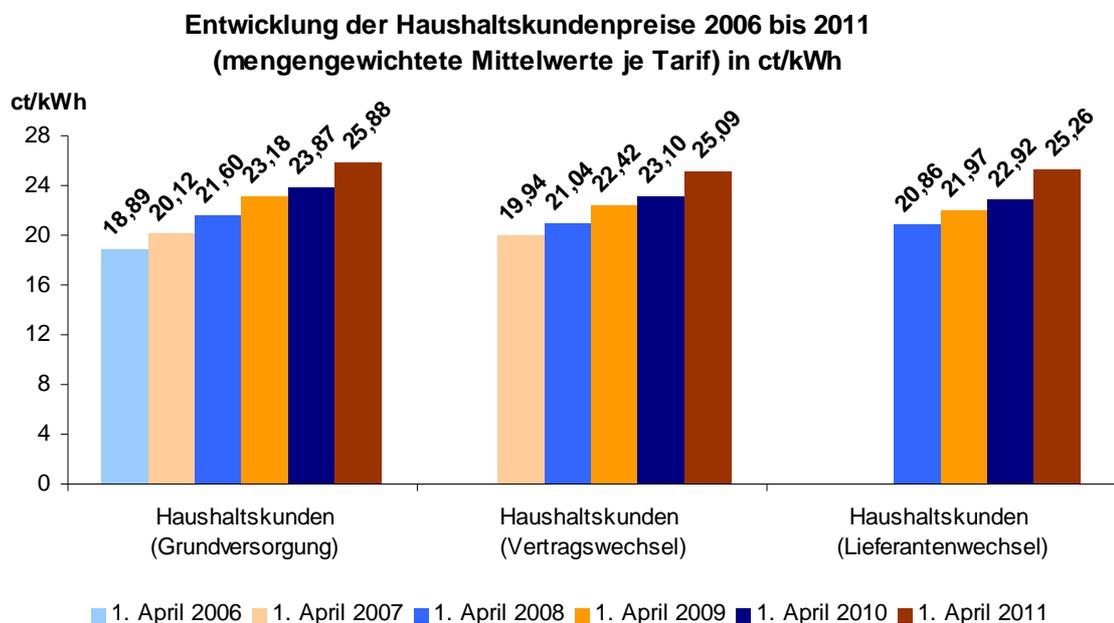


Abbildung 97: Entwicklung der Haushaltskundenpreise 2006 bis 2011 in ct/kWh (Elektrizität)

In den letzten fünf Jahren sind besonders Haushaltskunden von den stark steigenden Elektrizitätspreisen betroffen. Für Haushaltskunden in der Grundversorgung beläuft sich die Erhöhung seit dem 1. April 2006 auf durchschnittlich sieben ct/kWh bzw. 37 Prozent und auch die günstigeren Haushaltskundentarife bei Lieferantenwechsel haben sich seit 2006 um rund 6,4 ct/kWh bzw. 33,7 Prozent erhöht.

Ökostromtarife

Unter einem Ökostromtarif wird im Monitoring 2011 der Bundesnetzagentur ein Stromtarif verstanden, welcher auf Grund von Ökostrom-Labeln oder Stromkennzeichnung als Stromtarif mit besonderer Relevanz des Anteils der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung ausgewiesen und zu einem gesonderten Tarif angeboten/gehandelt wird.

Die befragten Lieferanten haben die Menge und Anzahl der über Ökostromtarife belieferten Letztverbraucher für das Berichtsjahr 2010 als Gesamtwert sowie für Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG angegeben. Dabei haben sich die in der nachstehenden Tabelle aufgelisteten Summenwerte ergeben.

Kategorie	Gesamte Elektrizitätsabgabe in TWh (Anzahl)	Gesamte Ökostromabgabe in TWh (Anzahl)	Anteil an Abgabemenge bzw. Anzahl (Klammerwert) in Prozent
Haushaltskunden	130,94 (41.818.027)	10,28 (3.669.021)	7,9 (8,8)
Weitere Letztverbraucher	327,73 (4.340.357)	17,03 (821.558)	5,2 (18,9)
Gesamt	458,67 (46.158.384)	27,31 (4.490.579)	6,0 (9,7)

Tabelle 47: Ökostromabgabe an Letztverbraucher im Berichtsjahr 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Mit Stand des Berichtsjahres 2010 haben sich 3,7 Mio. Haushaltskunden sowie 0,8 Mio. Gewerbe- und Industriekunden für eine Belieferung über einen Ökostromtarif entschieden. Dies entspricht einem anzahlbezogenen Anteil von gut acht Prozent aller Haushaltskunden und fast zwanzig Prozent aller weiteren Letztverbraucher. Mengenbezogen ist der gesamte Anteil der Belieferung mit Ökostrom von 2009 auf 2010 um rund 57 Prozent angestiegen.

Da eine ökologische Aufwertung eines Stromproduktes auf sehr unterschiedliche Art erfolgen kann, haben sich in Deutschland mehrere Labelorganisationen gegründet, welche Ökostromtarifen unterschiedliche ökologische Wertigkeiten bescheinigen. Einen Überblick über die Aufteilung der Ökostrommenge nach Labelorganisationen zeigt die folgende Abbildung.

Labelanteile im Ökostromgeschäftsbereich 2010

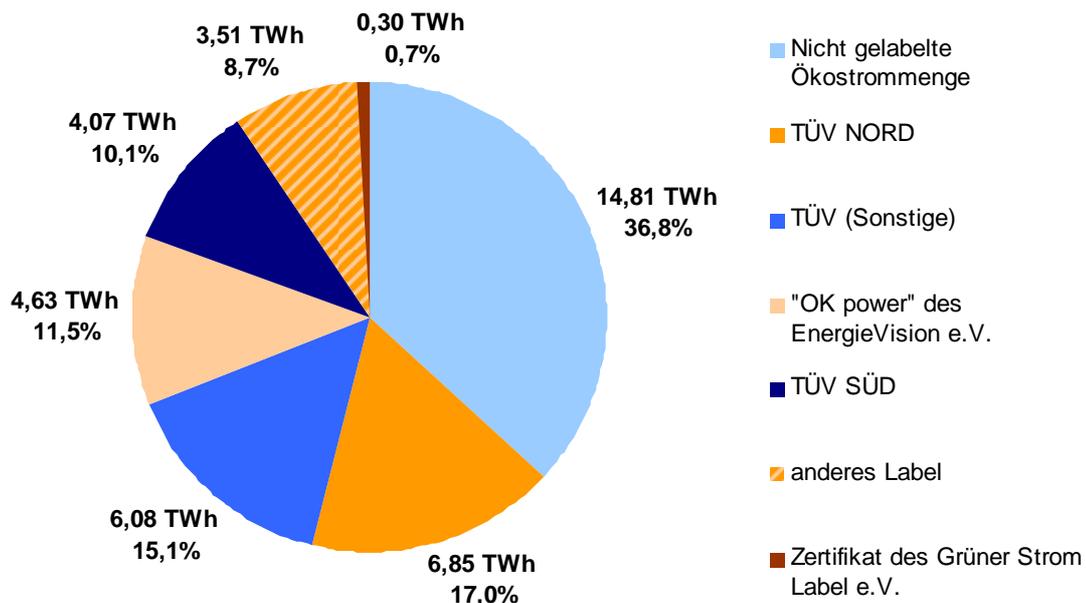


Abbildung 98: Labelanteile im Ökostromgeschäftsbereich 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Insgesamt beträgt die gelabelte und nicht gelabelte Ökostrommenge der Lieferanten rund 40,3 TWh, die an Letztverbraucher gelieferte Ökostrommenge jedoch nur 27,3 TWh. Die Differenz von 13 TWh ist häufig darauf zurückzuführen, dass Lieferanten mit einem noch größeren Ökostromabsatz gerechnet haben oder dass sie die Stromkennzeichnung eines konventionellen Stromproduktes gegenüber dem bundesweiten Durchschnitt aufwerten wollten.

Mit 37 Prozent wird mehr als ein Drittel des an Letztverbraucher gelieferten Ökostromes nicht gelabelt. Entscheidet sich ein Lieferant jedoch für ein Label, so wird mit 42 Prozent überwiegend ein Label der verschiedenen TÜV-Organisationen oder mit gut 11,5 Prozent ein „ok power“-Label gewählt. Die Label des Grüner Strom Label e.V. machen einen Anteil von knapp einem Prozent des Ökostromgeschäftsbereiches aus. Der Anteil der anderen Label beläuft sich auf rund neun Prozent. Durch die Vielzahl der Labelorganisationen, welche größtenteils mehrere verschiedene Label vergeben, bleibt der Ökostromgeschäftsbereich für den Verbraucher zurzeit sehr undurchsichtig. Aus Verbrauchersicht wäre es daher wünschenswert eine einheitliche Vergabe von Labeln einzuführen, die klar festgelegte standardisierte Vergabekriterien aufweist.

Die Basis der Elektrizitätsbelieferung stellt jedoch nicht den ausschlaggebenden Faktor für die ökologische Güte eines Ökostromtarifes dar. Da für Ökostromtarife, egal ob sie auf Lieferverträgen mit Anlagenbetreibern oder Herkunftsnachweisen basieren, deutlich zu große Elektrizitätsmengen aus Altanlagen zur Verfügung stehen, kann das Ökostromangebot nicht soweit eingeschränkt werden, als dass sich hierdurch ein Zubau von Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern erreichen lassen würde. Daher ist mit einem Zubau von Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern, die nicht unter das EEG fallen, kurz- und mittelfristig durch eine reine Beschränkung auf Lieferverträge mit Anlagenbetreibern bzw. Herkunftsnachweise nicht zu rechnen. Wird jedoch durch den Bezug eines Ökostromtarifes ein Zubau von Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern in Form eines Aufpreises garantiert oder sichergestellt, dass ausschließlich Elektrizitätsmengen aus neueren Erzeugungsanlagen verwendet werden, so ist ein ökologischer Zusatznutzen bei Herkunftsnachweisen wie auch bei Lieferverträgen mit Anlagenbetreibern gegeben.

Daher wurden im Monitoring 2011 sowohl Investitionen im Rahmen von Ökostromtarifen in Erzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energieträgern wie auch Ökostrommengen aus nicht geförderten Anlagen, deren Inbetriebnahme nicht länger als sechs Jahre zurückliegt, erhoben.

Hierbei konnte festgehalten werden, dass insgesamt 2,75 TWh also knapp sieben Prozent der gelabelten und nicht gelabelten Ökostrommenge aus entsprechenden neuen und nicht geförderten Anlagen stammen. Bei den gelabelten Ökostrommengen ergibt sich je nach Label ein Anteil von null bis 30 Prozent Ökostrom aus neuen nicht geförderten Anlagen an der gesamten Labelmenge.

Die erhobenen Investitionen im Rahmen der Ökostromtarife konnten aufgrund zahlreicher Unplausibilitäten nicht ausgewertet oder nachträglich verifiziert werden. Zudem wurde von vielen Elektrizitätslieferanten häufig darauf verwiesen, dass Investitionen vom Vorlieferanten getätigt werden und somit nicht festgestellt werden konnten.

In der folgenden Tabelle werden ausschließlich mengengewichtete Preise für Ökostromkunden dargestellt. Die Auswertungen basieren für Haushaltskunden auf den Angaben von insgesamt 406 Unternehmen, für Gewerbekunden auf den Angaben von 250 Unternehmen und für Industriekunden auf den Angaben von 73 Unternehmen. Es wurden von weiteren 160 Unternehmen Angaben zum Ökostrompreisniveau eingereicht, die jedoch auf Grund von fehlenden Angaben zu Abgabemengen nur arithmetisch ausgewertet werden konnten¹⁰⁶.

Ökostromkunden 1. April 2011	Haushaltskunden in ct/kWh	Gewerbekunden in ct/kWh	Industriekunden in ct/kWh
Nettonetzentgelt inklusive Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	5,75	4,89	1,46
Konzessionsabgabe	1,65	1,22	0,11
Umlage nach EEG	3,46	3,46	3,31
Umlage nach KWKG	0,04	0,03	0,03
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	6,29	6,01	4,61
Energiebeschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)	8,32	7,97	6,51
Gesamtpreis	25,31	24,80	16,02

Tabelle 48: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 1. April 2011 für Ökostromkunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Im Vergleich zum 1. April 2010 ist das Ökostrompreisniveau für Industrie- und Gewerbekunden im Jahr 2011 um 1,7 ct/kWh bzw. 3,1 ct/kWh deutlich angestiegen. Der mengengewichtete Preisvergleich zwischen Ökostromtarifen und konventionellen Stromtarifen zeigt bei Industriekunden, dass der Ökostromtarif im Durchschnitt nur um 0,3 ct/kWh teurer ist als eine konventionelle Elektrizitätsbelieferung. Bei Gewerbekunden ist der durchschnittliche Ökostromtarif 0,7 ct/kWh teurer als eine konventionelle Elektrizitätsbelieferung.

Für Haushaltskunden ist das Ökostrompreisniveau zwischen den Jahren 2010 und 2011 um 1,3 ct/kWh angestiegen. Damit sind die Preise bei Ökostromtarifen im letzten Jahr weniger

¹⁰⁶ Die Darstellungen zum Ökostrompreisniveau basieren auf den folgenden Abnahmefällen:

- Haushaltskunden: Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr; Versorgung in Niederspannung (0,4 kV)
- Gewerbekunden: Jahresverbrauch von 50 MWh/Jahr, Jahreshöchstlast von 50 kW und Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV) (Sofern bei Gewerbekunden keine Leistungsmessung erfolgt, war der Wert auf der Basis einer Belieferung ohne Leistungsmessung anzugeben.)
- Industriekunden: Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr, Jahreshöchstlast von 4.000 kW und Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden, Versorgung in Mittelspannung (10 oder 20 kV).

angestiegen als die Preise für konventionelle Stromtarife. Ökostromtarife sind somit zum 1. April 2011 im mengengewichteten Durchschnitt um rund 0,1 ct/kWh günstiger als die über konventionelle Tarife mengengewichteten Haushaltskudentarif. Aufgrund einer möglichen Grünstromprivilegierung der Ökostromlieferanten wurde die EEG-Umlage für Ökostromtarife separat erhoben. Es zeigt sich jedoch, dass die Abweichung zu konventionellen Haushaltskudentarifen im Mittel nur 0,03 ct/kWh beträgt.

Auch bei einem Wechsel zu Ökostromtarifen können häufig preismindernde Sonderbonifikationen und -regelungen in Anspruch genommen werden. Daher hatten die befragten Lieferanten die Möglichkeit für Haushaltskudentarife im Ökostrombereich die bestehenden Bonifikationen und Regelungen anzugeben, welche sich wie folgt darstellen.

Sonderbonifikationen und -regelungen (Stand 1. April 2011)	Haushaltskunden (Ökostrom)	
	Anzahl Tarife	Durchschnittliche Menge
Mindestvertragslaufzeit	208	11 Monate
Preisstabilität	166	14 Monate
Vorkasse	31	12 Monate
einmalige Bonuszahlung	57	50 Euro
Kautions	2	
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	82	

Tabelle 49: Sonderbonifikationen und -regelungen für Haushaltskunden (Ökostromtarif)

Mess- und Zählwesen

Messstellenbetrieb und Messdienstleistung

Seit 2008 existiert der Markt für den Messstellenbetrieb und die Messdienstleistung, auf dem der Anschlussnutzer sich seinen Messstellenbetreiber bzw. Messdienstleister frei wählen kann. Der Netzbetreiber nimmt die Rolle als Messstellenbetreiber und Messdienstleister wahr, soweit nicht eine anderweitige Vereinbarung auf Wunsch des betroffenen Anschlussnutzers mit einem Dritten getroffen wurde (§ 21b Abs. 1 und 2 EnWG).

Die Abfrage erfolgte sowohl bei den Netzbetreibern als „grundzuständige“ Messstellenbetreiber und Messdienstleister („...soweit nicht eine anderweitige Vereinbarung ... getroffen worden ist. ...“ (§ 21b Abs. 1 EnWG)) als auch bei den am Markt agierenden Messstellenbetreibern und Messdienstleistern. Hierunter können auch Netzbetreiber fallen, wenn Sie außerhalb ihres Netzgebiets tätig sind.

Der Auswertung der Monitoringdaten liegen Angaben von 658 Netzbetreibern und 15 Unternehmen, die als vom Netzbetreiber unabhängige Messstellenbetreiber agieren (im Folgenden „Dritte“ genannt) zu Grunde. Bei den Werten in den nachstehenden Tabellen zur Anzahl der eine Angabe machenden Netzbetreiber bzw. Dritten ist nur die Anzahl an Netzbetreibern bzw. Dritten angegeben, die einen Wert angaben und bei denen dieser Wert größer Null war.

- Messstellenbetrieb und Messdienstleistung in der Zuständigkeit des Netzbetreibers – SLP-Kunden-Bereich

	2010	
	Anzahl der eine Angabe machenden Netzbetreiber	Anzahl der Zählpunkte
Messstellenbetrieb	163	1.320.195
Messung	64	465.190
Messstellenbetrieb und Messdienstleistung – für nicht-elektronische Geräte	610	42.661.374
Messstellenbetrieb und Messdienstleistung – für elektronische Geräte	203	247.825

Tabelle 50: Angaben der Netzbetreiber zum Messstellenbetrieb und zur Messung im Bereich der SLP-Kunden

	2010	
	Anzahl der eine Angabe machenden Netzbetreiber	Anzahl der Zählpunkte
Anzahl elektromechanischer Zähler (Wechsel- und Drehstromzähler nach Ferraris-Prinzip)	610	42.265.526
Anteil von Zwei- bzw. Mehrtarifzählern an der Anzahl elektromechanischer Zähler (Wechsel- und Drehstromzähler nach Ferraris-Prinzip)	602	2.916.420
Anzahl elektronischer Messeinrichtungen, die nicht elektronisch ausgelesen werden	474	1.414.547
Anzahl elektronischer Messeinrichtungen, die elektronisch ausgelesen werden	331	320.592

Tabelle 51: Angaben der Netzbetreiber zur verwendeten Zählertechnik im SLP-Kunden-Bereich

	2010	
	Anzahl der eine Angabe machenden Netzbetreiber	Anzahl der Zählpunkte (Veränderung zum Vorjahr)
Funk	22	1.370 (+ 23%)
PLC	112	42.594 (- 30%)
Sonstiges	39	7.640

Tabelle 52: Angaben der Netzbetreiber zur verwendeten Kommunikationstechnik im Nahverkehrsbereich bei SLP-Kunden

	2010	
	Anzahl der eine Angabe machenden Netzbetreiber	Anzahl der Zählpunkte (Veränderung zum Vorjahr)
PLC	36	10.701 (- 26%)
PSTN	128	13.292 (+ 17%)
DSL	21	2.283 (- 93%)
Betriebsfunk	2	14 (- 97%)
GSM/GPRS	220	34.966 (+ 20%)
Sonstiges	15	1.147

Tabelle 53: Angaben der Netzbetreiber zur verwendeten Kommunikationstechnik im Weitverkehrsbereich bei SLP-Kunden

- Messstellenbetrieb und Messdienstleistung in der Zuständigkeit des Netzbetreibers – rLM-Kunden-Bereich

	2010	
	Anzahl der antwortenden Netzbetreiber	Anzahl der Zählpunkte
Messstellenbetrieb und Messdienstleistung – für elektronische Geräte	602	327.868

Tabelle 54: Angaben¹⁰⁷ der Netzbetreiber zum Messstellenbetrieb und zur Messung im Bereich der rLM-Kunden

Angaben der Netzbetreiber zur verwendeten Zählertechnik im rLM-Kunden-Bereich: 632 Netzbetreiber gaben an, 328.291 Zählpunkte mit Lastgangzählern zu betreiben.

	2010	
	Anzahl der eine Angabe machenden Dritten ¹⁰⁸	Anzahl der Zählpunkte
PLC	45	4.003
PSTN	498	109.800
DSL	22	7.697
Betriebsfunk	2	49
GSM/GPRS	516	182.743
Wimax	2	1.276
Sonstiges	46	3.772

Tabelle 55: Angaben der Netzbetreiber zu den verwendeten Kommunikationstechnologien in der Weitverkehrskommunikation bei rLM-Kunden

- Messstellenbetrieb und Messdienstleistung in der Zuständigkeit von Dritten – SLP-Kunden-Bereich

	2010	
	Anzahl der eine Angabe machenden Dritten	Anzahl der Zählpunkte
Messstellenbetrieb	1	2
Messung	3	521.702
Messstellenbetrieb und Messdienstleistung – für nicht-elektronische Geräte	4	98.790
Messstellenbetrieb und Messdienstleistung – für elektronische Geräte	8	36.585

Tabelle 56: Angaben der Dritten zum Messstellenbetrieb und zur Messung im Bereich der SLP-Kunden:

¹⁰⁷ Im Jahr 2010 wurden für die Auswertung der Monitoringdaten 658 Netzbetreiber berücksichtigt, deren Daten als plausibel eingeschätzt wurden. Bei den Werten in den Tabellen und im Fließtext zur Anzahl der eine Angabe machenden Netzbetreiber ist nur die Anzahl an Netzbetreibern angegeben, die einen Wert angaben und bei denen dieser Wert ungleich Null war.

Hiervon wurden Angaben von Netzbetreibern nicht mitgezählt, die den Wert 0 enthielten.

	2010	
	Anzahl der eine Angabe machenden Dritten	Anzahl der Zählpunkte
Anzahl elektromechanischer Zähler (Wechsel- und Drehstromzähler nach Ferraris-Prinzip)	4	70.200
Anteil von Zwei- bzw. Mehrtarifzählern an der Anzahl elektromechanischer Zähler (Wechsel- und Drehstromzähler nach Ferraris-Prinzip)	4	1.186
Anzahl elektronischer Messeinrichtungen, die nicht elektronisch ausgelesen werden	4	32.139
Anzahl elektronischer Messeinrichtungen, die elektronisch ausgelesen werden	10	36.592

Tabelle 57: Angaben der Dritten zur verwendeten Zählertechnik im SLP-Kunden-Bereich:

	2010	
	Anzahl der eine Angabe machenden Dritten	Anzahl der Zählpunkte
Funk	3	211
PLC	2	496
Sonstiges	1	2

Tabelle 58: Angaben der Dritten zu den verwendeten Kommunikationstechnologien im Nahverkehrsbereich bei SLP-Kunden

	2010	
	Anzahl der eine Angabe machenden Dritten	Anzahl der Zählpunkte
PLC	1	196
PSTN	2	282
DSL	3	36.135
GSM/GPRS	9	347

Tabelle 58: Angaben der Dritten zu den verwendeten Kommunikationstechnologien im Weitverkehrsbereich bei SLP-Kunden

- Messstellenbetrieb und Messdienstleistung in der Zuständigkeit von Dritten – rLM-Kunden-Bereich

	2010	
	Anzahl der eine Angabe machenden Dritten	Anzahl der Zählpunkte
Messstellenbetrieb und Messdienstleistung – für elektronische Geräte	5	36.585

Tabelle 59: Angaben der Dritten zum Messstellenbetrieb und zur Messdienstleistung im rLM-Kunden-Bereich:

Angaben der Dritten zur verwendeten Zählertechnik im rLM-Kunden-Bereich:
Fünf Dritte Unternehmen versorgen 836 Zählpunkte mit Lastgangzählern.

	2010	
	Anzahl der eine Angabe machenden Dritten	Anzahl der Zählpunkte
PSTN	4	332
GSM/GPRS	5	504
Wimax	2	1.276
Sonstiges	46	3.772

Tabelle 60: Angaben der Dritten zu den verwendeten Kommunikationstechnologien in der Weitverkehrskommunikation bei rLM-Kunden:

- Angaben der Netzbetreiber über die Tätigkeit von Dritten in ihrem Netzgebiet

413 Netzbetreiber gaben an, dass 80.252 Zählpunkte in der Zuständigkeit von 1.225 Dritten Messstellenbetreibern liegen, somit werden 83 Prozent mehr Zählpunkte von Dritten betrieben als 2009.

653 Netzbetreiber gaben an, dass 531.289 Zählpunkte in der Zuständigkeit von 669 Dritten Messdienstleistern liegen, somit werden drei Prozent mehr Zählpunkte von Dritten betreut als 2009.

28 Netzbetreiber gaben an, Ablehnungen von Anträgen Dritter auf Ausübung des Messstellenbetriebs gemäß § 21b EnWG vorgenommen zu haben. Die Gründe hierfür schlüsseln sich wie folgt auf (pro Netzbetreiber konnten mehrere Gründe aufgeführt werden):

Gründe	Nichteinhaltung der technischen Mindestanforderungen des Netzbetreibers nach § 21b Abs. 3 Satz 2 Nr. 2 EnWG	Nichteinhaltung der Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang nach § 21b Abs. 3 Satz 2 Nr. 2 EnWG	Nichteinhaltung der Mindestanforderungen in Bezug auf Datenqualität nach § 21b Abs. 3 Satz 2 Nr. 2 EnWG	fehlende Vollmacht des Kunden	fehlender Vertragsabschluss	Sonstige Gründe (insbesondere fehlgeschlagene Identifizierung).
Anzahl Netzbetreiber	2	1	2	4	12	12

Tabelle 61: Gründe für Ablehnung gemäß § 21b EnWG

- Angaben zu den Planungen für das Jahr 2011

Aktive Tätigkeit im Jahr 2011 geplant?	Ja	Nein
Anzahl der antwortenden Unternehmen im Bereich der Messdienstleistung	136	500
Anzahl der antwortenden Unternehmen Bereich des Messstellenbetriebs	133	498
Sehen Sie Gründe, nicht aktiv tätig zu werden?	Ja	Nein
Anzahl der antwortenden Unternehmen im Bereich der Messdienstleistung	148	452
Anzahl der antwortenden Unternehmen Bereich des Messstellenbetriebs	153	449

Tabelle 62: Angaben zu den Planungen für das Jahr 2011

Gründe, zukünftig nicht auf dem Gebiet der Messdienstleistung tätig zu werden



Abbildung 99: Gründe, zukünftig nicht auf dem Gebiet der Messdienstleistung tätig zu werden.

Gründe, zukünftig nicht auf dem Gebiet des Messstellenbetriebs tätig zu werden

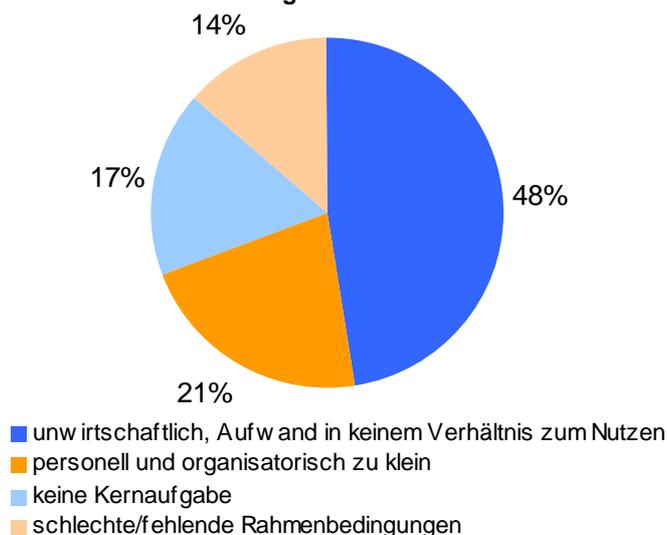


Abbildung 100: Gründe, zukünftig nicht auf dem Gebiet des Messstellenbetriebs tätig zu werden.

Gas

Tätigkeiten und Verfahren des Bundeskartellamts

Struktur und wettbewerbliche Situation im Bereich Großhandel

Die sachliche und räumliche Marktabgrenzung im Bereich des Gasgroßhandels blieb unverändert. Auf der Großhandelsstufe agieren vorwiegend importierende sowie regionale Ferngasunternehmen, die insbesondere Stadtwerke und Regionalversorger beliefern. Die bereits im Rahmen der Evaluierung der Beschlüsse zu langfristigen Gaslieferverträgen¹⁰⁹ festgestellte Wettbewerbsbelebung auf der Ebene der Vorlieferanten hat sich nach Auffassung des Bundeskartellamts im Berichtsjahr fortgesetzt.

Struktur und wettbewerbliche Situation im Einzelhandelsbereich

Die sachliche und räumliche Marktabgrenzung hat sich gegenüber 2009 nicht verändert. Sowohl bei der Belieferung von Gasgroßkunden als auch bei der Belieferung von Standardlastprofilkunden sind die einzelnen Stadtwerke und endversorgenden Regionalversorger regelmäßig innerhalb ihres zur Versorgung dieser beiden Kundengruppen geeigneten Gasleitungsnetzes unverändert marktbeherrschend¹¹⁰.

Die Monitoringabfrage 2011 hat ergeben, dass sich bei der Belieferung von Standardlastprofilkunden insbesondere Verschiebungen beim der Belieferung zugrunde liegenden Tarif ergeben haben. Die Anzahl der Kunden in der Grundversorgung ist deutlich gesunken: So standen 532.786 nicht mehr in der Grundversorgung belieferten Endkunden lediglich 289.260 Neukunden in der Grundversorgung gegenüber. Diese Kunden haben jedoch größtenteils nicht nur den Tarif beim bisherigen Lieferanten gewechselt, sondern den Lieferanten. Dies ergibt sich daraus, dass die Anzahl der Neukunden bei Lieferanten, die außerhalb des eigenen Grundversorgungsgebietes liefern bzw. keine Grundversorger sind, mit 426.047 mehr als doppelt so groß wie die Anzahl der von diesen Lieferanten verlorenen Kunden ist. Diese Entwicklung verdeutlicht, dass die Bedeutung überregionaler Lieferanten im Berichtszeitraum zugenommen hat, während Lieferungen in der Grundversorgung abgenommen haben.

¹⁰⁹ Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, S. 82.

¹¹⁰ Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, S. 82f..

In 2010 belieferte Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG, beliefert über einen:	Anzahl neu belieferte Kunden	Anzahl nicht mehr belieferte Kunden
Grundversorgungstarif	289.260	532.786
Tarif außerhalb der Grundversorgung (Haushaltskunden innerhalb des eigenen Grundversorgungsnetzgebietes)	555.678	706.031
Tarif außerhalb der Grundversorgung (Haushaltskunden außerhalb des eigenen Grundversorgungsnetzgebietes bzw. von Lieferanten, die keine Grundversorger sind)	426.047	198.719
Gesamt	1.270.985	1.437.536

Tabelle 63: Nach Tarifwechseln belieferte Haushaltskunden

Maßnahmen gegen wettbewerbsbeschränkende Vereinbarungen

Verfahren im Zusammenhang mit Konzessionsübernahmen

Nach der Veröffentlichung des Gemeinsamen Leitfadens hat das Bundeskartellamt bereits einige Verfahren mit Bezug zur Vergabe von Wegenutzungsrechten für Gas eingeleitet. So hatte sich eine Stadt darüber beschwert, dass ihr der Altkonzessionär nur unzureichende Gasnetzdaten zur Weitergabe an die potentiellen Bieter übermittelt und damit eine Wettbewerbsbeschränkung bezweckt habe. Nach der Intervention des Bundeskartellamts hat sich der betroffene Netzbetreiber dazu bereit erklärt, der Stadt die im Gemeinsamen Leitfaden aufgeführten Netzdaten zu übermitteln. Anlässlich dieses Verfahrens hat das Bundeskartellamt zugleich klargestellt, dass eine Ausweitung dieser Datenliste um weitere Elemente nicht notwendig ist und es sich aus Sicht des Bundeskartellamts insoweit um eine abschließende Aufstellung handelt. In einem anderen Fall hat eine Stadt in ihrem Interessenbekundungsverfahren betreffend die Vergabe der Wegenutzungsrechte für Gas ihre Auswahlkriterien nicht hinreichend transparent gemacht und hierdurch einzelne Bieter diskriminiert. Das Bundeskartellamt wird darauf hinwirken, dass das Interessenbekundungsverfahren gemäß den Vorgaben im Gemeinsamen Leitfaden wiederholt wird.

Vollerhebung unter den Betreibern von Gasverteilnetzen

Das Bundeskartellamt hat im Berichtszeitraum eine internetgestützte Vollerhebung unter sämtlichen deutschen Betreibern von Gasverteilnetzen durchgeführt. Diese Abfrage diente in erster Linie der Vertiefung und Erweiterung der Argumentation des Bundeskartellamts im Beschwerdeverfahren in Sachen GAG Gasversorgung Ahrensburg, das vor dem Oberlandesgericht Düsseldorf anhängig ist¹¹¹. Gegenstand der Abfrage waren die Regelungen in den Konzessionsverträgen bezüglich Laufzeiten und Konzessionsabgabebesätzen sowie die Entwicklung des Konzessionsabgabebaufkommens, des Gasabsatzes und der Kundenzahlen im jeweiligen Netzgebiet zwischen 2006 und 2009.

Verfahren zu Weiterverkaufsverboten

Nahezu alle Verfahren des Bundeskartellamts wegen wettbewerbsbeschränkender Weiterverkaufsverbote für Mindestabnahmemengen wurden im Berichtszeitraum auf der Grundlage von Verpflichtungszusagen eingestellt¹¹². Bei einem weiteren noch laufenden Kartellverfahren dieser Art ist die Frage zu klären, ob neben den vertraglichen Weiterverkaufsverboten auch Ver-

¹¹¹ Zum Hintergrund des Verfahrens siehe Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, S. 84.

¹¹² Die Zusagenentscheidungen sind veröffentlicht unter: <http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/archiv/EntschKartArchiv/EntKartArchiv2010/EntschKartell.php>. Zum Hintergrund der Verfahren siehe Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, S. 83.

einbarungen faktischer Weiterverkaufsverbote gegen das Verbot des § 1 GWB verstoßen. Hintergrund ist ein Gasliefervertrag mit Take-or-Pay-Klausel, in dem der Werksanschluss („plant gate“) des Endverbrauchers als Übergabestelle vereinbart ist. Zwar wäre im Falle von Mindermengen grundsätzlich ein Weiterverkauf des Gases am virtuellen Handlungspunkt des entsprechenden Marktgebietes möglich. Jedoch ist eine Verlagerung von Teilmengen dorthin im Gasliefervertrag nicht vorgesehen.

Fernwärme

Das Bundeskartellamt hat seine Sektoruntersuchung im Bereich Fernwärme fortgeführt und fehlende Daten nacherhoben bzw. von den betreffenden Unternehmen die Berichtigung un-plausibler Daten gefordert. Zudem haben die Unternehmen Verträge über Gestattungsentgelte an das Bundeskartellamt übersandt, die im Rahmen des zeitnah erscheinenden Abschlussberichts eingehender beleuchtet werden.

Allgemeine Marktdaten und Marktabdeckung

Netzdaten

Die Netzbetreiber wurden nach der Gesamtlänge ihres Netzes, sowie der Länge unterteilt nach Druckbereichen (Prüfdruck in bar) befragt. Hierbei ergab sich folgendes Bild:

	Gesamtlänge	Druckbereich ≤ 0,1 bar	Druckbereich > 0,1 - 1 bar	Druckbereich > 1 bar
Verteilernetzbetreiber	448.964 km	152.435 km	225.827 km	70.306 km
Fernleitungsnetzbetreiber	46.428 km	0	7 km	46.829 km

Tabelle 64: Gesamtlänge der Netze mit Unterteilung nach Druckbereichen

Eine Veröffentlichung dieser Daten gemäß § 27 Absatz 2 GasNEV haben 96 Prozent der befragten Unternehmen vorgenommen, bei vier Prozent war dies nicht der Fall.

Die Summe aller Einspeisepunkte sämtlicher Gasversorgungsnetze beträgt 5.227, hiervon dienen 201 nur zur Noteinspeisung. Über mehrere Netzkoppelpunkte zu einem vorgelagerten Netzbetreiber verfügen 76 Prozent der antwortenden Unternehmen, bei 23 Prozent ist dies nicht der Fall, ein Prozent machte keine Angaben.

Die Gasverteilernetzbetreiber wurden gefragt, ob sie im Berichtsjahr 2010 bei vorgelagerten Netzbetreibern eine interne Bestellung nach § 8 KoV aufgegeben oder alternativ die erforderliche Vorhalteleistung nach § 13 KoV mitgeteilt haben. Bei 90 Prozent der antwortenden Unternehmen war dies der Fall, acht Prozent verneinten die Frage, zwei Prozent machte keine Angaben. Diejenigen Unternehmen, die diese Frage mit Ja beantwortet haben, wurden darüber hinaus befragt, ob vom vorgelagerten Netzbetreiber die Höhe Ihrer internen Bestellung gekürzt wurde. Dies war bei vier Prozent der fraglichen Unternehmen der Fall. Diesen wiederum wurden in nahezu allen Fällen alternativ unterbrechbare Kapazitäten zur internen Bestellung angeboten. Eine Überschreitung der internen Bestellung bzw. Vorhalteleistung im Berichtsjahr 2010 lag bei 31 Prozent der Unternehmen vor. Diese Überschreitung beträgt in Einzelfällen über 50 Prozent.

Bei der Entwicklung der Anzahl an Ausspeisepunkte über die Jahre 2007 bis 2010 ergibt sich folgendes Bild:

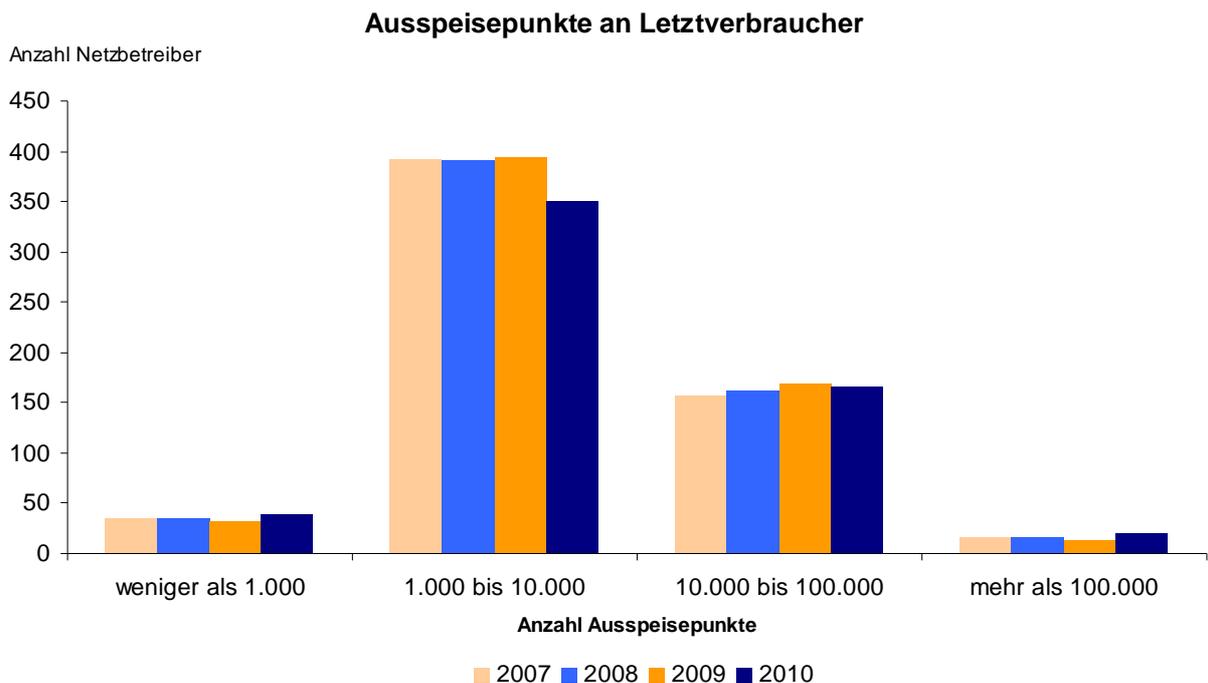


Abbildung 101: Entwicklung der Anzahl an Ausspeisepunkte

Marktabdeckung

Die Zahl der eingegangenen Fragebögen im Rahmen der Datenerhebung zum Monitoring 2011 liegt weiterhin auf dem hohen Niveau der Datenerhebung zum Monitoring 2010. In allen Markt Bereichen wurde die hohe Marktabdeckung beibehalten, was wiederum zu einer soliden Datenbasis für den vorliegenden Berichtsteil zum Thema Gas geführt hat. Die folgenden Ausführungen sollen als kurze Übersicht über die Marktabdeckung dienen, wobei teilweise in den sonstigen Abschnitten zusätzliche Aussagen zur verwendeten Datenbasis vorangestellt werden.

Fernleitungsnetzbetreiber

Alle 18 Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben sich bei der Datenerhebung 2011 beteiligt. Die Marktabdeckung liegt in diesem Bereich somit bei 100 Prozent.

Verteilernetzbetreiber

Die Zahl der teilnehmenden Verteilernetzbetreiber (VNB) hat sich gegenüber der Datenerhebung 2010 nicht wesentlich verändert. So sind bei der Datenerhebung 2011 insgesamt 632 Fragebögen eingegangen. Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur mit zusätzlichen Befragungen der Unternehmen sowie anhand statistischer Methoden die Ausspeisung von Gas an Letztverbraucher auch durch diejenigen Unternehmen ermittelt, die nicht an der Monitoringabfrage 2011 teilgenommen hatten. Unter Berücksichtigung dieser Daten konnte für die Ausspeisung von Gas an Letztverbraucher in Deutschland insoweit eine Marktabdeckung von über 95 Prozent ermittelt werden.

Großhändler und Lieferanten

Auch die Zahl der bei der Datenerhebung 2011 eingegangenen Fragebögen der Großhändlern und Lieferanten hat sich noch einmal erhöht. Hier ist ein Rücklauf von 735 Fragebögen zu verzeichnen. Gemessen an der gesamten Gasabgabe an Letztverbraucher ist damit eine Marktabdeckung von über 95 Prozent erreicht worden.

Importeure und Exporteure

Im Rahmen der Datenerhebung 2011 sind Fragebögen von 34 Gasimport- und -exporteuren eingegangen. Damit wurde auch in diesem Bereich eine nahezu vollständige Marktabdeckung erreicht.

Speicherbetreiber

Mit einem Rücklauf von 32 Fragebögen konnte die Marktabdeckung gegenüber dem auch hier auf einem hohen Niveau gehalten werden. Die Marktabdeckung beträgt in diesem Bereich ebenfalls über 95 Prozent.

Förderung von Erdgas in Deutschland sowie Im- und Export

Förderung von Erdgas in Deutschland

Die inländische Gasförderung ist mit ca. 12,63 Mrd. m³ (2009: 14,36 Mrd m³) weiterhin rückläufig. Die als „sicher“ und „wahrscheinlich“ geschätzten Erdgasreserven betragen im Jahr 2010 ca. 136,7 Mrd. m³ (2009: 151,6 Mrd. m³). Die statistische Reichweite der deutschen Erdgasreserven unter Zugrundelegung der Förderung des Jahres 2010 ist leicht auf knapp elf Jahre gestiegen. (Quelle: Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. (WEG), Jahresbericht 2010).

Die Entwicklung der Importe und Exporte von Gasmengen in Deutschland

Die Importmenge von Gas ist in Deutschland von 1.373 TWh auf 1.384 TWh (0,011 TWh) gestiegen. Das entspricht einem Anstieg von 0,8 Prozent. Damit hat sich der Verbrauch gegenüber dem Jahr 2009 stabilisiert.

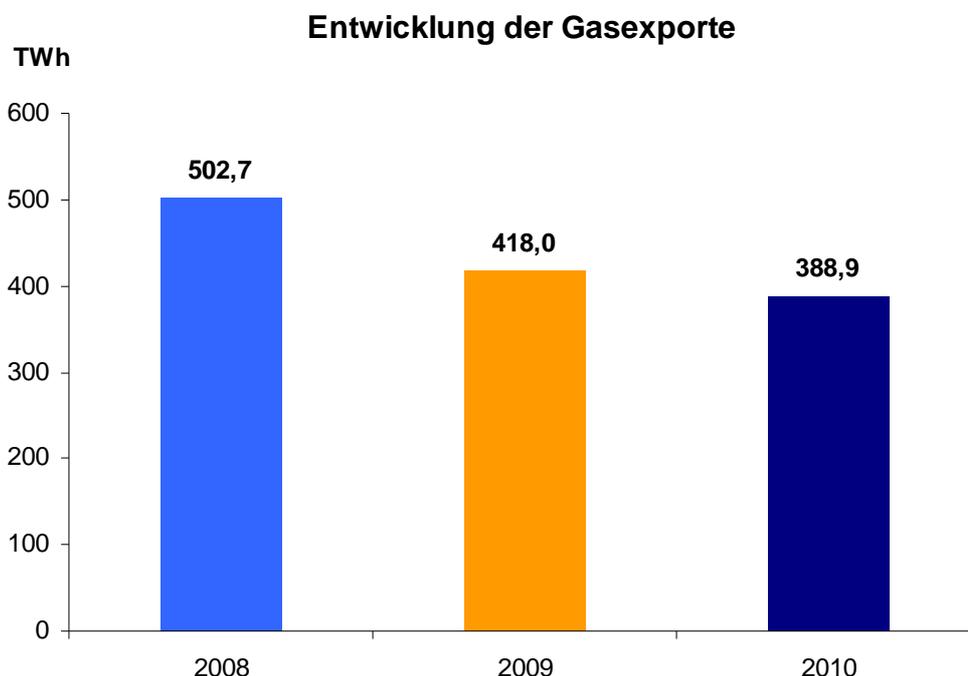


Abbildung 102: Entwicklung der Gasimporte in Deutschland

Die wichtigsten Bezugsquellen für das in Deutschland verbrauchte Gas sind nach wie vor Russland / die GUS-Staaten und Norwegen. Aber auch die Niederlande, als etablierter und liquider europäischer Handelsplatz, 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 grenz-

überschreitende Handelsgeschäfte erleichtert und zusätzliche Alternativen für Gashändler geschaffen. Insbesondere aus Belgien und Dänemark werden hier weitere Gasmengen importiert. Diese Entwicklung bildet sich insbesondere in der Kategorie „sonstige Bezugsländer“ ab.

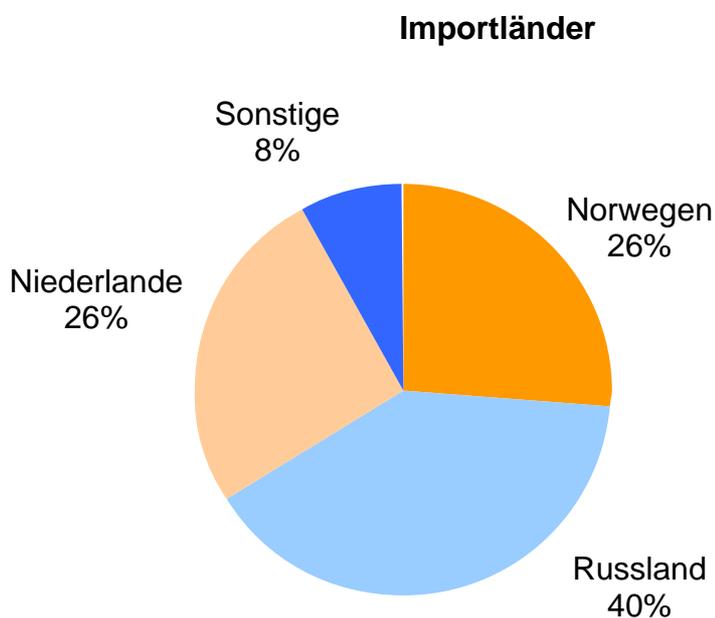


Abbildung 103: Herkunftsländer der nach Deutschland importierten Gasmengen

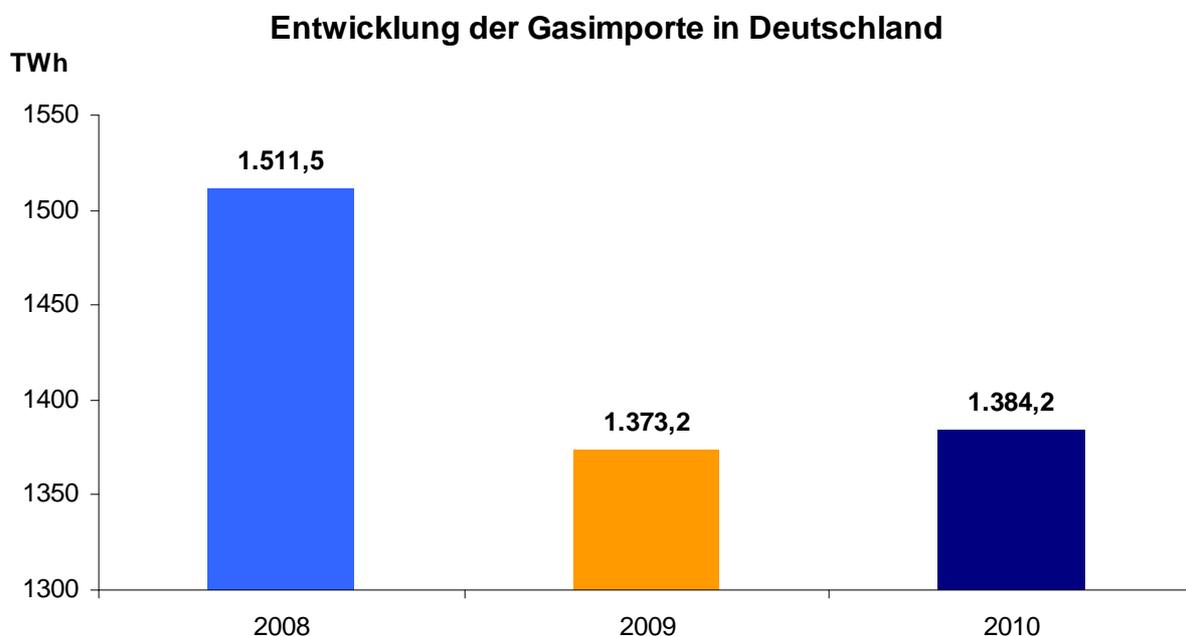


Abbildung 104: Entwicklung der Gasexporte¹¹³

¹¹³ Die Exportmengen für das Jahr 2008 mussten im Rahmen des Monitoring 2010 nachträglich korrigiert werden, da es hier eine Fehlerfassung auf Seiten der Netzbetreiber gegeben hatte. Auf die Darstellung der Zahlen für das Jahr 2007 wird daher verzichtet, da hierfür keine korrigierten Daten vorliegen.

Bei der Analyse der Zielländer der aus Deutschland exportierten Gasmengen trat in 2010 eine Rückkehr zu den traditionellen Lieferwegen von Norden nach Süden und von Osten nach Westen ein. Dadurch sind die Exporte nach Frankreich, Belgien und die Schweiz im Vergleich zum Jahr 2009 angestiegen. Zugleich sanken die Exporte nach Österreich und Polen. Für das Jahr 2010 betrug die gesamte Exportmenge 463,69 TWh.

Aufteilung der exportierten Gasmengen auf die Nachbarländer

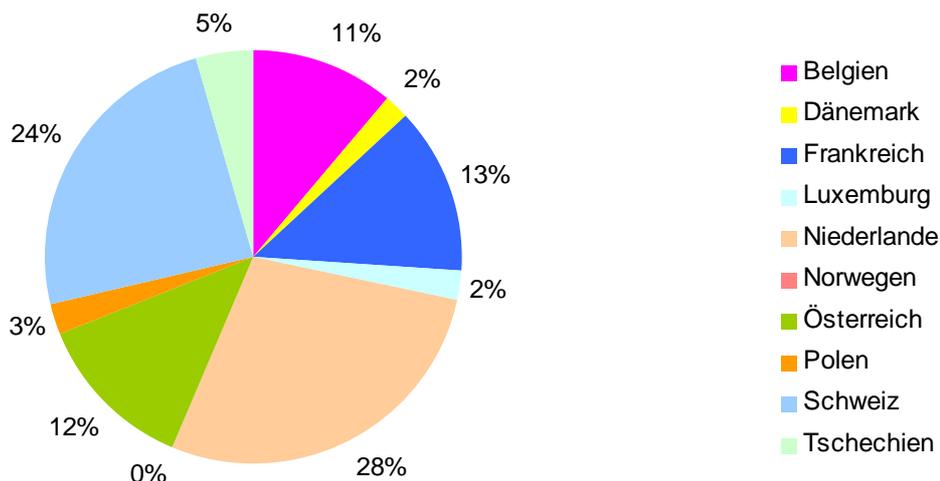


Abbildung 105: Aufteilung der exportierten Gasmengen auf die Nachbarländer

Netze

Kapazitätsangebot; Unterbrechbare Kapazitäten

Unterbrechbare Kapazitäten wurden – wie in den letzten Berichtsjahren – nach Angaben der Großhändler und Lieferanten überwiegend aus Mangel an fester Kapazität gebucht. Grundsätzlich sind unterbrechbare Kapazitäten kostengünstiger als feste Kapazitäten. Sie beinhalten allerdings das Risiko, dass ggf. der gewünschte Gastransport nicht durchgeführt werden kann.

In der nachfolgenden Tabelle werden die Angaben der Großhändler und Lieferanten bezüglich der unterbrechbaren Kapazitätsbuchungen in den letzten Jahren dargestellt.

Jahr	Einspeisung		Ausspeisung	
	Unterbrechbare Kapazität in kWh/h	Anteil an gebuchter fester Kapazität in Prozent	Unterbrechbare Kapazität in kWh/h	Anteil an gebuchter fester Kapazität in Prozent
2010	127 Mio.	34	57 Mio.	30
2009	137 Mio.	21	71 Mio.	23
2008	116 Mio.	22	91 Mio.	26
2007	44 Mio.	8	59 Mio.	10

Tabelle 65: Unterbrechbare Kapazitätsbuchungen in den Berichtsjahren 2007 bis 2010

Die Buchungen von unterbrechbaren Kapazitäten sind absolut im Vergleich zum Berichtsjahr 2009 gesunken. Allerdings ist auf Grund der Marktgebietszusammenlegung und dem damit verbundenen Wegfall von buchbaren Punkten zwischen den ehemals getrennten Marktgebieten (vgl. Teil I Netze) auch das Angebot an festen Transportkapazitäten insgesamt reduziert. Daher ist der relative Anteil der unterbrechbaren Buchungen bezogen auf die Höhe der festen Kapazitätsbuchungen im Berichtsjahr auf über 30 Prozent angestiegen.

Sieben von 51 Großhändlern und Lieferanten, die unterbrechbare Kapazitätsverträge haben, gaben an, tatsächlich im Gaswirtschaftsjahr 2008/09 unterbrochen worden zu sein. Damit halbierte sich die Zahl der Betroffenen im Vergleich zum Jahr 2009. 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 (Säulenhöhe) gibt die nachfolgende Abbildung auch die absolute Anzahl der Unterbrechungen (farblich abgesetzte Zahlen auf der Horizontalen) der jeweiligen Großhändler und Lieferanten im entsprechenden Gaswirtschaftsjahr an. Insgesamt ist die durchschnittliche Unterbrechungszeit gegenüber den Vorjahren deutlich reduziert

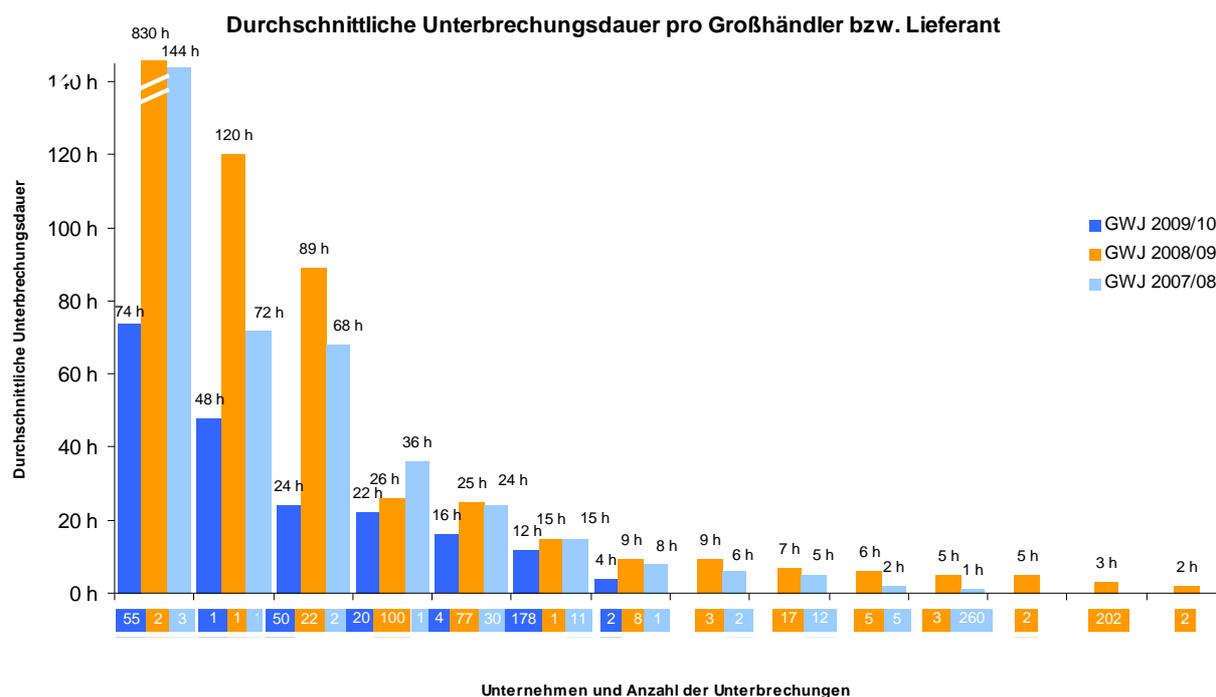


Abbildung 106: Anzahl der Unterbrechungen und durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Unternehmen für die GWJ 2007/08, 2008/09 und 2009/10.

Für das nähere Verständnis der Abbildung eine kurze beispielhafte Erläuterung: Das Unternehmen mit der höchsten durchschnittlichen Unterbrechungsdauer (1. Säule) wurde im GWJ 2009/10 insgesamt 55 Mal für durchschnittlich 74 Stunden unterbrochen. In Summe über alle Kapazitätsverträge ergibt sich für dieses Unternehmen eine gesamte Unterbrechungszeit von 4.070 Stunden. Ein anderes Unternehmen (6. Säule) wurde im GWJ 2009/10 mit 178 Unterbrechungen viel häufiger unterbrochen, allerdings durchschnittlich nur für jeweils einen halben Tag. Daher ist die gesamte Unterbrechungszeit für dieses Unternehmen mit 2.136 Stunden deutlich niedriger.

In Summe über alle betroffenen Unternehmen hat sich die Unterbrechungszeit – trotz des relativ gesehen höheren Anteils an vermarkteten unterbrechbaren Kapazitäten gegenüber den festen – im Verhältnis zum Jahr 2009 leicht reduziert. Im Verhältnis zu der Höhe der vermarkteten unterbrechbaren Kapazität (184 Mio. kWh/h) ist die tatsächliche Unterbrechungszeit von gut 8.000 Stunden verschwindend gering.

Zusätzlich wurden die Großhändler und Lieferanten gefragt, inwieweit die überwiegend aus Mangel an fester Kapazität gebuchte unterbrechbare Kapazität während des GWJ 2009/10 von den Netzbetreibern in feste Kapazität umgewandelt wurde. Dies beläuft sich auf etwa ein Prozent aller unterbrechbaren Buchungen, unabhängig davon ob es sich um Einspeise- oder Ausspeisebuchungen handelt.

Bilanzierung

Mit Festlegung vom 28. Mai 2008 hat die Bundesnetzagentur das Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas (GABi Gas) umfassend neu geregelt. In Deutschland gilt seit dem 1. Oktober 2008 auf dieser Grundlage ein Tagesbilanzierungsregime. Die Ausgleichsenergieentgelte werden seitdem auf der Basis von Referenzpreisen nationaler und internationaler Handelsmärkte gebildet. Die Regelenergie wird vom Marktgebietsverantwortlichen zentral für das Marktgebiet beschafft und ihr Einsatz in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern von ihm gesteuert. Für die Umsetzung von GABi Gas war die Implementierung umfangreicher neuer Prozesse erforderlich, die mittlerweile durch die Netzbetreiber erfolgreich durchgeführt wurden.

Evaluierungsbericht zum Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas

Nach § 30 der Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl 2010 Teil I Nr. 47 vom 8. September 2010) hat die Bundesnetzagentur zum 1. April 2011 einen Bericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie mit einer Evaluierung der wirtschaftlichen Wirkungen des Ausgleichs- und Regelenergiesystems vorgelegt. Dabei hat sie Vorschläge zu einer Weiterentwicklung des Ausgleichs- und Regelenergiesystems gemacht. Der Evaluierungsbericht ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Der Bericht zeigt unter anderem, dass sich die mit der Festlegung beabsichtigten positiven Effekte für die Belebung des Wettbewerbs erfüllt haben. Der Wettbewerb um Haushaltskunden hat sich sehr deutlich verbessert. Die Liquidität an den Handelsmärkten steigt. Nach Überwindung der Startschwierigkeiten lässt die durch das Ausgleichs- und Regelenergiesystem erzeugte Eigendynamik des Systems weitere Fortschritte erwarten.

Die Gesamtkosten des Regel- und Ausgleichsenergiesystems liegen in einem angemessenen Verhältnis zu dem erforderlichen Aufwand. Zwar ist die Regel- und Ausgleichsenergieumlage in den letzten Umlageperioden teilweise erheblich gestiegen, dieser Trend konnte jedoch in einigen Marktgebieten gestoppt bzw. sogar zum 1. April 2011 umgekehrt werden. Die folgenden Faktoren haben zur Erhöhung der Umlage beigetragen: Zunächst wurde die Umlage zu niedrig angesetzt, so dass Mindereinnahmen in den Folgeperioden getilgt werden mussten. Die Bedingungen auf dem Regelenergiemarkt waren weniger günstig als in der heutigen Situation, d. h. in der Anfangsphase mussten im Verhältnis zu den Großhandelspreisen höhere

Beschaffungspreise und niedrigere Verkaufspreise auf dem Regelenergiemarkt hingenommen werden. Schließlich ist der zeitliche Verzug bei den Mehr- und Mindermengenabrechnungen zu berücksichtigen.

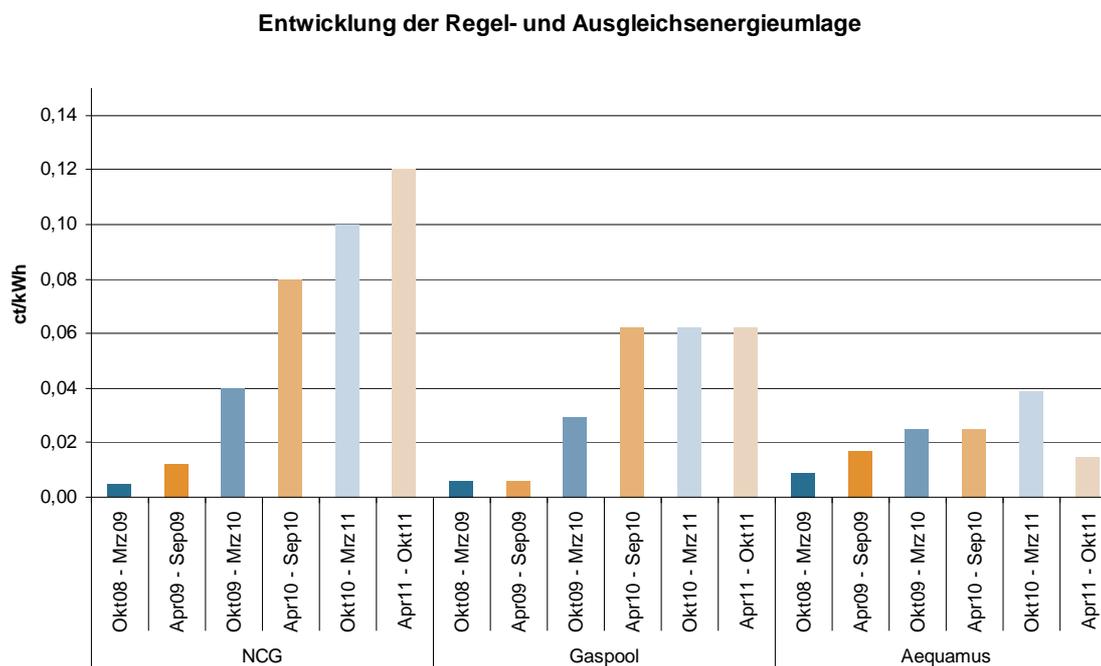


Abbildung 107: Die Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage in den drei Marktgebieten Gaspool und NCG (beide H-Gas) sowie Aequamus (L-Gas).

Auf Grundlage des Evaluierungsberichts schlägt die Bundesnetzagentur verschiedene Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Regel- und Ausgleichsenergiesystems vor:

- Nach § 23 Abs. 2 S. 2 GasNZV wird der Saldo, der aus Ein- und Ausspeisung gebildet wird, um fünf Prozent der an Letztverbraucher ohne Standardlastprofil und ohne Nominierungsersatzverfahren gelieferten Mengen vermindert (Toleranzmenge). Die Umsetzung dieser verordnungsrechtlichen Vorgabe erfordert eine Änderungsfestlegung gemäß § 29 Abs. 2 EnWG. Die Bundesnetzagentur hat nach § 50 Abs. 9 EnWG auch die Möglichkeit, die Toleranz zu verändern.
- In diesem Zusammenhang ist zu erwägen, die Basis für das Umlagesystem zu verbreitern.
- Die Einführung einer monatlichen Abrechnung der Netzkonten soll Anreize zur Verbesserung der Datenübermittlungsqualität, der Prognosequalität, der Anwendung von Standardlastprofilen sowie der zeitnahen Abrechnung von Mehr- und Mindermengen bei den Ausspeisenetzbetreibern etablieren.
- Nach § 28 Abs. 1 S. 2 GasNZV haben Marktgebietsverantwortliche die Verfahren und Produkte zur Beschaffung externer Regelenergie zu vereinheitlichen.
- Eine weitere denkbare Anpassung des Regel- und Ausgleichsenergiesystems wäre die Rückkehr zu symmetrischen Ausgleichsenergiepreisen wie vor der Mitteilung Nr. 4. Eine Absenkung des Faktors für die Bildung des negativen Ausgleichsenergiepreises auf 0,8 würde gleiche Anreize für Über- und Unterspeisungen setzen.
- Zudem ist eine Verbesserung der Transparenz beim Regel- und Ausgleichsenergiesystems anzustreben.
- Mit der Etablierung des Ausgleichs- und Regelenergiesystems GABi Gas dürften Nominierungsersatzverfahren entbehrlich sein.

Für eine grundlegende Änderung des Regel- und Ausgleichsenergiesystems GABi Gas besteht keine Notwendigkeit. Verwerfungen, die zu einer generellen Korrektur der Rahmenbe-

dingungen führen würden, sind nicht zu erkennen oder zu erwarten. Zudem wird die Harmonisierung der europäischen Bilanzierungsregeln durch eine einheitliche Rahmenleitlinie angestrebt. Tiefgreifende Änderungen des Systems in der Zwischenzeit würden zu einem hohen Implementierungsaufwand mit kurzer Wirkungsdauer führen.

Fallgruppen der Letztverbraucher und Fallgruppenwechsel

Über die Inhalte des oben dargestellten Evaluierungsberichts hinausgehend wurde in der diesjährigen Monitoringabfrage die Fallgruppenzugehörigkeit leistungsgemessener Endverbraucher beleuchtet.

Fallgruppenzugehörigkeit leistungsgemessener Endverbraucher

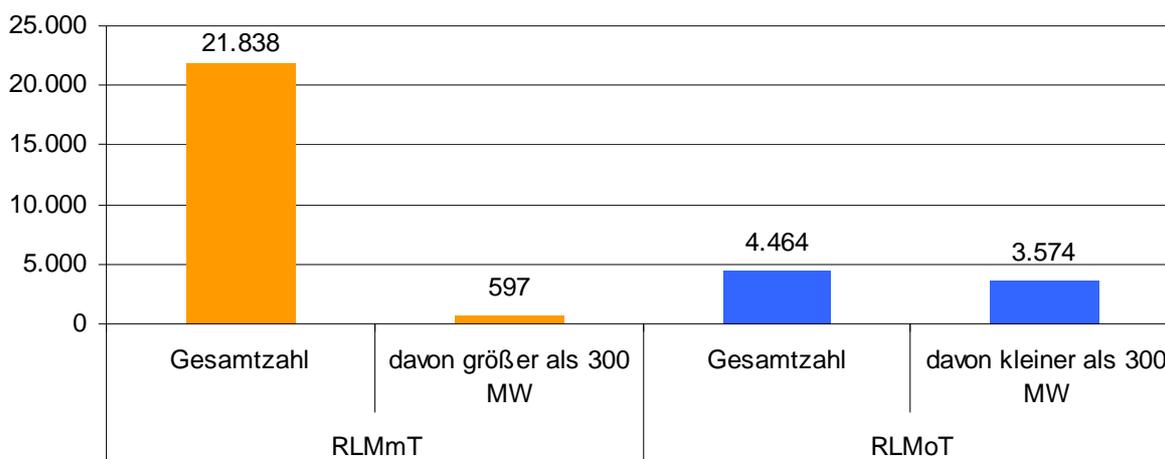


Abbildung 108: Darstellung der beiden Fallgruppen von leistungsgemessenen Endverbrauchern.

Im Bilanzierungssystem nach GABi Gas werden Letztverbraucher je nach Abnahmeverhalten und Vorhalteleistung verschiedenen Fallgruppen zugeordnet. Man unterscheidet dabei Standardlastprofil-Kunden (SLP-Kunden), zu denen vor allem Haushaltskunden sowie gewerbliche und industrielle Großverbraucher mit registrierter Leistungsmessung mit und ohne Tagesband (RLMmT bzw. RLMoT) zählen. Die Eingruppierung von Großverbrauchern in die RLMmT oder die RLMoT Gruppe erfolgt anhand der Vorhalteleistung. Bei einer Vorhalteleistung von weniger als 300 MWh/h werden Letztverbraucher in die Fallgruppe RLMmT eingruppiert, bei einer Vorhalteleistung von über 300 MWh/h in die Fallgruppe RLMoT. Allerdings hat ein Transportkunde die Möglichkeit seinen Kunden in die jeweils andere Fallgruppe einordnen zu lassen, soweit der Netzbetreiber dem Fallgruppenwechsel nicht widerspricht. Ein Widerspruch ist für den Netzbetreiber nur möglich, wenn durch den Fallgruppenwechsel die Systemstabilität beeinträchtigt würde. Zusätzlich zu den genannten Fallgruppen existieren noch RLM-Entnahmestellen, für die ein Nominierungsersatzverfahren zur Anwendung kommt (RLMNEV).

Bei der Frage nach der Fallgruppenzugehörigkeit der leistungsgemessenen Letztverbraucher gaben 698 befragte Lieferanten an, dass 21.838 ihrer leistungsgemessenen Endverbraucher der Fallgruppe Großverbraucher mit Tagesband (RLMmT) und 4.464 Letztverbraucher der Fallgruppe Großverbraucher ohne Tagesband (RLMoT) zugeordnet werden.

597 (2,7 Prozent) der der Fallgruppe RLMmT zugeordneten Letztverbraucher haben eine Vorhalteleistung von mehr als 300 MWh/h. Damit sind die Letztverbraucher zum sehr überwiegenden Teil ihrer Größe entsprechend zugeordnet.

Hinsichtlich der Fallgruppe der RLMoT stellt sich die Lage anders dar. Hier haben 3.574 eine geringere Vorhalteleistung als 300 MWh/h. Damit sind 80 Prozent der RLMoT Kunden nicht

ihrer Größe entsprechend zugeordnet. Die Gruppe der RLMoT ist nicht an der Regel- und Ausgleichsenergieumlage beteiligt. Es scheint für die Transportkunden wirtschaftlich sinnvoll zu sein, ihre Kunden dieser Fallgruppe zuzuordnen, auf diese Weise die Zahlung der Umlage zu vermeiden und die geringere Toleranz von zwei Prozent (RLMmT 15 Prozent) in Kauf zu nehmen.

Während des Befragungszeitraumes haben die Händler und Lieferanten insgesamt 2.418 Fallgruppenwechsel für ihre leistungsgemessenen Letztverbraucher beantragt. Keinem dieser Anträge wurde von Seiten der Netzbetreiber aus technischen Gründen widersprochen. Die Anzahl der beantragten Fallgruppenwechsel ist dabei um ein Vielfaches höher ausgefallen als in den vergangenen Betrachtungsperioden.

Regelenergie

Interne und externe Regelenergiemengen

In Ergänzung des Evaluierungsberichts vom April 2011 werden hier die eingesetzten Regelenergiemengen des gesamten Berichtsjahres 2010 abgebildet. Die eingesetzten Mengen negativer interner Regelenergie und verkauften Gasmengen variieren größtenteils nur wenig zwischen den Sommer- und den Winterquartalen. Die Mengen der positiven internen Regelenergie und der gekauften Gasmengen hingegen sind in den kalten Quartalen eins und vier des vergangenen Jahres recht unterschiedlich. In den warmen Monaten konnten Unterspeisungen der Netze größtenteils durch interne Regelenergie bedient werden. Im ersten und im letzten Quartal waren vermehrt Gaskäufe und -verkäufe nötig.

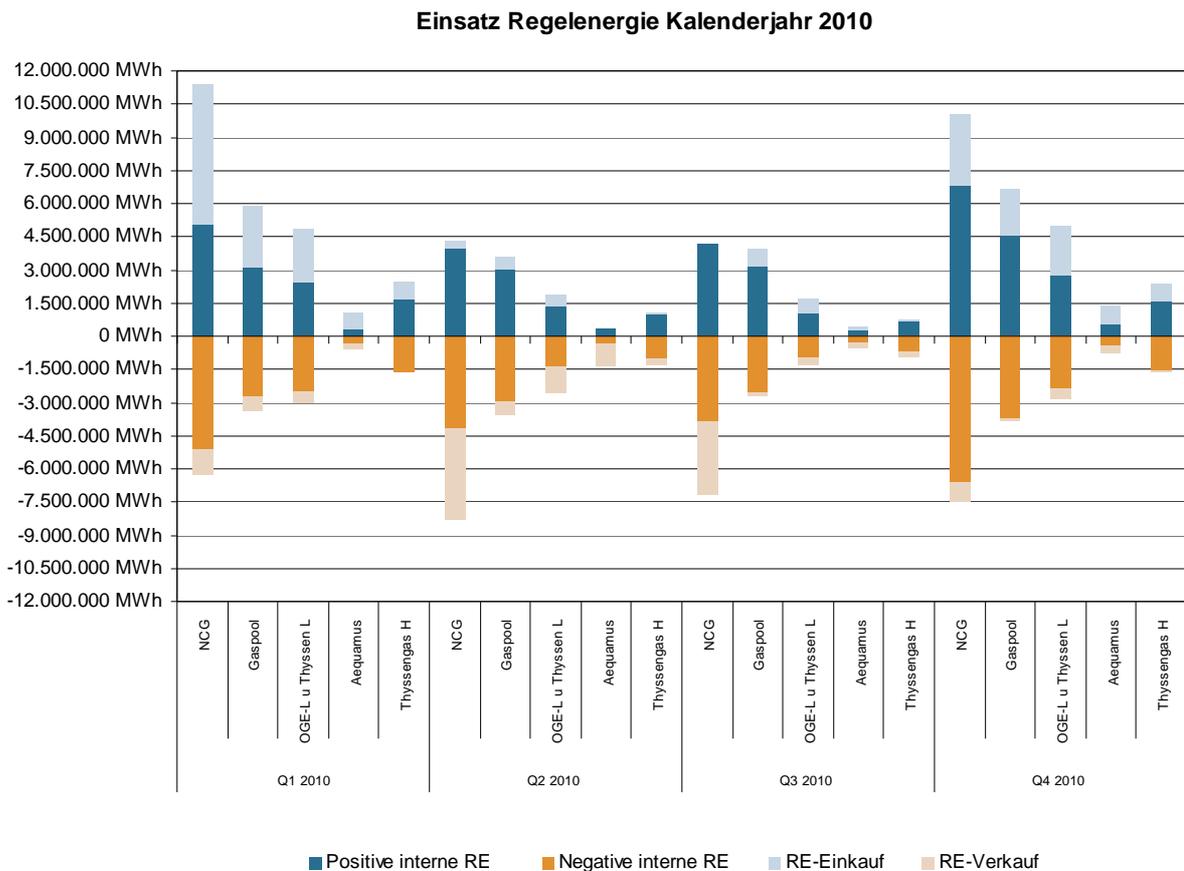


Abbildung 109: Einsatz interne externe Regelenergiemengen Kalenderjahr 2010.

Saldo Regelenergiekosten Winter 2009 und 2010

Die folgende Abbildung stellt den Saldo der durch externe Regelenergie Käufe und Verkäufe verursachten Einnahmen und Ausgaben dar. Die nachfolgende Abbildung zeigt die addierten Mengen der von den Marktgebietsverantwortlichen eingesetzten externen Regelenergie. Dargestellt werden die Wintermonate des Jahres 2009 und des Jahres 2010. Aequamus hatte als einziges Marktgebiet im Oktober 2010 höhere Einnahmen als Ausgaben.

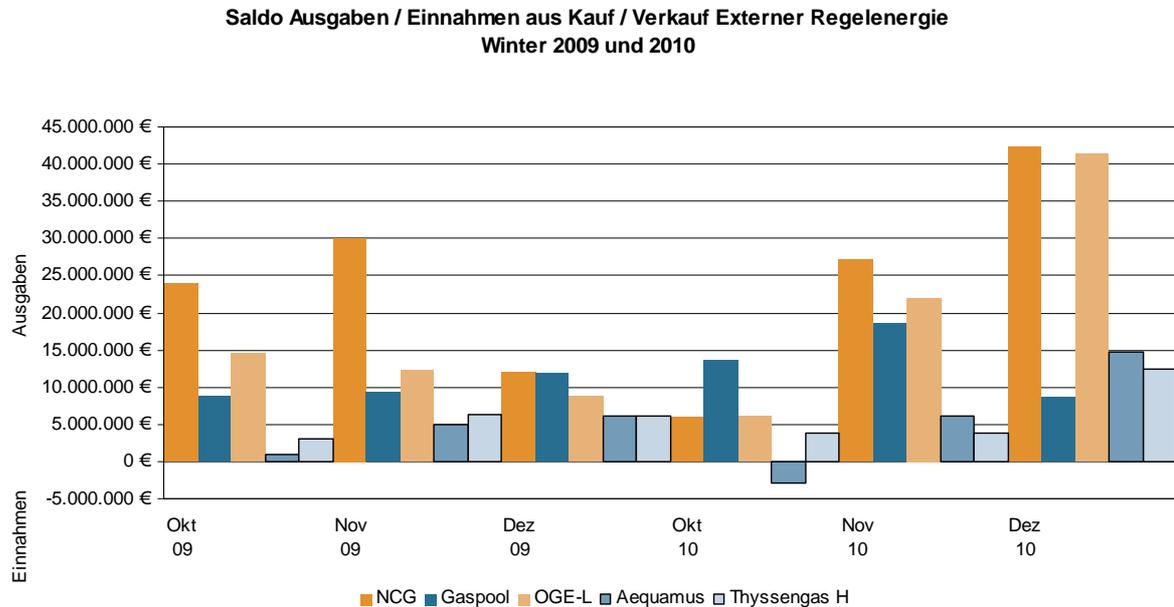


Abbildung 110: Saldo der Einnahmen und Ausgaben für externe Regelenergie in den Wintern 2009 und 2010.

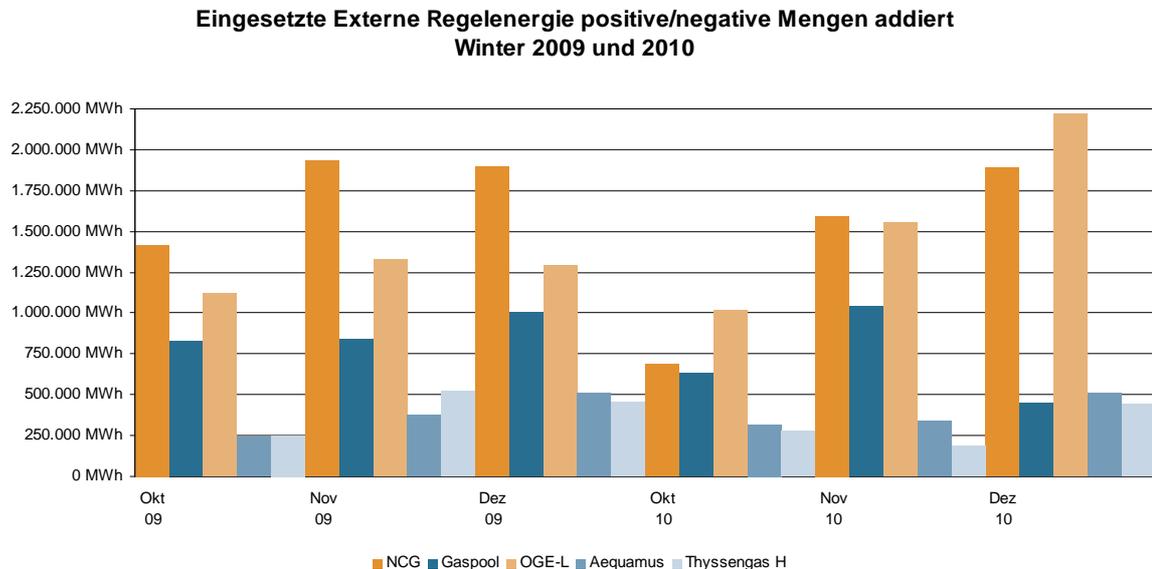


Abbildung 111: Betrag der eingesetzten Mengen positiver und negativer externer Regelenergie Winter 2009 und 2010.

Die oben stehende Abbildung zeigt, dass Thyssengas im Dezember 2010 bei nahezu gleichbleibenden Mengen doppelt so hohe Kosten für externe Regelenergie hatte wie im Dezember 2009. OGE musste bei doppelter Menge eine Vervierfachung der Kosten verzeichnen. Auch NCG trug bei gleichbleibenden Mengen im Monat Dezember die dreifache Höhe der Kosten des vorangegangenen Winters, was ebenso für Aequamus zutrifft. Einzig Gaspool

konnte beim Einsatz der halben Menge des vorherigen Winters die Kosten um grob ein Viertel reduzieren. Die übrigen Monate zeigen ein sehr durchmisches Bild. Diese starken Anstiege der Gesamtkosten für externe Regelenergie sind hauptsächlich auf die gestiegenen Spotmarktpreise zurückzuführen. In den Wintermonaten 2009 lagen diese bei ca. zehn Euro/MWh, wohingegen sie in den Wintermonaten 2010 auf ca. 20 bis 21 Euro/MWh anstiegen.

Ausblick

Nach den Erkenntnissen des Evaluierungsberichts und nach Erstellung des Monitoringberichts besteht für eine grundlegende Änderung des Regel- und Ausgleichsenergiesystems GABi Gas keine Notwendigkeit. Die darin qualifizierten Anpassungsvorschläge werden teilweise durch ein Änderungsfestlegungsverfahren der Bundesnetzagentur umgesetzt. Im Juni 2011 endete die im Rahmen der Einleitung dieses Verfahrens durchgeführte Konsultation. Parallel wird die Harmonisierung der europäischen Bilanzierungsregeln durch eine einheitliche Rahmenleitlinie angestrebt. Tiefgreifende Änderungen des Systems in der Zwischenzeit sind nicht beabsichtigt, da diese zu einem hohen Implementierungsaufwand mit kurzer Wirkungsdauer führen könnten.

Standardlastprofile

Netzbetreiber können zwei Arten von Standardlastprofilen nutzen, analytische, die allgemein gesprochen zum Zeitpunkt der Abschätzung auf dem Verbrauch des Vortags basieren, und synthetische, die von statistisch ermittelten Werten ausgehen. Die analytischen Verfahren wurden 2010 von 10,8 Prozent der Netzbetreiber genutzt. Im Berichtsjahr 2009 waren es 10,5 Prozent.

Die Bedeutung der Standardlastprofile zeigt sich darin, dass fast alle Ausspeisenetzbetreiber (99,3 Prozent) auf sie zurückgegriffen haben. Mit einer Marktabdeckung von 96,7 Prozent (2009: 96,8 Prozent) werden die synthetischen Profile der TU München in den Versionen von 2002 und 2005 genutzt.

Die Möglichkeit der netzbetreiberindividuellen Anpassung der Koeffizienten nutzten im Berichtsjahr 6,2 Prozent (2009: 5,8 Prozent) der Netzbetreiber. Bei der Ausprägung der Parameter innerhalb des Netzgebietes differenzierten 93,1 Prozent der Netzbetreiber nicht zwischen unterschiedlichen Netzgebieten. Im Jahr 2009 verzichteten 94,7 Prozent der Netzbetreiber auf eine Differenzierung.

Die Anwendung der verfügbaren Profile der TU München betrug für das Berichtsjahr 45,8 Prozent (2009: 44,7 Prozent). Im Haushaltskundenbereich werden in der Regel zwei Profile genutzt. Dies betrifft 44 Prozent der Netzbetreiber, die nicht alle Profile nutzen. Im Gewerbekundenbereich werden durchschnittlich sechs Profile angewendet.

Ganz entscheidend für die Güte der Lastprofile ist die Wetterprognose. Wie in der folgenden Abbildung ersichtlich sind mehr Netzbetreiber dazu übergegangen, statt der Tagesmitteltemperatur eine geometrische Reihe unter Verwendung der Temperaturen der vergangenen Tage zu nutzen. Diese Lösung wird mittlerweile von 50,9 Prozent der Netzbetreiber genutzt.

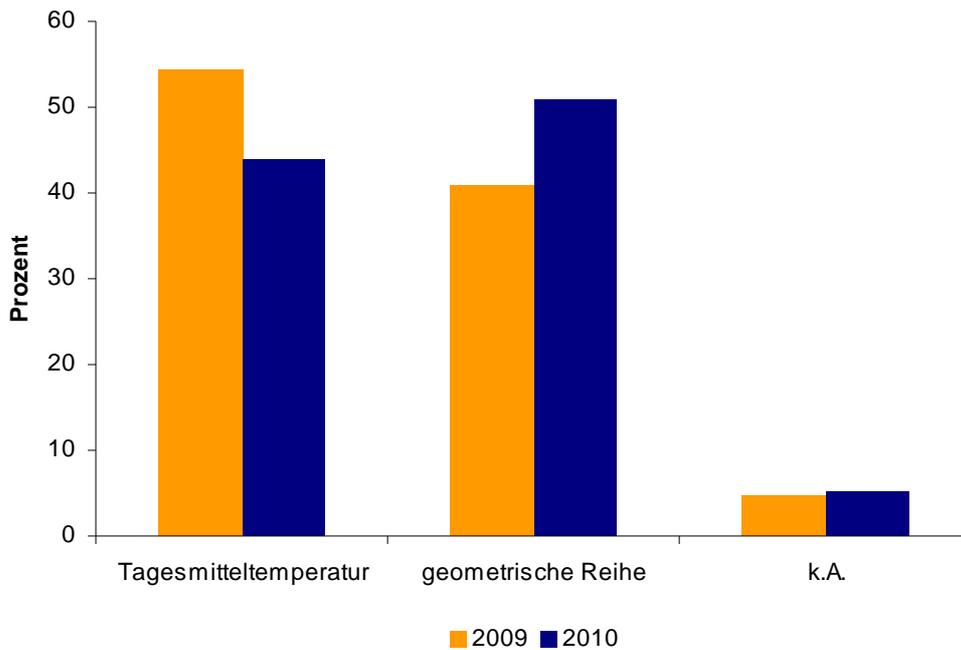


Abbildung 112: Anwendung von Wetterprognosedaten

Standardlastprofile weisen als Prognosen Ungenauigkeiten auf. 83,9 Prozent der Netzbetreiber berichten von Abweichungen zwischen Prognose und Ist-Verbrauch der Kunden (2009: 81,2 Prozent). Allerdings hat sich die Höhe der durchschnittlichen Tagesabweichung geringfügig von 5,9 Prozent auf 5,5 Prozent verringert. Bei diesem Wert ist jedoch zu berücksichtigen, dass lediglich 53,4 Prozent der Netzbetreiber hierzu Angaben gemacht haben. Die durchschnittliche Maximalabweichung an einem Tag ist hingegen von 50,9 Prozent auf 61,7 Prozent gestiegen (siehe unten stehende Abbildung). Diese Ausschläge treten nur vereinzelt auf, sind aber bedenklich, da sie jeweils ein Aufkommen an Regelenergie generieren. Möglicherweise sind diese Zahlen allerdings nicht repräsentativ, da zu vermuten ist, dass tendenziell die Netzbetreiber mit einer vergleichsweise hohen Prognosegüte geantwortet haben. Zudem sind im Rahmen des Berichts zur Evaluierung des Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas schlechtere Werte aufgetreten. Eine direkte Vergleichbarkeit der Ergebnisse besteht nicht, da bei beiden Betrachtungen nicht die Gesamtheit der Werte aller Netzbetreiber berücksichtigt werden konnte.

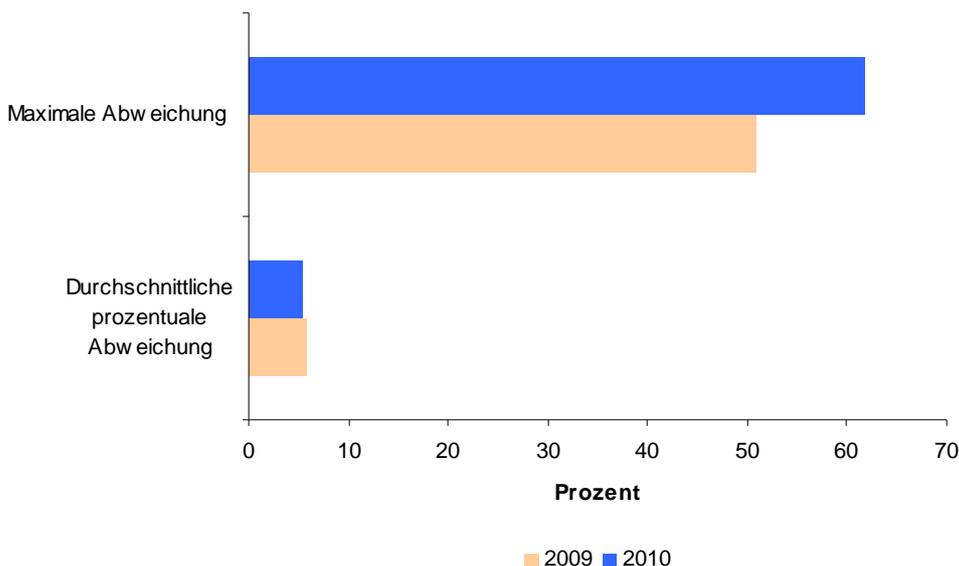


Abbildung 113: Abweichung von den Wetterprognosedaten in Prozent

Konkrete Anpassungen aufgrund der Abweichungen wurden von 12,9 Prozent der Netzbetreiber vorgenommen, was einer leichten Steigerung im Vergleich zum Jahr 2009 (11,7 Prozent) entspricht.

Mehr- und Mindermengenabrechnung

Den Netzbetreibern stehen für die Durchführung der Mehr- und Mindermengenabrechnung verschiedene Verfahren zur Verfügung. Hierbei ist, wie in der unten stehenden Abbildung zu sehen, ein Trend hin zum Stichtagsverfahren zu beobachten. Das rollierende Verfahren nimmt in seiner Bedeutung weiter ab.

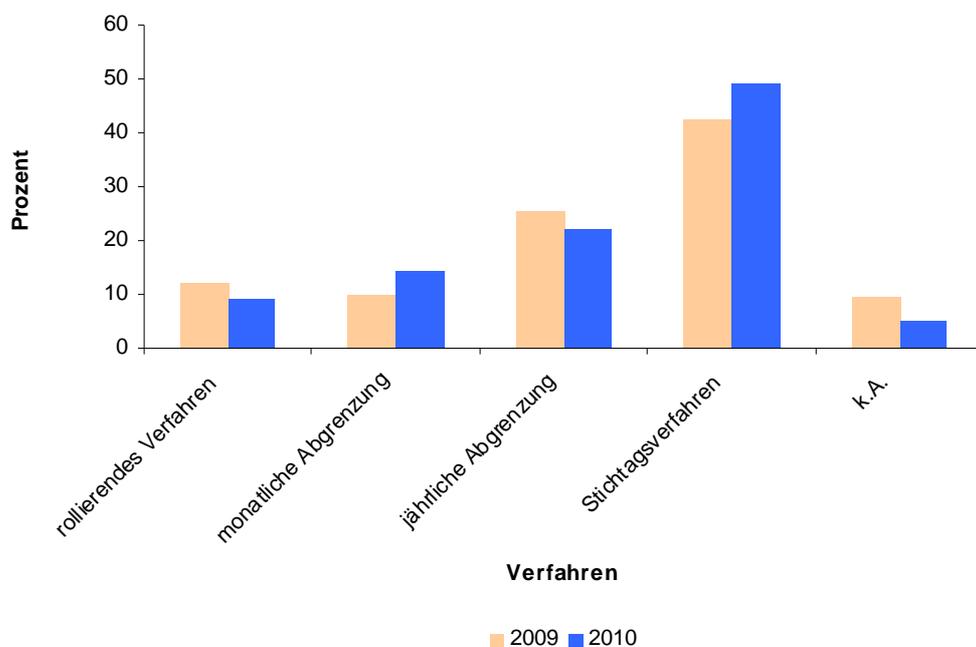


Abbildung 114: Verfahren bei der Mehr-/Mindermengenabrechnung

Nachdem im vergangenen Jahr nur im Schnitt etwa 120 Netzbetreiber die Mehr- und Mindermengenabrechnung für ihre RLM-Kunden für den Zeitraum von Oktober 2008 bis September 2009 durchgeführt hatten, gaben bei der diesjährigen Abfrage immerhin gut dreimal so viele Netzbetreiber an, dass sie diese Abrechnung durchgeführt haben.

Was das Gaswirtschaftsjahr von Oktober 2009 bis September 2010 angeht, wurden, bezogen auf die Ausspeisemenge, durchschnittlich 62 Prozent der Mehr- und Mindermengenabrechnungen durchgeführt, vgl. unten stehende Abbildung.

Anteil der bereits abgerechneten Mengen von leistungsgemessenen Kunden in Prozent

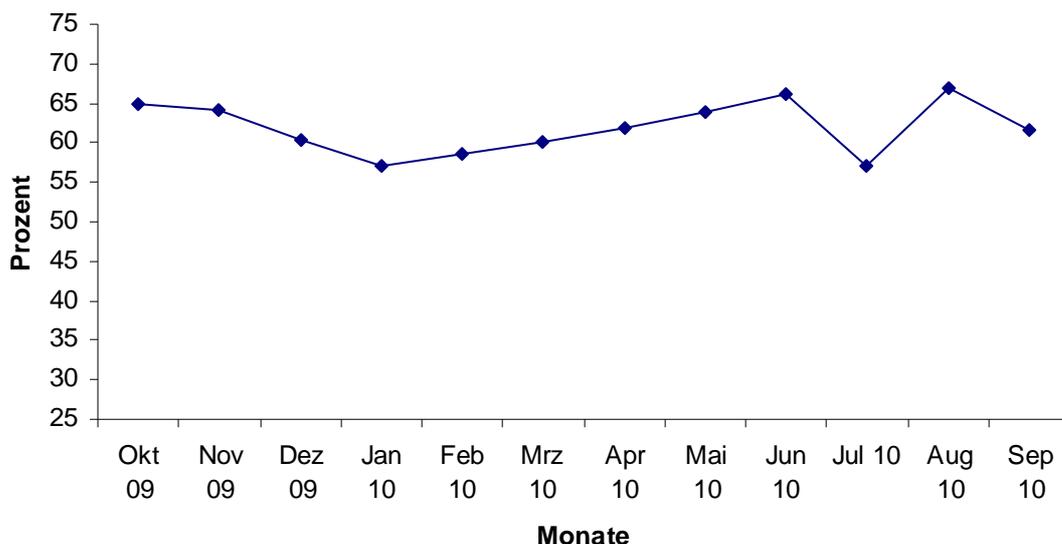


Abbildung 115: Anteil der bereits abgerechneten Mengen von leistungsgemessenen Kunden in Prozent

Bei den Standardlastprofilkunden haben für den Zeitraum Oktober 2008 bis September 2009 im Schnitt rund 320 Netzbetreiber die Abrechnung abgeschlossen (siehe nachfolgende Abbildung). Im Berichtsjahr 2009 waren es noch etwa 70 Netzbetreiber. Das Gaswirtschaftsjahr von Oktober 2009 bis September 2010 betreffend sind die Abrechnungen bei rund 125 Netzbetreibern bereits vollständig abgeschlossen. Für die mengenstarken Monate Oktober bis einschließlich Dezember sind die Werte mit 280 Netzbetreibern allerdings bereits höher. Dies ist vermutlich durch die unterschiedlichen Verfahren bei der Mehr- und Mindermengenabrechnung zu begründen.

Mehr- und Mindermengenabrechnung bei SLP-Kunden

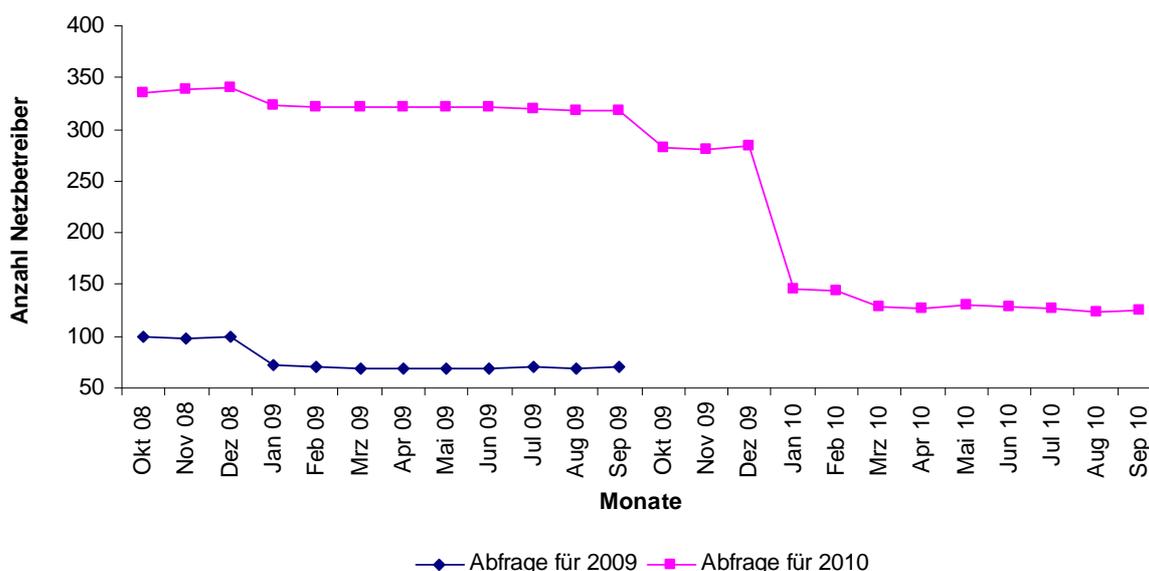


Abbildung 116: Mehr- und Mindermengenabrechnung bei SLP-Kunden

Netzausbau und Investitionen

Mit Hilfe der Erkenntnisse der Monitoringabfrage werden auf aggregierter Ebene die durchgeführten sowie die geplanten Investitionen in den Erhalt, die Erneuerung sowie in die Erweiterung der bestehenden Fernleitungsnetze sichtbar. Die Fernleitungsnetzbetreiber wurden nach ihren Investitionsvorhaben für 2010 und für die Zeiträume 2011 bis 2013 und 2014 bis 2016 gefragt. Weiterhin wurden die Netzbetreiber darum gebeten, ihre konkreten Einzelprojekte zu nennen und die Höhe der konkreten Einzelinvestition zu quantifizieren. Viele Fernleitungsnetzbetreiber haben ihre Investitionsvorhaben nicht weiter durch Einzelprojekte spezifiziert, wodurch die Gesamtsummen im Einzelnen nicht nachvollziehbar sind.

Erhöhung der technischen Kapazität

Analysiert man die vorliegenden Daten, so wurden in 2010 zusätzliche Kapazitäten in Höhe von etwa 14 Mio. kWh/h durch 447 Einzelprojekte geschaffen. Für den Zeitraum von 2011 bis 2013 sind zusätzliche Kapazitäten in Höhe von 28 Mio. kWh/h durch 434 Einzelprojekte geplant, für den Zeitraum von 2014 bis 2016 sollen weitere 40 Mio. kWh/h durch 347 Einzelprojekte geschaffen werden (siehe unten stehende Abbildung). Aus den Angaben der Fernleitungsnetzbetreiber bleibt offen, in welchem Umfang diese Werte als reine weitere Importkapazitäten ausgewiesen werden können.

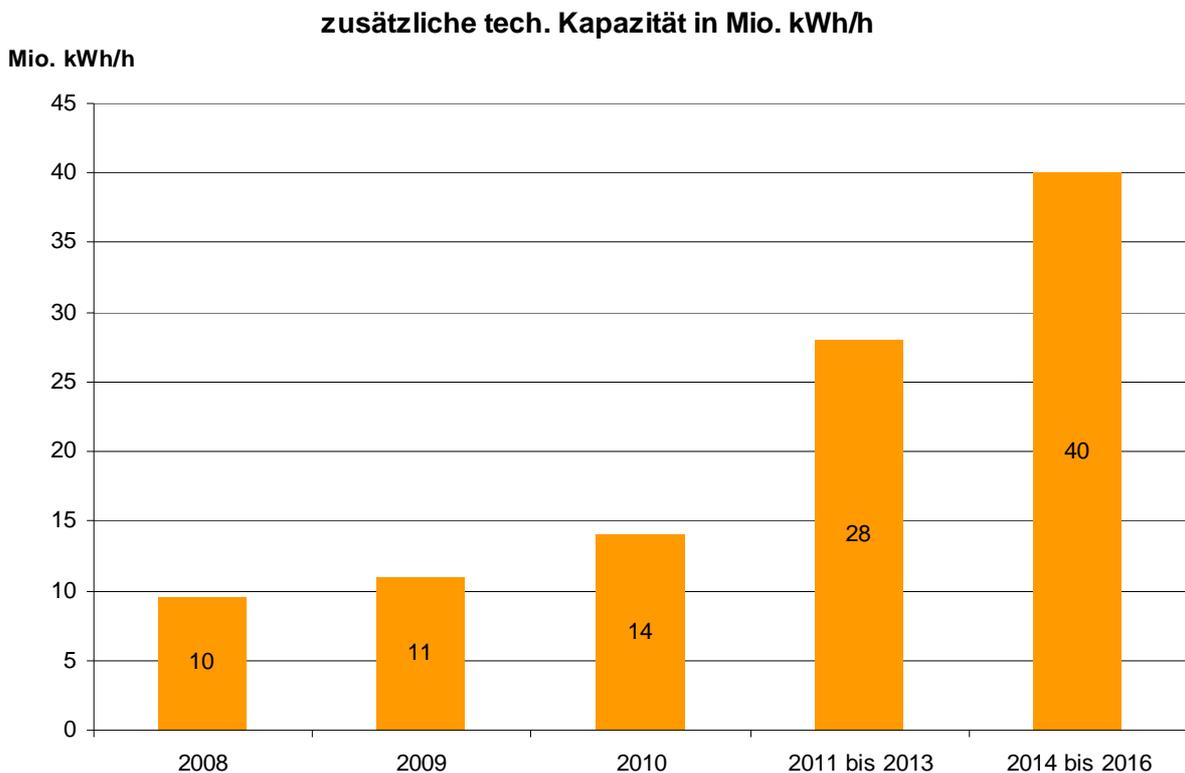


Abbildung 117: Entwicklung der (geplanten) zusätzlichen Kapazitäten von 2008 bis 2016

Fernleitungsnetzbetreiber

Die nachfolgende Abbildung bildet die erwarteten Investitionsvolumina in das gesamte deutsche Fernleitungsnetz in einem Zeitraum bis 2016 ab. Gemäß Angaben der 19 FNB wurden im Jahr 2010 Investitionen in Höhe von 272 Mio. Euro getätigt. Knapp 159 Mio. Euro wurden hierbei in den Neubau bzw. Ausbau oder die Erweiterung investiert und 113 Mio. Euro für den Erhalt und die Erneuerung ausgegeben. Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung beliefen sich im Jahre 2009 auf insgesamt 535 Mio. Euro.

Für die Jahre 2011 bis 2013 gaben die antwortenden FNB geplante Investitionen in Neubau oder Ausbau und Erweiterung in Höhe von 2.100 Mio. Euro an. Zusammen mit den Investitio-

nen für den Erhalt und Erneuerung von 530 Mio. Euro sind also Investitionen von nahezu 2.630 Mio. Euro geplant. Für die Jahre 2011 bis 2013 sind 1.561 Mrd. Euro an Aufwendungen für die Wartung und Instandhaltung eingeplant.

Die Investitionen in den Jahren 2014 bis 2016 werden voraussichtlich 2.364 Mio. Euro betragen. Diese Summe teilt sich auf die Investitionen für Neubau oder Ausbau und Erweiterung (1.924 Mio. Euro) und Investitionen für den Erhalt und die Erneuerung (440 Mio. Euro) auf. Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung werden sich auf 1.309 Mrd. Euro belaufen.

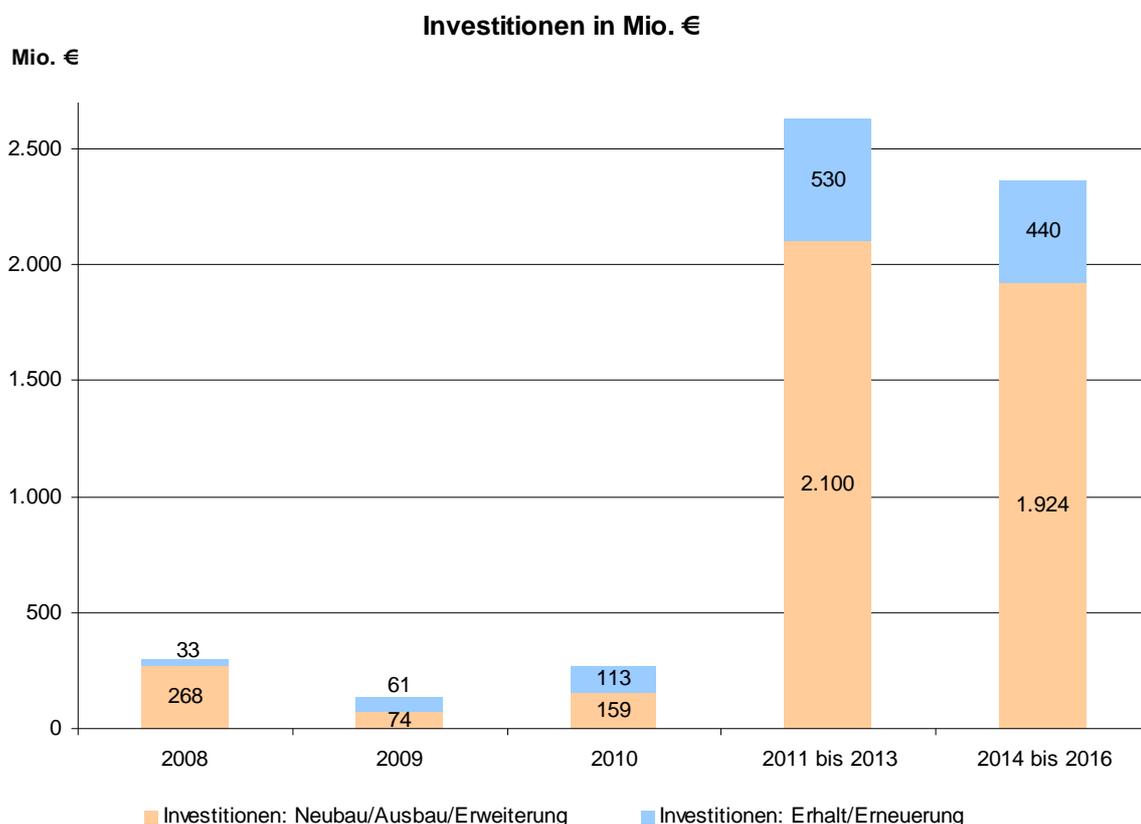


Abbildung 118: Entwicklung der (geplanten) Investitionen der Fernleitungsnetzbetreiber bis 2016

Im Vergleich zum Jahr 2010 zeichnet sich für die Jahre 2011 bis 2013 ein sprunghafter Anstieg der geplanten Investitionen an, die dann auch für die Jahre 2014 bis 2016 auf ähnlich hohem Niveau verbleiben. Den größten Teil dieser geplanten Investitionssumme bilden die Einzelprojekte Ausbau Ellund und Anbindung der Nord Stream Pipeline in die bestehende deutsche Gasinfrastruktur. Den wesentlichen Teil der Investitionssumme machen also wenige, aber große Investitionsprojekte aus.

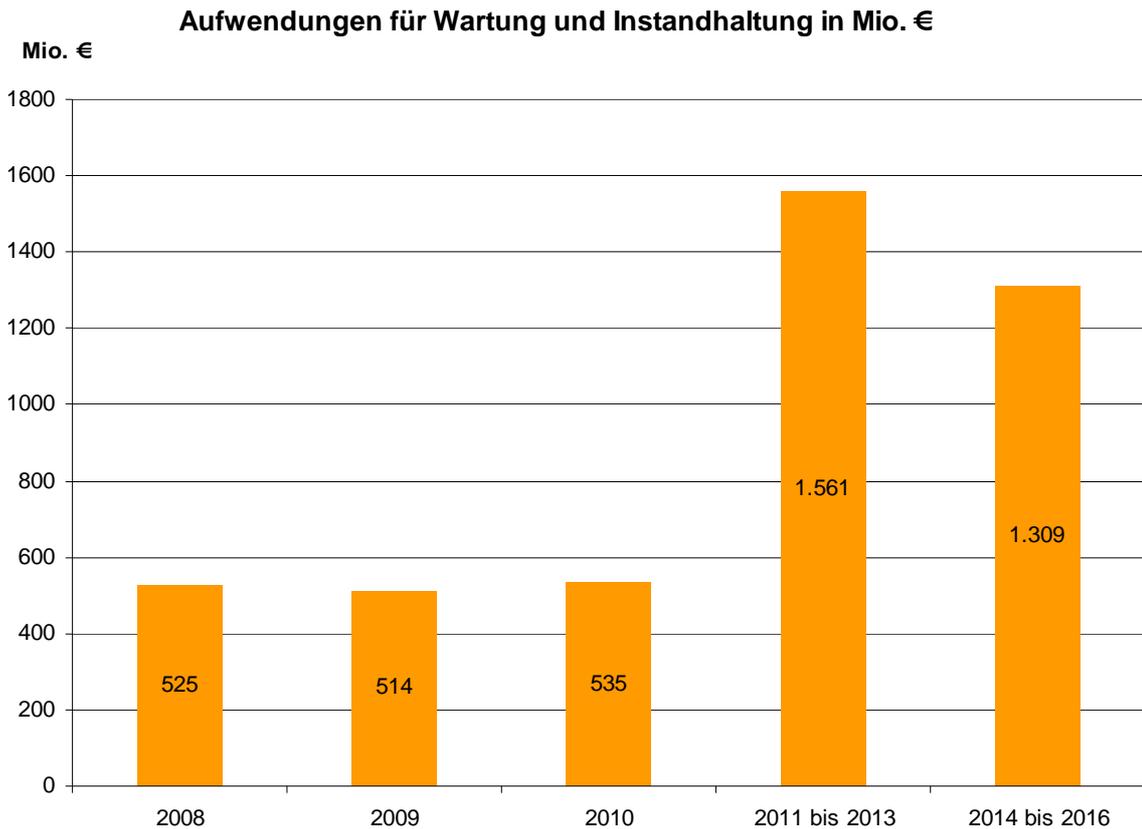


Abbildung 119: Entwicklung der (geplanten) Investitionen in Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten der Fernleitungsnetzbetreiber bis 2016

Die Aufwendung für Wartung und Instandhaltung fielen 2010 in etwa so hoch aus wie im Jahre 2009. Für die folgenden Jahre 2011 bis 2013 und 2014 bis 2016 zeichnet sich auch hier ein sprunghafter Anstieg um das dreifache der Summe aus 2010 ab.

Verteilernetzbetreiber

Die Gasverteilernetzbetreiber wurden befragt, wie hoch die Gesamtsumme der jährlichen Investitionen sowie der Aufwendungen für Neubau/Ausbau/Erweiterungen und Erhalt/Erneuerung der Netzinfrastruktur (ohne Messeinrichtungen) im Jahr 2010 war und 2011 vermutlich sein wird. Das Ergebnis zeigt die folgende Abbildung:

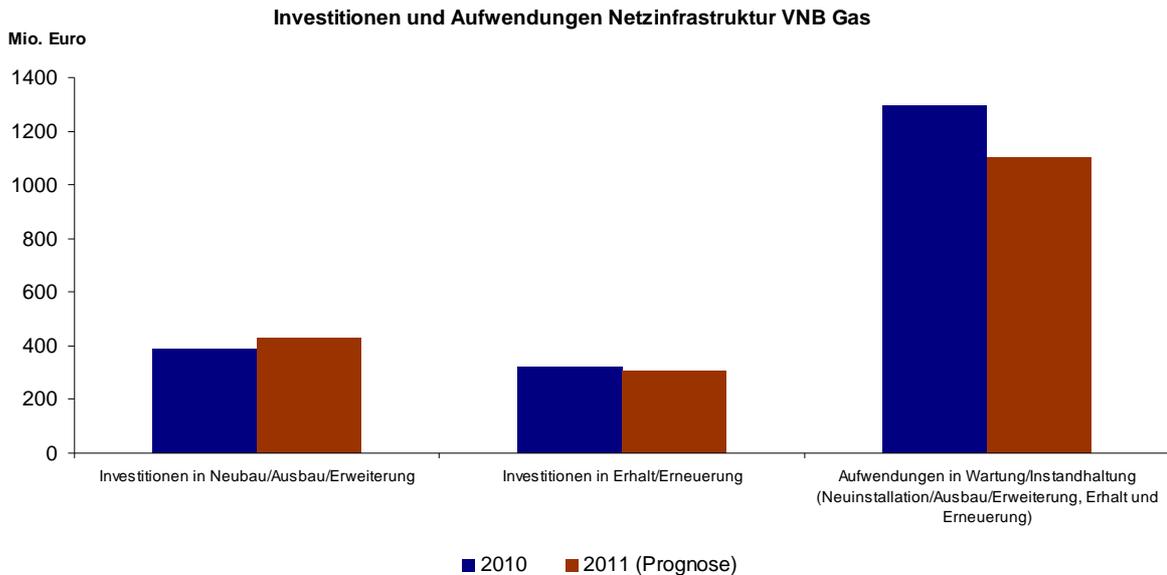


Abbildung 120: Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur VNB Gas

Bei der Kategorie „Investitionen in Neubau/Ausbau/Erweiterung“ zeigt der Vergleich des Ist-Wertes 2010 mit dem von 2009 (382 Mio. Euro), dass in diesem Zeitraum eine leichte Erhöhung der Investitionstätigkeit eingetreten ist. Die Unternehmen rechnen in ihrer Prognose für 2011, dass sich dieser Trend fortsetzt. Die Prognosen für die beiden Kategorien „Investitionen in Erhalt/Erneuerung“ und „Aufwendungen in Wartung/Instandhaltung (Neuinstallation/Ausbau/Erweiterung, Erhalt und Erneuerung)“ zeigen eine zu erwartende rückläufige Tendenz für das Jahr 2011.

Veröffentlichungspflichten

Gasnetzbetreiber sind zur Veröffentlichung von wesentlichen Daten und Informationen im Internet verpflichtet. Neben der in §§ 19 und 20 EnWG vorgesehenen allgemeinen Veröffentlichung technischer Daten sowie den Bedingungen für den Netzzugang sind in der GasNZV weitere spezielle Anforderungen aufgeführt. FNB haben zudem weitere Veröffentlichungspflichten zu erfüllen. Dies betrifft z.B. die Verfahren für die Kapazitätsanfrage und Buchung sowie die umfangreichere Darstellung ihrer netzbezogenen Daten. Darüber hinaus haben die Betreiber von Fernleitungsnetzen i. S. d. Definition in Art. 2 Abs. 1 Nr. 1 der Verordnung (EG) Nr. 1175/2005 Veröffentlichungen nach dieser Verordnung vorzunehmen. Hierbei kann die Regulierungsbehörde, wenn ein Fernleitungsnetzbetreiber der Ansicht ist, dass er aus Gründen der Vertraulichkeit nicht berechtigt ist, alle erforderlichen Daten zu veröffentlichen, auf Antrag die Einschränkung der Veröffentlichung für den betreffenden Punkt genehmigen (Art. 6 Abs. 5 der Veröffentlichung für den betreffenden Punkt genehmigen (Art. 6 Abs. 5 der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005).

Im Rahmen der Monitoringerhebung 2011 für das Jahr 2010 wurden die FNB zum Umsetzungsstand der Veröffentlichungen von Kapazitäts- und historischen Lastflussinformationen befragt, da diese für die Einschätzung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit von Transporten auf Basis unterbrechbarer Kapazitäten von Bedeutung sind.

Veröffentlichungen der FNB

Im Bereich der Veröffentlichungen von Kapazitäten zeigt sich im Vergleich zum Jahr 2009 ein leicht verbesserter Umsetzungsstand:

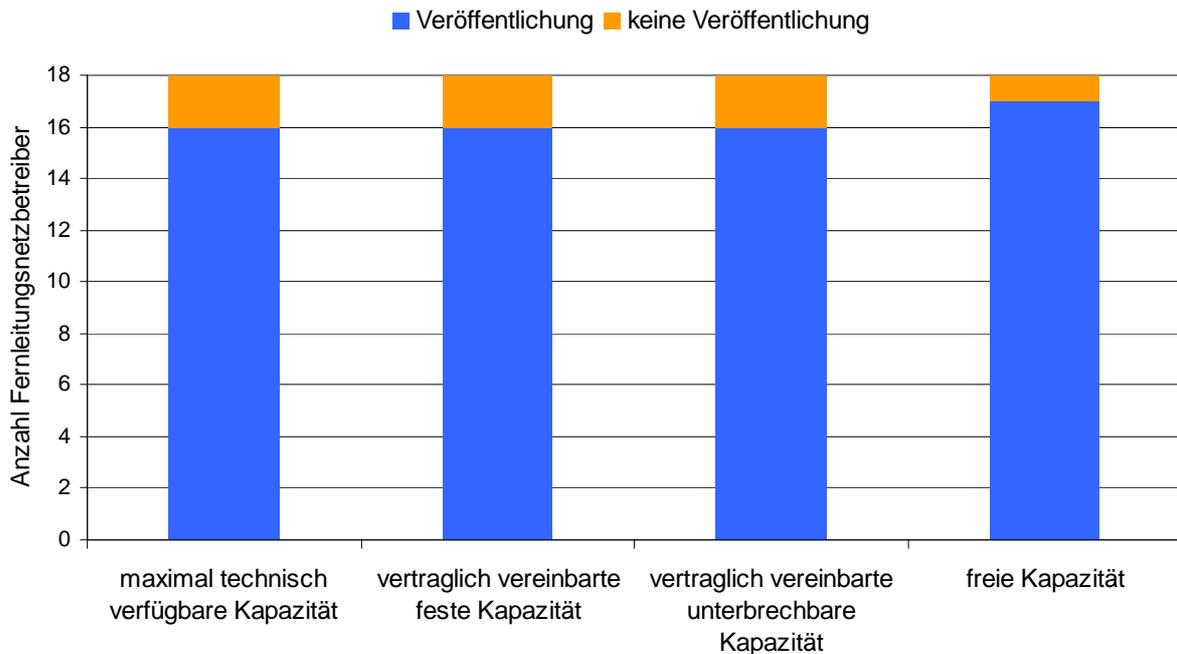


Abbildung 121: Umsetzungsstand Kapazitätsveröffentlichungen

Allerdings geben fünf FNB an, dass an einigen Punkten aufgrund entgegenstehender berechtigter Interessen nur eingeschränkte Kapazitätsinformationen veröffentlicht werden (sog. 3-Minus-Regel gem. Art. 6 Abs. 5 der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 (aufgehoben zum 3. März 2011) und § 20 Abs. 3 GasNZV a. F.). Dies betrifft 62 Punkte. Entgegenstehende berechtigte Interessen konnten nach bisherigem Recht insbesondere dann vorliegen, wenn durch die Angaben Rückschlüsse auf das individuelle Verhalten von Netzzugangskunden oder Gruppen von Netzzugangskunden ermöglicht werden konnten. Diese Möglichkeit zur Einschränkung der Transparenz ist mit Wirksamwerden des 3. Richtlinienpaketes zum 3. März 2011 entfallen.

Die Pflicht zur Veröffentlichung der in der oben stehenden Abbildung genannten Informationen ergibt sich zukünftig aus Kapitel 3 des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009. Dieses enthält zudem über das bisher geltende Recht hinausgehende Veröffentlichungspflichten z. B. zur Veröffentlichung von stündlichen Lastfluss-, Nominierungs- und Sekundärmarktdaten.

Veröffentlichungen der VNB

Die GasNZV vom 3. September 2010 sieht in § 33 Absatz 3 mehrere Veröffentlichungspflichten vor, die insbesondere für den Anschluss von Biogasanlagen relevant sind. Die geforderten Angaben müssen auf den Internetseiten der Netzbetreiber gemacht werden. Im Einzelnen handelt es sich bei den geforderten Veröffentlichungspflichten um die für die Prüfung des Netzanschlussbegehrens mindestens erforderlichen Angaben

(§ 33 Absatz 3 Nr. 1 GasNZV), standardisierte Bedingungen für den Netzanschluss (§ 33 Absatz 3 Nr. 2 GasNZV), sowie eine laufend aktualisierte, übersichtliche Darstellung der Netzauslastung im gesamten Netz des jeweiligen Netzbetreibers einschließlich der Kennzeichnung tatsächlicher oder zu erwartender Engpässe (§ 33 Absatz 3 Nr. 3 GasNZV). Bei der Umsetzung ergibt sich nach der Monitoringerhebung folgender Stand.

Umsetzung der Veröffentlichungspflichten gemäß § 33 Absatz 3 GasNZV

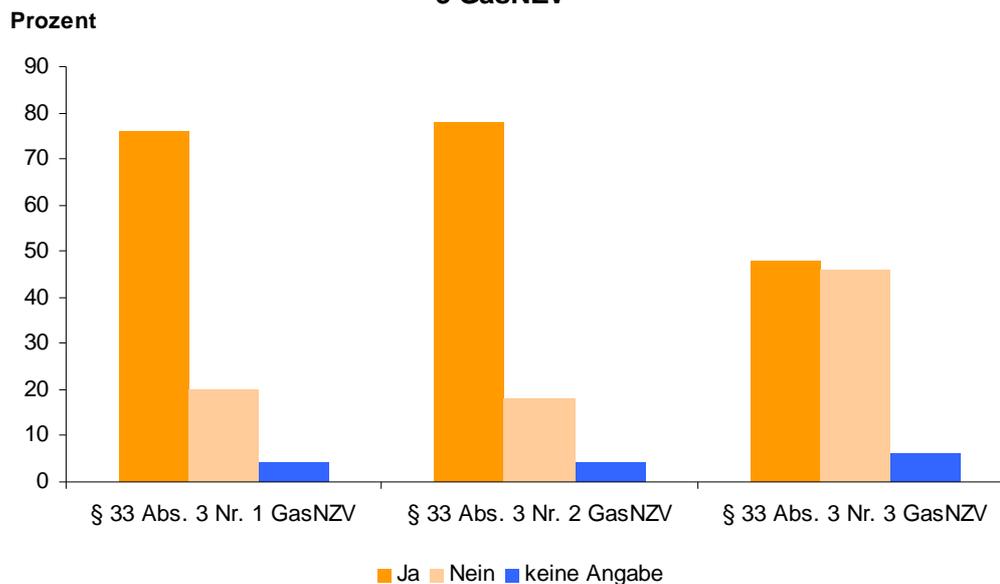


Abbildung 122: Umsetzung der Veröffentlichungspflichten gemäß § 33 Absatz 3 GasNZV neu

Die alte Gasnetzzugangsverordnung 2008 forderte in § 21 Absatz 2 Nr. 1 eine ausführliche und umfassende Beschreibung verschiedener angebotener Dienstleistungen. Diese Information wurde am Stichtag 31. Dezember 2010 von 70 Prozent veröffentlicht, bei 26 Prozent war dies nicht der Fall, vier Prozent machte keine Angabe. Der in § 21 Absatz 2 Nr. 2 GasNZV a. F. geforderten Veröffentlichung der verschiedenen Arten von Verträgen nach § 3 Absatz 2 kommen 84 Prozent nach. Von den antwortenden Unternehmen kamen zwölf Prozent dieser Veröffentlichungspflicht nicht nach, vier Prozent antworteten nicht. In § 21 Absatz 2 Nr. 3 GasNZV a. F. wurde die Veröffentlichung von Verträgen für sonstige Hilfsdienste gefordert. Solche Hilfsdienste wie beispielsweise Brennwertkonditionierung oder Nominierungsersatzverfahren wurden von 53 Prozent der befragten Unternehmen angeboten, 42 Prozent verneinten dies, fünf Prozent machten keine Angaben.

Versorgungsstörungen

Nach § 52 EnWG sind Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet, der Bundesnetzagentur bis zum 30. Juni eines Jahres über alle im letzten Kalenderjahr aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen einen Bericht vorzulegen. Dieser Bericht hat mindestens den Zeitpunkt, die Dauer, das Ausmaß und die Ursache der Unterbrechung zu enthalten. Darüber hinaus muss jeder Netzbetreiber einen Bericht über die aufgrund des Störungsgeschehens ergriffenen Maßnahmen zur Vermeidung künftiger Versorgungsunterbrechungen vorlegen sowie die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung in Minuten je angeschlossenen Letztverbraucher für das abgelaufene Kalenderjahr angeben.

Da für Gasnetze keine international etablierten Standards existieren, wurden die Verfahren, die für Stromnetze Verwendung finden, für den Gasbereich angepasst. Die DISQUAL¹¹⁴-Kenngrößen können zur Versorgungszuverlässigkeit aus Kundensicht auf Basis der Festlegungen des internationalen UNIPEDE¹¹⁵-Fachverbandes berechnet werden.

SAIDI - System Average Interruption Duration Index

Nichtverfügbarkeit „Qu“: Diese Kenngröße bestimmt die durchschnittliche Dauer innerhalb eines Jahres, in der ein Kunde von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist.

¹¹⁴ DISQUAL: Distribution Quality

¹¹⁵ UNIPEDE L'Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Énergie Électrique (Internationaler Fachverband für Stromerzeuger und Verteiler)

Die Nichtverfügbarkeit (SAIDI) ist dabei die wichtigste und in der Literatur am häufigsten verwendete Kennziffer, die sich im Strombereich etabliert hat und in § 52 EnWG indirekt angesprochen wird. Diese Kennziffer findet auch für den Gasbereich Anwendung.

Verbal formuliert bedeutet das Erhebungsergebnis: Im Jahr 2010 waren statistisch gesehen alle Gasnetznutzer (=Gasverbraucher) in Deutschland gut eine Minute von der Versorgung unterbrochen.

Seit dem Jahr 2005 wird der SAIDI-Wert für die deutschen Gasnetzbetreiber von der Bundesnetzagentur ermittelt. Im Zeitablauf ergibt sich folgende Reihe:

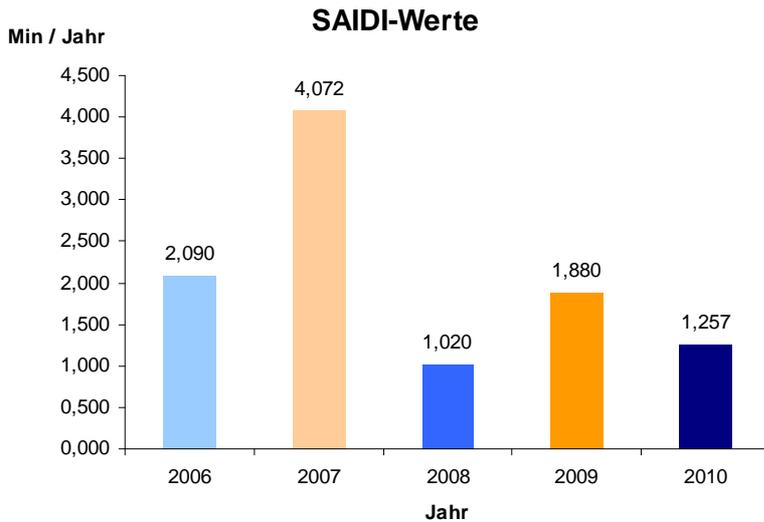


Abbildung 123: SAIDI-Werte 2006 bis 2010

Netzentgelte

Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV

Die Verteilnetzbetreiber konnten im Jahr 2010 bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe erneut für ihre Erweiterungsinvestitionen einen Erweiterungsfaktor beantragen. Der Erweiterungsfaktor soll sicherstellen, dass Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die sich bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers im Laufe der Regulierungsperiode ergeben, bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe liegt vor, wenn sich die in § 10 Abs. 2 Satz 2 ARegV genannten Parameter dauerhaft und in erheblichem Umfang ändern. Hierzu wurden 68 Anträge auf Erweiterungsfaktor gestellt, die fast vollständig bis zum Frühjahr 2011 bearbeitet werden konnten. Außerdem gelten 28 bereits in 2010 genehmigte Erweiterungsfaktoren in 2011 weiter.

Regulierungskonto nach § 5 ARegV

Die Differenz zwischen den nach § 4 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. Der Erhebungsbogen hierzu ist im Internet veröffentlicht. Auf dieser Datengrundlage ermitteln die Regulierungsbehörden Differenzbeträge, die im Regulierungskonto verbucht werden. Im letzten Jahr der ersten Regulierungsperiode wird dann gemäß § 5 Abs. 4 ARegV der Saldo des Regulierungskontos für die vorangegangenen Kalenderjahre ermittelt. Der Ausgleich des Saldos erfolgt durch gleich-

mäßig über die folgende Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge, die gemäß Absatz 2 Satz 3 zu verzinsen sind.

Netzübergänge gemäß § 26 Abs. 2 ARegV

Von Januar 2010 bis zum Frühjahr 2011 wurden bei der Bundesnetzagentur im Gasbereich insgesamt 31 Anträge auf Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse oder -aufspaltungen gemäß § 26 Abs. 2 ARegV gestellt. Die Netzbetreiber zeigen im Antrag nach § 26 Abs. 2 ARegV an, welcher Erlösanteil dem übergehenden und welcher Erlösanteil dem verbleibenden Netzteil zugeordnet werden soll. Dabei ist durch die Bundesnetzagentur insbesondere sicherzustellen, dass die Summe beider Erlösanteile die insgesamt bereits festgelegte Erlösobergrenze nicht überschreitet.

Vorbereitung zur Kostenprüfung nach § 6 ARegV und zum Effizienzvergleich nach § 22 ARegV

Die Bundesnetzagentur hat im Frühjahr 2011 Festlegungen zur Durchführung der Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode und zur Abfrage der Strukturdaten für den Effizienzvergleich (Verteilnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber) getroffen.

Für die Durchführung der Kostenprüfung sind Betreiber von Gasversorgungsnetzen verpflichtet, die zur Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV erforderlichen Unterlagen bis zum 1. Juli 2011 bei der Bundesnetzagentur einzureichen. Abweichend hiervon sind Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die die Voraussetzungen für die Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV erfüllen und bis zum 30. Juni 2011 einen Antrag hierzu gestellt haben, verpflichtet, alle für die Ermittlung des Ausgangsniveaus erforderlichen Unterlagen bis zum 1. September 2011 einzureichen.

Für die Abfrage der Strukturdaten für den Effizienzvergleich sind Betreiber von Gasversorgungsnetzen aufgrund der Festlegung verpflichtet, die von der Bundesnetzagentur für die zweite Regulierungsperiode zur Durchführung des Effizienzvergleichs gemäß § 22 Abs. 3 S.1 bis 3 ARegV sowie zur Ermittlung der bereinigten Effizienzwerte nach § 15 ARegV und der individuellen Effizienzvorgaben nach § 16 ARegV benötigten Last-, Struktur- und Absatzdaten für das Geschäftsjahr 2010 zu übermitteln. Eine Übermittlung der abgefragten Daten hat bis spätestens zum 1. September 2011 zu erfolgen.

Darüber hinaus hat die zuständige Beschlusskammer im Frühjahr 2011 ein Verfahren gem. § 29 Abs. 1 EnWG zur Festlegung von Preisindizes (die zur Ermittlung der Tagesneuwerte nach § 6 Abs. 3 GasNEV in Anwendung zu bringen sind) eingeleitet.

Biogas

Bei Netzbetreibern anfallende Kosten für die Einspeisung von aufbereitetem Biogas i. S. d. § 20b GasNEV werden auf alle Netze innerhalb des Marktgebietes umgelegt. Entsprechend den Regelungen aus der KOV III werden die Biogaskosten hierbei auf die Ausspeiseentgelte der marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber aufgeschlagen, und von dort in die nachgelagerten Netze und auf die Endkunden weitergewälzt. Ausspeiskapazitäten an Speichern, Grenzübergangs- und Marktgebietsübergangspunkten sind von der Biogasumlage befreit.

Mit dem 1. Januar 2011 kamen in den einzelnen Marktgebieten folgende Wälzungsbeträge zur Anwendung:

Biogaswälzungsbeträge in den einzelnen Marktgebieten zum 1. Januar 2011						
Marktgebiete	GASPOOL	NCG*	Thyssengas H-Gas*	Thyssengas L-Gas*	OGE L-Gas*	Aequamus
Umlage in €/(kW/h)/a	0,54	0,16	0,20	0,11	0,05	0,34

*Obwohl sich die Marktgebiete Netconnect Germany (NCG), Thyssengas H-Gas, Thyssengas L-Gas und Open Grid Europe (OGE) L-Gas seit dem 01.04.2011 zum Marktgebiet NCG zusammengeschlossen haben, gelten bis zur nächsten Anpassung am 01.01.2012 weiterhin die Umlagebeträge vom 01.01.2011.

Tabelle 66: Biogaswälzungsbeträge in den einzelnen Marktgebieten zum 01.01.2011

Die Wälzungsbeträge weisen dabei eine relativ große Spannweite auf. Dies lässt sich durch den regional unterschiedlich stark ausgeprägten Zubau von Einspeiseanlagen erklären. Marktgebiete mit vergleichsweise zahlreichen Anlagen und entsprechend hohen Kosten im Verhältnis zur relevanten Ausspeisekapazität weisen höhere Wälzungsbeträge aus. Weitere Informationen zum Thema Biogas finden sich im Biogas-Monitoringbericht der Bundesnetzagentur vom 31. Mai 2011.

Entwicklung der Anteile der Netzentgelte am Gasgesamtpreis 2006 bis 2011

Die nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung des Anteils der durchschnittlichen mengengewichteten Nettonetzentgelte Gas inklusive vorgelagerter Netzkosten, Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb jeweils zum Preisstand 1. April in den Jahren 2006 bis 2011 am Gesamtgaspreis.

Abgesehen von der Kategorie der Industriekunden ist ein leichtes Absinken der Netzentgelte zu beobachten. In der Kategorie Industriekunden stiegen die Netzentgelte von einem niedrigen Niveau um 2,26 ct/kWh auf 8,91 ct/kWh.

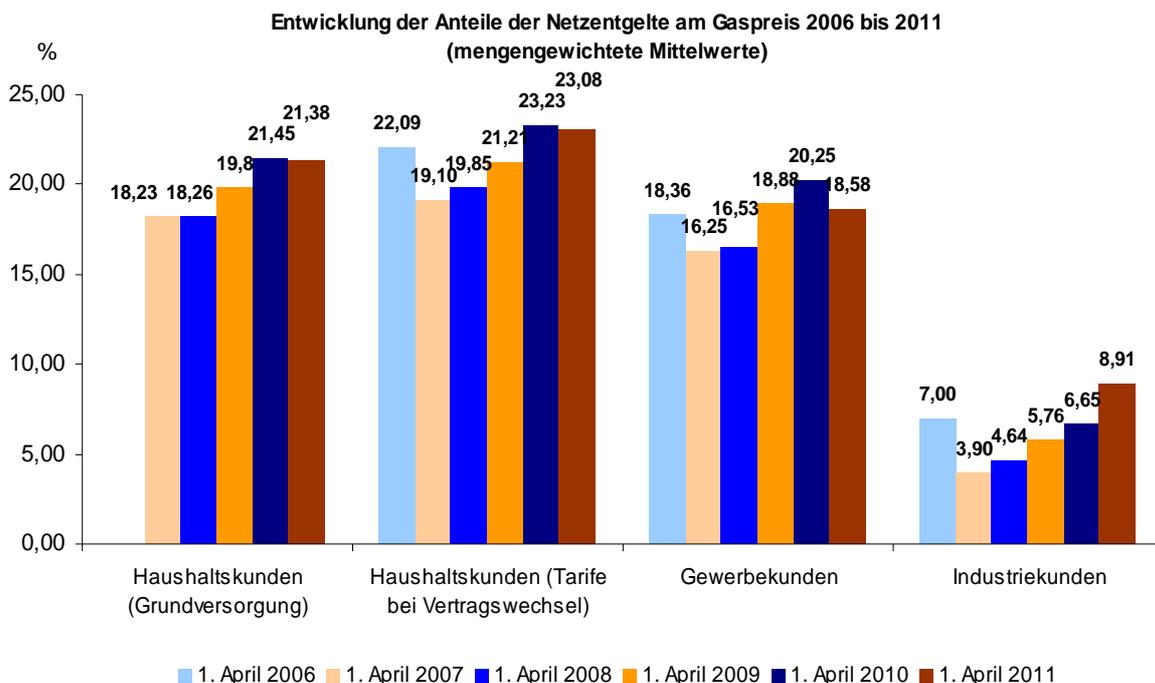


Abbildung 124: Entwicklung der Anteile der mengengewichteten Netzentgelte am Gaspreis 2006 bis 2011. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Speicher

Zugang zu Untertagespeicheranlagen

Am Monitoring 2011 nahmen 20 Untertagespeicherunternehmen teil, die insgesamt 44 Untertagespeicheranlagen (UGS) betreiben und vermarkten. Insgesamt beträgt das in diesen UGS maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen 20,97 Mrd. m_N^3 . Davon entfallen 9,19 Mrd. m_N^3 auf Kavernenspeicher- und 11,78 Mrd. m_N^3 auf Porenspeicheranlagen. Entsprechend der Struktur des deutschen Erdgasmarktes ist der weitaus größte Teil von Speicheranlagen für die Speicherung von H-Gas ausgelegt (18,78 Mrd. m_N^3 für H-Gas im Vergleich zu 2,19 Mrd. m_N^3 für L-Gas).

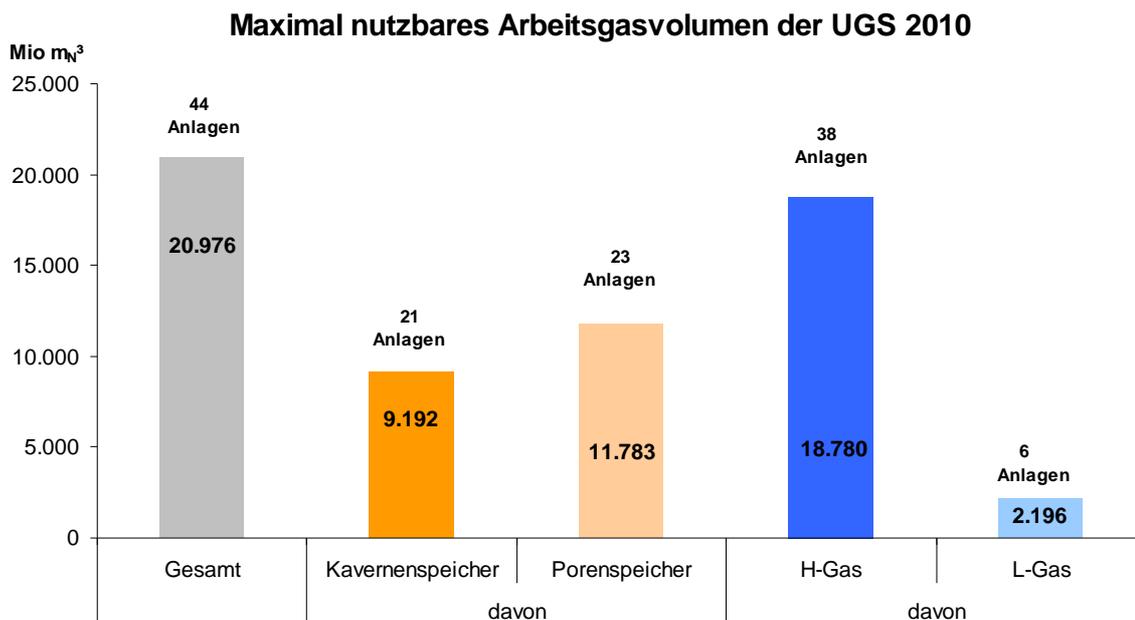


Abbildung 125: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen (AGV) der UGS 2010

Nutzung der Untertagespeicheranlagen

Nutzung für Gewinnungstätigkeit

Im Jahr 2010 betrug die Nutzung für die Gewinnungstätigkeit durch ein Unternehmen in zwei Speichern 2,4 Prozent (2009: 2,5 Prozent) des erfassten maximal nutzbaren UGS-AGV. Nach Abzug des genutzten AGV für Gewinnungstätigkeit vom erfassten maximal nutzbaren AGV ergibt sich für das Berichtsjahr 2010 ein zugangsfähiges AGV für Dritte von 20,48 Mrd. m_N^3 AGV (2009: 19,5 Mrd. m_N^3) und eine zugangsfähige Einspeicherleistung von 10,63 Mio. m_N^3/h sowie eine Ausspeicherleistung von 20,02 Mio. m_N^3 .

Nutzung durch Dritte - Kundenentwicklung

Entsprechend den erfassten Daten der UGS-Unternehmen hatten diese im Jahr 2010 im Mittel 4,6 Speicherkunden (2009: 4,6). Drei Speicherunternehmen konnten im Berichtsjahr 2010 15 Kunden bzw. 19 Kunden verzeichnen.

Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber 2007 bis 2010

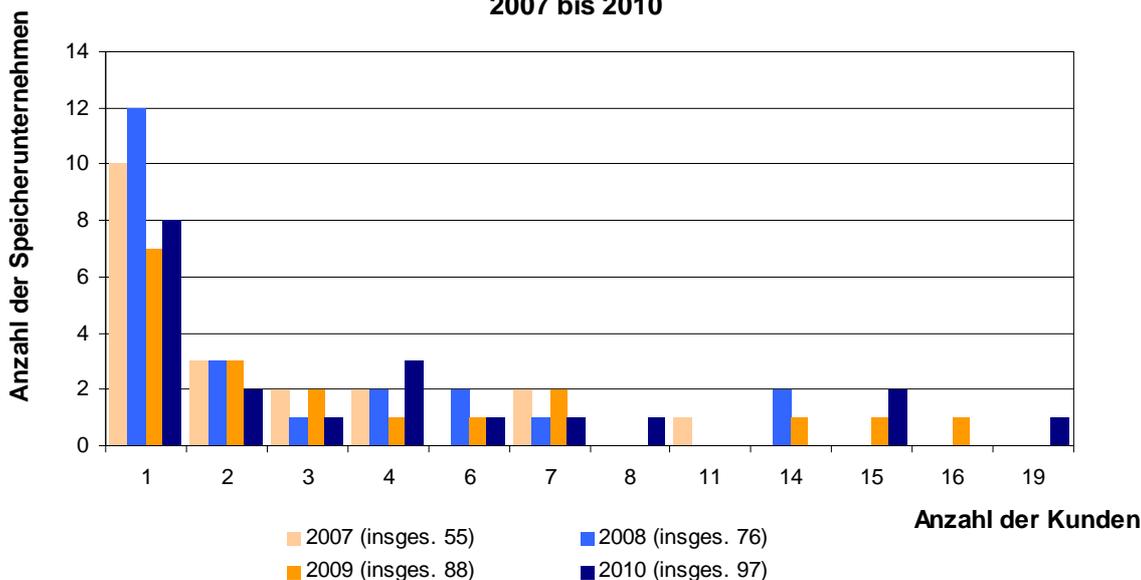


Abbildung 126: Entwicklung der Verteilung der Kunden auf die Speicherunternehmen

Die Speicherkundenanzahl insgesamt hat sich von 55 (2007) über 76 (2008) und 88 (2009) auf 97 im Jahr 2010 erhöht. Es zeigt sich, dass weiterhin viele Speicherunternehmen nur über einen Kunden verfügen, während andere Speicherunternehmen deutlich mehr Kunden aufweisen.

Kapazitätsentwicklung

Die zum Stichtag 31. Dezember 2010 freien Kapazitäten der UGS sind in der nachstehenden Abbildung im Vergleich zu den Jahren 2007, 2008 und 2009 dargestellt. Demnach ist für den Stichtag 31. Dezember 2010 ein im Vergleich zu den Vorjahren sehr starker Anstieg des frei buchbaren Arbeitsgasvolumens zu verzeichnen. Die Spannweite reicht von 15 Prozent (zum 1. Oktober des Folgejahres) bis hin zu 25 Prozent (zum 1. April des Folgejahres und fünf Jahre) am gesamten maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen.

Entwicklung des stichtagsbezogenen, angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2007 bis 2010 [in Mio m³]

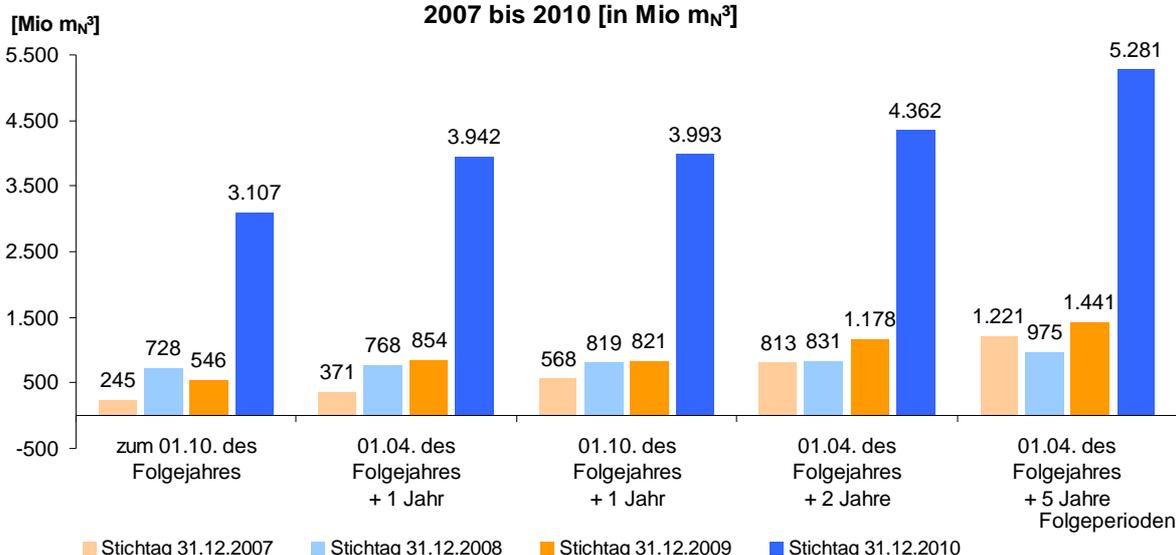


Abbildung 127: Entwicklung des stichtagsbezogenen, angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2007 bis 2010

Der Hauptgrund für den starken Anstieg dürfte darin liegen, dass mehrere Kunden der großen Speicherbetreiber in großem Umfang von der Möglichkeit Gebrauch gemacht haben, die bereits gebuchte Kapazität an die Speicherbetreiber zurückzugeben.

Investitionen in die Erweiterung der Untertagespeicherkapazitäten

Großhandel

Einmal mehr belegen die Zahlen aus dem abgelaufenen Berichtsjahr 2010, dass sich der deutsche Handelsplatz für Erdgas zu einem wichtigen Standbein in Europa nicht nur entwickelt, sondern mittlerweile auch etabliert hat. Neben positiven Vorzeichen aus der Wirtschaft und der guten Marktversorgung auf Grund von LNG-Lieferungen auch aus neu erschlossenen Shale-Gasvorkommen in den USA ist die geografische Lage Deutschlands als Transitland mit ein Grund für die am meisten gehandelten Mengen in Kontinentaleuropa. In den damals noch sechs Marktgebieten wurden insgesamt 1.686 TWh Erdgas gehandelt - ein Plus von 47 Prozent zum bereits handelsstarken Kalenderjahr 2009. Zum Vergleich: der gesamtdeutsche Gasverbrauch lag in 2010 bei 942 TWh¹¹⁶.

Die höchsten Mengen wurden erneut im Marktgebiet von NetConnect Germany gehandelt (49 Prozent). Eine vergleichbare Liquidität weist sonst nur noch Gaspool auf (38 Prozent), ebenfalls ein H-Gasmarktgebiet. Mit jeweils fünf Prozent Anteil an den gehandelten Mengen in Deutschland folgen die L-Gasmarktgebiete von Aequamus (L-Gas 1) und Open Grid Europe. Jeweils unter zwei Prozent entfallen auf die L-Gas- und H-Gasmarktgebiete von der Thyssengas. Mit der qualitätsübergreifenden Zusammenlegung der Marktgebiete wird in 2011 der Gashandel für L-Gas forciert werden.

Gesamthandelsvolumen in deutschen Marktgebieten in 2010

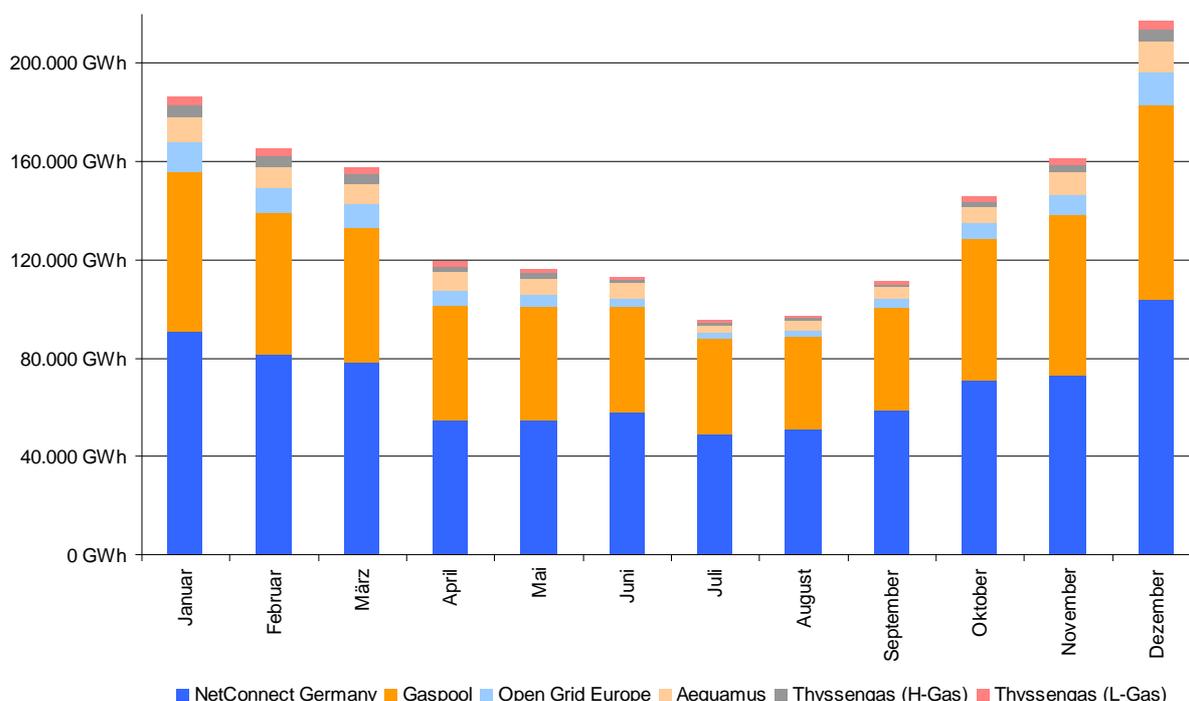


Abbildung 128: Die Jahresentwicklung der Handelsvolumen in Deutschland je Marktgebiet

¹¹⁶ BDEW. Eurogas kommt auf vergleichbaren Wert von 942,3 TWh/a.

Ebenfalls positiv hat sich die Anzahl der Händler entwickelt, die sich nicht lediglich für den deutschen Großhandelsmarkt registriert haben, sondern auch aktiv den Handel mit Erdgas vorantreiben und auf diese Weise für zusätzliche Liquidität sorgen. Die erzielte Churn-Rate zeigt indes noch deutliches Verbesserungspotential. Mit durchschnittlichen Werten von 2,09 für die H-Gas Marktgebiete und 1,26 für die L-Gas Marktgebiete sind die Handelsplätze am niederländischen TTF und am belgischen Zeebrügge deutlich voraus. In diesen Nachbarländern werden Churn-Rates von 3 bis 4 (TTF) bzw. 3 bis 6 (Zeebrügge) erzielt¹¹⁷.

Einzelhandel Marktdaten Gas

Abgabemengen der Gaslieferanten

Die durch Gaslieferanten im Jahr 2010 ausgespeiste Gasmenge liegt bei 911,47 TWh. Damit liegt sie um etwa acht Prozent über dem Niveau des Jahres 2009. Zu beachten ist, dass im Berichtsjahr 2009 aufgrund der wirtschaftlichen Entwicklung ein Rückgang von etwa sieben Prozent zu verzeichnen war, welcher nun vollständig kompensiert wurde.

Gemessen an der Ausspeisemenge der FNB und der VNB Gas mit 1.014,49 TWh im Berichtsjahr 2010 in Deutschland, liegt die ermittelte Marktabdeckung der Datenerhebung im Bereich der Großhändler und Lieferanten Gas wie im Jahr 2009 bei etwa 90 Prozent. Zum Stichtag 31. Dezember 2010 belieferten die Großhändler und Lieferanten in Deutschland etwa 12,9 Mio. Letztverbraucher in Deutschland mit Gas. Gemäß den Angaben der Großhändler und Lieferanten Gas gehörten etwa 11,5 Mio. der Letztverbraucher zur Gruppe der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG.

Die nachfolgende Tabelle beinhaltet die erfassten Abgabemengen der Großhändler und Lieferanten Gas in den Jahren 2009 und 2010, aufgeteilt nach den einzelnen Abnahmekategorien. Da die erfasste Abgabemenge der Großhändler und Lieferanten Gas nur etwa 90 Prozent des Marktes umfasst, wurden die Mengen in den Teilkategorien auf die gesamte deutsche Gasausspeisemenge in Höhe von 1.014,49 TWh, welche von den FNB und VNB Gas angegeben wurde, hochgerechnet.

Kategorie	2009	2009	2010	2010	2010
	Abgabemenge in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent	Abgabemenge in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent	hochgerechnete Abgabemenge in TWh (inländ. Gasverbrauch von 1.014,49 TWh entspricht 100 %)
≤ 300 MWh/Jahr	292,27	34,64	328,53	36,04	365,62
> 300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	184,78	21,9	199,85	21,93	222,48
> 100.000 MWh/Jahr	208,34	24,69	224,27	24,61	249,67
Gaskraftwerke	158,28	18,77	158,82	17,42	176,72
Gesamtsumme	843,67	100	911,47	100	1.014,49

Tabelle 67: Gasabgabemengen an Letztverbraucher 2009 und 2010 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß der Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas¹¹⁸

¹¹⁷ Quarterly Report on European Gas Markets (2010 Q4), S. 6, veröffentlicht von der EU Kommission.

¹¹⁸ Die Kategorie „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ sowie die Kategorie „> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ wurden zu einer neuen Kategorie „>300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ zusammengefasst.

Ausspeisemenge der Gasnetzbetreiber

Die Ausspeisemenge der FNB ist im Berichtsjahr 2010 um knapp elf Prozent auf 290,45 TWh gestiegen. Der höchste Zuwachs ist im Bereich der großen Industrie zu verzeichnen, was als unmittelbare Reaktion auf den konjunkturellen Einbruch in den Jahren 2008 und 2009, verbunden mit einem Produktionsrückgang, gedeutet werden kann. Die Ausspeisemenge der VNB ist im Berichtsjahr 2010 um elf Prozent auf 724,05 TWh gestiegen. Auch hier entfällt der größte Zuwachs auf den Industriesektor. Die Ausspeisemenge aller Netzbetreiber liegt bei 1.014,5 TWh und damit etwa 100 TWh höher als die Ausspeisemenge im Berichtsjahr 2009. Sie erreicht damit das bisher höchste je erfasste Niveau.

Kategorie	2009 Ausspeisemenge FNB in TWh	2010 Ausspeisemenge FNB in TWh	Veränderung 2009 zu 2010 in TWh (+/-)
≤ 300 MWh/Jahr	0,01	0,01	0,00
> 300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	12,39	11,86	-0,53
> 100.000 MWh/Jahr	180,73	207,20	26,47
Gaskraftwerke	68,77	71,38	2,61
Gesamtsumme	261,9	290,45	28,55

Tabelle 68: Ausspeisemengen Gas in 2009 und 2010 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB¹¹⁹

Kategorie	2009 Ausspeisemenge VNB in TWh	2010 Ausspeisemenge VNB in TWh	Veränderung 2009 zu 2010 in TWh (+/-)
≤ 300 MWh/Jahr	319,94	354,51	34,57
> 300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	193,54	212,73	19,19
> 100.000 MWh/Jahr	67,46	77,77	10,31
Gaskraftwerke	70,94	79,04	8,1
Gesamtsumme	651,88	724,05	72,17

Tabelle 69: Ausspeisemengen Gas in 2009 und 2010 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage VNB Gas¹²⁰

¹¹⁹ Die Kategorie „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ sowie die Kategorie „> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ wurden zu einer neuen Kategorie „>300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ zusammengefasst.

¹²⁰ Die Kategorie „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ sowie die Kategorie „> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ wurden zu einer neuen Kategorie „>300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ zusammengefasst.

Kategorie	2009	2010	Veränderung 2009 zu 2010 in TWh (+/-)
	Ausspeisemenge FNB + VNB in TWh	Ausspeisemenge FNB + VNB in TWh	
≤ 300 MWh/Jahr	319,95	354,52	34,57
> 300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	205,93	224,59	18,66
> 100.000 MWh/Jahr	248,19	284,97	36,78
Gaskraftwerke	139,71	150,42	10,71
Gesamtsumme	913,78	1.014,5	100,72

Tabelle 70: Gesamtausspeisemengen Gas in 2009 und 2010 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB + VNB Gas¹²¹

Zum Stichtag 31. Dezember 2010 bezogen insgesamt 13,5 Mio. Letztverbraucher Gas aus den Versorgungsnetzen der antwortenden FNB und VNB. 11,73 Mio. Letztverbraucher und damit etwa 87 Prozent aller Letztverbraucher gehörten dabei zur Gruppe der Haushaltskunden¹²². Die an die Haushaltskunden ausgespeiste Gasmenge betrug im Jahr 2010 278 TWh, was einem Anteil von etwa 27 Prozent an der gesamten Gasausspeisemenge in Deutschland bedeutet.

Kategorie	2010	2010	2010
	Anzahl Letztverbraucher VNB	Anzahl Letztverbraucher FNB	Anzahl Letztverbraucher VNB + FNB
≤ 300 MWh/Jahr	13.360.992	73	13.361.065
> 300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	135.271	492	135.763
> 100.000 MWh/Jahr	5.212	228	5.440
Gaskraftwerke	800	77	877
Gesamtsumme	13.502.275	870	13.503.145

Tabelle 71: Anzahl der Letztverbraucher Gas in 2010 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB + VNB Gas¹²³

Bei der Gesamtbetrachtung der Struktur der belieferten Letztverbrauchergruppen sind keinen nennenswerten Veränderungen festzustellen. So belieferten die FNB zu über 95 Prozent Letztverbraucher mit einer Abnahmemenge von mehr als 100.000 MWh/Jahr sowie Gaskraftwerke. Der Schwerpunkt der VNB lag mit knapp 50 Prozent auf der Belieferung der Kundenkategorie Haushaltskunden und Gewerbe mit einem Verbrauch von weniger als 300 MWh/Jahr.

¹²¹ Die Kategorie „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ sowie die Kategorie „> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ wurden zu einer neuen Kategorie „>300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ zusammengefasst.

¹²² Die Kategorie „<300 MWh/Jahr“ enthält neben den Haushaltskunden auch kleine Gewerbebetriebe.

¹²³ Die Kategorie „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ sowie die Kategorie „> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ wurden zu einer neuen Kategorie „>300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ zusammengefasst.

Kategorie	2009		2010	
	Ausspeisemenge FNB + VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent	Ausspeisemenge FNB + VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	319,95	35,01	354,52	34,95
> 300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	205,93	22,53	224,59	22,14
> 100.000 MWh/Jahr	248,19	27,16	284,97	28,09
Gaskraftwerke	139,71	15,30	150,42	14,82
Gesamtsumme	913,78	100	1.014,5	100

Tabelle 72: Gesamtausspeisemengen Gas und der Anteil der Kundenkategorien an der Gesamtsumme in 2009 und 2010 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB + VNB Gas¹²⁴

¹²⁴ Die Kategorie „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ sowie die Kategorie „> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ wurden zu einer neuen Kategorie „>300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ zusammengefasst.

Grundversorgung

Die Großhändler und Lieferanten wurden bei der Datenerhebung zum Monitoring 2010 gefragt, welche Gasmengen sie innerhalb bzw. außerhalb der Grundversorgung an die Letztverbraucher liefern. Dabei beschreibt die nachfolgende Tabelle den Anteil der Grundversorgung an der Abgabemenge in der jeweiligen Kundenkategorie. An die Haushaltskunden wurde im Berichtsjahr 2010 die Gasmenge von 273,91 TWh abgegeben, davon 68,26 TWh in der Grundversorgung, was einen Anteil der Grundversorgung an der Gesamtversorgung der Haushaltskunden von 24,92 Prozent bedeutet. Von der Gesamtabgabemenge an weitere Letztverbraucher in Höhe von 600,47 TWh wurden nur 13,88 TWh im Rahmen der Grundversorgung abgegeben. Dies führt zu der niedrigen Grundversorgungsquote von 2,31 Prozent. Bei einer Gesamtbetrachtung der gesamten Gasabgabemenge in Deutschland in Höhe von 874,38 TWh wird deutlich, dass 82,14 TWh im Rahmen der Grundversorgung geliefert wurden, was einer Quote von 9,37 Prozent entspricht. Insgesamt gesehen, setzt sich der Trend der Abkehr von der Grundversorgung fort¹²⁵. Insbesondere Haushaltskunden nutzen verstärkt die sich ihnen bietenden vielfältigen Möglichkeiten des Vertrags- und Lieferantenwechsels und profitieren so von den günstigeren Preisen.

Kategorie	Berichtsjahr	Abgabemenge in TWh	Abgabemenge Grundversorgung in TWh	Anteil an der Kategorie in Prozent an der Abgabemenge
Haushaltskunden	2007	199,60	72,34	36,24
	2008	236,01	69,58	29,48
	2009	228,00	61,21	26,85
	2010	273,91	68,26	24,92
Weitere Letztverbraucher	2007	638,40	20,86	3,27
	2008	669,14	17,48	2,61
	2009	615,66	16,36	2,66
	2010	600,47	13,88	2,31
Gesamt	2007	838,00	93,20	11,12
	2008	905,15	87,06	9,62
	2009	843,66	77,57	9,19
	2010	874,38	82,14	9,39

Tabelle 73: Abgabemengen der Großhändler und Lieferanten in der Grundversorgung je nach Kundenkategorie in den Jahren 2007 bis 2010

¹²⁵ Die abweichende Gasabgabemenge in Höhe von 874,38 TWh ist bedingt durch unvollständige Angaben der Gaslieferanten auf Fragen zur Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und sollte nur in diesem Zusammenhang verwendet werden. Insgesamt wurde für das Berichtsjahr 2010 eine Gasabgabemenge in Höhe von 911,47 TWh erfasst. Siehe dazu die Tabelle „Gasabgabemengen an Letztverbraucher 2009 und 2010 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß der Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas“.

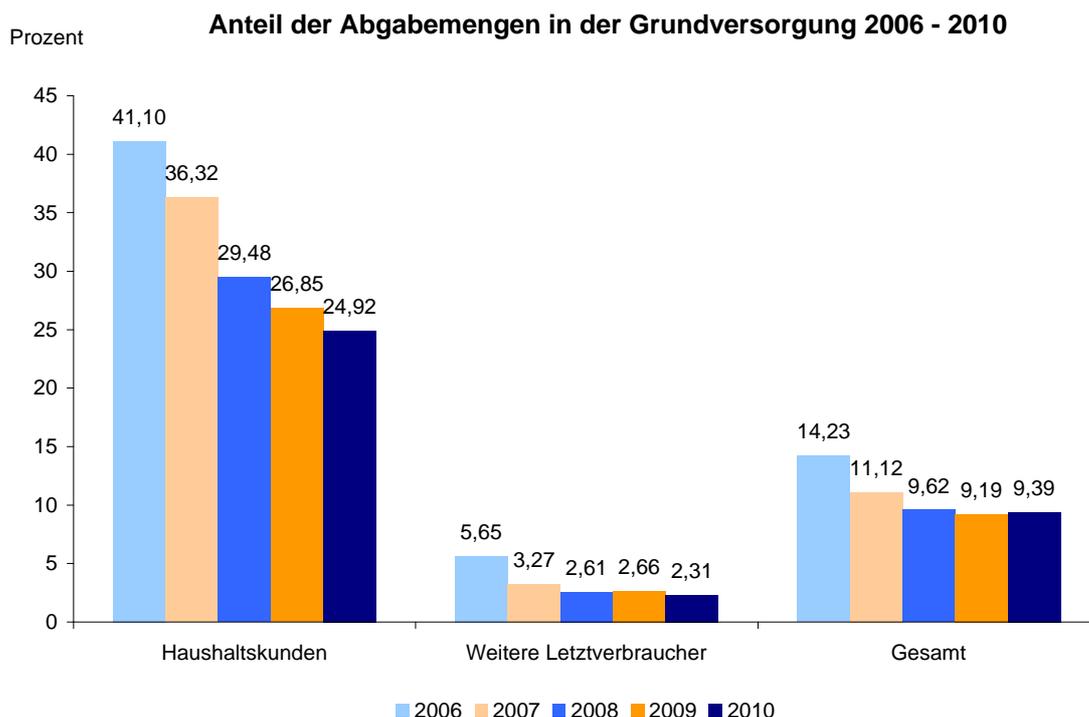


Abbildung 129: Anteil der Abgabemengen der Großhändler und Lieferanten in der Grundversorgung 2006 bis 2010 je nach Kundenkategorie

Bei der Abfrage nach der Belieferungsart der Letztverbraucher durch die Lieferanten ergibt sich ein anderes Bild. Die hier errechneten Grundversorgungsquoten beziehen sich nicht auf die Abgabemenge in der jeweiligen Kundenkategorie, sondern auf die gesamte Gasabgabemenge in Deutschland. Bedingt durch einen Vergleich mit der gesamten Gasabgabemenge ergeben sich hier andere Anteile für die einzelnen Versorgungsarten. Zu beachten ist auch, dass in der nachfolgenden Abbildung nur zwischen der Belieferung durch den Grundversorger und der Belieferung durch einen anderen Lieferanten als den Grundversorger erfolgt. Der Grundversorger kann hierbei den Letztverbraucher zum Grundversorgungstarif oder Sondervertragstarif beliefern. Insgesamt haben die Gaslieferanten im Rahmen der Grundversorgung 68,26 TWh Gas an Haushaltskunden abgegeben. Dies entspricht, bei dem hier zu Grunde gelegten Gasabgabevolumen von 874,38 TWh einer Grundversorgungsquote von 7,81 Prozent¹²⁶. Bedingt durch die höhere Nachfrage nach Gas hat sich das Abgabevolumen in allen vier Kategorien erhöht. Eine nennenswerte Verschiebung der Verhältnisse untereinander fand jedoch nicht statt.

¹²⁶ Die abweichende Gasabgabemenge in Höhe von 874,38 TWh ist bedingt durch unvollständige Angaben der Gaslieferanten auf Fragen zur Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und sollte nur in diesem Zusammenhang verwendet werden. Insgesamt wurde für das Berichtsjahr 2010 eine Gasabgabemenge in Höhe von 911,47 TWh erfasst. Siehe dazu die Tabelle „Gasabgabemengen an Letztverbraucher 2009 und 2010 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß der Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas“.

**Belieferung von Letztverbrauchern durch den Grundversorger
in TWh in 2010**



Abbildung 130: Belieferung von Letztverbrauchern durch den Grundversorger in TWh in 2010

**Vertrags- und Lieferantenwechsel von Industrie- und Gewerbetunden,
Stand 31. Dezember 2010 in TWh**

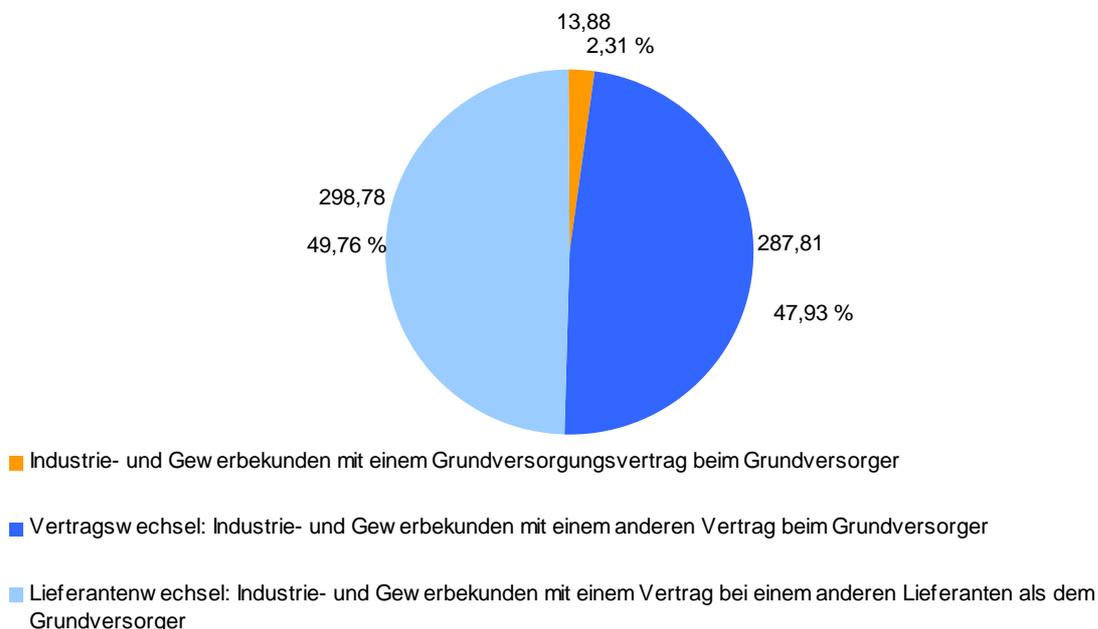


Abbildung 131: Vertrags- und Lieferantenwechsel von Industrie und Gewerbetunden.
Stand 31. Dezember 2010

Die nachstehende Abbildung verdeutlicht die zahlenmäßige Verteilung der Letztverbraucher auf die einzelnen Möglichkeiten der Gasbelieferung.

Knapp 4,5 Mio. Haushaltskunden, was einer Quote von 34,72 Prozent entspricht, werden zu den Konditionen der Grundversorgung beliefert. Über sieben Mio. Haushaltskunden werden

zu Konditionen außerhalb der Grundversorgung beliefert. Dies entspricht einer Quote von 54,21 Prozent. Die weiteren Letztverbraucher, welche bei dieser Betrachtung zahlenmäßig unterlegen sind, teilen sich folgendermaßen auf. Innerhalb der Grundversorgung werden etwas mehr als 0,3 Mio. weitere Letztverbraucher beliefert, was einer Quote von 2,43 Prozent entspricht. Knapp über 1,1 Mio. weitere Letztverbraucher werden außerhalb der Grundversorgung beliefert, was einer Quote von 8,64 Prozent entspricht. Insgesamt gesehen setzt sich der Trend zu einer Belieferung außerhalb der Grundversorgung in allen Letztverbraucher kategorien weiter fort.

Anzahl der belieferten Letztverbraucher in und außerhalb der Grundversorgung in 2010

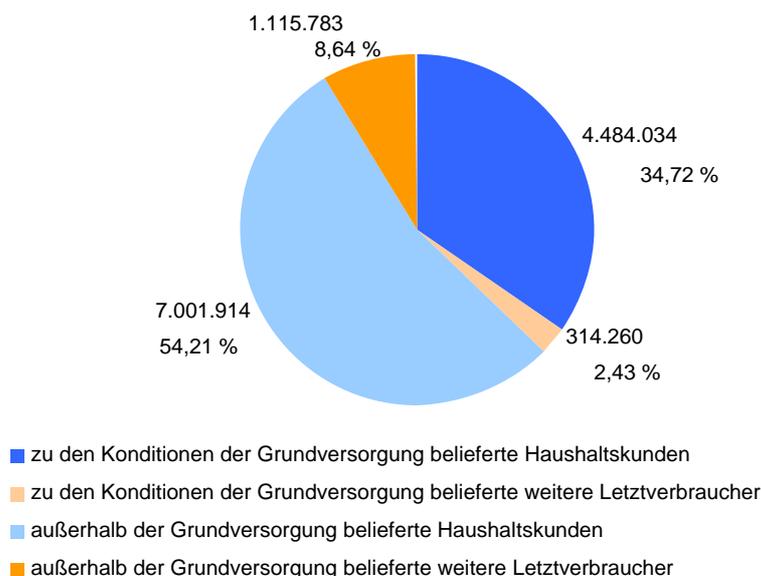


Abbildung 132: Anzahl der belieferten Letztverbraucher in- und außerhalb der Grundversorgung in 2009

Anbieteranzahl

Ein wesentlicher Indikator für einen funktionierenden Wettbewerb der Gaslieferanten untereinander und damit gleichzeitig mehr Auswahlmöglichkeiten beim Gaskunden ist die Anzahl der pro Netzgebiet zur Verfügung stehenden Gaslieferanten. Bei der Datenerhebung zum Monitoring wurden die Netzbetreiber aufgefordert, die Anzahl der Lieferanten anzugeben, die in ihrem Netz tätig sind und Letztverbraucher beliefern.

Auch bei der Betrachtung der aktiven Lieferanten, welche alle Letztverbraucher beliefern, setzt sich der positive Trend aus dem Jahr 2009 fort. Hatte die Mehrheit der Letztverbraucher 2009 die Möglichkeit aus elf bis 20 Lieferanten zu wählen, so kann die Mehrheit der Letztverbraucher im Jahr 2010 aus einer Vielfalt von 21 bis 30 Lieferanten wählen. Nur noch sieben Netzbetreiber geben an, dass in ihren Netzen höchstens fünf Lieferanten tätig sind. Diese Entwicklung ist insbesondere vor dem Hintergrund herausstechend, dass im Berichtsjahr 2008 und 2009 noch 398 Netzbetreiber bzw. 42 Netzbetreiber die Angabe machten, dass in ihren Netzen nur die Auswahl zwischen einem und fünf Lieferanten bestand.

157 Netzbetreiber geben an, dass in ihren Netzen bis zu 50 Lieferanten tätig sind. 64 Netzbetreiber bieten den Letztverbrauchern sogar mehr als 50 Lieferanten zur Auswahl. Insbesondere hier ist eine große Dynamik vorhanden, was letztendlich zu einem noch stärkerem Preiswettbewerb führt, welcher den Letztverbraucher zugute kommen kann.

Anzahl der Netzgebiete nach Anzahl der dort aktiven Lieferanten (alle Letztverbraucher)

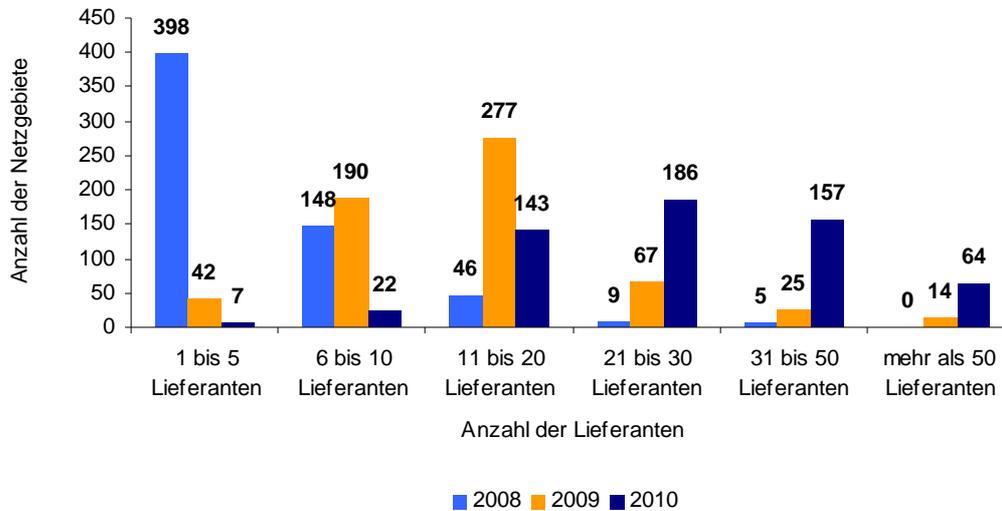


Abbildung 133: Anzahl der Netzgebiete nach Anzahl der dort aktiven Lieferanten (alle Letztverbraucher) gemäß Abfrage VNB Gas in den Jahren 2008 bis 2010

Bei der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2011 wurden ebenfalls die Lieferanten aufgefordert, die Anzahl der Netzgebiete anzugeben, in denen sie tätig sind und in denen sie Letztverbraucher beliefern. Diese Betrachtung liefert ein differenziertes Bild und verdeutlicht, dass die Mehrzahl der in Deutschland tätigen Lieferanten weiterhin in nur einem Netzgebiet tätig ist und sich auf die Belieferung einzelner Regionen beschränkt. Jedoch ist erkennbar, dass diese Zahl sich stetig verkleinert und der Trend zu einer Belieferung in mehreren Netzgebieten hin geht. Nur noch 245 Lieferanten sind in nur einem einzigen Netzgebiet tätig. Diese Zahl lag im Jahr 2009 noch bei 325. Auf der anderen Seite steigt auch die Zahl der Lieferanten, die in mehr als 30 Netzgebieten tätig sind, langsam an. Insgesamt ist diese Entwicklung als positiv zu bewerten und spiegelt die wachsende Vielfalt der Anbieter in den Gasnetzen wider.

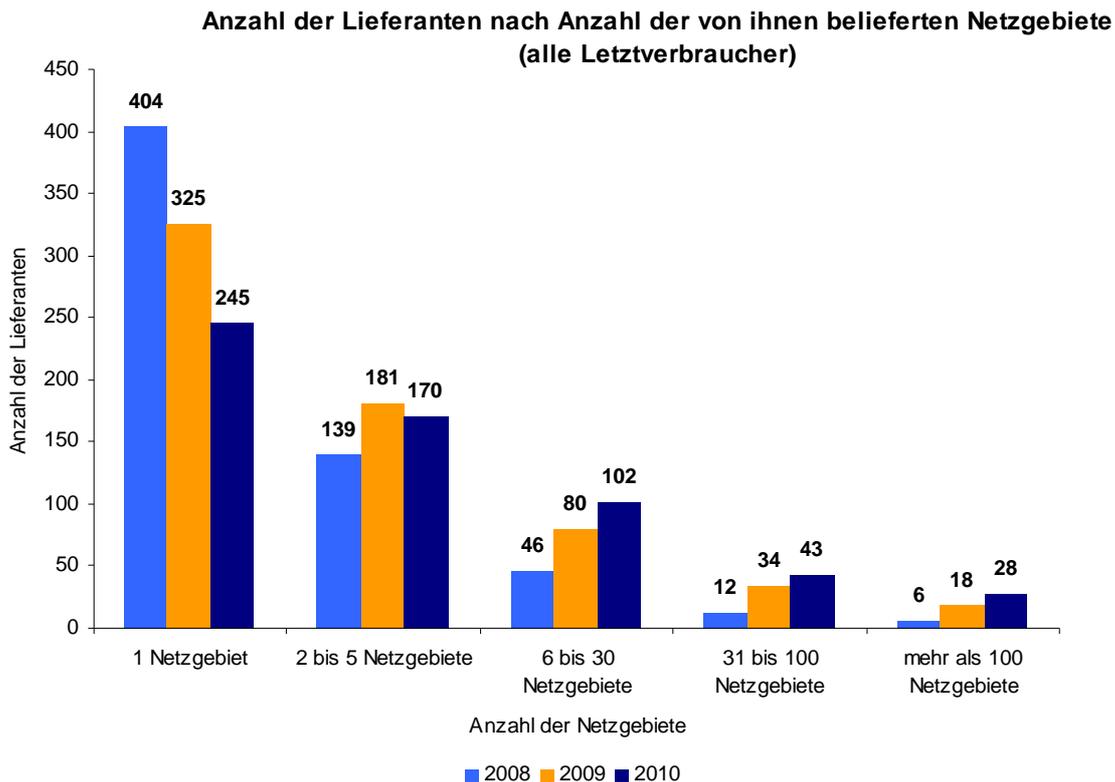


Abbildung 134: Anzahl der Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete (alle Letztverbraucher) gemäß Abfrage VNB Gas in den Jahren 2008 bis 2010

Zum Berichtsjahr 2010 gaben 78 Lieferanten an, bundesweit tätig zu sein. Allerdings muss diese Zahl gesondert von der zuvor dargestellten Abfrage nach der Anzahl der Netzgebiete, in denen der Lieferant tätig ist, betrachtet werden. Dies ist darin begründet, dass der Begriff „bundesweiter Anbieter“ nicht eindeutig festgelegt ist und von den Unternehmen unterschiedlich interpretiert wird.

Lieferantenwechsel Gas

Wechselverfahren und Datenformate

Die bei den VNB im Jahr 2010 vollzogenen Lieferantenwechselverfahren von Letztverbrauchern lassen sich in unterschiedliche Verfahren einteilen. Bei der Zuordnung der Gesamtanzahl an Lieferantenwechselverfahren auf die Verfahrensarten ergibt sich, dass 99,6 Prozent aller Verfahren nach GeLi Gas durchgeführt werden. Die übrigen erfolgen nach unternehmensindividuellen Verfahren gemäß Tenorziffer 3 von GeLi Gas und sonstigen Verfahren.

Die Monitoringabfrage verdeutlicht, dass die Durchführung der Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel von der Mehrheit der VNB (71,4 Prozent) selbst durchgeführt wird. 27,9 Prozent der VNB wenden sich diesbezüglich an einen Dienstleister. In der Detailbetrachtung wird deutlich, dass bei der Beauftragung eines Dienstleisters i. d. R. auch der Nachrichtenaustausch von diesem durchgeführt wird. 77 Prozent der VNB benutzten hierbei keinen Konverter, der die Übertragung der Inhalte in das EDIFACT-Format sicherstellt, sondern generierten die jeweiligen Nachrichtentypen durch das eigene IT-System.

**Wenden Sie im Rahmen der Umsetzung des Beschlusses GeLi Gas
sämtliche dort für den Datenaustausch vorgesehenen EDIFACT -
Nachrichtentypen an?**

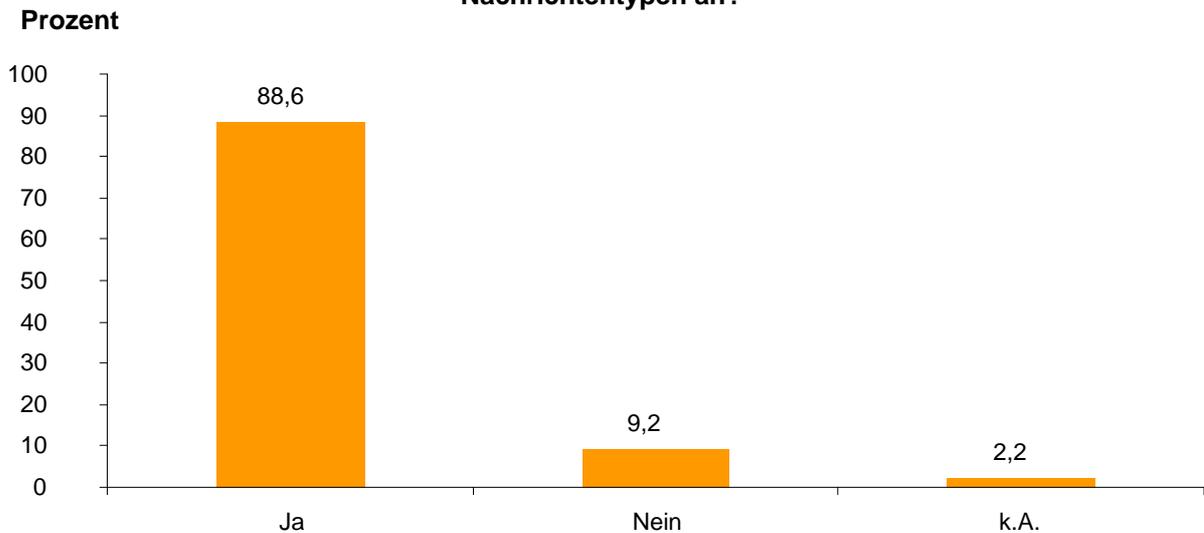


Abbildung 135: Anwendung von EDIFACT-Nachrichtentypen

Die Ergebnisse der Monitoringabfrage veranschaulichen, dass die im Rahmen der Umsetzung des Beschlusses GeLi Gas für den Datenaustausches vorgesehenen EDIFACT-Nachrichtentypen nahezu durchgehend im ganzen Umfang angewendet wurden. 88,6 Prozent der VNB meldeten, dass sie alle für den Datenaustausch vorgesehenen EDIFACT-Nachrichtentypen benutzen. Gegenüber dem Jahr 2009 bedeutet dies eine Steigerung von 18,7 Prozent.

Bei den von den VNB verwendeten Übertragungsmedien dominiert nach dem Übergang in den Wirkbetrieb weiterhin die Nutzung von E-Mails mit 92,8 Prozent. Sonstige Übertragungsmedien spielen mit Ausnahme des FTP-Zugangs (1,5 Prozent) keine Rolle. Keine Angaben machten 5,7 Prozent der VNB.

Lieferantenwechsellmengen der Letztverbraucher

Unter einem Lieferantenwechsel versteht man den Vorgang, dass ein Letztverbraucher an einer Messstelle von seinem derzeitigen Lieferanten (Altlieferanten) zu einem neuen Lieferanten (Neulieferanten) wechselt. Aus-/Ein- und Umzüge sowie infolge eines Konzessionswechsels übertragene Lieferverträge mit Kunden werden bei der Betrachtung der Kundenkategorien nicht als Lieferantenwechsel angesehen.

Die Betrachtungen zum Volumen des Lieferantenwechsels samt Lieferantenwechselquoten für den gesamten Gasmarkt und die einzelnen Kundenkategorien finden sich auch in Teil I des Monitoringberichts 2011.

Kategorie	2009 Lieferantenwechsel FNB+VNB in TWh	2010 Lieferantenwechsel FNB+VNB in TWh	Veränderung 2009 zu 2010 in TWh (+/-)
≤ 300 MWh/Jahr	12,60	25,19	12,59
> 300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	18,09	25,50	7,41
> 100.000 MWh/Jahr	14,72	45,60	30,88
Gaskraftwerke	1,77	14,09	12,32
Gesamt	47,18	110,38	63,20

Tabelle 74: Gesamter Lieferantenwechsel Letztverbraucher Gas in 2009 und 2010 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB + VNB Gas¹²⁷

Kategorie	2009 Lieferanten- wechsel FNB + VNB in TWh	Anteil an Auspeisemenge in der Kategorie in Prozent	2010 Lieferanten- wechsel FNB + VNB in TWh	Anteil an Auspeisemenge in der Kategorie in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	12,60	3,94	25,19	7,11
> 300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	18,09	18,00	25,50	11,35
> 100.000 MWh/Jahr	14,72	5,93	45,60	16,00
Gaskraftwerke	1,77	1,27	14,09	9,37
Gesamt	47,18	5,16	110,38	10,88

Tabelle 75: Anteil Gesamter Lieferantenwechsel Letztverbraucher Gas in 2009 und 2010 nach Kategorien der Letztverbraucher an der Gesamtauspeisemenge Gas gemäß Abfrage FNB + VNB Gas¹²⁸

Im Berichtsjahr 2010 wurden von den Netzbetreibern insgesamt 905.198 Lieferantenwechselfälle festgestellt. Das sind über 433.000 Wechselfälle mehr als im Berichtsjahr 2009, was fast einer Verdopplung der Lieferantenwechselfälle gleichkommt.

Kategorie	2010 Anzahl Letztverbraucher VNB + FNB	2010 Anzahl Lieferantenwechsel VNB + FNB	2010 Anteil der Lieferantenwechsel an der Anzahl Letztverbraucher in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	13.361.065	890.731	6,67
> 300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	135.763	13.993	10,31
> 100.000 MWh/Jahr	5.440	458	8,42
Gaskraftwerke	877	16	1,82
Gesamt	13.503.145	905.198	6,70

Tabelle 76: Anzahl der Letztverbraucher sowie Anzahl der Lieferantenwechsel in 2010 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB + VNB¹²⁹

¹²⁷ Die Kategorie „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ sowie die Kategorie „> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ wurden zu einer neuen Kategorie „>300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ zusammengefasst.

¹²⁸ Die Kategorie „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ sowie die Kategorie „> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ wurden zu einer neuen Kategorie „>300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ zusammengefasst.

¹²⁹ Die Kategorie „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ sowie die Kategorie „> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ wurden zu einer neuen Kategorie „>300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ zusammengefasst.

Setzt man die Zahl der gemeinsam von den Netzbetreibern gemeldeten Lieferantenwechselfälle ins Verhältnis zu der Gesamtzahl der Letztverbraucher in Deutschland, so ergibt sich eine anzahlbezogene Lieferantenwechselquote von knapp sieben Prozent. Insgesamt liegt diese auf die Anzahl bezogene Lieferantenwechselquote in Höhe von 6,7 Prozent unter der errechneten mengenbezogenen Lieferantenwechselquote in Höhe von 10,88 Prozent, was hauptsächlich daran liegt, dass die Hauptwechsellieferungen auf nur wenige große und sehr große Kunden entfallen, während die Haushalts- und Gewerbekunden zwar zahlenmäßig überlegen sind, ihr Wechselvolumen jedoch deutlich geringer ist.

Preisniveau Gas

Bei der Datenerhebung zum Monitoring 2011 wurden die Großhändler und Lieferanten aufgefordert, das durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau ihres Unternehmens mit dem Preisstand 1. April 2011 in ct/kWh für die aufgeführten Kundenkategorien der Bundesnetzagentur mitzuteilen. Im Gesamtpreis sollten alle fixen und variablen Preisbestandteile wie Arbeitspreis, Leistungspreis, Grundpreis und Verrechnungspreis, die dem Letztverbraucher in Rechnung gestellt werden, berücksichtigt werden. Darüber hinaus sollte eine geschätzte Aufteilung in durchschnittliches Nettonetzentgelt inkl. vorgelagerter Netzkosten, durchschnittliches Entgelt für Abrechnung, durchschnittliches Entgelt für Messung, durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb, durchschnittliche Konzessionsabgabe, derzeitige Gassteuer sowie durchschnittliche Umsatzsteuer angegeben werden. Ferner wurde der Durchschnittswert für den Preisbestandteil Energiebeschaffung und Vertrieb, welcher auch die Marge des Lieferanten enthält, abgefragt.

Bei der Belieferung von Haushaltskunden mit Gas sind grundsätzliche drei Belieferungsmöglichkeiten zu unterscheiden. Neben der Belieferung im Rahmen der Grundversorgung mit Grundversorgungstarifen existieren zwei Belieferungsmöglichkeiten, welche einen besonderen Wettbewerbscharakter haben. Die Belieferung außerhalb der Grundversorgung ist gleichzusetzen mit der Belieferung mit Tarifen bei Vertragswechsel. Bei dieser Belieferungsmöglichkeit bleibt der Haushaltskunde bei seinem angestammten Versorger, schließt jedoch einen neuen Liefervertrag auf Sondervertragsbasis ab. Bei der Belieferung außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes schließt der Haushaltskunde mit einem vollkommen neuen Lieferanten einen Liefervertrag auf Sondervertragsbasis ab. Dies ist gleichzusetzen mit der Belieferung mit Tarifen bei Lieferantenwechsel.

Den Abnahmekategorien liegt die folgende Abnahmestruktur zu Grunde:

- Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh (Ausstattung: Kochen, Warmwasserbereitung und Zentralheizung)
- Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 116.371 kWh (keine Benutzungsdauer angegeben, ggf. 115 – 120 Tage pro Jahr)
- Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 116.370.800 kWh (Benutzungsdauer ca. 250 Tage im Jahr (4.000 Stunden)).

Aus Gründen der Vergleichbarkeit mit den Vorjahren wird das durchschnittliche Nettonetzentgelt inklusive Entgelt für Abrechnung zusammen mit dem durchschnittlichen Entgelt für Messung sowie dem durchschnittlichen Entgelt für Messstellenbetrieb in einer Summe ausgewiesen. Eine Nennung der Einzelwerte als Teilgröße des durchschnittlichen Nettonetzentgelts (inklusive Entgelt für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb) erfolgt dennoch.

Für die Ermittlung des mengengewichteten Mittelwertes wurden die arithmetischen Mittelwerte mit den Abgabemengen der jeweiligen Kundenkategorie sowie des jeweiligen Unternehmens multipliziert. Dabei wurde den Kategorien der Haushaltskunden sowie Gewerbekunden die Abgabekategorie „ ≤ 300 MWh/Jahr“ gemäß der Abfrage Großhändler und Lieferanten zugeordnet. Der Kategorie der Industriekunden wurde die Abgabekategorie „ > 100.000 MWh/Jahr“ sowie „Gaskraftwerke“ gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten zugeordnet. Die Angaben der Grundversorger beziehen sich immer auf das Netzgebiet, in dem das jeweilige Unter-

nehmen die Grundversorgung mit Gas durchführt. Zusätzlich wurden Preise abgefragt, die sich nicht auf das Grundversorgungsnetzgebiet beziehen.

Die Auswertung der an Großhändler und Lieferanten gerichteten Fragebögen hat zu folgendem Ergebnis geführt:

Gaspreise für Haushaltskunden

Stand 1. April 2011	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten in ct/kWh	1,33	19,70	1,29	19,43
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,06	0,89	0,06	0,90
Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,02	0,30	0,02	0,30
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb in ct/kWh	0,06	0,89	0,05	0,75
Durchschnittliche Konzessionsabgabe in ct/kWh	0,25	3,70	0,24	3,62
Derzeitige Gassteuer in ct/kWh	0,55	8,15	0,55	8,28
Durchschnittliche Umsatzsteuer in ct/kWh	1,09	16,15	1,09	16,42
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	3,39	50,22	3,34	50,30
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	6,75	100	6,64	100

Tabelle 77: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden bei der Belieferung in der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden bei der Belieferung in der Grundversorgung zum Stichtag 1. April 2011

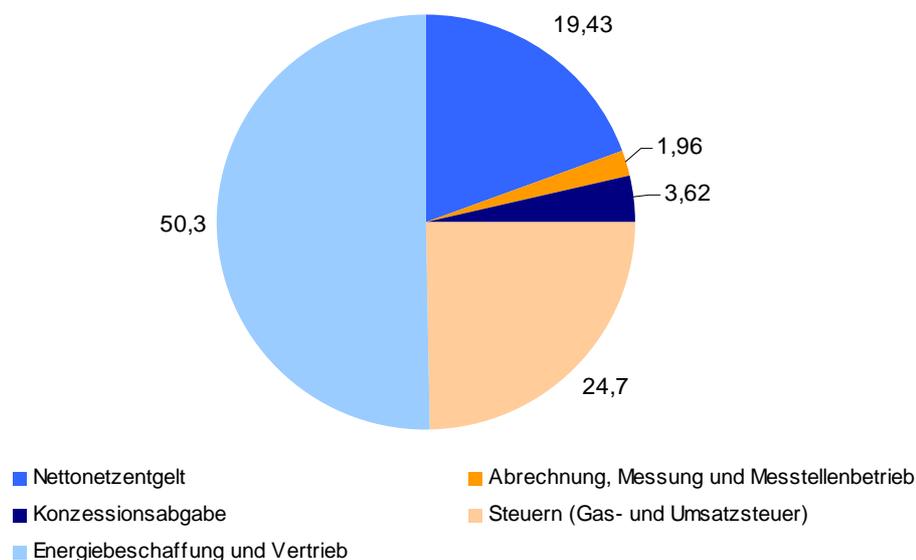


Abbildung 136: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden bei der Belieferung in der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Stand 1. April 2011	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten in ct/kWh	1,33	21,42	1,29	21,11
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,05	0,81	0,05	0,82
Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,02	0,32	0,02	0,33
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb in ct/kWh	0,05	0,81	0,05	0,82
Durchschnittliche Konzessionsabgabe in ct/kWh	0,07	1,13	0,05	0,82
Derzeitige Gassteuer in ct/kWh	0,55	8,86	0,55	9,00
Durchschnittliche Umsatzsteuer in ct/kWh	1,00	16,10	1,00	16,37
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	3,14	50,55	3,10	50,73
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	6,21	100	6,11	100

Tabelle 78: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Tarifen bei Vertragswechsel zum Stichtag 1. April 2011

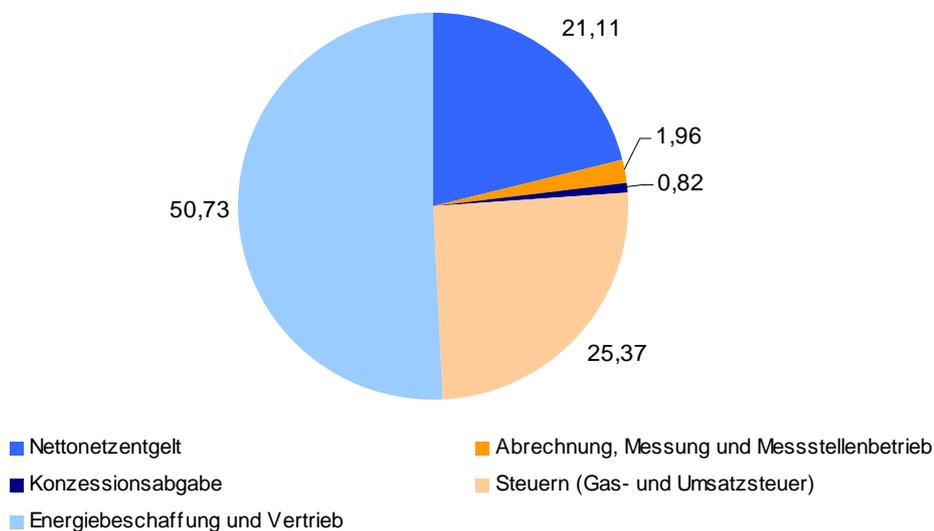


Abbildung 137: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Stand 1. April 2011	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten in ct/kWh	1,33	21,73	1,29	21,29
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,05	0,82	0,05	0,83
Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,02	0,33	0,02	0,33
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb in ct/kWh	0,05	0,82	0,05	0,83
Durchschnittliche Konzessionsabgabe in ct/kWh	0,07	1,14	0,07	1,16
Derzeitige Gassteuer in ct/kWh	0,55	8,99	0,55	9,08
Durchschnittliche Umsatzsteuer in ct/kWh	1,00	16,34	1,00	16,50
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	3,05	49,83	3,03	49,98
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	6,12	100	6,06	100

Tabelle 79: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel zum Stichtag 1. April 2011

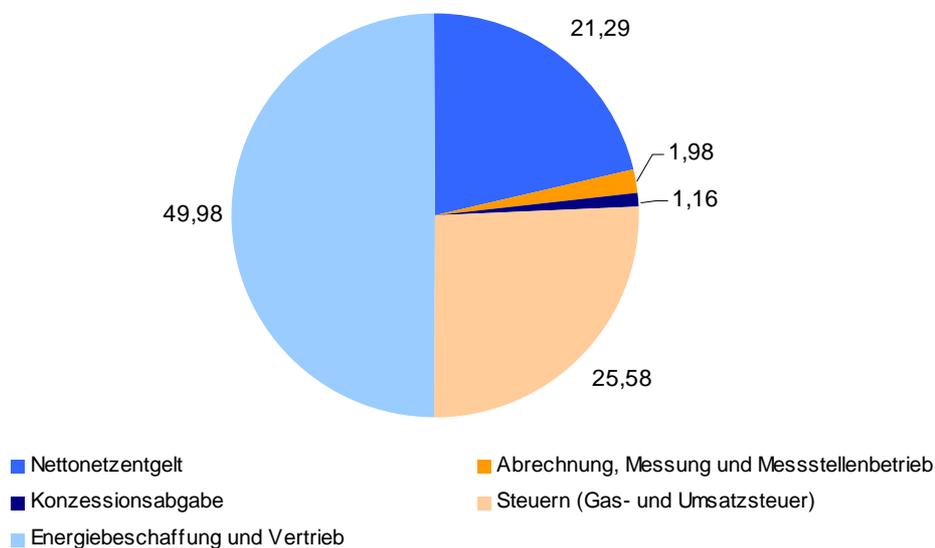


Abbildung 138: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Gaspreise für Gewerbe- und Industriekunden

Die Gaspreise für Gewerbe- und Industriekunden sind ähnlich den Gaspreisen für Haushaltskunden im Berichtsjahr 2010 gestiegen. Der durchschnittliche Gasgesamtpreis für Gewerbekunden bei der Belieferung mit Tarifen bei Vertragswechsel lag zum Stichtag 1. April 2011 bei 5,71 ct/kWh. Damit ist er um 0,18 ct/kWh oder 3,25 Prozent gestiegen.

Stand 1. April 2011	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten in ct/kWh	1,10	19,10	1,01	17,69
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,02	0,35	0,01	0,18
Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,01	0,17	0,01	0,18
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb in ct/kWh	0,03	0,52	0,03	0,53
Durchschnittliche Konzessionsabgabe in ct/kWh	0,07	1,22	0,06	1,05
Derzeitige Gassteuer in ct/kWh	0,55	9,55	0,55	9,63
Durchschnittliche Umsatzsteuer in ct/kWh	0,93	16,15	0,93	16,29
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	3,05	52,94	3,11	54,45
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	5,76	100	5,71	100

Tabelle 80: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Gewerbekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Gewerbekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel zum Stichtag 1. April 2011

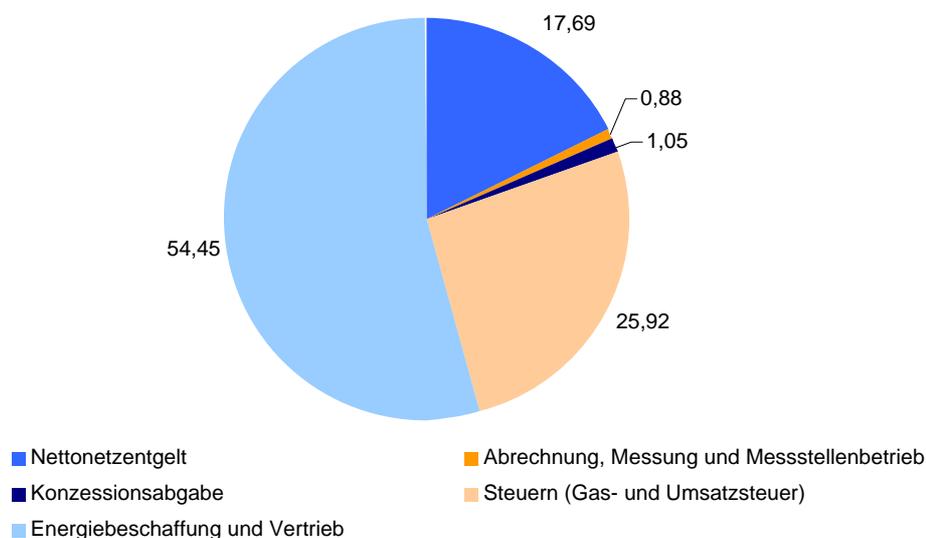


Abbildung 139: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Gewerbekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Ebenso wurde das Preisniveau für die Gewerbekunden bei der Belieferung mit Tarifen bei einem Lieferantenwechsel erfasst. Der durchschnittliche Gasgesamtpreis liegt hier mit 5,49 ct/kWh knapp vier Prozent unter dem Preisniveau bei der Belieferung mit Tarifen bei Vertragswechsel. Die regional ungebundenen Wettbewerber können den Gewerbekunden also offensichtlich niedrigere Preise anbieten als die angestammten lokalen Versorger. Bei dieser Tarifart ist ebenso ein Preisanstieg um 0,26 ct/kWh bzw. 4,97 Prozent zu verzeichnen.

Stand 1. April 2011	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten in ct/kWh	1,10	19,43	1,01	18,40
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,02	0,35	0,01	0,18
Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,01	0,18	0,01	0,18
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb in ct/kWh	0,03	0,53	0,03	0,55
Durchschnittliche Konzessionsabgabe in ct/kWh	0,07	1,24	0,06	1,09
Derzeitige Gassteuer in ct/kWh	0,55	9,72	0,55	10,02
Durchschnittliche Umsatzsteuer in ct/kWh	0,93	16,43	0,93	16,94
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	2,95	52,12	2,89	52,64
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	5,66	100	5,49	100

Tabelle 81: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Gewerbekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Gewerbekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel zum Stichtag 1. April 2011

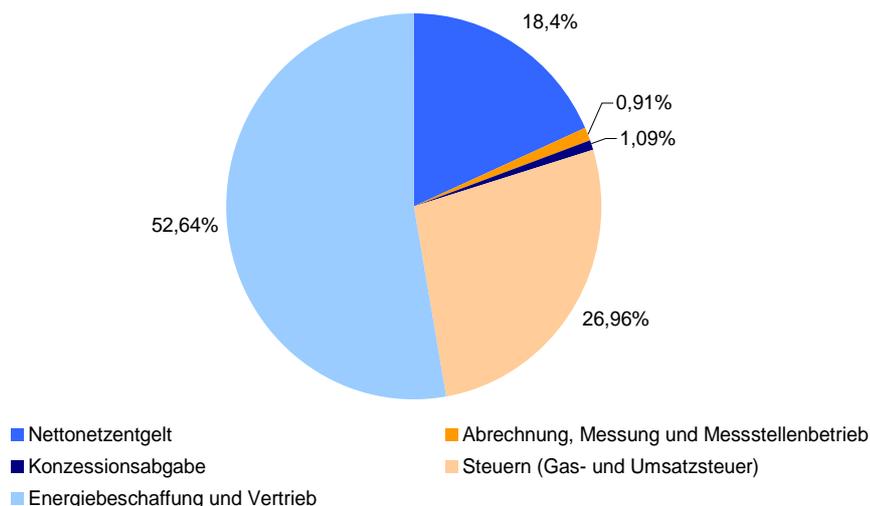


Abbildung 140: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Gewerbekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Der durchschnittliche Gasgesamtpreis für Industriekunden bei der Belieferung mit Tarifen bei Vertragswechsel lag zum 1. April 2011 bei 4,26 ct/kWh. Bei einem Wert zum 1. April 2010 von 3,76 ct/kWh liegt der Anstieg bei 0,5 ct/kWh bzw. bei 13,29 Prozent. Der Preisanstieg ist bei den Industriekunden besonders stark ausgefallen, was aber mit dem besonders starken Preisrückgang im Jahr 2009 zu tun hat.

Ähnlich wie in den anderen Kundenkategorien auch liegt der arithmetische Mittelwert über dem mengengewichteten Mittelwert. Allerdings ist die Differenz in diesem Kundensegment noch stärker ausgeprägt als bei den Haushalts- und Gewerbekunden, was darauf schließen lässt, dass Lieferanten mit hohen Abgabemengen den Industriekunden niedrigere Preise anbieten können.

Stand 1. April 2011	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten in ct/kWh	0,36	7,98	0,33	7,75
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,01	0,22	0,01	0,23
Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,01	0,22	0,01	0,23
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb in ct/kWh	0,04	0,89	0,03	0,70
Derzeitige Gassteuer in ct/kWh	0,55	12,20	0,55	12,91
Durchschnittliche Umsatzsteuer in ct/kWh	0,70	15,52	0,70	16,43
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	2,84	62,97	2,63	61,75
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	4,51	100	4,26	100

Tabelle 82: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Industriekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Industriekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel zum Stichtag 1. April 2011

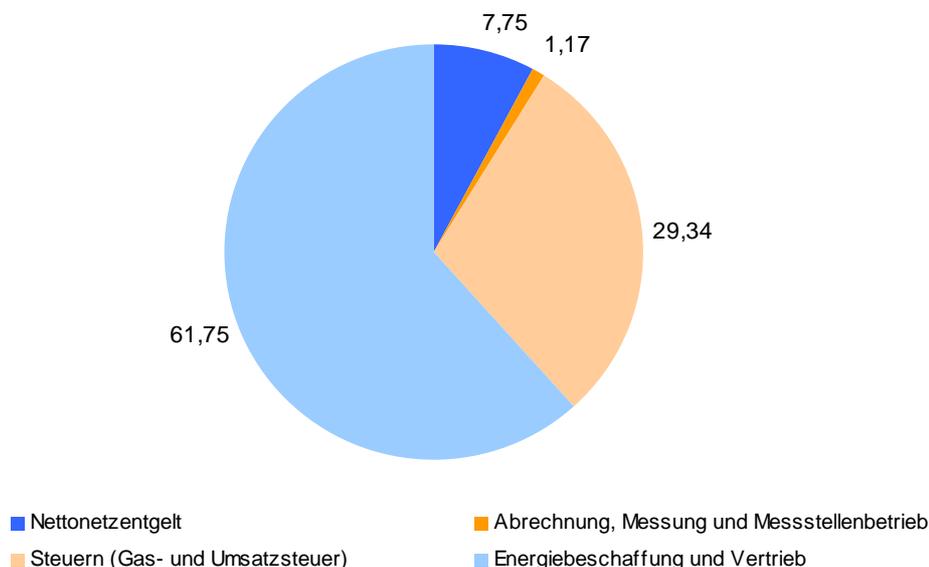


Abbildung 141: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Industriekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Bei der Belieferung der Industriekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel zeichnet sich ein ähnliches Bild ab. Der durchschnittliche Gasgesamtpreis für Industriekunden, welche zu Tarifen bei Lieferantenwechsel beliefert werden, lag bei 4,19 ct/kWh und damit sieben ct/kWh oder und zwei Prozent niedriger als der Gaspreis bei der Belieferung mit Tarifen bei Vertragswechsel. Dies ist ein Hinweis darauf, dass regional ungebundene Wettbewerber den Industriekunden günstigere Gaspreise anbieten können.

Stand 1. April 2011	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten in ct/kWh	0,36	8,11	0,31	7,40
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,01	0,23	0,01	0,24
Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,01	0,23	0,01	0,24
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb in ct/kWh	0,04	0,90	0,03	0,72
Derzeitige Gassteuer in ct/kWh	0,55	12,39	0,55	13,13
Durchschnittliche Umsatzsteuer in ct/kWh	0,70	15,77	0,70	16,71
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	2,77	62,37	2,58	61,56
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	4,44	100	4,19	100

Tabelle 83: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Industriekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Industriekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel zum Stichtag 1. April 2011

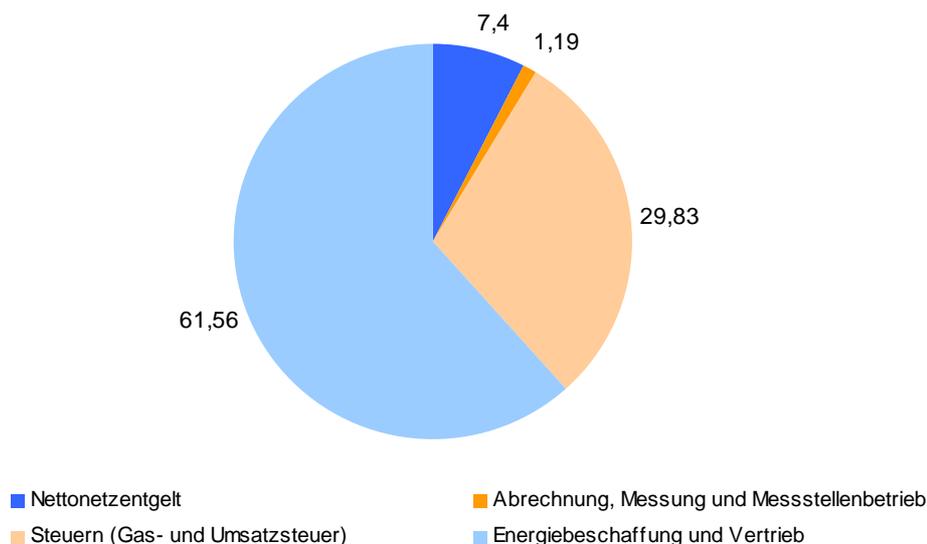


Abbildung 142: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Industriekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Bei der Analyse der Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ für Gewerbe- und Industriekunden in den Jahren 2006 bis 2011 ist zum Stichtag 1. April 2011 wieder ein Anstieg des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ Gewerbekunden zu beobachten. Bei den Industriekunden ist ein Anstieg um über elf Prozent zu beobachten. Dies ist jedoch als eine Konsolidierung des letztjährigen Rückgangs der Gasbeschaffungskosten um etwa 25 Prozent zu deuten. Lediglich bei den Industriekunden, die zu Tarifen bei Lieferantenwechsel beliefert werden, sind die Gasbeschaffungskosten wiederholt um etwa sieben Prozent gefallen. Dies könnte ein Hinweis darauf sein, dass insbesondere in diesem Kundensegment ein intensiver Wettbewerb herrscht.

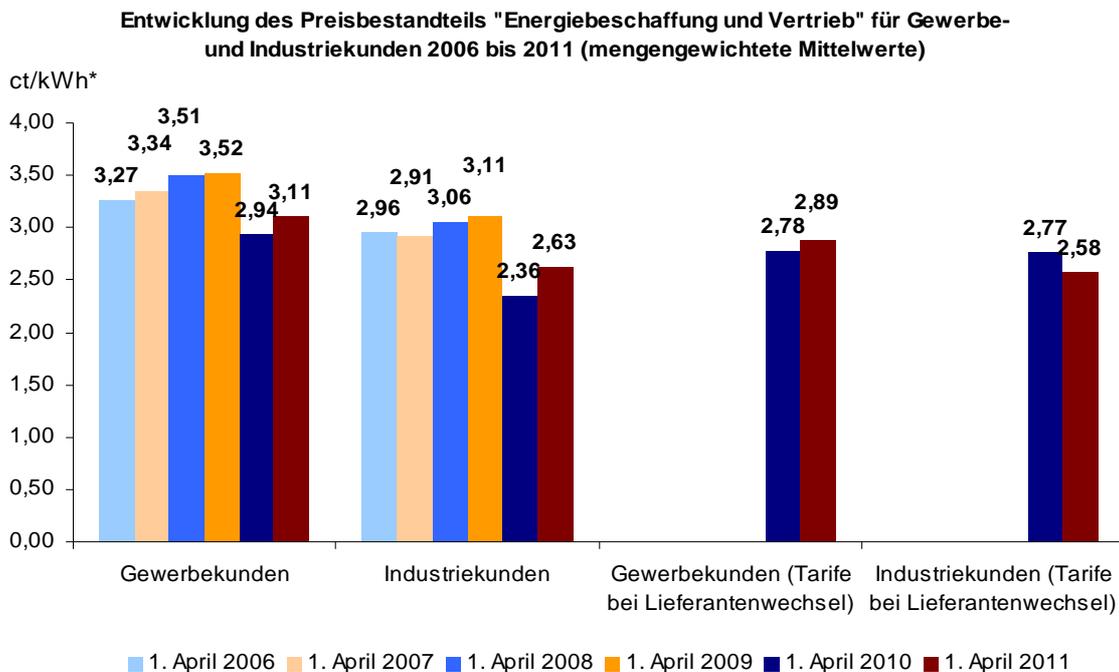


Abbildung 143: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ für Gewerbe- und Industriekunden 2006 bis 2011. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Bei einer Gesamtbetrachtung aller in Frage kommender Belieferungsmöglichkeiten der Gewerbe- und Industriekunden, bietet sich das folgende Bild. Nach den Preiseinbrüchen zum Stichtag 1. April 2010 sind die Gaspreise über fast alle Bereiche hinweg teilweise deutlich gestiegen. Am höchsten fiel der Anstieg mit über 13 Prozent bei normal belieferten Industriekunden aus. Verantwortlich für den Preisanstieg sind die teilweise deutlich gestiegenen Gasbeschaffungskosten am Großhandelsmarkt.

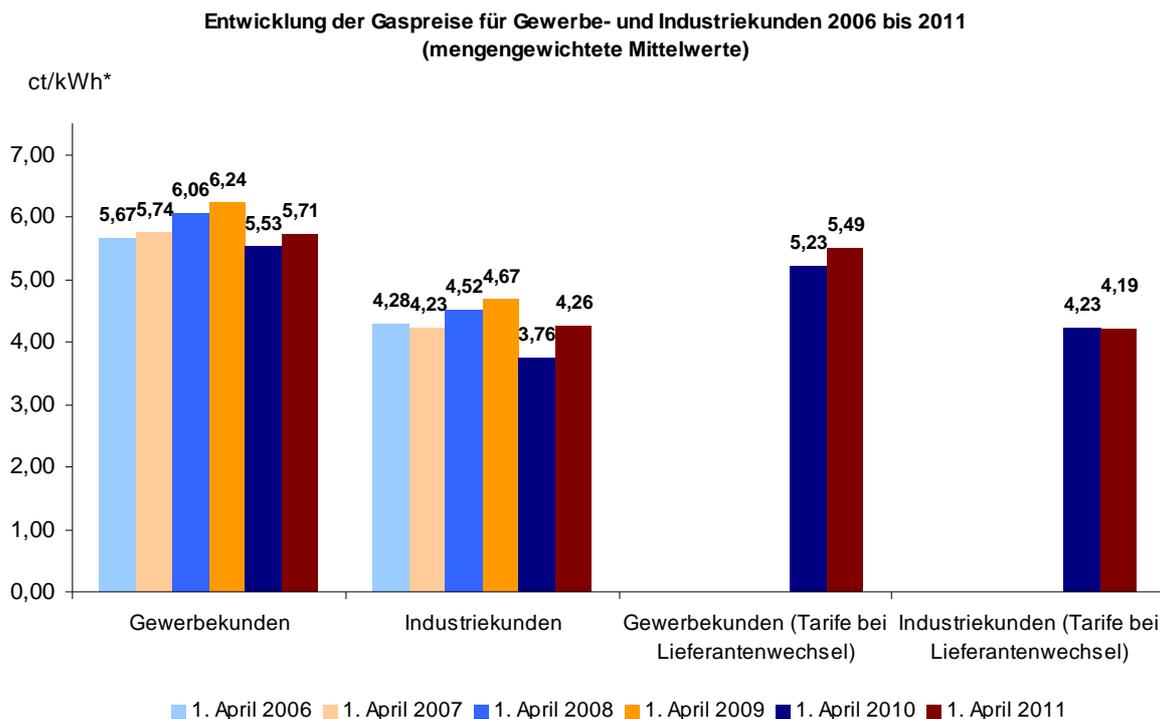


Abbildung 144: Entwicklung der mengengewichteten Gaspreise für Gewerbe- und Industriekunden 2006 bis 2011. Preisstand 1. April 2011 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Anteile der größten Unternehmen (Dominanzmethode)

Im Rahmen der Ermittlung der Marktanteile der größten Unternehmen in den Bereichen Erdgasförderung, Gas-Import, -Export, Untertagespeicher-Arbeitsgasvolumen und Gasabgabe an Letztverbraucher im Berichtsjahr 2010 wurden die Mehrheitsbeteiligungen von ca. 800 Unternehmen, die am Monitoring 2010 teilgenommen haben, analysiert und die entsprechenden Marktanteile den konsolidierten Mutterunternehmen nach der Dominanzmethode zugeordnet¹³⁰.

Nach Berechnung der Marktanteile der Unternehmen in neun untersuchten Einzelbereichen des Gasmarktes entsprechend der Dominanzmethode waren in den Gruppen der größten Drei über alle Marktkategorien in 2010 insgesamt elf Unternehmen präsent. Bei Betrachtung der Verteilung der Präsenz der Unternehmen in den Gruppen der größten Drei über alle Marktkategorien ist festzustellen, dass ein Unternehmen in acht, ein Unternehmen in vier Kategorien und drei Unternehmen in drei Kategorien in der Gruppe der größten Drei vertreten waren. Über alle Marktkategorien hinweg waren 2010 in den Gruppen der größten Fünf insgesamt 17 Unternehmen präsent. Ein Unternehmen war in allen neun Marktkategorien in der Gruppe der größten Fünf vertreten. Ein Unternehmen wurde in acht Kategorien, ein Unternehmen in vier und fünf Unternehmen in drei Kategorien in den Gruppen der größten Fünf verzeichnet.

Die größten Drei und größten Fünf Unternehmen decken den Im- und Export sowie die Gasförderung zu einem hohen Prozentanteil ab. Im Bereich der Gasabgabe an Letztverbraucher ist eine deutlich geringere Marktkonzentration festzustellen. In der Summe aller Stadtwerke verfügen diese über eine erhebliche Bedeutung.

¹³⁰ Die Dominanzmethode ordnet die Abgabemenge beherrschter (konsolidierter) Unternehmen den jeweiligen beherrschenden Unternehmen zu, es erfolgt eine Zurechnung zu 100 Prozent. Gemeinschaftsunternehmen bei einem Beteiligungsverhältnis von 50 Prozent zu 50 Prozent werden jeweils hälftig zugerechnet.

Nachfolgend sind die Marktanteile der größten Drei und der größten Fünf Unternehmen sowie der Stadtwerke in den untersuchten Sektoren des Gasmarktes, die auf der Grundlage der Dominanzmethode berechnet wurden, dargestellt.

Bereich	Anteil der größten Drei (in Prozent)			Anteil der größten Fünf (in Prozent)			Anteil der kommunalen Versorger (in Prozent)		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010	2008	2009	2010
Import	66,0	60,6	56,4	81,6	74,7	72,9	keine Angaben		0,2
Export	73,5	53,5	66,0	89,6	76,0	82,7			0,3
Speicher - Arbeitsvolumen	62,8	69,5	56,0	82,4	84,3	72,2			0,9
Gasabgabe an LV Gesamt	35,2	30,1	29,3	44,3	39,6	36,9			37,8
Gasabgabe an LV ≤ 300 MWh/Jahr	28,2	25,9	26,3	36,0	31,7	31,1			53,7
Gasabgabe an LV > 300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	26,7	22,8	25,2	35,5	30,4	33,1			48,1
Gasabgabe an LV > 100.000 MWh/Jahr	57,6	51,6	46,7	68,3	66,1	57,7			12,5
Gasabgabe an Gaskraftwerke	45,3	41,5	39,2	63,1	59,0	50,0			27,6

Tabelle 84: Anteile der größten drei und größten fünf Unternehmen in den einzelnen Sektoren des Gasmarktes 2008 bis 2010

Anteile der größten Unternehmen an der Erdgas-Förderung

Nachfolgend sind die Marktanteile der drei und fünf größten Erdgas fördernden Unternehmen aufgeführt, die zugleich auch Erdgasimporteure sind.

Förderung von Erdgas in 2010 in Prozent



Abbildung 145: Anteile der drei größten Unternehmen an der Erdgas-Förderung

Förderung von Erdgas in 2010 in Prozent

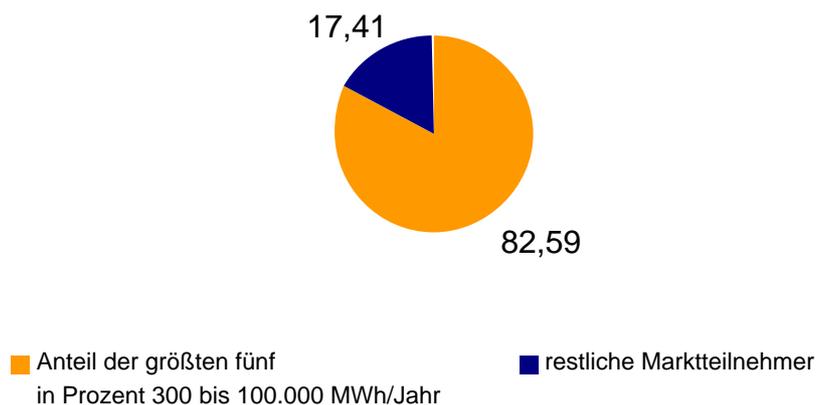


Abbildung 146: Anteile der fünf größten Unternehmen an der Erdgas-Förderung

Anteile der größten Unternehmen am Erdgas-Import

Insgesamt beteiligten sich 26 Importunternehmen. Der Anteil der größten Drei (größten Fünf) Unternehmen am Gesamtimport im Jahr 2010 betrug 56,4 (72,9) Prozent.

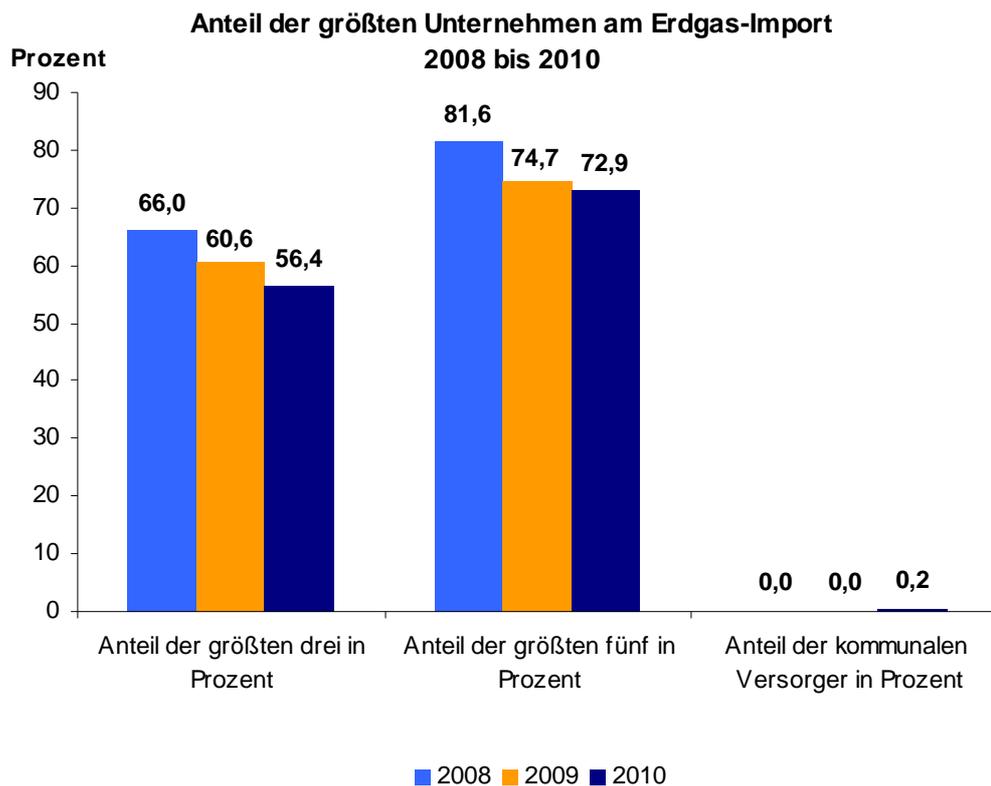


Abbildung 147: Anteile der größten Unternehmen am Erdgas-Import 2008 bis 2010

Anteile der größten Unternehmen am Erdgas-Export

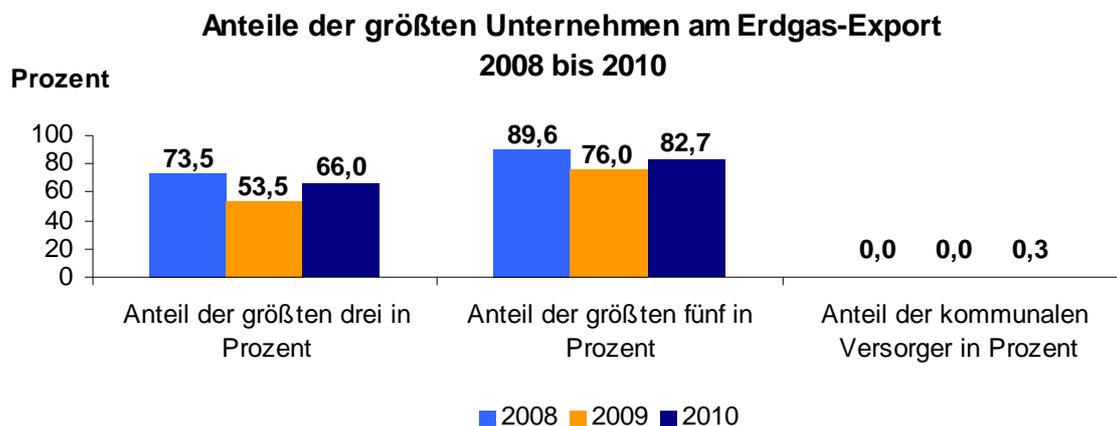


Abbildung 148: Anteile der größten Unternehmen am Erdgas-Export 2008 bis 2010

Insgesamt beteiligten sich 25 Exportunternehmen. Der Anteil der größten Drei (größten Fünf) Unternehmen am Gesamtexport im Jahr 2010 betrug 66,0 (82,7) Prozent. Erstmals wurden auch die kommunalen Versorgungsunternehmen in die Untersuchung mit einbezogen.

**Anteil der größten Großhändler und Lieferanten an der gesamten Gasabgabemenge an Letztverbraucher
2008 bis 2010**

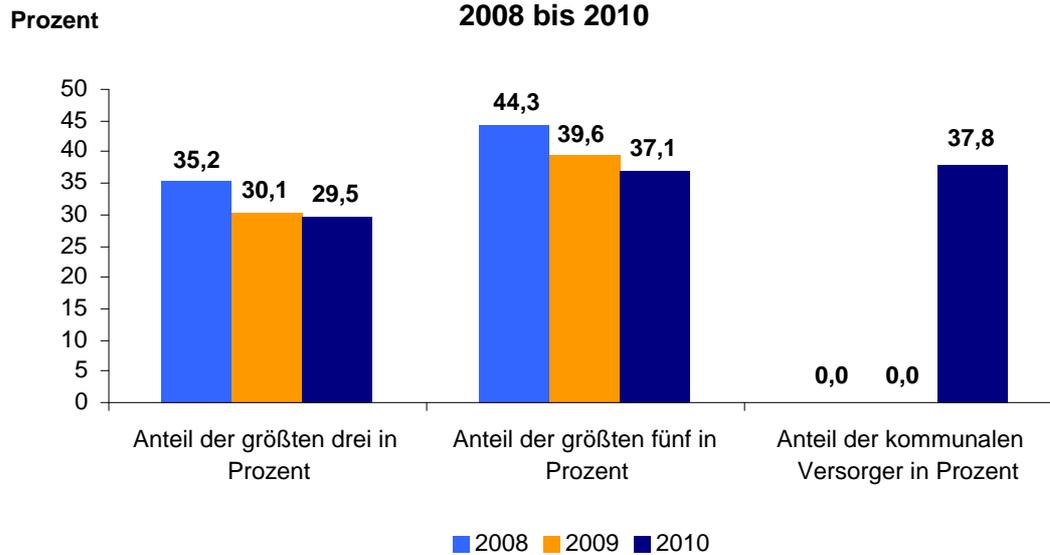


Abbildung 149: Anteile der größten Großhändler und Lieferanten an der gesamten Gasabgabemenge an Letztverbraucher 2008 bis 2010

Die Anteile der größten Drei und größten Fünf Großhändler und Lieferanten an der gesamten Gasabgabemenge an Letztverbraucher sinken in den vergangenen drei Jahren beständig. Mit einem Anteil von 37,8 Prozent nehmen die kommunalen Versorger eine starke Stellung ein.

Prozent

Anteile der größten Großhändler und Lieferanten an der Gasabgabe nach verschiedenen Letztverbraucher kategorien 2008 bis 2010

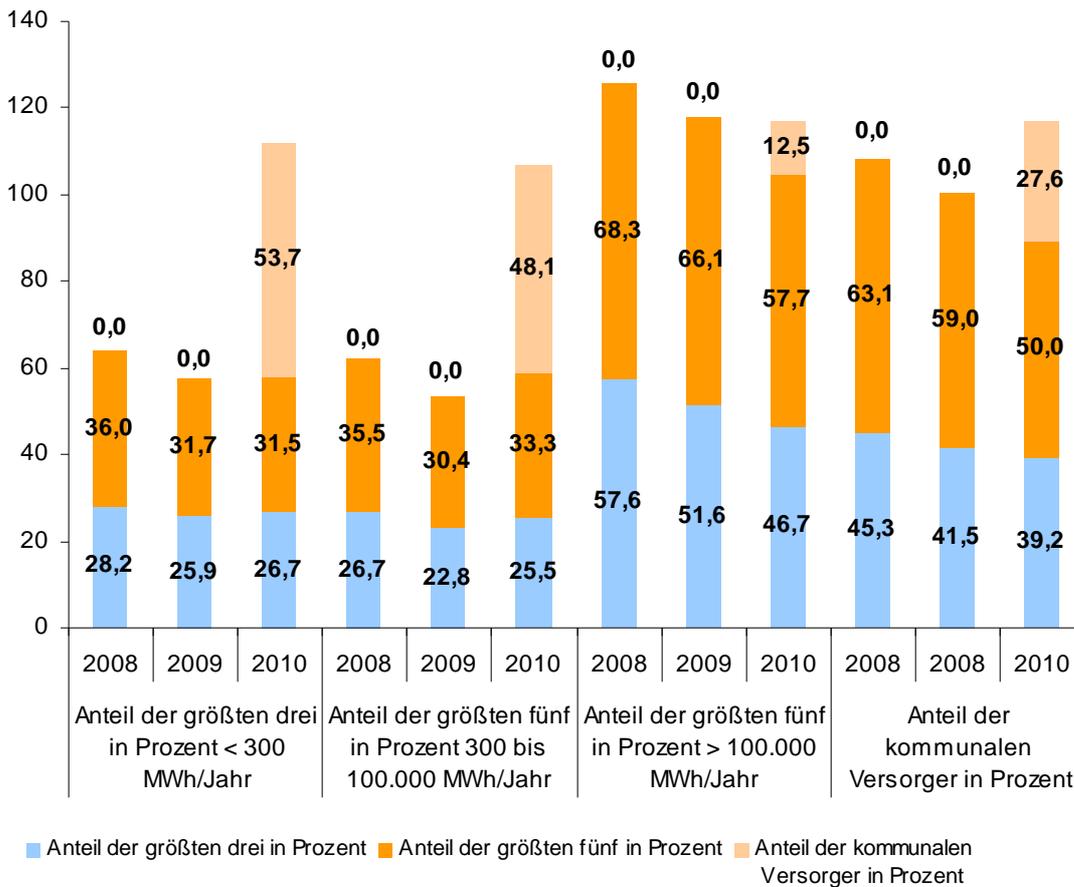


Abbildung 150: Anteile der größten Großhändler und Lieferanten an der Gasabgabe nach verschiedenen Letztverbraucher kategorien 2008 bis 2010

Anteile der größten Gasspeicherbetreiber am maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen

Die Berechnung der Anteile nach der Dominanzmethode erfolgte für 2010 am maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen ausschließlich bezogen auf Untertagegasspeicher (UGS) und deren Betreiber.

Im Ergebnis verfügten im Berichtsjahr 2010 insgesamt 20 Untertagegasspeicherbetreiber über ein nutzbares Arbeitsgasvolumen in Höhe von 20,975 Mrd. m³. Die drei (fünf) größten Unternehmen verfügten 2010 über 55,5 (65,3) Prozent am maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen. Erstmals wurden die kommunalen Versorger mit in die Auswertung mit einbezogen. Die Abweichung zum Berichtsjahr 2009 ergibt sich durch den Entfall der Übertagegasspeicher.

Mess- und Zählwesen

Am 23. Oktober 2008 ist die Messzugangsverordnung (MessZV) in Kraft getreten. Diese regelt u. a. auch die Rahmenbedingungen für einen Wechsel des Messstellenbetreibers und des Messdienstleisters.

Der folgende Abschnitt behandelt den Bereich Messstellenbetrieb, untergliedert nach VNB in ihrer Funktion als Messstellenbetreiber und sonstigen Messstellenbetreibern.

Verteilernetzbetreiber

Die VNB gaben an, dass im Berichtsjahr 2010 die Gesamtzahl der Messeinrichtungen ca. 13,4 Mio betrug, und damit im Vergleich zum Jahr 2009 annähernd gleich geblieben ist.

Von diesen sind rund 8.600 elektronisch auslesbar. Der Anteil der Messeinrichtungen mit registrierender Leistungsmessung liegt bei gut 0,2 Prozent. Hiervon sind ca. 85 Prozent elektronisch auslesbar. Vier Unternehmen gaben an, in einem Netzgebiet aktiv zu sein, in dem sie nicht zugleich Netzbetreiber sind.

Messstellenbetreiber/Messdienstleister

Von den befragten Unternehmen gaben fünf an, nicht Betreiber eines Energieversorgungsnetzes zu sein. Auf die Frage, ob ein Antrag auf Durchführung des Messstellenbetriebs bzw. der Messdienstleistung durch Dritte i. S. d. § 21b Abs. 2 EnWG gestellt wurde, ergab sich folgendes Bild:

Monitoringhebung	Ja (in %)	Nein (in %)	keine Angabe (in %)
Planen Sie in 2010 als Anbieter im Bereich Messdienstleistung i.S.d. § 21b Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG aktiv tätig zu werden?	5	91	4
Sehen Sie Gründe nicht aktiv tätig zu werden?	26	67	7

Tabelle 85: Durchführung Messdienstleistung

Monitoringhebung	Ja (in %)	Nein (in %)	keine Angabe (in %)
Planen Sie in 2010 als Anbieter im Bereich Messstellenbetrieb i.S.d. § 21b Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EnWG aktiv tätig zu werden?	5	93	2
Sehen Sie Gründe nicht aktiv tätig zu werden?	28	68	4

Tabelle 86: Durchführung Messstellenbetrieb

Messstellenbetrieb

Verteilernetzbetreiber

Mindestanforderungen gemäß § 21b Absatz 2 Satz 1 Nr. 1 EnWG wurden von 90 Prozent der antwortenden VNB definiert. Eine Definition der in § 21b Absatz 3 Satz 2 Nr. 2 EnWG angegebenen technischen Mindestanforderungen haben 90 Prozent der VNB vorgenommen, bei neun Prozent war dies nicht der Fall, ein Prozent machte keine Angaben. Die Forderung nach einer Definition der Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang und Datenqualität i. S. d. § 21b Absatz 3 Satz 2 Nr. 2 EnWG wird von 89 Prozent der am Monitoring teilnehmenden Unternehmen erfüllt, bei neun Prozent ist dies nicht der Fall, keine Antwort liegt bei zwei Prozent vor.

Eine Veröffentlichung der Vertragsbedingungen gemäß § 3 MessZV auf ihren Internetseiten wird von 79 Prozent der VNB vorgenommen, 13 Prozent beantworteten diese Frage mit nein, acht Prozent geben gar keine Antwort. Die Anzahl der im Berichtsjahr 2010 bei den befragten Netzbetreibern eingegangenen Anträge für Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen durch Dritte i. S. d. § 21b Absatz 2 Satz 1 Nr. 1 EnWG betrug 414. Abgelehnt wurden solche Anträge lediglich in zwei Fällen. Einen Vertrag/Rahmenvertrag i. S. d. § 3 Absatz 3 MessZV haben 1.700 der antwortenden Unternehmen geschlossen, davon 407 mit Anbietern aus der leitungsgebundenen Energiewirtschaft. Im Berichtsjahr 2010 gab es 124 Fälle, in denen ein Messstellenbetreiber als Dritter in fremden Netzgebieten tätig war. In 718 Fällen wurde eine Messeinrichtung von Dritten im jeweiligen Netzgebiet der antwortenden Unter-

nehmen betrieben. Die Übernahme des Betriebs einer Messeinrichtung durch Dritte erfolgte in 129 Fällen in der Weise, dass ein Geräteeinbau gemäß § 21b Absatz 3 Satz 1 EnWG erfolgte. Dies ist deutlich weniger als im Jahr 2009.

Folgende Übersicht zeigt die derzeitige Entwicklung in Bezug auf den Messstellenbetrieb durch VNB außerhalb des jeweiligen Netzgebietes der befragten Unternehmen:

Monitoringerhebung	Ja (in %)	Nein (in %)	keine Angabe (in %)
Sind Sie als Anbieter im Bereich Messstellenbetrieb außerhalb Ihres eigenen Netzes aktiv?	1	97	2
Planen Sie im Jahr 2010 als Anbieter im Bereich Messstellenbetrieb außerhalb Ihres eigenen Netzes aktiv tätig zu werden?	5	93	2
Sehen Sie Gründe außerhalb Ihres eigenen Netzes nicht aktiv tätig zu werden?	28	68	4

Tabelle 87: Messstellenbetrieb durch VNB außerhalb des eigenen Netzgebietes

Messstellenbetreiber

Die Messstellenbetreiber wurden befragt, welche Zähl-/Messeinrichtung sie für Verbraucher mit Standardlastprofil (SLP) verwenden. Standardlastprofile i. S. d. § 24 Abs. 1 GasNZV sind für Letztverbraucher mit bis zu einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von 500 kWh/h und mit einer maximalen jährlichen Entnahme von 1,5 Millionen kWh. Für Haushaltskunden finden dabei überwiegend die Zählergrößen G^{131} 1,6 bis G 6, für Gewerbekunden die Zählergrößen G 10 bis G 25 und für Industriekunden die Zählergrößen ab G 40 Anwendung. Balgengaszähler können mit einer zusätzliche Ausstattung durch eine Abtastung, d. h. einem Datenerfassungsgerät, welches den Zählerstand auf eine systematische, regelmäßige Weise erfasst (z. B. einem Niederfrequenz-Impulsgeber oder einer optischen Erfassung der einzelnen Rollen eines mechanischen Zählwerks), zur elektronischen Weiterverarbeitung genutzt werden. In Deutschland befinden sich 0,7 Mio. Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk und Abtastung in Betrieb. Das elektronisches Zählwerk stellt eine neue Zählwerkstechnologie für Balgengaszähler dar, ein LCD-Display zeigt hier, wie beim mechanischen Zählwerk den Gasverbrauch als Betriebsvolumen an und bietet darüber hinaus die Möglichkeit, historische Daten abzufragen. 4.211 dieser Zähler befinden sich im Einsatz. Zählertypen wie bei Kunden mit registrierender Lastgangmessung (rLM) werden bei 6.700 SLP-Letztverbrauchern eingesetzt. Diese können Leistungsdaten und Lastgänge im Stundenraster registrieren. Andere mechanische Gaszähler wie Drehkolben- und Turbinenradgaszähler finden sich durch ihre hohen Nennbelastungen und hohen Messdrücke in Summe 26.700mal überwiegend bei Industriekunden im Einsatz. Die Anzahl elektronischer Zähler, wie ultraschall- und thermische Gaszähler ist im Jahr 2010 deutlich gestiegen. Diese beträgt 1.700. Sie befinden sich überwiegend bei Haushaltskunden im Einsatz.

¹³¹ G entspricht der Nennbelastung in m³/h

Zähl-/Messeinrichtung des Messstellenbetreibers für Standardlastprofilkunden	Anzahl Zählpunkte nach Zählergröße		
	G1,6 bis G6	G10 bis G25	ab G40
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk	11.978.925	419.729	47.756
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk und Abtastung	701.307	29.753	4.273
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk	3.849	101	261
Lastgang-/Leistungsmessgerät wie bei rLM-Kunden	1.645	751	4.340
andere mechanische Gaszähler	3.604	524	22.580
andere elektronische Gaszähler	1.522	2	169

Tabelle 88: Zähl-/Messeinrichtung für SLP Kunden

Moderne Messsysteme verfügen über die Grundfähigkeiten Messen, Datenspeicherung und Kommunikation. Sind alle drei Funktionen in einem Gerät untergebracht, handelt es sich um integrierte Zähler. Werden Datenspeicherung und Kommunikation in einem separaten Gerät untergebracht, kann man von einem modularen Zähler sprechen. Einige Kommunikationsmodule können die Daten mehrerer Zähler und verschiedener Sparten (Elektrizität/Gas/Wasser/Wärme) übertragen. In der Praxis hat sich der Transfer der Gasdaten zu einem fernauslesbaren Stromzähler etabliert. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Anzahl der unterschiedlichen Anbindungen von Gaszähler an Kommunikationsmodule.

	Anzahl Zählpunkte
Zähler, die direkt an ein Kommunikationsmodul/Datenkonzentrator angeschlossen sind	7.264
Zähler, die ihre Daten über ein gemeinsames Kommunikationsmodul für die Sparte Gas transferieren	630
Zähler, die ihre Daten über fernauslesbare Stromzähler transferieren	2.028
Zähler, die ihre Daten über ein gemeinsames Kommunikationsmodul für verschiedene Sparten transferieren (MUC)	1.740

Tabelle 89: Anbindung Gaszähler an Kommunikationsmodul SLP Kunden

Die Messstellenbetreiber wurden außerdem befragt, welche Zählertechnik sie für Kunden mit registrierender Lastgangmessung (rLM) verwenden. Die stündlich registrierende Lastgangmessung kommt bei Verbrauchern zur Anwendung, für die keine Standardlastprofile i. S. d. § 24 Abs. 1 GasNZV gelten, d. h. für Verbraucher ab einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von 500 kWh/h oder einer minimalen jährlichen Entnahme von 1,5 Mio. kWh. In der folgenden Tabelle ist die Anzahl der Zählpunkte näher dargestellt.

Zähl-/Messeinrichtung des Messstellenbetreibers für rLM-Kunden	Anzahl Zählpunkte ohne Fernauslesung	Anzahl Zählpunkte mit Fernauslesung
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler	451	7.469
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Registriergerät/Datenspeicher	702	13.307
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter	240	4.933
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	547	16.989
Sonstige	4.133	45

Tabelle 90: Zähl-/Messeinrichtung für rLM Kunden

Messung

Verteilernetzbetreiber

Die in § 21b Absatz 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG angegebenen Mindestanforderungen für Messdienstleister wurden von 85 Prozent der antwortenden Unternehmen definiert, bei neun Prozent war dies nicht der Fall, sechs Prozent machten keine Angaben. Der Verpflichtung zur Veröffentlichung der Bedingungen für die Verträge gemäß § 3 MessZV kamen 80 Prozent nach, bei 14 Prozent war dies nicht der Fall, sechs Prozent beantworteten diese Frage nicht. Die Anzahl der bei den Befragten im Berichtsjahr 2010 eingegangenen Anträge für die Erbringung von Messdienstleistungen durch Dritte i. S. d. § 21b Absatz 2 Nr. 2 EnWG betrug 941. Hiervon wurden vier Anträge abgelehnt.

Mit 1.563 Anbietern wurde ein Vertrag/Rahmenvertrag i. S. d. § 3 MessZV geschlossen. In 125 Fällen waren Messdienstleister als Dritte in den Netzgebieten der Befragten tätig. Die Anzahl der Messeinrichtungen, deren Messung durch Dritte durchgeführt wurde, betrug insgesamt 1.141. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über derzeitige bzw. zukünftige Aktivitäten im Bereich Messdienstleistung außerhalb des jeweils eigenen Netzes:

Monitoringerhebung	Ja (in %)	Nein (in %)	keine Angabe (in %)
Sind Sie als Anbieter im Bereich Messdienstleistung außerhalb Ihres eigenen Netzes aktiv?	1	95	4
Planen Sie im Jahr 2010 als Anbieter im Bereich Messdienstleistung außerhalb Ihres eigenen Netzes aktiv tätig zu werden?	5	91	4
Sehen Sie Gründe außerhalb Ihres eigenen Netzes nicht aktiv tätig zu werden?	26	68	6

Tabelle 91: Entwicklung der Messung außerhalb des eigenen Netzgebiets

Messdienstleister

Die Messdienstleister wurden zu den jeweils eingesetzten Übertragungstechniken bei der Messwertübermittlung getrennt nach SLP- und rLM-Kunden und nach Nah- und Weitverkehrs-kommunikation befragt. Bei der Nahverkehrskommunikation erfolgt die

Übertragung von Daten auf einer Kurzstrecke in der Arbeitsumgebung des Messgerätes, z. B. um den Gaszähler an den Stromzähler zu koppeln, um den Strom- und/oder Gaszähler an einen MUC (Multi Utility Controller) zu koppeln oder um z. B. das Wohnungsdisplay mit dem Messgerät zu verbinden. Bei den SLP Kunden kommen für die Nahverkehrskommunikation nachfolgende Technologien zum Einsatz.

Kommunikationstechnologie in der Nahverkehrskommunikation	Anzahl Zählpunkte
M-Bus	9.495
wireless M-Bus	1.446
Funktechnologien (Zigbee o.ä.)	984
PLC	231
Sonstige	393

Tabelle 92: SLP-Nahverkehrskommunikation

In der Weitverkehrskommunikation erfolgt die Übertragung von Daten auf der Langstrecke über den Arbeitsbereich des Messgerätes hinaus. Für SLP-Kunden ergibt sich für die unterschiedlichen Technologien der Weitverkehrskommunikation nachfolgende Tabelle:

Kommunikationstechnologie in der Weitverkehrskommunikation	Anzahl Zählpunkte
PLC	735
Telefonleitung (analog, ISDN)	2.121
DSL, Breitband	433
Betriebsfunk	0
Mobilfunk	5.943
Sonstige	183

Tabelle 93: SLP-Weitverkehrskommunikation

Für rLM Kunden erfolgt die Übertragung der Zählwerte ausschließlich über die Weitverkehrskommunikation, die hier eingesetzten Technologien zeigt nachfolgende Tabelle:

Kommunikationstechnologie in der Weitverkehrskommunikation	Anzahl Zählpunkte
PLC	576
Telefonleitung (analog, ISDN)	10.537
DSL, Breitband	382
Betriebsfunk	0
eigene Steuerleitung	194
Mobilfunk	23.085
Sonstige	132

Tabelle 94: rLM-Weitverkehrskommunikation

Elektrizität und Gas

Anreiz- und Qualitätsregulierung

Start der Qualitätsregulierung Strom zum 1. Januar 2012

Im Rahmen der Anreizregulierung besteht das Risiko, dass die Netzbetreiber die ihnen vorgeschriebenen bzw. möglichen Erlösabsenkungen realisieren, indem sie erforderliche Investitionen in ihre Netze unterlassen bzw. notwendige Maßnahmen zur Aufrechterhaltung oder Verbesserung ihrer Versorgungsqualität nicht durchführen, um Kosten einzusparen. Die Folge kann eine Verschlechterung der Versorgungsqualität sein. Um dem zu begegnen, schreibt die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) die Einführung einer Qualitätsregulierung vor, welche über ein Qualitätselement, das Bestandteil der Erlösobergrenzenformel ist, umgesetzt wird. Die Netzbetreiber, deren Netz sich in den vergangenen Jahren im Vergleich zum Durchschnitt der Netzbetreiber durch eine gute Qualität ausgezeichnet hat, erhalten über das Qualitätselement einen Zuschlag auf die Erlösobergrenze, die Netzbetreiber mit einer vergleichsweise schlechten Qualität müssen dagegen Abschläge in Kauf nehmen (Bonus-/Malussystem).

Gemäß § 19 Abs. 2 ARegV muss die Qualitätsregulierung im Bereich Strom spätestens zur zweiten Regulierungsperiode starten, jedoch ist ein Beginn bereits zur oder während der ersten Regulierungsperiode bei Vorliegen einer hinreichend belastbaren Datenbasis angezeigt. Die Bundesnetzagentur hat im Jahr 2010 ein Konzept zur Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom entwickelt. Dieses sieht eine Grundvariante der Qualitätsregulierung für den Bereich Netzzuverlässigkeit Strom ab dem 1. Januar 2012 und somit noch während der ersten Regulierungsperiode vor, da die erforderliche belastbare Datenbasis vorhanden ist.

Basis für die Grundvariante ist das im Auftrag der Bundesnetzagentur durch das Beraterkonsortium Consentec Consulting für Energiewirtschaft GmbH/Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.(FGH)/Frontier Economics Limited erstellte Gutachten „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze“¹³². In der Grundvariante wird zur Ermittlung des Qualitätselementes die Kennzahl SAIDI (System Average Interruption Duration Index) für den Bereich Niederspannung bzw. ASIDI (Average System Interruption Duration Index) für den Bereich Mittelspannung zur Abbildung der Unterbrechungsdauer herangezogen. Hierbei werden lediglich Versorgungsunterbrechungen, die länger als drei Minuten andauern, berücksichtigt. Grundlage für die Ermittlung des SAIDI/ASIDI sind die nach § 52 EnWG gemeldeten Versorgungsunterbrechungsdaten der Netzbetreiber. Aus den SAIDI-/ASIDI-Werten werden Referenzwerte ermittelt, wobei die Lastdichte als Parameter zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede zwischen den einzelnen Netzgebieten herangezogen werden soll. Weicht der individuelle SAIDI-/ASIDI-Wert eines Netzbetreibers von dem errechneten Referenzwert ab, so erhält dieser mittels einer Anreizrate einen entsprechenden Bonus bzw. Malus auf seine zulässige Erlösobergrenze.

Hervorzuheben ist, dass es sich bei den Referenzwerten nicht um Zielvorgaben handelt, mit denen die Regulierungsbehörde dem einzelnen Netzbetreiber vorgibt, welches Zielniveau seine Netzzuverlässigkeit zu erreichen hat. Stattdessen hat jeder Netzbetreiber eine integrierte Kosten- und Erlösoptimierung unter Berücksichtigung der Anreizrate vorzunehmen. Auf diese Weise wird langfristig eine Entwicklung in Richtung des gesamtwirtschaftlich optimalen Qualitätsniveaus vollzogen.

Das Qualitäts-Anreiz-System hat bundesweite Daten zu berücksichtigen. Es findet in der Grundvariante nur Anwendung für Netze der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene, die am Effizienzvergleichsverfahren gemäß § 12 ARegV teilnehmen. Nicht berücksichtigt wer-

¹³² Verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de> – Sachgebiete – Elektrizität/Gas – Anreizregulierung – Veröffentlichungen/Berichte/Gutachten.

den gemäß § 24 Abs. 3 ARegV folglich Netze von Netzbetreibern, die am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen. Netze der Hoch- und Höchstspannung sind in der Grundvariante vom Q-Element ausgenommen, weil sich diesbezüglich mit den oben genannten Kennzahlen keine sinnvolle Qualitätsregulierung durchführen lässt.

Bereits frühzeitig wurden die Netzbetreiber sowie die energiewirtschaftlichen Verbände in die Konzeptionierung der Grundvariante der Qualitätsregulierung eingebunden. So fand neben bilateralen Gesprächen und mehreren Arbeitstreffen mit der Branche am 15. Dezember 2010 ein Konsultationstreffen statt, bei dem die Bundesnetzagentur über die geplante Ausgestaltung der Grundvariante des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom berichtete und ein entsprechendes Eckpunktepapier¹³³ vorstellte. Hierzu konnten die Netzbetreiber und Verbände bis zum 17. Januar 2011 Stellung nehmen. Bereits zu diesem Zeitpunkt wurde deutlich, dass auch die Branche die frühzeitige Einführung einer Qualitätsregulierung und die geplante Grundvariante größtenteils begrüßt und für erforderlich und realisierbar hält. Verbesserungsvorschläge zum Konzept seitens der Netzbetreiber und Verbände wurden von der Bundesnetzagentur geprüft und, sofern diese sachgerecht und zielführend waren, berücksichtigt. Anschließend wurden den betroffenen Netzbetreibern die Entwürfe der „Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV“¹³⁴ (Festlegung zur Datenerhebung) sowie der „Festlegung über den Beginn der Anwendung, die nähere Ausgestaltung und das Verfahren der Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV“¹³⁵ (Festlegung zum Konzept) zugestellt. Nach erneuter Stellungnahme der betroffenen Wirtschaftskreise und entsprechender Berücksichtigung bei der Erarbeitung der endgültigen Festlegungen wurde die Festlegung zur Datenerhebung am 20. April 2011 beschlossen, ihr folgte am 7. Juni 2011 die Festlegung zum Konzept.

Insgesamt hat sich gezeigt, dass die Branche dem Grundkonzept der Bundesnetzagentur im Wesentlichen zustimmt, jedoch in einigen Detailfragen Nachbesserungs- und Ergänzungsbedarf sieht. Daher und aufgrund der Ansicht der Bundesnetzagentur, dass es sich bei der Qualitätsregulierung um ein lernendes und sich fortentwickelndes System handelt, ist geplant, eine auf der Grundvariante aufbauende Erweiterungsvariante zu entwickeln und umzusetzen.

Von großer Bedeutung ist auch, dass die Landesregulierungsbehörden bereits frühzeitig in die Entwicklung des Grundkonzeptes der Qualitätsregulierung eingebunden wurden. Insgesamt tragen die Landesregulierungsbehörden, die gemäß ARegV auch eine eigene Qualitätsregulierung für die Netzbetreiber in ihrer Zuständigkeit einführen können, das Grundkonzept der Bundesnetzagentur mit und planen derzeit keine davon abweichende Qualitätsregulierung.

Neben der Netzzuverlässigkeit Strom fallen auch die Netzzuverlässigkeit Gas und Netzleistungsfähigkeit Strom und Gas laut § 18 ff. ARegV in den Bereich der Qualitätsregulierung. In der Grundvariante wird der Aspekt der Netzleistungsfähigkeit Strom noch keine Berücksichtigung finden. Auch die Qualitätsregulierung für die Betreiber von Gasnetzen erfolgt hinsichtlich der Bereiche Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit im Rahmen der ersten Regulierungsperiode noch nicht. In § 19 Abs. 2 ARegV ist geregelt, dass das Qualitätselement im Gasbereich zur oder im Laufe der zweiten Regulierungsperiode eingeführt werden soll, sofern hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen. Um jedoch frühzeitig zu prüfen, wie eine Qualitätsregulierung für die Betreiber von Gasnetzen ausgestaltet werden könnte, wurden diesbezüglich seitens der Bundesnetzagentur bereits erste Untersuchungen durchgeführt. So war sie im Jahr 2010 an Projekten hinsichtlich der Möglichkeiten der Ausgestaltung eines Qualitätselements für die Betreiber von Gasnetzen, unter anderem durchgeführt vom Wissenschaftlichen Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (WIK), beteiligt. Ebenfalls wurden erste Untersuchungen dazu angestellt, wie ein Qualitätselement bezüglich der Netzleistungsfähigkeit Strom bzw. Gas ausgestaltet werden könnte. Da es sich hierbei jedoch um eine rela-

¹³³ Verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de> – Sachgebiete – Elektrizität/Gas – Konsultationen – Abgelaufene Konsultationen.

¹³⁴ Verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de> – Die Bundesnetzagentur – Beschlusskammern – BK8.

¹³⁵ Verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de> – Die Bundesnetzagentur – Beschlusskammern – BK8.

tiv neue Größe der Qualitätsregulierung handelt, zu der auch im internationalen Kontext noch keine Erfahrungen vorliegen, gilt es, diese vor der Anwendung eingehend zu untersuchen.

Vorbereitung der Effizienzvergleiche für die nächste Regulierungsperiode

Gemäß § 12 Abs. 1 ARegV hat die Bundesnetzagentur vor Beginn einer Regulierungsperiode einen bundesweiten Effizienzvergleich für die Betreiber von Elektrizitätsverteiler- und Gasverteilernetzen durchzuführen. Auch für die Betreiber von Übertragungsnetzen und Fernleitungsnetzen hat die Bundesnetzagentur einen Effizienzvergleich gemäß § 22 ARegV durchzuführen. Ziel eines Effizienzvergleiches ist es, für die beteiligten Netzbetreiber einen Effizienzwert zu ermitteln.¹³⁶ Zur Ermittlung der Effizienzwerte hat die Bundesnetzagentur die in der Anlage 3 ARegV beschriebenen Methoden anzuwenden bzw. es ist wie in den §§ 13, 14 und 22 ARegV beschrieben vorzugehen.

Die nächste Regulierungsperiode für die Gasnetzbetreiber beginnt am 1. Januar 2013, diejenige für die Stromnetzbetreiber am 1. Januar 2014.

Zur Durchführung der Effizienzvergleiche hat die Bundesnetzagentur eine Datenbasis zu verwenden, die sowohl Aufwandparameter als auch Vergleichsparameter berücksichtigt. Als Aufwandparameter sind die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten der Unternehmen anzusetzen. Die Vergleichsparameter gemäß § 13 ARegV sollen – verkürzt dargestellt – die Versorgungsaufgabe der Unternehmen abbilden. Auf Basis der so erhobenen Unternehmensdaten wird die relative Effizienz der Unternehmen ermittelt.

Datenerhebung

Zur Übermittlung der Strukturdaten seitens der Verteilernetzbetreiber Strom und Gas hat die Bundesnetzagentur bereits zur ersten Regulierungsperiode ein Internetportal eingerichtet. Über dieses Portal können die Netzbetreiber die in den entsprechenden Beschlüssen hinsichtlich der Festlegung zur Datenerhebung bei Verteilernetzbetreibern genannten Daten per Eingabemasken über eine sichere Verbindung an die Bundesnetzagentur übermitteln. Die so übermittelten Strukturdaten werden in eine Datenbank überführt und stehen danach zu Auswertungs- und Analysezwecken bereit. Für die Fernleitungsnetzbetreiber und nachfolgend dann für die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt die Datenerhebung nicht mittels eines Internetportals. Diese Netzbetreiber haben vielmehr die Möglichkeit, vorbereitete Tabellen an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Die Bundesnetzagentur hat im Jahr 2011 die Webformulare zur Abfrage der Daten der Verteilernetzbetreiber Gas überarbeitet, so dass die Verteilernetzbetreiber Gas die Gelegenheit hatten, ihre Daten im Zeitraum von Juli 2011 bis September 2011 an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Auch die Strukturparameter der Fernleitungsnetzbetreiber waren – auf Basis überarbeiteter Datenlisten – im Zeitraum von Juli 2011 bis September 2011 an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Die eingegangenen Daten werden im Hause der Bundesnetzagentur zahlreichen Plausibilitätsprüfungen unterzogen. Die Bundesnetzagentur nutzt dabei vielfältige Möglichkeiten, um mögliche Missverständnisse, Fehler bei der Dateneingabe und Inkonsistenzen zu identifizieren und diese mit den Netzbetreibern zu kommunizieren.

Durchführung des Effizienzvergleichs

Im Rahmen der ARegV soll die Kosteneffizienz von Netzbetreibern ermittelt werden. Diese soll eine Aussage darüber ermöglichen, wie effizient (oder ineffizient) ein Netzbetreiber die ihm obliegende Versorgungsaufgabe erfüllt. Zur Bewertung der Effizienz muss demnach ein (zu definierender) Effizienzmaßstab gefunden werden, an dem die Netzbetreiber gemessen werden. Die ARegV sieht vor, dass dieser Maßstab aus dem Kreis der der Anreizregulierung unterliegenden Netzbetreiber stammen muss. Somit wird deutlich, dass Effizienz oder Aussagen

¹³⁶ Grundsätzlich werden dabei nur diejenigen Netzbetreiber einbezogen, welche am vollumfänglichen Verfahren der Anreizregulierungsverordnung teilnehmen. Kleine Netzbetreiber haben vor Beginn der jeweiligen Regulierungsperiode die Option, das Vereinfachte Verfahren nach § 24 ARegV zu wählen, sofern an ihr Netz weniger als 15000 Kunden (Gasverteilernetz) oder 30000 Kunden (Elektrizitätsverteilernetz) unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind.

bezüglich der Effizienz stets relativ sind. Um die relative Effizienz der Netzbetreiber ermitteln zu können, muss ein unabhängiger Effizienzmaßstab gefunden werden, an dem sich alle teilnehmenden Netzbetreiber messen lassen müssen.

Die ARegV hat zum Teil sehr konkrete Vorgaben zur Durchführung der Effizienzvergleiche gemacht. So ist ein dualer Effizienzvergleich mit genehmigten und vergleichbar gemachten Kapitalkosten durchzuführen. Die Vergleichsparameter zur Durchführung des Effizienzvergleichs gemäß § 13 ARegV müssen messbar, mengenmäßig erfassbar, exogen und nicht durch andere Parameter bereits abgebildet sein. Weiterhin schreibt die Verordnung die Verwendung bestimmter Vergleichsparameter zwingend vor. Ferner ist für die regulatorische Umsetzung der Effizienzergebnisse zugunsten des betroffenen Netzbetreibers eine Bestabrechnung gemäß § 12 Abs. 3 ARegV durchzuführen. Der individuelle Effizienzwert ist gemäß § 12 Abs. 4 ARegV auf mindestens 60 Prozent festzulegen. Es hat eine Bereinigung um extreme Ausreißer gemäß § 12 i.V.m. Anlage 3 ARegV stattzufinden. Auch kann gemäß §§ 15, 16 ARegV eine Berücksichtigung weiterer, individueller Besonderheiten unter Beachtung der Zumutbarkeit der Effizienzvorgaben im Rahmen einer Einzelfallprüfung erfolgen. Zur Ermittlung des Effizienzmaßstabs stehen der Bundesnetzagentur im Rahmen der Verordnung zwei unterschiedliche Methoden zur Verfügung, die Data Envelopment Analysis (DEA) sowie die Stochastic Frontier Analysis (SFA).

Für die Durchführung des dualen Effizienzvergleichs gemäß § 14 ARegV sind die Gesamtkosten der Netzbetreiber um die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 11 ARegV zu reduzieren. Der so verbleibende Kostenblock besteht aus Kapitalkosten, Betriebskosten und kostenmindernden Erlösen und Erträgen. Mit diesen drei Kostenpositionen wird der Effizienzvergleich mit den beiden Effizienzvergleichsmethoden DEA und SFA durchgeführt. In einem nächsten Schritt werden die tatsächlichen Kapitalkosten durch standardisierte Kapitalkosten gemäß § 14 Abs. 3 ARegV ersetzt. Mit dem so entstehenden Kostenblock aus standardisierten Kapitalkosten, Betriebskosten und kostenmindernden Erlösen und Erträgen wird dann ebenfalls der Effizienzvergleich mit den beiden Effizienzvergleichsmethoden DEA und SFA durchgeführt. Im Rahmen der Bestabrechnung wird aus den vier so ermittelten Effizienzwerten jeweils der für jeden Netzbetreiber individuell beste Effizienzwert angesetzt. Zusätzlich ist gemäß § 12 ARegV der individuelle Effizienzwert auf mindestens 60 Prozent festgelegt.

Die Vergleichsparameter im Effizienzvergleichsmodell dienen dazu, die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers adäquat abzubilden. Dabei ist zu beachten, dass die Versorgungsaufgabe durch sehr unterschiedliche Sachverhalte beschrieben werden kann und dass in einem Effizienzvergleichsmodell nicht alle individuellen Besonderheiten berücksichtigt werden können, die die Versorgungsaufgabe eines jeden Netzbetreibers darstellen. Vielmehr müssen Vergleichsparameter gefunden werden, die die Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers im Wesentlichen und möglichst gut beschreiben. Die Aufgabe besteht somit darin, aus der Vielzahl aller möglichen Vergleichsparameter diejenigen zu identifizieren, die diese Funktion am besten wahrnehmen.

Gemäß § 13 Abs. 3 S. 1 bis 3 und S. 5 bis 10 ARegV müssen bei der Auswahl der Vergleichsparameter folgende Aspekte berücksichtigt werden:

- Die Parameter müssen geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen. Das bedeutet, dass die Verwendung der Parameter zu plausiblen Ergebnissen führt und darüber hinaus die mathematisch/statistischen Anforderungen an ein Effizienzvergleichsmodell erfüllt sind.
- Die ausgewählten Vergleichsparameter müssen geeignet sein, die geografischen, geologischen oder topografischen Merkmale und die strukturellen Besonderheiten im Versorgungsgebiet, die aufgrund des demografischen Wandels existieren, abzubilden.
- Durch die Auswahl der Vergleichsparameter soll die strukturelle Vergleichbarkeit der zu vergleichenden Netzbetreiber weitgehend gewährleistet sein.

Unabhängig von den konkreten Ergebnissen einer Parameterauswahl schreibt die Verordnung für die ersten beiden Regulierungsperioden die Verwendung der folgenden Vergleichsparameter zwingend vor:

- Anzahl Anschlusspunkte (Ausspeisepunkte);
- Fläche des versorgten Gebiets;
- Leitungslänge;
- Zeitgleiche Jahreshöchstlast.

Weitere Parameter können verwendet werden, insbesondere zur Beschreibung gebietstruktureller Merkmale, zur Berücksichtigung des demografischen Wandels und zur Abbildung unterschiedlicher Anschluss- und Erschließungsgrade im Gasbereich.

Um auch für die Effizienzvergleiche der zweiten Regulierungsperiode geeignete Parameter zu eruieren, beabsichtigt die Bundesnetzagentur sowohl für den Bereich der Fernleitungsnetzbetreiber Gas als auch für die Verteilernetzbetreiber Kostentreiberanalysen durchführen zu lassen, die sich insbesondere auf ingenieurwissenschaftliche bzw. statistische Erkenntnisse und Verfahren stützen.

Entflechtung

Unter dem Eindruck des Dritten Binnenmarktpaketes und dessen Umsetzung in deutsches Recht stehen viele Unternehmen vor organisatorischen und strukturellen Herausforderungen. Dies trifft in erster Linie auf solche Transportnetzbetreiber zu, die Teil vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen sind und die künftig in Form eines Unabhängigen Transportnetzbetreibers (ITO) agieren wollen. In vermindertem Maß gilt dies aber auch für alle anderen Transportnetzbetreiber sowie die Verteilernetzbetreiber, die nicht der „de minimis-Regelung“ unterfallen.

Dabei ist bereits aktuell eine Reihe von strukturellen Veränderungen zu verzeichnen. So wechselten im Jahr 2010 mit der 50Hertz Transmission GmbH und der Thyssengas GmbH jeweils ein Übertragungs- und ein Fernleitungsnetzbetreiber den Eigentümer. Auch die RWE AG hat im Jahr 2011 den Verkauf von 74,9 Prozent ihres Anteils am Übertragungsnetzbetreiber Amprion GmbH vereinbart.

Im Verteilernetzbereich ist ein deutlicher Trend zu personell besser aufgestellten Netzgesellschaften zu verzeichnen, die damit in der Lage sind, gerade die besonders diskriminierungsanfälligen Netzbetreiberaufgaben selbständig wahrzunehmen. Im Durchschnitt haben inzwischen dreimal soviel Mitarbeiter einen Anstellungsvertrag bei den Netzgesellschaften wie noch vor drei Jahren. Zwar sind pauschale Rückschlüsse auf den Status der Entflechtung allein aufgrund der Mitarbeiterzahl nicht möglich. Allerdings bedarf der Betrieb eines Gas- oder Elektrizitätsverteilernetzes doch eines Mindestmaßes an eigenem Personal, um unabhängig entscheiden zu können. Dieser Bedarf steigt mit zunehmender Komplexität der Aufgabe. Insofern kann positiv vermerkt werden, dass keiner der 20 größten Elektrizitätsverteilernetzbetreiber weniger als 30 eigene Mitarbeiter hat. Im Durchschnitt beläuft sich die Zahl sogar auf über 600. Im Monitoringbericht 2008 musste noch konstatiert werden, dass vier der zwanzig größten Elektrizitätsnetzbetreiber zehn oder weniger eigene Mitarbeiter hatten.

Mitarbeiterentwicklung bei den 20 größten Verteilernetzbetreibern (Strom)

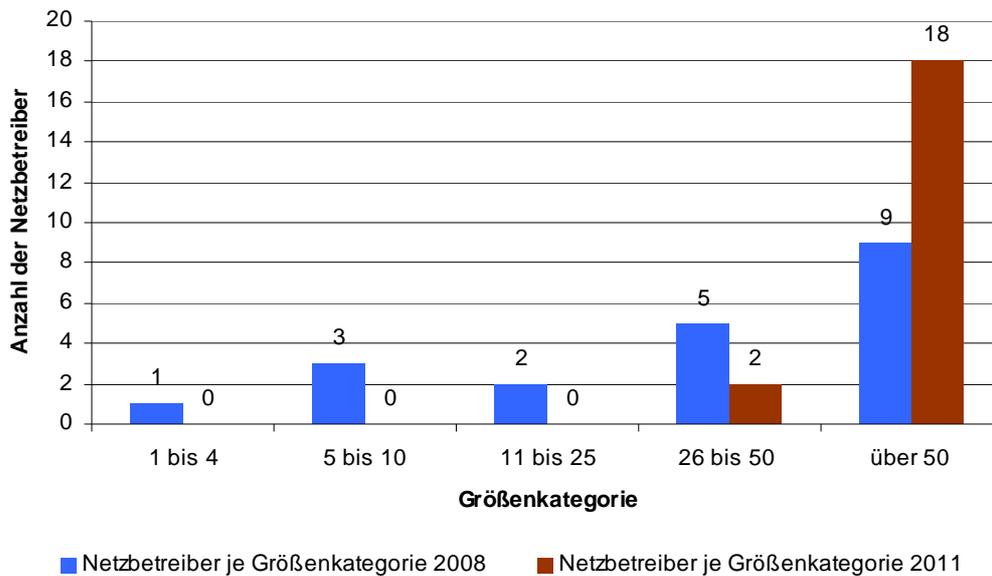


Abbildung 151: Mitarbeiterentwicklung bei den 20 größten Verteilernetzbetreibern (Strom)

Bei den Gasverteilernetzbetreibern ist der gleiche Trend zu beobachten, wenn auch auf einem niedrigeren Niveau. Im Monitoringbericht 2008 musste hier noch festgestellt werden, dass acht der zwanzig größten Gasnetzbetreiber zehn oder weniger eigene Mitarbeiter hatten. Inzwischen sind dies nur noch sechs Unternehmen. Elf dieser Gasverteilernetzbetreiber weisen inzwischen immerhin mehr als 50 eigene Mitarbeiter aus.

Mitarbeiterentwicklung bei den 20 größten Verteilernetzbetreibern (Gas)

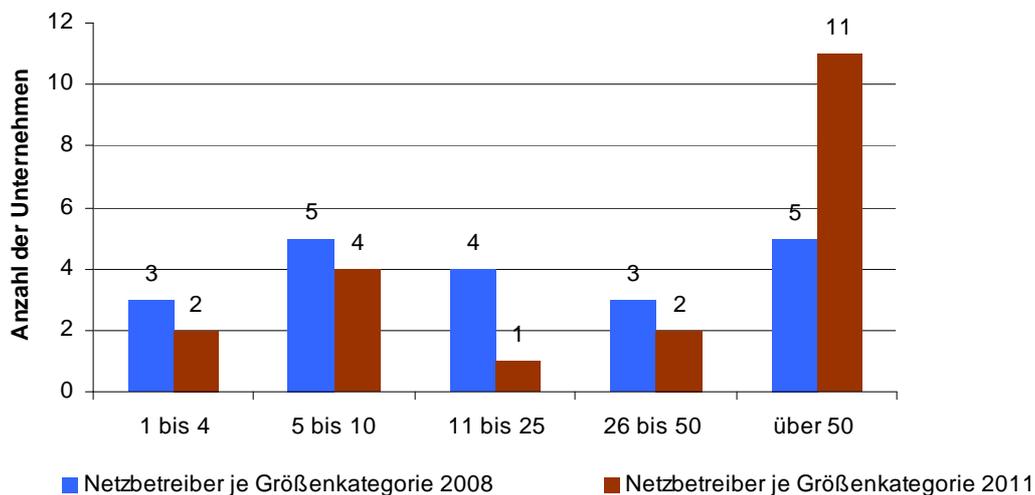


Abbildung 152: Mitarbeiterentwicklung bei den 20 größten Verteilernetzbetreibern (Gas)

Neben der Stärkung der Netzgesellschaft im Allgemeinen haben sich auch die Fälle reduziert, in denen ein Entflechtungsverstoß aufgrund personeller Verflechtung im Raum steht. Durch gezielte Beschlusskammerverfahren gibt es nur noch einzelne Fälle, in denen das Leitungspersonal der Netzgesellschaft nicht bei dieser angestellt ist oder noch Verantwortung in anderen betrieblichen Einrichtungen des vertikal integrierten Unternehmens hat, die für die Gewinnung, Erzeugung oder den Vertrieb von Energie zuständig sind.

Trotz dieser positiven Entwicklungen stehen auch die inzwischen größeren Netzgesellschaften ständig vor der Herausforderung ihre Prozesse so zu gestalten, dass insbesondere der informatorischen Entflechtung Rechnung getragen wird. Im Rahmen der Überprüfung des jährlich einzureichenden Gleichbehandlungsberichts wurden für das Berichtsjahr 2010 deshalb verstärkt die Themenfelder Netzentgelte und Callcenter als shared service in den Fokus genommen. Hierbei kommt dem Thema diskriminierungsfreier Umgang mit Daten zu Netzentgelten besondere Bedeutung zu, da hierin erhebliches Potenzial liegt, um die Wettbewerbschancen bundesweiter Lieferanten gegenüber lokalen, mit dem Netzbetreiber verbundenen Versorgern zu schmälern.

Überprüfung bestimmter Prozesse im Jahr 2010

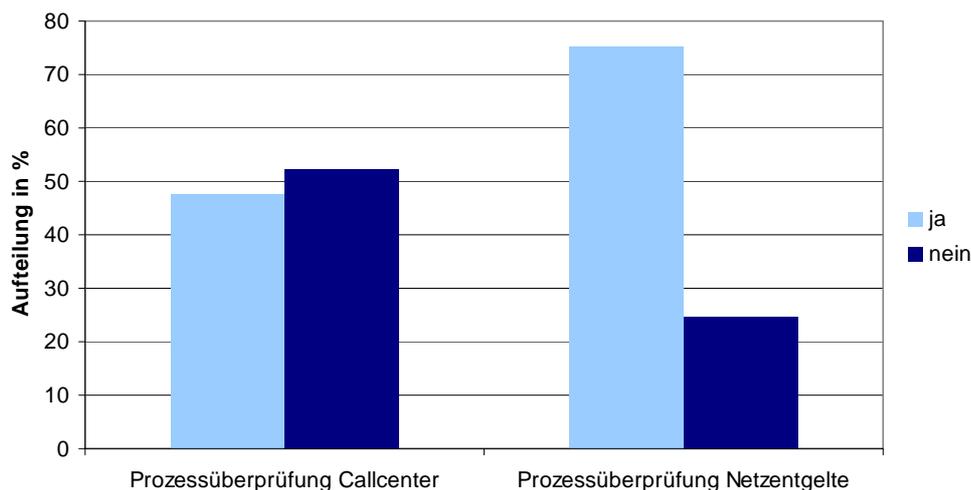


Abbildung 153: Überprüfung bestimmter Prozesse im Jahr 2010

Obwohl mehr als 75 Prozent der rechtlich entflochtenen Netzbetreiber 2010 eine Überprüfung des Prozesses Netzentgeltkalkulation vorgenommen haben, mussten einige Beschwerden im Berichtszeitraum registriert werden. Die Netzbetreiber sind an dieser Stelle aufgefordert, die Prozesse stringenter zu gestalten und unnötige Schnittstellen mit dem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen abzubauen.

Entwicklung von räumlicher Trennung und eigener Marktkommunikation

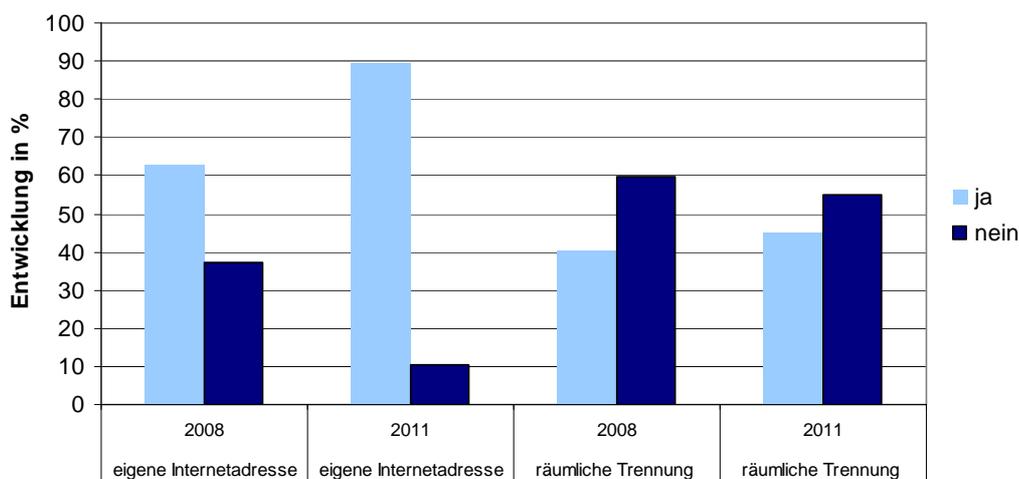


Abbildung 154: Entwicklung von räumlicher Trennung und eigener Marktkommunikation

Im Bereich der Außendarstellung und Wahrnehmung der Verteilernetzbetreiber als eigenständige Unternehmen sind im Vergleich zu den vergangenen Jahren leichte Fortschritte zu verzeichnen. So haben mittlerweile fast alle rechtlich entflochtenen Netzgesellschaften auch einen eigenen Internetauftritt. In diesem Bereich setzen drittes Binnenmarktpaket und das neue Energiewirtschaftsrecht aber neue Maßstäbe, die es nach Inkrafttreten des neuen EnWG zu erfüllen gilt. Auch unter Anwendung des neuen EnWG bleibt die Wahl zwischen den Gestaltungsvarianten „Netzpacht“ oder „Netzeigentum“ beim Netzbetreiber möglich.

Verhältnis von Netzpacht zu Netzeigentum bei den Netzbetreibern

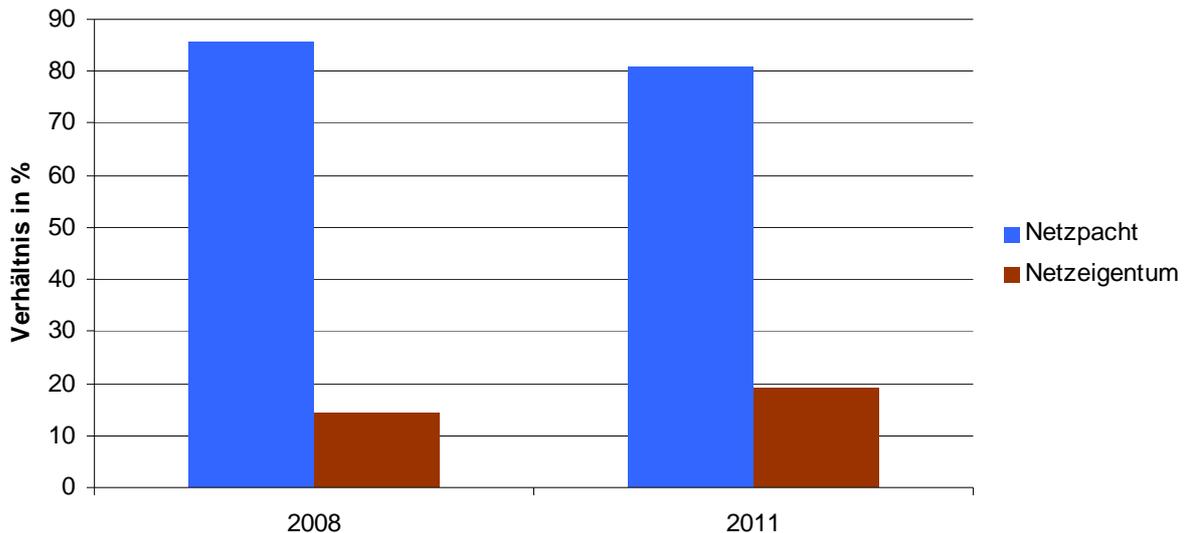


Abbildung 155: Verhältnis von Netzpacht zu Netzeigentum bei den Netzbetreibern

Damit stellt sich auch zukünftig die Frage, wie im grundsätzlich zulässigen Pachtmodell die Unabhängigkeit des Netzbetreibers vom vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen sichergestellt werden kann. Ein Indikator für die Unabhängigkeit des Geschäftsbetriebs eines Netzbetreibers ist dabei die Laufzeit des Pachtvertrages.

Entwicklung der Laufzeit von Pachtverträgen

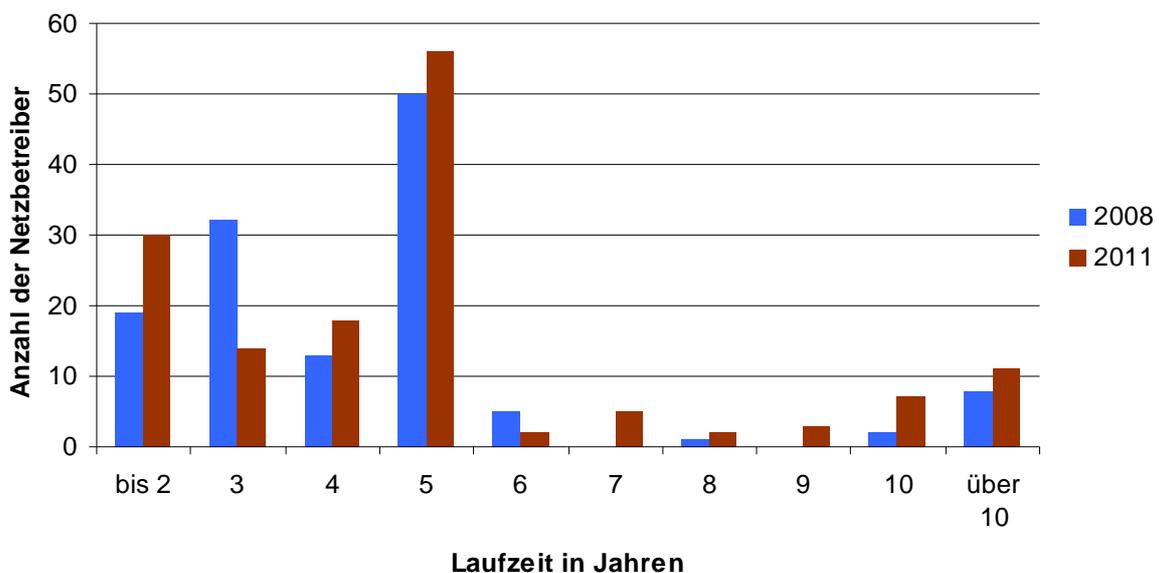


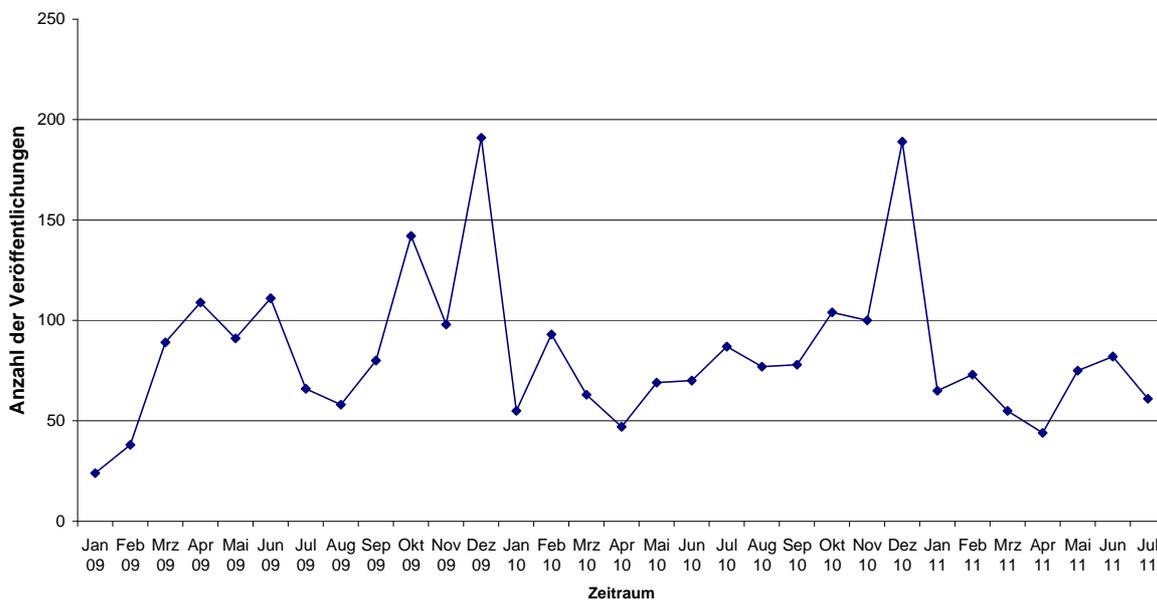
Abbildung 156: Entwicklung der Laufzeit von Pachtverträgen

Die oben stehende Abbildung stellt die Entwicklung der Laufzeit der Pachtverträge bei Netzbetreibern dar, die anlässlich der rechtlichen Entflechtung geschlossen wurden. Nach wie vor kann eine ganze Reihe von Netzgesellschaften aufgrund sehr kurzer Vertragslaufzeiten ihren Geschäftsbetrieb nur bedingt unabhängig entwickeln. Dabei wird deutlich, dass unter dem Fokus der Unabhängigkeit keine wesentliche Verbesserung der Situation eingetreten ist.

Kooperation/Konzentration des Netzgeschäftes

In den nächsten Jahren laufen bundesweit eine Vielzahl der Konzessionsverträge für Strom- und Gasnetze aus. Allein im elektronischen Bundesanzeiger wurde 2008 bis 2010 das anstehende Ende von mehr als 2500 Wegenutzungsverträgen (Konzessionsverträge) bekannt gemacht.

**Veröffentlichungen im elektronischen Bundesanzeiger
"Stichwort: § 46 EnWG"**



I

Abbildung 157: Veröffentlichungen im elektronischen Bundesanzeiger "Stichwort: § 46 EnWG"

Im Zuge dessen waren 2010 unvermindert Aktivitäten von kommunaler Seite erkennbar, die auf eine Re-Kommunalisierung der Energieversorgung gerichtet waren. Neue Netzbetreiber sind entstanden oder werden entstehen. Damit stellt sich für die Kommunen unter anderem die Frage, ob nicht mehrere Konzessionen in einer Kooperationsnetzgesellschaft betrieben werden können. Nachdem die Bundesnetzagentur im Rahmen früherer Monitoringberichte noch den Eindruck gewinnen konnte, dass solche Modelle vermehrt in Betracht gezogen werden, ist inzwischen zu konstatieren, dass sogar bestehende Modelle wieder in Frage gestellt werden. Damit werden aus Sicht der Bundesnetzagentur sinnvolle Geschäftsmodelle zunehmend in Frage gestellt.

Glossar

Elektrizität und Gas

Begriff	Definition
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).
Clearing	Die physische und finanzielle Erfüllung von Spot- bzw. Termingeschäften. Auf- und Verrechnung von Forderungen und Verbindlichkeiten aus Spot- bzw. Termingeschäften. Insbesondere umfasst es für den Spotmarkt die Abwicklung und die Erfassung der Sicherheiten und den täglichen Gewinn- und Verlustausgleich, die Erfassung der Sicherheiten, sowie die Schlussabrechnung am letzten Handelstag. ¹⁾
Dominanzmethode	Ordnet die Abgabemenge beherrschter (konsolidierter) Unternehmen den jeweiligen beherrschenden Unternehmen zu. Dann allerdings erfolgt eine Zurechnung zu 100 Prozent. Gemeinschaftsunternehmen bei einem Beteiligungsverhältnis von 50 Prozent zu 50 Prozent werden jeweils hälftig zugerechnet. ²⁾
Erneuerbare Energien	Erneuerbare Energien - auch regenerative oder alternative Energien genannt - sind Energieträger/-quellen, die sich ständig erneuern bzw. nachwachsen und somit unerschöpflich sind. Hierzu zählen: Sonnenenergie, Biomasse, Wasserkraft, Windenergie, Umgebungswärme, Erdwärme (Geothermie) und Gezeitenenergie.
GPRS	General Packet Radio Service („allgemeiner paketorientierter Funkdienst“, paketorientierter Dienst zur Datenübertragung in GSM- bzw. UMTS-Netzen)
GSM	Groupe Spécial Mobile / Global System for Mobile Communications (volldigitales Mobilfunknetz)
DSL	Digital Subscriber Line (digitaler Teilnehmeranschluss)

EEX / EPEX Spot	European Energy Exchange / European Power Exchange. Die EEX als Energiebörse betreibt Marktplätze für den Handel mit Elektrizität, Erdgas, CO ₂ -Emissionsrechten und Kohle. Die EEX hält 50 Prozent an der EPEX Spot mit Sitz in Paris, die den kurzfristigen Elektrizitätshandel, den sogenannten Spotmarkt für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz betreibt. (vgl. www.eex.com/de)
Entgelt für Abrechnung	Entgelt für Abrechnung i.S.d. § 17 Abs. 7 StromNEV bzw. § 15 Abs. 7 GasNEV : Abrechnung der Netznutzung Ermittlung Jahresverbrauchsprognose nach § 13 Abs. 1 StromNZV
Entgelt für Messung	Entgelt für Messung i.S.d. § 9 MessZV
Entgelt für Messstellenbetrieb	Entgelt für Messstellenbetrieb i.S.d. § 8 MessZV
First Mover	Pionierunternehmen, das als erstes ein Produkt auf den Markt bringt und zu diesem Zeitpunkt keine Konkurrenz hat (Begriff aus der Betriebswirtschaftslehre (Marketing, Innovationsmanagement): zeitorientierte Wettbewerbsstrategie)
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)
Grundversorgung	Energielieferung des Grundversorgers an Haushaltskunden zu Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preisen. (vgl. § 36 EnWG)
Investitionen	Als Investitionen gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der Wert der im Berichtsjahr neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen. Als Wert für gemietete oder gepachtete Sachanlagen gilt der aktivierte Wert der Sachanlage beim Vermieter bzw. Verpächter. Zu den Bruttozugängen zählen auch Leasing-Güter, die beim

	<p>Leasingnehmer aktiviert wurden.</p> <p>Die Bruttozugänge sind ohne die als Vorsteuer abzugsfähige Umsatzsteuer zu melden.</p> <p>Einzubeziehen ist der auf dem Anlagenkonto aktivierte Wert (Herstellungskosten) der selbstgestellten 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.</p> <p>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.³⁾</p>
Letztverbraucher	Kunden, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen (vgl. § 3 Nr. 25 EnWG)
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.
M-Bus	Meter-Bus (Feldbus)
Messdienst-	Messung der gelieferten Energie im Sinne des § 21 b EnWG i. V. m.

leistung	§ 9 (2) Satz 1 MessZV.
Nahverkehrskommunikation	Übertragung von Daten auf Kurzstrecke (in der Arbeitsumgebung des Messgerätes), z.B. um den Gaszähler an den Stromzähler zu koppeln oder z.B. um den Strom- und/oder Gaszähler an einen MUC (Multi Utility Controller) zu koppeln oder um z.B. das Wohnungsdisplay mit dem Messgerät zu verbinden
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.
OTC Clearing-Fazilität	Die OTC Clearing Fazilität ist der bilaterale Austausch von außerbörslich geschlossenen Geschäften und die einvernehmliche Eingabe dieser Geschäfte als OTC Trades in das EEX-System, sofern diese Geschäfte hierfür zugelassen sind und die Eingabe nach Maßgabe dieser Bestimmungen erfolgt. ⁴⁾
OTC-Handel	Außerbörslicher Handel
PSTN-Verfahren	Public Switched Telephone Network (öffentliches Festnetz, also leitungsgebunden)
PLC	Powerline Carrier / Powerline Communication, Datenübertragung über Stromkabel
Spotmarkt	Markt, an dem die Geschäfte einer sofortigen Abwicklung zugeführt werden. ¹⁾
Weitverkehrskommunikation	Übertragung von Daten auf Langstrecke (über den Arbeitsbereich des Messgerätes hinaus) Hinweis: der Terminologie der Funktechnik entlehnt, im Bereich Messsysteme aber oft synonym für alle Übertragungstechniken angewandt
Wireless M-Bus	drahtloser Meter-Bus
Zeitpunkt Marktöffnung	Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BGBl. Teil I Nr. 24 vom 28.04.1998) am 29.04.1998.
Zigbee	Funkstandard für Kurzstrecke (10 – 100 m)

Quellen Definitionsliste:

- 1) EEX: Einführung in den Börsenhandel an der EEX auf Xetra und Eurex, Dokumentversion 0001B, Leipzig, 28.04.2006
- 2) Pfeiffer: Konzentration auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt 1994 bis 2004, Dezember 2005; IWE Working Paper Nr. 02 2005; Institut für Wirtschaftswissenschaft der Universität Erlangen-Nürnberg, S. 5
- 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) EEX: OTC-Clearing-Bedingungen, Bedingungen für die OTC Clearing Fazilität, Dokumentversion 0003c, Leipzig, 04.10.2005

Elektrizität

Es gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 3 EnWG, § 2 StromNZV, § 2 StromNEV, § 3 EEG und § 3 KWKG. Ergänzend gelten folgende Definitionen:

Begriff	Definition
Anschluss	Umfasst alle Betriebsmittel, die sich im Eigentum des Versorgers befinden und für nur einen Anschlussnehmer genutzt werden.
Arbeit	Die elektrische Arbeit ist die von einem elektrischen Strom bei gegebener Spannung und Zeit geleistete Arbeit; sie kann in mechanische Arbeit, Licht, Wärme und chemische Arbeit umgewandelt werden; sie errechnet sich als Produkt aus Stromstärke, Spannung und Zeit und wird meistens in Kilowattstunden (kWh) oder Wattsekunden (Ws) angegeben bzw. gemessen.
Baseload (Grundlast)	Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder Strombezug von konstanter Leistung über 24 Stunden eines jeden Tages der Lieferperiode 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).
Betriebszeit	Zeitspanne, in der eine Anlage oder ein Anlagenteil 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⁾
Brokerplattform	Elektronische Handelsplattform, auf der Käufer und Verkäufer im bilateralen Handel zusammengeführt werden.

Brutto-Leistung	Abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit an den Klemmen des Generators. ²⁾
Brutto-Elektrizitäts-erzeugung	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 ihre Lebensdauer (Betriebszeit) und Sicherheit nicht beeinträchtigt. Anmerkung: Die Dauerleistung kann z.B. mit den Jahreszeiten (z.B. aufgrund der Kühlwasserbedingungen) schwanken. ²⁾
Day-ahead-Markt	Am Day-ahead-Markt wird Strom gehandelt, der am nächsten Tag zur Lieferung kommt. ¹⁾
EEG-Umlage	Elektrizitätslieferanten müssen nach der Ausgleichsmechanismusverordnung seit dem 01. Januar 2010 für jede Kilowattstunde Elektrizität eine EEG-Umlage an die ÜNB entrichten. Die EEG-Umlage ist bundesweit einheitlich hoch. Mit der EEG-Umlage soll die Differenz zwischen den zu zahlenden EEG-Einspeisevergütungen und den Einnahmen der ÜNB aus der Vermarktung des EEG-Stromes an der Börse gedeckt werden. Elektrizitätslieferanten, die Elektrizität an Letztverbraucher liefern, dürfen die EEG-Umlage an ihre Kunden weitergeben.
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 Betriebes einer Erzeugungseinheit für deren Neben- und Hilfsanlagen benötigte

	elektrische Leistung. Die Stillstands-Eigenverbrauchsleistung ist die außerhalb der Betriebszeit einer Erzeugungseinheit für deren Neben- und Hilfsanlagen benötigte elektrische Leistung. ²⁾
Energieträger	Alle Quellen oder Stoffe, in denen Energie mechanisch, thermisch, chemisch oder physikalisch gespeichert ist. ³⁾
Engpassleistung	Dauerleistung einer Erzeugungseinheit, die unter Normalbedingungen erreichbar ist. Sie ist durch den leistungsschwächsten Anlagenteil (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 $\pm \Delta P$ abweichen. Kurzfristig nicht einsatzfähige Anlagenteile mindern die Engpassleistung nicht. Bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ist die Engpassleistung die elektrische Engpassleistung. ²⁾
Erzeuger	Unternehmen, die Energieträger in elektrische Energie umwandeln. Sie stehen am Anfang der Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft. ⁴⁾
Erzeugung	Produktion elektrischer Energie bzw. bei der Kraft-Wärme-Kopplung von elektrischer Energie und Nutzwärme ²⁾
Erzeugungseinheit	Eine Erzeugungseinheit für elektrische Energie ist eine nach bestimmten Kriterien abgrenzbare Anlage eines Kraftwerkes. Es kann sich dabei beispielsweise um einen Kraftwerksblock, ein Sammelschienenkraftwerk, eine Gas-und-Dampf-Anlage, eine Windenergieanlage, den Maschinensatz eines Wasserkraftwerkes, einen Brennstoffzellenstapel oder ein Solarmodul handeln. ²⁾
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 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.
Freileitung	Oberirdisch, über Isolatoren an Stützpunkten (z.B. Masten) befestigte Leiterelemente (Leiteseile, isolierte Freileitungen) eines Elektrizitätsnetzes. Eine Freileitung besteht im Wesentlichen aus Masten, Leiteseilen, Isolatoren, Verbindungsteilen und Erdungen.

Futures	Vertragliche Verpflichtung, eine festgelegte Menge von z.B. Strom 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. ¹⁾
Grundversorger	Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das nach § 36 Abs. 1 EnWG in einem Netzgebiet die Grundversorgung mit Elektrizität durchführt. (vgl. § 1 Abs. 3 StromGKV)
Implizite Auktion	s. Market Coupling
Intraday Handel	Im Intraday-Handel der EEX werden Stromkontrakte mit Lieferung am selben oder folgenden Tag gehandelt. (vgl. www.eex.de)
Jahresbenutzungsdauer (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, um so mehr verteilt sich der Verbrauch regelmäßig auf die 8.760 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. ⁵⁾
Kabel	Unterirdisch, im Erdreich, in Schächten oder in Röhren verlegte, isolierte Leiter eines Elektrizitätsnetzes.
m:n-Nominierungsverfahren	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 Kapazitätsvergabeverfahren 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. ¹⁾
Market Splitting	Gleiches Verfahren wie Market Coupling, allerdings unter Beteiligung nur einer einzigen Elektrizitätsbörse.
Marktgebiet	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. ¹⁾
Nennleistung	Dauerleistung einer Erzeugungs-, Übertragungs- und Verbrauchsanlage, für die sie gemäß den Liefervereinbarungen bestellt ist. Ist die Nennleistung nicht eindeutig nach Bestellunterlagen bestimmbar, so ist für die Neuanlage einmalig ein - bei Normalbedingungen gemäß den Fachnormen für Abnahmemessungen erreichbarer - Leistungswert zu bestimmen. Bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ist die Nennleistung die elektrische Nennleistung. ²⁾
Nennzeit	Gesamte zusammenhängende 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-Elektrizitätserzeugung	Die um ihren Betriebs-Eigenverbrauch verminderte Brutto-Elektrizitätserzeugung einer Erzeugungseinheit. Wenn nichts anderes vermerkt wird, bezieht sich die Netto-Elektrizitätserzeugung auf die Nennzeit. ²⁾
Netto-Elektrizitätsverbrauch aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung	Der Netto-Elektrizitätsverbrauch aus dem Netz der „Allgemeinen Versorgung“ eines Landes ist die von den Verbrauchern umgesetzte elektrische Arbeit. Er ergibt sich als Summe aus den unmittelbaren Stromlieferungen an die Abnehmer. ²⁾
Netto-Leistung	Die 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-Netzentgelt	Netzentgelt ohne Entgelte für Abrechnung, Messung und

	Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe sowie Umlagen nach EEG und KWKG.
Netzebene	Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird (§ 2 Nr. 6 StromNEV) Niederspannung (NS) $\leq 1 \text{ kV}$ Mittelspannung (MS) $> 1 \text{ kV}$ und $\leq 72,5 \text{ kV}$ Hochspannung (HS) $> 72,5 \text{ kV}$ und $\leq 125 \text{ kV}$ Höchstspannung (HöS) $> 125 \text{ kV}$
Netzgebiet	Gesamtfläche, über die sich die Netz- und Umspannebenen eines Netzbetreibers erstrecken
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⁾
Net Transfer Capacity (NTC)	Netto Übertragungskapazität (berechnet sich aus Total Transfer Capacity abzüglich der Transmission Reliability Margin) (vgl. Transmission Code 2003)
Ökostromtarif	Ein Stromtarif, der aufgrund von Ökostrom-Labeln oder Stromkennzeichnung als Stromtarif mit besonderer Relevanz des Anteils/der Förderung der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung ausgewiesen und zu einem gesonderten Tarif angeboten/gehandelt wird. Ebenfalls mit aufzuführen ist der Grundversorgungstarif, sofern dieser insgesamt eine besondere Relevanz des Anteils der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung aufweist. Nicht mit anzugeben ist der über Stromtarife ohne besondere Relevanz des Anteils/der Förderung der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung vermarktete Anteil von regenerativ erzeugtem Strom.
Peakload (Spitzenlast)	Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder –bezug konstanter Leistung über 12 Stunden von 08:00 bis 20:00 Uhr eines jeden Tages einer Lieferperiode. ¹⁾
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)
Photovoltaik	Direkte Umwandlung von Sonnenenergie mittels Solarzellen in elektrische Energie.
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.
Schwarzstartfähigkeit	Fähigkeit einer Erzeugungseinheit (Kraftwerk), ohne Eigenbedarfsversorgung über das Elektrizitätsnetz, den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen zu können. Dies ist insbesondere bei einer Störung, die zum Zusammenbruch des Netzes führt, als erster Schritt zum Wiederaufbau der Versorgung von Bedeutung.
Technische Mindestlast	Teillast, mit der Kraftwerke mindestens betrieben werden müssen in Prozent der Netto-Nennleistung bzw. Netto-Engpassleistung.
Terminmarkt	Markt, an dem Termingeschäfte und Derivate gehandelt werden. Im Gegensatz zum Spotmarkt fallen hierbei Verpflichtungs- und Erfüllungsgeschäft zeitlich nicht zusammen.
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.
Total Transfer Capacity (TTC)	Gesamte Übertragungskapazität (brutto) (vgl. Transmission Code 2003)
Transmission Reliability Margin (TRM)	Sicherheitsmarge (vgl. Transmission Code 2003)
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.
Verbindliche Verbundaus-	Im Gegensatz zu den physikalischen Lastflüssen, die den tatsächlichen grenzüberschreitenden Elektrizitätsfluss beschreiben, stellen die

tauschfahrpläne	Verbundtauschfahrpläne den kommerziellen grenzüberschreitenden Elektrizitätsaustausch dar. Physikalische Lastflüsse und kommerzielle Verbundtauschfahrpläne müssen (beispielsweise aufgrund von Ringflüssen) nicht notwendigerweise übereinstimmen.
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.
Vertragswechsel	Wechsel des Versorgungstarifs bei dem gleichen Energieversorger von dem ein Kunde zuvor beliefert wurde.
Zählpunkt	Netzpunkt, an dem der Energiefluss messtechnisch erfasst wird. Es sind die Zählpunkte zu berücksichtigen, die eine Zählpunktbezeichnung gemäß Metering Code besitzen oder besitzen sollten. Im Falle einer nicht einheitlichen Möglichkeit der Zuweisung der Zählpunkte ist Anlage 2 des Metering Codes zu beachten. Zählpunkte mit Leerstand sind zu berücksichtigen.

Quellen Definitionsliste:

- 1) EEX: Einführung in den Börsenhandel an der EEX auf Xetra und Eurex, Dokumentversion 0001B, Leipzig, 28.04.2006
- 2) VDEW: Begriffe der Versorgungswirtschaft, Teil B Elektrizität und Fernwärme, Heft 1, Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, 7. Ausgabe 1999
- 3) Statistisches Bundesamt: Energie in Deutschland, Wiesbaden, 2006
- 4) VDEW: Leitfaden „Stromkennzeichnung“, Umsetzungshilfe für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Erzeuger und Lieferanten von Strom zu den Bestimmungen über die Stromkennzeichnung, Berlin, 14.10.2005
- 5) Europäische Gemeinschaften: Elektrizitätspreise, Daten 1990 – 2003, Luxemburg, 2003

Gas

Es gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 3 EnWG, § 2 GasNZV und § 2 GasNEV. Ergänzend gelten folgende Definitionen:

Begriff	Definition
Abtastung	Ein Abtaster ist ein Datenerfassungsgerät, welches den Zählerstand auf eine systematische, regelmäßige Weise erfasst. Beispiele: Niederfrequenz-Impulsgeber; optische Erfassung der einzelnen Rollen eines mechanischen Zählwerks.
Anschlüsse	Anschlüsse sind Netzanschlüsse nach § 5 NDAV und Einbindungen von neuen Rohrleitungen, die als Anschlussverbindungen verstanden werden. Anschlüsse sind im Sinne dieser Definition auch Einbindungen von Rohrleitungen, die für die Versorgung industrieller Kunden, Kraftwerke etc. dienen.
Arbeitsgas	Gas, das in einem Gasspeicher zur Ausspeisung tatsächlich zur Verfügung steht. Hier gilt: Speichervolumen – Kissengas (nicht nutzbares Volumen) = Arbeitsgas.
Arbeitsgasvolumen	Anteil vom maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen (siehe Definition maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen).
Ausgleichsenergie	Wird vom Bilanzkreisnetzbetreiber als Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen jedes Bilanzkreises im Marktgebiet am Ende der Bilanzierungsperiode ermittelt und mit den Bilanzkreisverantwortlichen verrechnet.
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 (vgl. § 3 Nr. 1b EnWG).
Beistellung	Im Rahmen der Beistellung beliefert der bisherige Versorger den 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 Stundenzahl zu entnehmen (Benutzungsdauer in Stunden = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Stundenzahl). (vgl. Eurostat) ¹⁾

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)
Bilanzkreisnetzbetreiber	Marktgebietsaufspannender Netzbetreiber oder ein Dritter, bei dem ein Bilanzkreis gebildet werden kann und mit dem ein Bilanzkreisvertrag abgeschlossen wird.
Bruchteils-eigentum	Leitungsabschnitte, deren Kapazitäten (per Eigentum, o.ä.) zwischen zwei oder mehreren Netzbetreibern aufgeteilt sind und über die der Netzbetreiber nur anteilig neben Dritten verfügt.
Churn-Rate	Bezeichnet das Verhältnis von gehandelter zu physisch transportierter Menge und ist damit ein Maß für Liquidität an Energiebörsen oder anderen Handelsplattformen.
Eigenverbrauch	Gasverbrauch zur technischen Aufrechterhaltung des Betriebes, d.h. zu Zwecken der Gaserzeugung, der Gasspeicherung und des Gastransports.
Einspeisepunkt	Der Punkt, an dem Gas an einen Netzbetreiber übergeben werden kann, einschließlich der Übergabe aus (im Erhebungszeitraum) ausgewiesenen Teilnetzen, Netzbereichen, Speichern, Gasproduktionsanlagen, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.
Entbündelte Speicherdienstleistungen	Produkte, bei denen Arbeitsvolumen, Einspeise- und Ausspeiserate getrennt vermarktet werden.
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.
Fertigstellung / Inbetriebnahme	Der Zeitpunkt, an dem die Gaslieferung aufgenommen werden könnte (Gasleitung steht bis zum Absperrhahn unter Druck).
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung - Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen
Grundversorger	Gasversorgungsunternehmen, das nach § 36 Abs. 1 EnWG in einem Netzgebiet die Grundversorgung mit Gas durchführt. (vgl. § 1 Abs. 3 GasGVV)
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/m ³ und einen Wobbeindex von 12,8 kWh/m ³ bis 15,7 kWh/m ³ .

Hub	Ein wichtiger physischer Knotenpunkt im Gasnetz, an dem verschiedene Leitungen, Netze oder sonstige Gasinfrastrukturen zusammentreffen und Gashandel stattfindet.
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.
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/m ³ und einen Wobbeindex von 10,5 kWh/m ³ bis 13,0 kWh/m ³ .
Lieferant	Ein Unternehmen, dessen Geschäftstätigkeit auf den Vertrieb von Gas ausgerichtet ist.
Marktgebietsaufspannender Netzbetreiber	Der Fernleitungsnetzbetreiber, der das oberste Leitungsnetz in einem Marktgebiet betreibt. Sinngemäß gilt dies auch, wenn mehrere Netzbetreiber gemeinschaftlich ein Marktgebiet aufspannen.
Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen	Das Gesamtvolumen des Speichers abzüglich des benötigten Kissengases.
Netto-Netzentgelt	Netzentgelt ohne Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer und Konzessionsabgabe.
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 (s. § 27 Abs. 1 GasNZV).
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.
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.
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.

Physikalischer Netzengpass	Situation, in der das Ausmaß der Nachfrage nach tatsächlichen Lieferungen die technische Kapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt übersteigt.
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.
Regelenergie	Wird vom Bilanzkreisnetzbetreiber beschafft und zur Regelung und Steuerung der Netze im Marktgebiet eingesetzt.
Rucksackprinzip	Ein neuer Lieferant kann die Übertragung von Kapazitäten zur Versorgung eines Letztverbrauchers unter den Voraussetzungen des § 9 Abs. 7 GasNZV vom Altlieferanten verlangen.
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.
Stammdaten	Grunddaten eines Unternehmens für die erfolgreiche Abwicklung von Geschäftsvorgängen. Hierzu zählen u.a. Vertragsdaten von Kunden, wie z.B. Name, Adresse, Zählnummer.
Tatsächlicher Energieverbrauch	Bei der Angabe des tatsächlichen Energieverbrauchs i. S. d. § 21b Abs. 3a und 3b EnWG erscheint es für die Sparte Gas angemessen, nicht auf die Erfassung in der Einheit kWh, sondern auf das Betriebsvolumen in m ³ abzustellen.
Untertagespeicher	Dies sind insbesondere Porenspeicher, Kavernenspeicher und Aquiferspeicher.
Übertagespeicher	Dies sind insbesondere Röhrenspeicher und Kugelspeicher.
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.
Virtueller Punkt (VP) (Auch virtueller Handlungspunkt 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.
Zählpunkt	Netzknoten, an dem der Energiefluss zu Abrechnungszwecken messtechnisch erfasst wird

Zertifiziertes technisches Sicherheitsmanagement	Das technische Sicherheitsmanagement eines Netzbetreibers, das von einer unabhängigen externen Stelle zertifiziert ist und durch regelmäßige Audits überprüft wird.
Zweivertragsmodell	Im § 20 Abs. 1b EnWG gefordertes Verfahren, 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.
Zwischen-gelagerter Netzbetreiber	Ein Netzbetreiber, welcher einem anderen, z.B. einem marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber, nachgelagert und i.d.R. zusätzlich einem Verteilernetzbetreiber vorgelagert ist.

Quellen Definitionsliste:

1) Europäische Gemeinschaften: Gaspreise, Daten 1990 – 2003, Luxemburg, 2003

Abkürzungsverzeichnis

Abs.	Absatz
ACER	Agency for Cooperation for European Regulators
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AGV	Arbeitsgasvolumen bzw. Arbeitsgasvolumina (von Gasspeichern)
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
ATC	Availabe Transfer Capacity
AusglMechAV	Ausführungsverordnung zur Ausgleichsmechanismusverordnung
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
Art.	Artikel

BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BGBl.	Bundesgesetzblatt
BGH	Bundesgerichtshof
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
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
Day-ahead Kapazitäten	Kapazität für den Folgetag
DEA	Data Envelopment Analysis (Dateneinhüllungsanalyse)
DIN	Deutsches Institut für Normung e.V.
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
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
Framework Guidelines	Rahmenleitlinien
FTP	File Transfer Protocol
GABi Gas	Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzregeln im Gassektor
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung

GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GeLi Gas	Geschäftsprozesse für den Lieferantenwechsel im Gassektor
GW	Gigawatt
GWB:	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
h	Stunde
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
km	Kilometer
KoV III	Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen in der 3. Fassung vom 29. Juli 2008
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt

kWh	Kilowattstunde	NDAV	Niederdruckanschlussverordnung
kWh/h	Kilowattstunde pro Stunde	NE	Nordeuropa
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	neg.	negativ
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz	NEL	Nordeuropäische-Erdgas-Leitung
		NKP	Netzkoppelpunkte
		Nm ³	Normkubikmeter
LNG	Liquified Natural Gas, verflüssigtes Erdgas	Nm ³ /h	Normkubikmeter pro Stunde
LPG	Liquefied Petroleum Gas, Flüssiggas	NRV	Netzregelverbund
LV	Letztverbraucher	NS	Niederspannung
		NTC	Net Transfer Capacity
m ²	Quadratmeter		
m ³ /h	Kubikmeter pro Stunde		
MessZV	Messzugangsverordnung	OGE	Open Grid Europe
Mio.	Million	OLG	Oberlandesgericht
MüT	Marktgebietsüberschreitende Netzkoppelpunkte	OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
MR	Minutenreserve	OTC	Over the counter
Mrd.	Milliarde	OWP	Offshore-Windpark
MRL	Minutenreserveleistung		
MS	Mittelspannung		
MUC	Multi Utility Controller	PSA	Durchwechseladsorption
MW	Megawatt	pos.	positiv
MWh	Megawattstunde	PRL	Primärregelleistung
MWh/km ²	Megawattstunde pro Quadratkilometer		
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz	REMIT	EU-Verordnung über Transparenz und Integrität des Energiemarktes
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung	reBAP	Regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzgleichsenergiepreis
NaWaRo	Nachwachsende Rohstoffe	rLM	registrierende Lastgang-/Leistungsmessung
NBP	National Balancing Point, Handelsplatz in UK	RLMmT	registrierende Leistungsmessung mit Tagesband

RLMoT	registrierende Leistungsmessung ohne Tagesband	VNG	Verbundnetz Gas AG
RLMNEV	Registrierende Lastgangmessung mit Nominierungsersatzverfahren	VP	Virtueller Handelspunkt
RSI	Residual-Supply-Index		
		WEG	Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	Within-day Kapazitäten	Kapazität des (jetzigen) Handelstages
SFA	Stochastic Frontier Analysis (Stochastische Effizienzgrenzenanalyse)		
SLP	Standardlastprofil		
SRL	Sekundärregelleistung		
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung		
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung		
TGL	Tauerngasleitung		
tps	transpower stromübertragungs gmbh		
TSO	Transmission System Operator		
TTF	Title Transfer Facility, Handelsplatz in den Niederlanden		
TU	Technische Universität		
TWh	Terawattstunde		
TWh/h	Terawattstunde pro Stunde		
ÜTS	Übertagespeicher		
UGS	Untergrundspeicher / Untertagespeicher		
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber		
VAN	Value added network		
VNB	Verteilernetzbetreiber		

Quellenverzeichnis

BGH:

B. v. 10. Februar 2009, KVR 67/07, BGHZ 180, 323 – Langfristige Gaslieferverträge.

BDEW (vormals VDEW):

1. Begriffe der Versorgungswirtschaft, Teil B Elektrizität und Fernwärme, Heft 1, Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, 7. Ausgabe 1999
2. Leitfaden „Stromkennzeichnung“, Umsetzungshilfe für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Erzeuger und Lieferanten von Strom zu den Bestimmungen über die Stromkennzeichnung, Berlin, 14.10.2005

Bundeskartellamt (www.bundeskartellamt.de)

1. Sektoruntersuchung Kapazitätssituation in den deutschen Gasfernleitungsnetzen
2. Pressemitteilung vom 17. Dezember 2009
3. Beschlüsse:
 - 30. November 2009, Az. B8 – 107/09 – Integra/Thüga, Rn. 32 ff
 - Az. B8-109/09 zu RWE/Energieversorgung Plauen/Stadtwerke Lingen und Stadtwerke Radevormwald
 - Stadtwerke Völklingen GmbH, B10-42/09
 - Stadtwerke Torgau GmbH, B10-74/08
 - GGEW, B10-71/08
4. Fallbericht B10-71/08 zum Missbrauchsverfahren gegen die Gruppen-Gas- und Elektrizitätswerk Bergstraße AG
5. Tätigkeitsberichte des Bundeskartellamts 2003/2004, 2005/2006 sowie 2007/2008

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: Aufkommen und Verwendung von Erdgas; monatliche Statistik (www.bmwi.de).

CESR and ERGEG advice to the European Commission in the context of the Third Energy Package, Ref. E08-FIS-07-04, October 2008, (www.energy-regulators.eu)

Deutsche Bank Research „Gasschwemme erreicht Europa“, vom 27. Mai 2010.

EEX:

1. Einführung in den Börsenhandel an der EEX auf Xetra und Eurex, 28.04.2006
2. OTC-Clearing-Bedingungen, Bedingungen für die OTC Clearing Fazilität, Dokumentversion 0003c, Leipzig, 04.10.2005

Europäische Gemeinschaften:

1. Elektrizitätspreise, Daten 1990 – 2003, Luxemburg, 2003
2. Gaspreise, Daten 1990 – 2003, Luxemburg, 2003

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (LBEG):

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2009.
(www.lbeg.niedersachsen.de)

Monopolkommission,

Strom und Gas (2009): Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, Sondergutachten gemäß § 62 Abs. 1 EnWG

OLG Düsseldorf

1. Az.: VI-2 Kart. 10/09 [V]
2. Beschl. v. 4. August 2010, Az. VI 2 Kart 8/09 (V), „Stadtwerke Flensburg“
3. Beschl. v. 20. Mai 2010, Az. VI-2 Kart 9/09 (V).

Pfeiffer: Konzentration auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt 1994 bis 2004, Dezember 2005; Institut für Wirtschaftswissenschaft der Universität Erlangen-Nürnberg: IWE Working Paper Nr. 02, 2005.

Statistisches Bundesamt:

1. Fachserie 4 Reihe 6.1, Produzierendes Gewerbe; Beschäftigung, Umsatz, Investitionen und Kostenstruktur der Unternehmen in der Energie- und Wasserversorgung, 2005, Wiesbaden, 2007
2. Energie in Deutschland, Wiesbaden, 2006

Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.: (www.erdoel-erdgas.de)
Jahresbericht 2009



Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
Tel.: +49 228 14-0
Fax: +49 228 14-8872